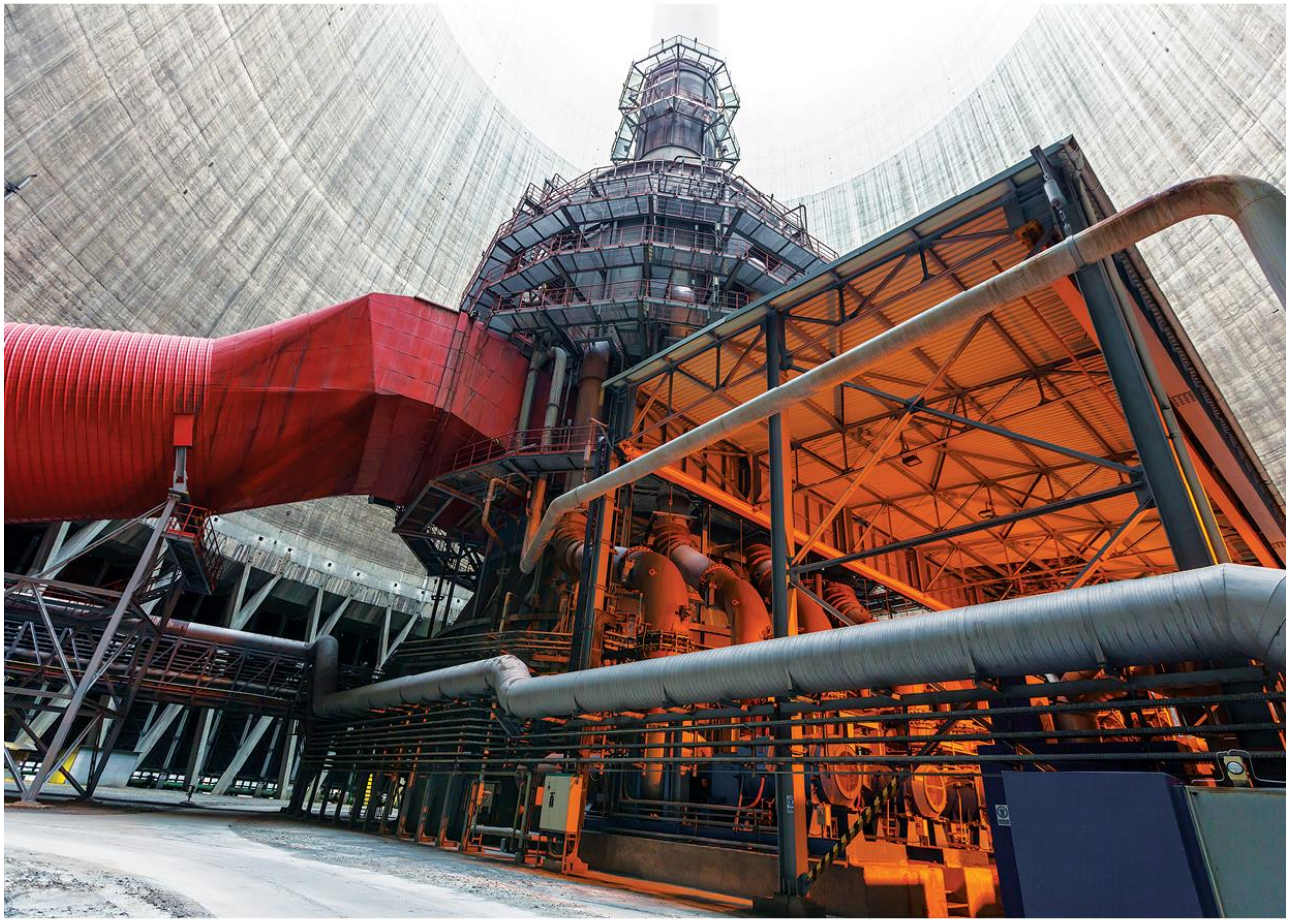
Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce

Pełna wersja raportu

Raport pod kierunkiem dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEn



PARTNERZY STRATEGICZNI KONFERENCJI

Styczeń 2023

Autorzy

Rozdział I	Filip Targowski – Wydział Zarządzania UW
Rozdział II	Filip Targowski – Wydział Zarządzania UW
Rozdział III	Michał Grzybowski – Wydział Zarządzania UW
Rozdział IV	dr Waldemar Kozioł – Wydział Zarządzania UW
Rozdział V	mgr inż. Dorota Gajda – Wojskowy Instytut Chemii i Radiometrii Marcin Banach – Polskie Elektrownie Jądrowe
Rozdział VI	dr Bożena Horbaczewska – Szkoła Główna Handlowa w Warszawie Łukasz Sawicki – Ministerstwo Klimatu i Środowiska
Rozdział VII	dr Waldemar Kozioł – Wydział Zarządzania UW dr inż. Stefan Wójtowicz – Wydział Zarządzania UW Michał Grzybowski – Wydział Zarządzania UW Anna Jachowicz – Wydział Zarządzania UW Monika Sawicka – Wydział Zarządzania UW Piotr Mikusek – Wydział Prawa i Administracji UW Michał Niewiadomski – Klub Energetyczny
Rozdział VIII	dr hab. Grzegorz Tchorek, Prof. IEn – Instytut Energetyki - Instytut Badawczy, Wydział Zarządzania UW dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, Instytut Energetyki - Instytut Badawczy dr inż. Jarosław Hercog, Instytut Energetyki - Instytut Badawczy Patrycja Kowalik – Instytut Energetyki - Instytut Badawczy Filip Targowski – Wydział Zarządzania UW

Redakcja i kierowanie pracami – dr hab. Grzegorz Tchorek, Prof. IEn,
Instytut Energetyki – Instytut Badawczy/ Wydział Zarządzania UW

Spis treści

WSTĘP 5

Rozdział 1. CEL, TREŚĆ ORAZ KONCEPCJA BADANIA ZASTOSOWANA W RAPORCIE 7

Rozdział 2. ŚWIATOWY RYNEK ENERGETYKI JĄDROWEJ, PLANY I KIERUNKI JEGO ROZWOJU 13

2.1. Energetyka jądrowa na świecie 13
2.2. Charakterystyka reaktorów będących w eksploatacji 19
2.3. Nowe reaktory jądrowe – plany i kierunki rozwoju EJ 21
2.4. Małe reaktory modułowe (SMR) 24

Rozdział 3. POZYCJA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLITYCE KLIMATYCZNEJ UE 32

3.1. Perspektywy rozwoju EJ w Polsce w kontekście polityki klimatycznej UE 34
3.2. Pozycjonowanie energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE 34
3.3. Energetyka jądrowa w Taksonomii UE 37
3.4. Perspektywy rozwoju EJ w Polsce w kontekście polityki klimatycznej UE – podsumowanie 40

Rozdział 4. PALIWO JĄDROWE 41

4.1. Światowy rynek paliwa jądrowego 41
4.2. Łańcuch paliwa jądrowego 41
4.3. Zasoby uranu i główne rynki 44
4.4. Zasoby uranu w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej 47
4.5. Wydobycie i konwersja uranu 50
4.6. Wzbogacanie uranu i produkcja paliwa jądrowego 58
4.7. Ponowne wykorzystanie paliwa jądrowego 65

Rozdział 5. KIERUNKI ROZWOJU DLA POLSKIEGO PRZEMYSŁU ZWIĄZANE Z BEZPIECZNYM POSTĘPOWANIEM Z ODPADAMI PROMIENIOTWÓRCZYMI I ICH TRANSPORTEM 67

5.1. Prognozowana ilość odpadów promieniotwórczych w całym cyklu życia elektrowni jądrowych 67
5.2. Przetwarzanie i kondycjonowanie odpadów promieniotwórczych 68
5.3. Budowa nowych składowisk odpadów promieniotwórczych 71
5.4. Transport odpadów promieniotwórczych 74
5.5. Personel kluczowy i szkolenia 75
5.6. Wyzwania 76

Rozdział 6. MODELE BIZNESOWE W ENERGETYCE JĄDROWEJ 78

6.1. Finansowanie inwestycji jądrowych jako jeden z głównych problemów energetyki jądrowej 78
6.2. Struktura kosztów wytwarzania energii w elektrowni jądrowej 78
6.3. Nakłady inwestycyjne w energetyce jądrowej 79
6.4. Koszty kapitału w inwestycjach jądrowych 82
6.5. Małe reaktory modułowe (SMR) – rozwiązanie problemów? 84
6.6. Opis wybranych modeli biznesowych dla EJ 86

6.7. Porównanie modeli 91
6.8. Wnioski 98
Rozdział 7. SCENARIUSZE ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE 100
7.1. Kluczowe czynniki zewnętrzne wpływające na rozwój energetyki jądrowej w Polsce 100
7.2. Ryzyka wystąpienia luki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym 101
7.3. Prognozowana struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce 105
7.4. Najbardziej prawdopodobny scenariusz rozwoju energetyki jądrowej w Polsce 106
7.5.Alternatywne scenariusze pozycjonowania energetyki jądrowej 116
7.6. Rola energetyki jądrowej w produkcji wodoru 128
Rozdział 8. BUDOWANIE ŁAŃCUCHA DOSTAW I LOKALNEJ WARTOŚCI DODANEJ – WYNIKI BADAŃ 133
8.1. Kwalifikacja polskich podmiotów przez dostawców technologii 134
8.2. Wymagania techniczne i organizacyjne – sytuacja przedsiębiorstw i jednostek naukowo-badawczych 137
8.3. Finalny wybór poddostawcy przez generalnego wykonawcę 142
8.4. Sytuacja kadrowa w energetyce jądrowej oraz w energetyce konwencjonalnej 144
8.5. Szkolenia i spotkania informacyjne dla przedsiębiorstw – oczekiwane wsparcie merytoryczne i organizacyjne 147
8.6. Zarządzanie local contentem podczas budowy elektrowni jądrowych w Polsce – wnioski 148
Atom dla Polski – podsumowanie konferencji z dnia 22 września 2022 r. 150

WSTĘP

Energetyka jądrowa ma obecnie ok. 25% udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Unii Europejskiej[1]. Oznacza to, że jest ona jedną z kluczowych technologii w europejskim miksie energetycznym obok m.in. odnawialnych źródeł energii, źródeł gazowych, a także węglowych.

Niemniej należy wskazać, że pozycjonowanie energetyki jądrowej w Unii Europejskiej jest stosunkowo zróżnicowane i zasadniczo zależy od perspektywy spojrzenia danego państwa członkowskiego na tą technologię. Skrajnymi przykładami państw, które reprezentują odmienne podejście na pozycjonowanie energetyki jądrowej w miksie energetycznym są m.in. Niemcy, dążące do wyłączenia bloków jądrowych z racji na cele realizowanej strategii klimatycznej Energiewende, a z drugiej strony Francja jako europejski potentat energetyki jądrowej z udziałem tej technologii w krajowym miksie energetycznym na poziomie ponad 70%[2]. Oba wymienione powyżej państwa są zasadniczo liderami dwóch odrębnych obozów dzielących się na odpowiednio przeciwników (oprócz Niemiec m.in. także Austria, Luksemburg) i zwolenników energetyki jądrowej (oprócz Francji m.in. Czechy, Polska, Bułgaria) w przyszłej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Unii Europejskiej.

Dyskusja na temat roli energetyki jądrowej ożywiła się znacząco w ostatnich latach z racji na politykę klimatyczną UE, a także wojnę z Rosją. Strategicznymi czynnikami, które wpływają na wzrost znaczenia energetyki jądrowej są m.in. dynamiczny rozwój pogodowo zależnych OZE, ryzyka powstawania luki mocy w systemie elektroenergetycznym ze względu na wyłączanie jednostek dyspozycyjnych oraz niepewność co do rynku gazu ziemnego, a także konieczność jego stopniowej dekarbonizacji. Ocenia się, że splot powyższych czynników związanych z wymogami regulacyjnymi a także wydarzeniami geopolitycznymi wzmacnia rolę atomu jako brakującego ogniwa przyszłej palety technologii wytwórczych w Unii Europejskiej. W konsekwencji dyskusja polityczna w zakresie energetyki jądrowej wchodzi obecnie w etap konkretnych decyzji inwestycyjnych i strategicznych, a część państw może zrewidować swoją antyatomową politykę z racji na podstawowe potrzeby energetyczne. Istotnym wsparciem rozwoju atomu w Unii Europejskiej jest także uznanie go za technologię zgodną z Taksonomią UE, co oznacza, że pod określonymi warunkami, energetyka jądrowa będzie kwalifikowana jako zrównoważona i wpisująca się w polityką klimatyczną UE.

Zgodnie z powyższym, można uznać, że realizacja transformacji energetycznej w Polsce będzie wymagać jednoczesnego występowania technologii zeroemisyjnych jakimi są odnawialne źródła energii oraz energetyka jądrowa. Technologie te mogą się wzajemnie uzupełniać, a także zapewnić stabilne dostawy zielonej energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Realizacja polityki energetycznej z pominięciem któregoś z wymienionych źródeł będzie wysoce utrudniona lub wręcz niemożliwa z racji na występujące ryzyka klimatyczne, zachwiania bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz stabilności systemu elektroenergetycznego.

Budowa sektora energetyki jądrowej generuje wiele szans, a także będzie rozwiązaniem zapewniającym ograniczenie wielu ryzyk systemowych. Niemniej należy wskazać, że rozwój tego sektora w Polsce będzie stwarzać także szereg wyzwań związanych z m.in. możliwą maksymalizacją udziału lokalnych firm w łańcuchu dostaw, harmonogramowym zarządzeniem procesem budowy bloków jądrowych, długoterminowym pozycjonowaniem energetyki jądrowej w polskim miksie energetycznym, modelem finansowania energetyki jądrowej, pozyskaniem paliwa jądrowego, gospodarowaniem odpadami promieniotwórczymi oraz wykształceniem krajowych kadr i kompetencji specjalistycznych. Powyższe wyzwania, a także potencjalne szanse oraz zagrożenia rozwoju energetyki jądrowej w Polsce zostały opisane przez Autorów niniejszego raportu w ramach kolejnych rozdziałów tematycznych. Bez wątpienia należy stwierdzić, że polityka rozwoju energetyki jądrowej realizowana w Polsce może być wielopokoleniową szansą, niemniej wymaga skrupulatnego zaplanowania i realizacji dla pozytywnych efektów gospodarczych m.in. dostępu do tanich, i stabilnych dostaw zielonej energii elektrycznej.

[1] EU energy in figures - Publications Office of the EU (europa.eu)
[2] French citizens consulted on country's energy mix : Nuclear Policies - World Nuclear News (world-nuclear-news.org)

Przedłożony raport został przygotowany wspólnymi siłami pracowników **Instytutu Energetyki – Instytutu Badawczego, Wydziału Zarządzania UW** i funkcjonującego w jego strukturach **Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu oraz Klubu Energetycznego**.

Zdajemy sobie sprawę, że analiza procesu budowy nowej dziedziny energetyki nie może się zamknąć w dokumencie, który stanowi zaledwie przyczynek do dalszej dyskusji. Bierzemy jednocześnie odpowiedzialność za wszelkie usterki, niedociągnięcia czy też skrótowe potraktowanie niektórych problemów. Mając na względzie potrzebę stymulowania dyskusji w obszarze energetyki jądrowej, tym bardziej zapraszamy Państwa do zgłaszania uwag, refleksji i chęci dalszej współpracy, które prosimy kierować na mail: necuw@wz.uw.edu.pl

Autorzy

Rozdział 1. CEL, TREŚĆ ORAZ KONCEPCJA BADANIA ZASTOSOWANA W RAPORCIE

Celem raportu pt. *Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce* jest zdefiniowanie kluczowych czynników sukcesu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce oraz ocena zdolności i zdefiniowanie warunków jakie muszą spełnić krajowe podmioty, aby w jak największym stopniu uczestniczyć w tym procesie (maksymalizując udział tzw. local content).

Potrzeba budowy gałęzi energetyki jądrowej w Polsce jest przedmiotem debaty publicznej od kilku dekad, jednak w ostatnich latach presja związana z koniecznością dywersyfikacji źródeł energii oraz jak największego uniezależnienia kraju od paliw kopalnych istotnie wzrosła. W związku ze stosunkowo małym doświadczeniem polskich przedsiębiorstw i instytucji w kompleksowym rozwoju energetyki jądrowej, bezpośrednio wynikającym z braku realizacji kolejnych programów jądrowych, istnieje potrzeba dokładnej analizy procesu budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych z punktu widzenia organizacyjnego i strategicznego. Istotne jest, aby przystąpić do budowy tej gałęzi gospodarki posiadając możliwie najdokładniejszą wiedzę na temat światowego rynku energetyki jądrowej, dostępności surowców, zaawansowania różnych technologii, perspektyw rozwoju energetyki jądrowej w Unii Europejskiej i na świecie, możliwych modeli finansowania strategicznej inwestycji z punktu widzenia Polski, oraz szans i wyzwań związanych z procesem budowy łańcucha dostaw energetyki jądrowej przy kluczowym udziale polskich przedsiębiorstw i instytucji naukowo-badawczych.

Biorąc pod uwagę powyższe czynniki, podjęto próbę uporządkowania procesu budowy elektrowni jądrowych oraz analizy najważniejszych elementów z punktu widzenia obecnej sytuacji energetycznej, gospodarczej i kadrowej Polski. W procesie badawczym przeprowadzono konsultacje z kluczowymi grupami podmiotów, które będą aktywnie zaangażowane w budowę elektrowni jądrowych, w tym z przedstawicielami przedsiębiorstw, instytucji naukowo-badawczych, potencjalnych dostawców technologii, instytucji państwowych oraz instytucji europejskich. Raport ma na celu zachęcenie wszystkich interesariuszy do merytorycznej dyskusji na temat poszczególnych elementów procesu budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych w Polsce oraz budowy niskoemisyjnego i efektywnego systemu energetycznego w kraju.

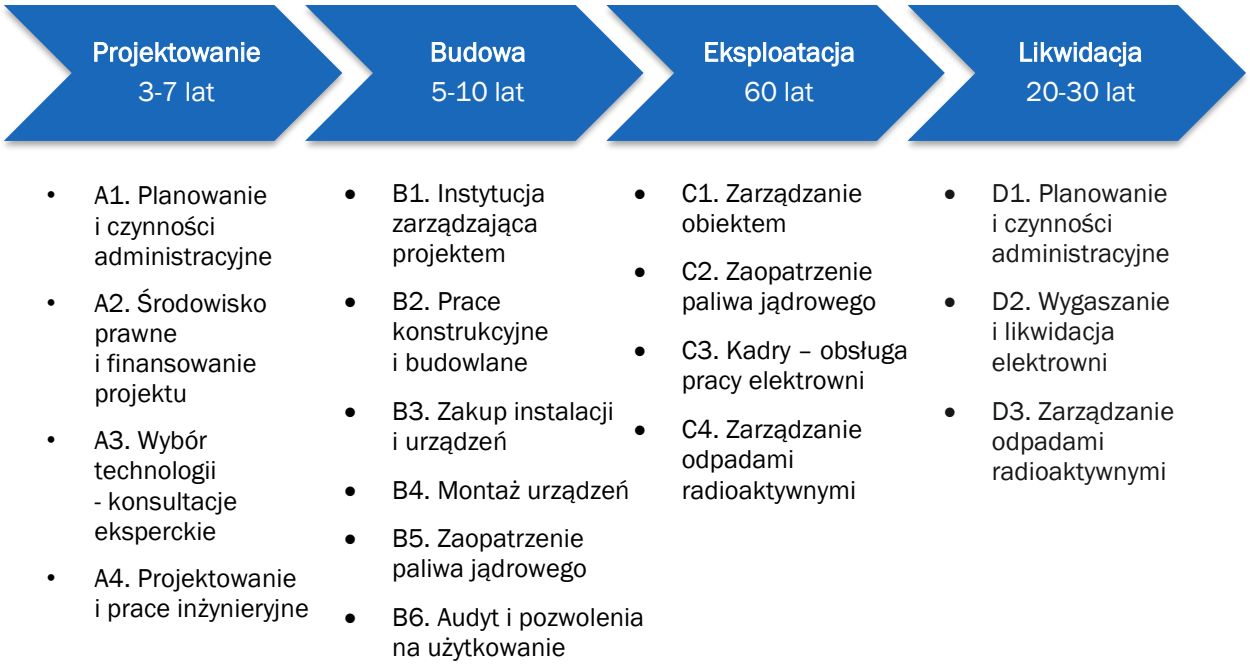
Analiza łańcucha wartości jako narzędzie badawcze

Łańcuch wartości stosowany jest przede wszystkim jako analiza potencjału strategicznego organizacji. Zgodnie z pierwotną koncepcją Autorów ma na celu identyfikację wszystkich procesów i działań realizowanych przez firmę, w poszukiwaniu optymalizacji kosztów oraz przewag konkurencyjnych przedsiębiorstwa. Jest to więc sekwencja działań podejmowanych przez przedsiębiorstwo od pomysłu na produkt, przez produkcję, dystrybucję, aż po jego sprzedaż i usługi posprzedażowe.

W przypadku budowy elektrowni jądrowych w Polsce analiza łańcucha wartości może być użytecznym narzędziem, którego zadaniem byłaby identyfikacja wszystkich elementów i etapów budowy, eksploatacji i likwidacji elektrowni jądrowych w Polsce. Dzięki takiemu działaniu możliwe byłoby spojrzenie „z góry" na cały proces inwestycyjny, porządkując harmonogram prac, identyfikując najbardziej czasochłonne i kapitałochłonne elementy przedsięwzięcia, a docelowo również poszukiwanie metod organizacji krajowego potencjału w celu maksymalizacji udziału polskich przedsiębiorstw i instytucji naukowo-badawczych w łańcuchach dostaw.

W literaturze przedmiotu dotyczącej energetyki jądrowej łańcuch wartości nie jest popularnie stosowanym narzędziem. Zazwyczaj w odniesieniu do zagadnień organizacji obszarów energetyki jądrowej i zarządzania procesem budowy elektrowni jądrowych wykorzystuje się pojęcie łańcucha dostaw. Część tych łańcuchów ma jednak strukturę, która jest bardzo bliska przedstawienia sekwencji działań podejmowanych przez cały cykl życia elektrowni, od projektowania do likwidacji. W związku z powyższym, na podstawie dokonanego przeglądu literatury, stworzono proponowany łańcuch wartości elektrowni jądrowej, który może stanowić punkt wyjścia do analiz związanych z zarządzaniem krajowym potencjałem w perspektywie realizacji polskiego programu jądrowego.

Rys. 1.1. Proponowany łańcuch wartości dużej elektrowni jądrowej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury przedmiotu i zrealizowanych wywiadów pogłębionych

Łańcuch składa się z czterech podstawowych elementów: Projektowanie, Budowa, Eksploatacja oraz Likwidacja. Każdemu elementowi przypisany został przeciętny czas realizacji (trwania). Następnie rozpisano każdy z etapów na główne kategorie czynności, które muszą być wykonane podczas realizacji danego elementu łańcucha. W ten sposób otrzymano możliwie kompleksowy wykaz głównych czynności podczas cyklu życia elektrowni jądrowej, od wczesnych koncepcji po rozbiórkę budynków i oczyszczanie terenu.
Celem łańcucha jest również docelowe oszacowanie „wartości" każdego z podpunktów A.1-4, B.1-6, C.1-4, D.1-3, a więc ich kosztu w perspektywie całego cyklu życia elektrowni, zgodnie z oryginalną koncepcją łańcucha wartości. Na obecnym etapie prac analityczno-badawczych działanie te nie jest jeszcze skończone i czynności badawcze będą musiały być kontynuowane, razem z rozwojem i wdrażaniem planu budowy elektrowni jądrowych. Umożliwiłoby to lepsze zrozumienie, które czynności generują największą (kosztowo) wartość i jakie działania zarządcze należy realizować, w celu zagospodarowania najbardziej wartościowych czynności przez podmioty i kompetencje krajowe.

Projektowanie

A1. Planowanie i czynności administracyjne. Opracowanie strategii rozwoju energetyki jądrowej (wizja średnio i długoterminowa), wybór potencjalnych lokalizacji elektrowni, wstępny wybór instytucji odpowiadających za nadzór i realizację inwestycji, ogłoszenie przetargu/konkursu na wykonawcę inwestycji, oraz inne czynności planistyczno-administracyjne.

A2. Środowisko prawne i finansowanie projektu. Przygotowanie odpowiednich regulacji prawnych, opracowanie szczegółowej koncepcji finansowania projektu, wybór instytucji finansujących, analiza ryzyka projektowego (m.in. ryzyko walutowe) oraz ogólne przygotowanie inwestycji pod kątem prawno-finansowym.

A3. Wybór technologii - konsultacje eksperckie. Wybór dostarczyciela technologii oraz typu reaktora, wyłonienie instytucji nadzorującej prace budowlane, wyłonienie podmiotów realizujących prace projektowe oraz budowlane – proces kwalifikacji przedsiębiorstw, wdrażania systemów jakości, uzyskiwania certyfikatów i akredytacji, budowania łańcucha dostaw.

A4. **Projektowanie i prace inżynieryjne**. Szczegółowy projekt elektrowni - działania licencyjne i badania środowiskowe, szczegółowe studium wykonalności projektu, przygotowanie gruntów pod budowę, szczegółowy harmonogram inwestycji, itp.

Budowa

B1. **Instytucja zarządzająca projektem**. Instytucja lub kilka instytucji działających jako główny zleceniodawca i podmiot zarządzający projektem – bieżąca współpraca i nadzór nad generalnym wykonawcą, zarządzanie personelem, zarządzanie łańcuchem dostaw, nadzorowanie wszystkich elementów budowy elektrowni.

B2. **Prace konstrukcyjne i budowlane**. Wszystkie prace budowlane związane z realizacją inwestycji, w podziale na poszczególne obszary elektrowni (wyspa jądrowa, wyspa konwencjonalna, wyprowadzenie mocy, pozostałe części infrastruktury elektrowni (ang. Balance of Plant), budynki cywilne i otoczenie elektrowni).

B3. **Zakup instalacji i urządzeń**. Zakup instalacji i urządzeń w podziale na poszczególne obszary elektrowni (wyspa jądrowa, wyspa konwencjonalna, wyprowadzenie mocy, pozostałe części infrastruktury elektrowni (ang. Balance of Plant), budynki cywilne i otoczenie elektrowni).

B4. **Montaż urządzeń.** Wszystkie prace montażowe związane z realizacją inwestycji, w podziale na poszczególne obszary elektrowni (wyspa jądrowa, wyspa konwencjonalna, wyprowadzenie mocy, pozostałe części infrastruktury elektrowni (ang. Balance of Plant), budynki cywilne i otoczenie elektrowni).

B5. **Zaopatrzenie paliwa jądrowego**. Zarządzanie łańcuchem wartości oraz łańcuchem dostaw paliwa jądrowego, składającego się z 5 elementów: wydobycie uranu, konwersja, wzbogacanie, produkcja paliwa jądrowego i ponowne wykorzystanie paliwa jądrowego.

B6. **Audyt i pozwolenia na użytkowanie**. Wszystkie działania związane z czynnościami kontrolnymi, pozwoleniami i certyfikacją elektrowni w trakcie budowy oraz po jej zakończeniu a przed oddaniem do użytkowania.

Eksploatacja

C1. **Zarządzanie obiektem**. Bieżąca obsługa i nadzór pracy elektrowni jądrowej, zarządzanie kadrami, postojami i przerwami konserwacyjnymi, oraz innymi aspektami bezpośrednio związanymi z funkcjonowaniem elektrowni.

C2. **Zaopatrzenie paliwa jądrowego**. Zarządzanie łańcuchem wartości oraz łańcuchem dostaw paliwa jądrowego, składającego się z 5 elementów: wydobycie uranu, konwersja, wzbogacanie, produkcja paliwa jądrowego i ponowne wykorzystanie paliwa jądrowego.

C3. **Kadry – obsługa pracy elektrowni.** Zarządzanie kadrami pracującymi przy eksploatacji elektrowni, w tym zadbanie o ciągłość kompetencyjną, realizacja szkoleń i kształcenie nowych kadr.

C4. **Zarządzanie odpadami radioaktywnymi**. Realizacja strategii zarządzania odpadami jądrowymi, nadzór składowisk odpadów jądrowym, warunków ich składowania i transportu, oraz podmiotów zajmujących się działalnością związaną z odpadami radioaktywnymi.

Likwidacja

D1. **Planowanie i czynności administracyjne**. Przygotowanie do wyłączenia elektrowni oraz opracowanie planu likwidacji elektrowni jądrowej.

D2. **Wygaszanie i likwidacja elektrowni.** Wyłączanie elektrowni jądrowej, realizacja kolejnych kroków związanych z oczyszczeniem obiektu, likwidacją elektrowni oraz finalną rozbiórką budynków.

D3. **Zarządzanie odpadami radioaktywnymi**. Realizacja strategii zarządzania odpadami jądrowymi, nadzór składowisk odpadów jądrowym, warunków ich składowania i transportu, oraz podmiotów zajmujących się działalnością związaną z odpadami radioaktywnymi.

Struktura raportu, który odwołuje się do koncepcji łańcucha wartości przedstawia się następująco.

W rozdziale drugim przeprowadzono analizę światowego sektora energetyki jądrowej z uwzględnieniem jego obecnego kształtu, a także potencjalnych nowych kierunków rozwoju. Analiza została zrealizowana zarówno z uwzględnieniem rozwiniętego sektora dużych bloków jądrowych jak i przyszłego potencjału w budowie małych reaktorów jądrowych (SMR). Autorzy rozdziału dokonali przeglądu historycznych danych w zakresie poziomu mocy zainstalowanej w energetyce jądrowej na świecie w podziale na główne państwa, rodzaje reaktorów, a także z uwzględnieniem pozycji atomu w wybranych miksach energetycznych. W ramach przedstawionego rozdziału wskazano także dane rynkowe dotyczące wyłączeń reaktorów jądrowych, szacunkowego czasu budowy nowych bloków z uwzględnieniem potencjalnych opóźnień, efektywności pracy elektrowni atomowych, a także rozkładu wieku reaktorów jądrowych na świecie. W ostatniej części rozdziału omówiono potencjał rozwojowy sektora małych reaktorów jądrowych. Uwzględniono dane IEAE na temat 80 udokumentowanych projektów w zakresie SMR na świecie, które zostały podzielone na pięć odrębnych kategorii.

W rozdziale trzecim, poruszono kwestię historycznego, a także aktualnego pozycjonowania energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE w związku z wyzwaniami transformacji energetycznej. Omówiono strategiczną rolę różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w UE m.in. OZE, źródła gazowe, źródła węglowe, a także na tej podstawie wskazano potencjalne luki systemowe dla rozwoju energetyki jądrowej. Dla przeprowadzenia właściwej oceny przyszłej roli atomu w miksie energetycznym UE oceniono także główne czynniki wpływu m.in. otoczenie regulacyjne, makroekonomiczne, a także geopolityczne. Przeanalizowano także kwestię włączenia energetyki jądrowej do Taksonomii UE jako technologii zrównoważonej środowiskowo i zgodnej z realizacją polityki klimatycznej UE. Wskazano główne wymogi jakie wprowadza Taksonomia UE dla atomu, a także możliwość oddziaływania tej regulacji na polskie projekty jądrowe w tym ich finansowanie.

W rozdziale czwartym omówiono strategiczne kwestie związane z **pozyskaniem paliwa jądrowego** do zasilania zarówno dużych bloków jądrowych jak i małych reaktorów jądrowych (SMR). W ramach przedstawionego rozdziału opisano schemat cyklu paliwa jądrowego w podziale na: wydobycie, przemiał, konwersję, wzbogacanie, produkcję paliwa, ponowne użycie. Dla przeprowadzenia właściwej oceny cyklu paliwa jądrowego z uwzględnieniem jego politycznego i międzynarodowego charakteru, Autorzy niniejszego rozdziału zaproponowali klasyfikację państw, które prowadzą działalność na wybranych etapach cyklu paliwa jądrowego w podziale na: państwa życzliwe, państwa neutralne, państwa niepewne, państwa nieżyczliwe. Na podstawie powyższej klasyfikacji, dla każdego z etapów cyklu paliwa jądrowego wskazano krytyczne wnioski strategiczne związane z rozkładem geopolitycznym oraz kwestiami bezpieczeństwa dostaw. Przeanalizowano także wiodące podmioty prowadzące działalność związaną z paliwem jądrowym w wybranych państwach na świecie m.in. Kazachstan, Uzbekistan, Rosja, USA, Kanada, Australia, RPA, Namibia, Niger, Ukraina. Zakres tematyczny rozdziału obejmuje także analizę krajowego potencjału wydobycia rud uranu wraz z ich dalszym przerobem, oceniając lokalny potencjał w zakresie produkcji paliwa jądrowego. Na zakończenie rozdziału wskazane zostały kluczowe wnioski z analizy związane m.in. z budową lub utrzymaniem relacji dyplomatycznych (w szczególności z krajami życzliwymi), pozyskaniem udziałów Polski w wydobyciu rud uranu na świecie, a także z potencjalnymi inwestycjami Polski we własne zakłady konwersji lub wzbogacania.

W rozdziale piątym poruszono problematykę gospodarowania odpadami promieniotwórczymi, które będą systematycznie powstawać w Polsce na skutek użytkowania zarówno dużych bloków jądrowych, jak i małych reaktorów jądrowych (SMR). W ramach przedstawionego rozdziału przybliżono główne kategorie odpadów w podziale na ich potencjał promieniotwórczy m.in. odpady niskoaktywne, średnioaktywne oraz wysokoaktywne. Omówiono także krytyczne parametry techniczne wybranych rodzajów odpadów (m.in. aktywność, ciepło promieniowania, ciepło rozkładu, emisja neutronów), a także oszacowano potencjalną ilość odpadów promieniotwórczych, które mogą powstać ze względu na rozwój sektora jądrowego w Polsce. Zakres tematyczny rozdziału obejmuje także kwestie budowy podziemnych składowisk odpadów promieniotwórczych wraz ze wskazaniem kluczowych lokalizacji, zadań podmiotów państwowych oraz potencjalnego wpływu czynników regulacyjnych. Jednym z ważnych elementów rozdziału jest także

omówienie możliwości bezpiecznego transportu odpadów promieniotwórczych z wykorzystaniem dedykowanych opakowań oraz z uwzględnieniem roli służb krajowych oraz podmiotów specjalizujących się w budowie specjalistycznych pojazdów do transportu materiałów niebezpiecznych. Autorzy rozdziału starali się także przybliżyć kwestię szkolenia kadr oraz budowy niezbędnych kompetencji państwowych w zakresie gospodarowania odpadami promieniotwórczymi na dużą skalę. Na zakończenie rozdziału wskazane zostały potencjalne wyzwania związane z gospodarowaniem odpadami w Polsce.

W rozdziale szóstym, omówiono podstawowe kwestie związane z finansowaniem energetyki jądrowej, wskazując najczęściej używane wskaźniki kosztu produkcji energii elektrycznej z atomu, charakterystykę rozkładu kosztów budowy bloków jądrowych, wpływ kosztu kapitału na finalne ceny za energię elektryczną z jednostek jądrowych, a także podstawowe dylematy związane z ekonomiką źródeł typu SMR. W drugiej części rozdziału przedstawiono wybrane modele biznesowe w dotychczas realizowanych, a także planowanych inwestycjach jądrowych. Wśród opisanych modeli biznesowych znalazły się: Rynek energii + podatek węglowy (Carbon Tax, ETS); KDT / umowy wieloletnie (Power Purchase Agreement, PPA); model taryfowy (Wartość Regulacyjna Aktywów, Regulatory Asset Base, RAB); kontrakt różnicowy (Contract for Difference, CfD); model czeski; Production Tax Credit (PTC) oraz Inflation Reduction Act (IRA); Civil Nuclear Credit (CNC); Certyfikaty zeroemisyjne (Zero Emission Credits, ZEC); Mechanizmy mocowe (np. rynek mocy); Exeltium; Spółdzielnia amerykańska; Mankalao oraz Energetyka komunalna. Każdy z wymienionych modeli został przeanalizowany zarówno w zakresie potencjalnych zalet oraz wad, w tym możliwości zastosowania. W kolejnej części rozdziału Autorzy omówili model biznesowy SaHo, paraspółdzielczy, oparty o sprawdzone mechanizmy zaczerpnięte z modelu Mankala, amerykańskiej spółdzielni, energetyki komunalnej, a nawet polskiej energetyki przemysłowej.

W rozdziale 7 podjęto próbę spozycjonowania energetyki jądrowej w przyszłym miksie energetycznym w Polsce. Rola energetyki jądrowej w systemie energetycznym została opisana z uwzględnieniem dynamicznych zmian geopolitycznych oraz regulacyjnych. W ramach przeprowadzanych analiz wzięto pod uwagę także oddziaływanie wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej m.in. OZE, gaz ziemny, węgiel na rozwój sektora energetyki jądrowej. Przyjęto, że przyszły miks energetyczny Polski będzie składać się z wielu różnych nośników energii oraz paliw, jednak energetyka jądrowa może posiadać szczególną pozycję ze względu na swoją stabilność pracy i jednoczesną zeroemisyjność. Jednym z ważnych elementów rozdziału jest także omówienie kwestii uwzględnienia atomu w Taksonomii UE jako technologii zrównoważonej. Ocenia się, że zgodność energetyki jądrowej z regulacjami polityki klimatycznej UE może okazać się dodatkowym wsparciem dla rozwoju tego sektora zarówno na terenie całej Wspólnoty, jak i w Polsce. Autorzy rozdziału starali się także przybliżyć kwestię udziału energetyki jądrowej w przyszłej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w podziale na różne technologie i paliwa. W tym celu dokonano prognozy mocy zainstalowanej, wolumenu produkcji energii elektrycznej, a także procentowego udziału energetyki jądrowej w miksie energetycznym Polski w latach 2022-2045, z uwzględnieniem jednego scenariusza głównego, a także dwóch scenariuszy alternatywnych jako uzupełniających. Na podstawie przeprowadzonych analiz przyjęto, że udział energetyki jądrowej w polskim miksie energetycznym może wynieść ok. 17-35% w 2045 r.

W rozdziale ósmym, omówiono kluczowe kwestie związane z budową krajowego łańcucha wartości w energetyce jądrowej, w tym włączenia polskich firm w przyszłe projekty jądrowe na rynku polskim. W pierwszej części rozdziału omówiono wyniki procesu badawczego, który był prowadzony w okresie od października 2022 roku do stycznia 2023 roku. W tym czasie przeprowadzono ponad 10 wywiadów pogłębionych z przedstawicielami instytucji europejskich, instytucji państwowych, przedsiębiorstw, instytucji naukowo-badawczych oraz potencjalnych dostawców technologii. Dodatkowo przeprowadzono dwa badania kwestionariuszowe (online), które skierowane były do polskich przedsiębiorstw oraz instytucji naukowo-badawczych. W dalszej części rozdziału omówiono potencjalny proces kwalifikacji przedsiębiorstw przez dostawców technologii w energetyce jądrowej dla budowy lokalnego łańcucha dostaw. Wskazano także krytyczne czynniki dla rozwoju lokalnego łańcucha dostaw dla energetyki jądrowej w Polsce m.in. skoordynowane działania jednostek badawczo-rozwojowych i przemysłowych, przygotowanie silnego centrum zarządzania i kontroli projektów jądrowych, korzystne umowy dla polskich

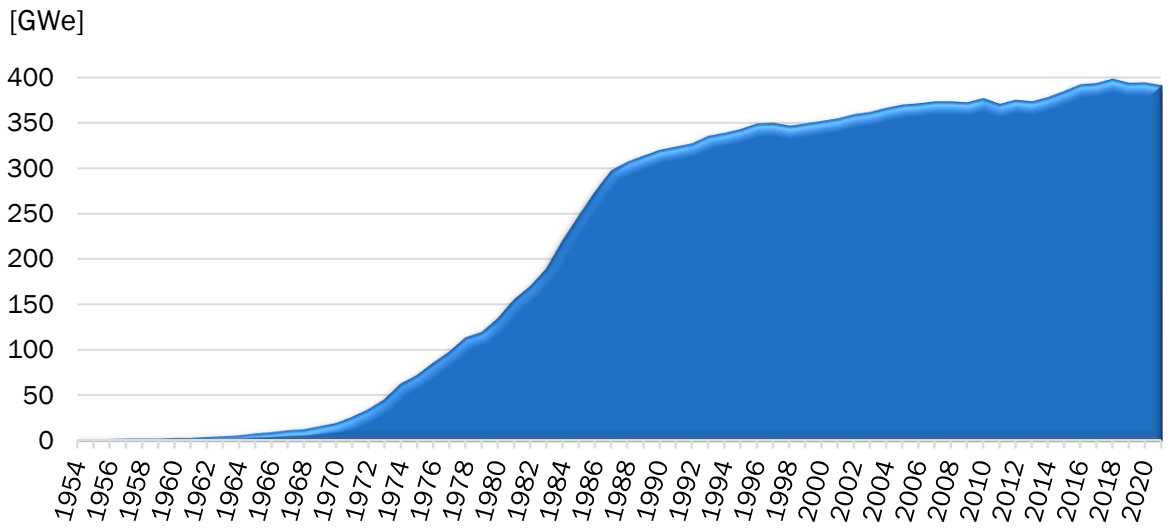
przedsiębiorstw, uruchomienie programów szkoleniowych oraz B+R we współpracy przemysłu ze światem nauki, zapewnienie możliwości do atrakcyjnego finansowania na rozwój firmy lub przebranżowienie. Zakończenie rozdziału składa się z kluczowych rekomendacji strategicznych w zakresie rozwoju polskiego łańcucha dostaw dla energetyki jądrowej.

Rozdział 2. ŚWIATOWY RYNEK ENERGETYKI JĄDROWEJ, PLANY I KIERUNKI JEGO ROZWOJU

2.1. Energetyka jądrowa na świecie

Pierwsze zawodowe elektrownie jądrowe rozpoczęły działalność na przełomie lat 50. i 60. XX w. Najbardziej dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej miał miejsce w latach 70. i 80. W 1990 r. moc zainstalowana wszystkich elektrowni jądrowych na świecie wynosiła 318,3 GWe[3]. Przez następne trzy dekady proces przyłączania do sieci energetycznej nowych bloków jądrowych zdecydowanie zwolnił. Najistotniejszym hamulcem rozwoju energetyki jądrowej było rosnące grono jej przeciwników wyrażające obawy o bezpieczeństwo technologii po awarii elektrowni jądrowej w Czarnobylu w 1986 r. Spadek liczby nowo budowanych elektrowni jądrowych po tej katastrofie dobrze widać, na przykład analizując historię rozwoju energetyki jądrowej w Stanach Zjednoczonych, w których zaniechano realizacji nowych inwestycji w energetyce jądrowej, a niektóre przedsięwzięcia znajdujące się w trakcie realizacji zostały wstrzymane. Trzeba zaznaczyć, że współistniejącymi czynnikami były także spadek zapotrzebowania na nowe jednostki oraz inna awaria elektrowni jądrowej, która miała miejsce w 1979 r[4]. Wypadek jądrowy w elektrowni Three Mile Island w USA spowodowany był awarią systemu chłodzenia w drugim reaktorze TMI-2, w którym w konsekwencji doszło do częściowego stopienia rdzenia reaktora[5]. Wskutek awarii doszło do przedostania się części gazów promieniotwórczych do atmosfery, jednak sytuacja została szybko opanowana i skala zanieczyszczenia nie spowodowała znaczącego zagrożenia dla życia ludzi oraz środowiska naturalnego, jak się stało w przypadku awarii w Czarnobylu. Awaria ta jest uznawana za najpoważniejszy wypadek w historii, jakiemu uległ reaktor typu PWR – reaktor wodny ciśnieniowy. Powyższe zdarzenia wyhamowały znacząco budowę nowych elektrowni jądrowych w latach 1990–2020, m.in. w Stanach Zjednoczonych, które są zdecydowanym liderem pod względem liczby eksploatowanych reaktorów jądrowych na świecie. W tym okresie, a szczególnie w XXI w., elektrownie jądrowe dynamicznie powstawały głównie w Azji. Największa liczba nowych inwestycji realizowana jest w Chinach, Rosji, Korei Południowej oraz Indiach. Na koniec 2021 r. zdolność do produkcji energii w elektrowniach jądrowych wynosiła 389,5 GWe, co oznacza, że w latach 1990–2021 w skali świata wzrosła ona o niewiele ponad 20%.

Rys. 2.1. Energetyka jądrowa na świecie 1954–2021 (moc zainstalowana elektrowni jądrowych)



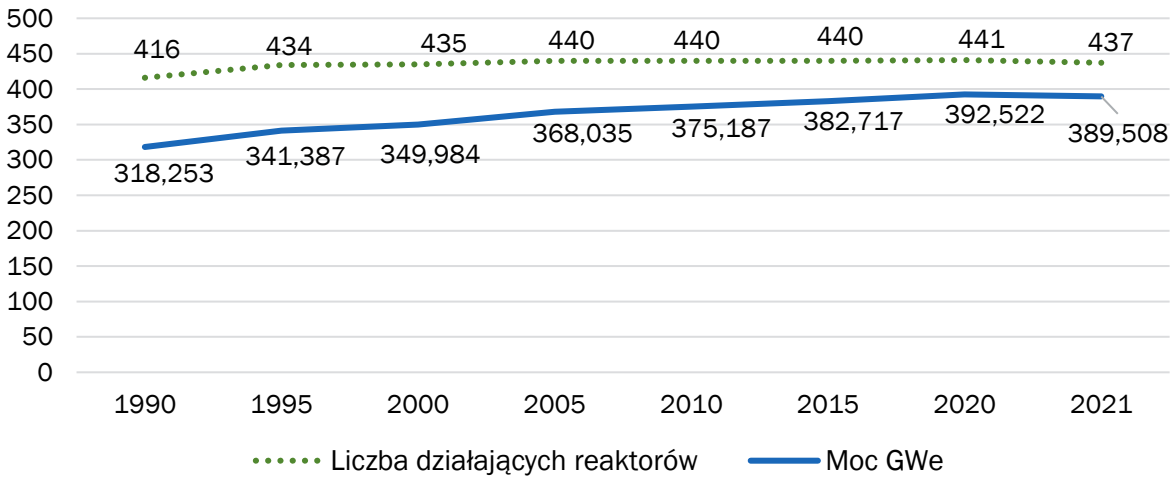
Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

W 2021 r. na świecie działało 437 energetycznych reaktorów jądrowych w 33 państwach, z czego 17 to państwa europejskie, a 13 państwa członkowskie Unii Europejskiej. Na przestrzeni ostatnich 30 lat liczba

[3] IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition
[4] https://nuclear.duke-energy.com/2012/07/31/a-brief-history-of-nuclear-power-in-the-u-s
[5] https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/three-mile-island-accident.aspx

eksploatowanych reaktorów produkujących energię nie zmieniła się znacząco – wzrost z 416 w 1990 r. do 441 w 2020 r., a następnie nieznaczny spadek do 437 działających na koniec 2021 r. (wykres poniżej). Wzrost mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych o ponad 20% we wskazanym okresie wynika z jednej strony z wyłączania starych bloków jądrowych oraz włączania do sieci energetycznej nowych reaktorów jądrowych o większej mocy, z drugiej strony z modernizacji zwiększających pierwotną moc eksploatowanych elektrowni[6]. Poprzez modernizacje w okresie od 1977 r. w Stanach Zjednoczonych „dodano" do sieci ponad 7500 MWe, w przypadku niektórych elektrowni zwiększając ich moc nawet o 20%. Podobne modernizacje wykonywane były także w Szwajcarii – wszystkie eksploatowane reaktory uległy usprawnieniom, które skutkowały zwiększeniem mocy o 13,4%. W Finlandii zwiększono moc elektrowni Olkiluoto o 29%, do 1700 MWe. Podobne działania realizowano również w Szwecji oraz Hiszpanii.

Rys. 2.2. Liczba i moc netto reaktorów w latach 1990–2021



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

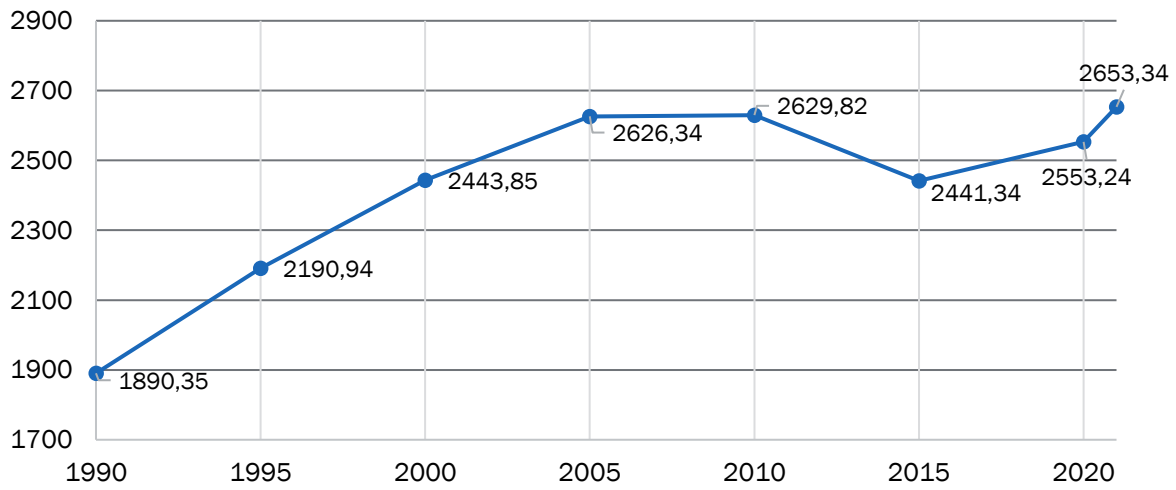
Rys. 2.3. Reaktory włączane do sieci energetycznej oraz wyłączane z użytku w latach 1954–2021

Źródło: The World Nuclear Industry Status Report 2021, A Mycle Schneider Consulting Project, Paryż 2021

[6] https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx

Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych zwiększyła się w latach 1990–2021 o ok. 40%. Na początku lat 90. ubiegłego wieku produkcja wynosiła ok. 1890 TWh, w 2005 r. osiągnęła poziom 2626 TWh, w okresie 2015–2020 produkcja nieznacznie spadała do poziomu odpowiednio 2441 oraz 2553 TWh, aby w 2021 r. osiągnąć poziom ok. 2653 TWh. Udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej ogólnie w skali globalnej wynosi ok. 10%[7]. W latach 2010–2020 udział ten nieznacznie zmalał z poziomu 13%, przy stale rosnącej produkcji energii elektrycznej ogółem, która w 2021 r. wyniosła ok. 28 214 TWh[8]. Wyraźny wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych jest również skutkiem usprawnień technologicznych pozwalających na skrócenie przerw w pracach elektrowni, w tym skrócenie czasu potrzebnego na wymianę paliwa jądrowego.

Rys. 2.4. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych na świecie 1990–2021 [TWh]



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Największa liczba reaktorów eksploatowana jest w Stanach Zjednoczonych – 93 reaktory o łącznej mocy 95,5 GWe. Na drugim miejscu znajduje się Francja, która posiada 56 funkcjonujących zawodowych reaktorów jądrowych o łącznej mocy ok. 61,4 GWe. Następne w kolejności są państwa azjatyckie – Chiny, Rosja, Japonia, Korea Południowa oraz Indie. Wszystkie z wymienionych państw posiadają ponad 20 funkcjonujących reaktorów jądrowych.

Tab. 2.1. Lista państw posiadających zawodowe elektrownie jądrowe wraz z liczbą i mocą eksploatowanych reaktorów

Państwo	Liczba reaktorów	Moc zainstalowana MW(e)
USA	93	95 523
Francja (UE)	**56**	**61 370**
Chiny	53	50 034
Rosja	37	27 727
Japonia	33	31 679
Korea Płd.	24	23 091
Indie	22	6795
Kanada	19	13 624
Ukraina	15	13 107
Wielka Brytania	12	7343
Belgia (UE)	**7**	**5942**
Hiszpania (UE)	**7**	**7121**

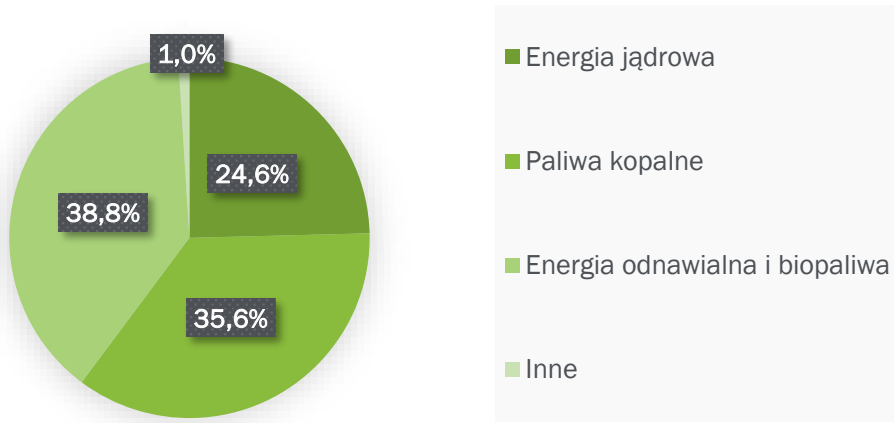
[7] IEA, https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-generation-mix-2010-2020
[8] https://ourworldindata.org/grapher/electricity-prod-source-stacked

Czechy (UE)	**6**	**3934**
Szwecja (UE)	**6**	**6882**
Pakistan	5	2242
Finlandia (UE)	**4**	**2794**
Węgry (UE)	**4**	**1916**
Słowacja (UE)	**4**	**1868**
Szwajcaria	4	2960
Argentyna	3	1641
Niemcy (UE)	**3**	**4055**
Tajwan/Chiny	3	2859
Brazylia	2	1884
Bułgaria (UE)	**2**	**2006**
Meksyk	2	1552
Rumunia (UE)	**2**	**1300**
RPA	2	1854
ZEA	2	2762
Armenia	1	448
Białoruś	1	1110
Iran	1	915
Niderlandy (UE)	**1**	**482**
Słowenia (UE)	**1**	**688**
33 państwa (17 w Europie, 13 w UE)	**437**	**389 508**

Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Pomimo iż państwa europejskie nie znajdują się na czołowych miejscach w zestawieniu liczby eksploatowanych reaktorów jądrowych (z wyjątkiem Francji), energetyka jądrowa odgrywa bardzo istotną rolę w produkcji energii w państwach członkowskich UE. Według danych opublikowanych przez Eurostat, udział energii wytworzonej w elektrowniach jądrowych w 2020 r. w całkowitej produkcji energii elektrycznej w UE wyniósł ok. 25%[9].

Rys. 2.5. Produkcja energii elektrycznej w UE wg źródeł, dane za 2020 r.

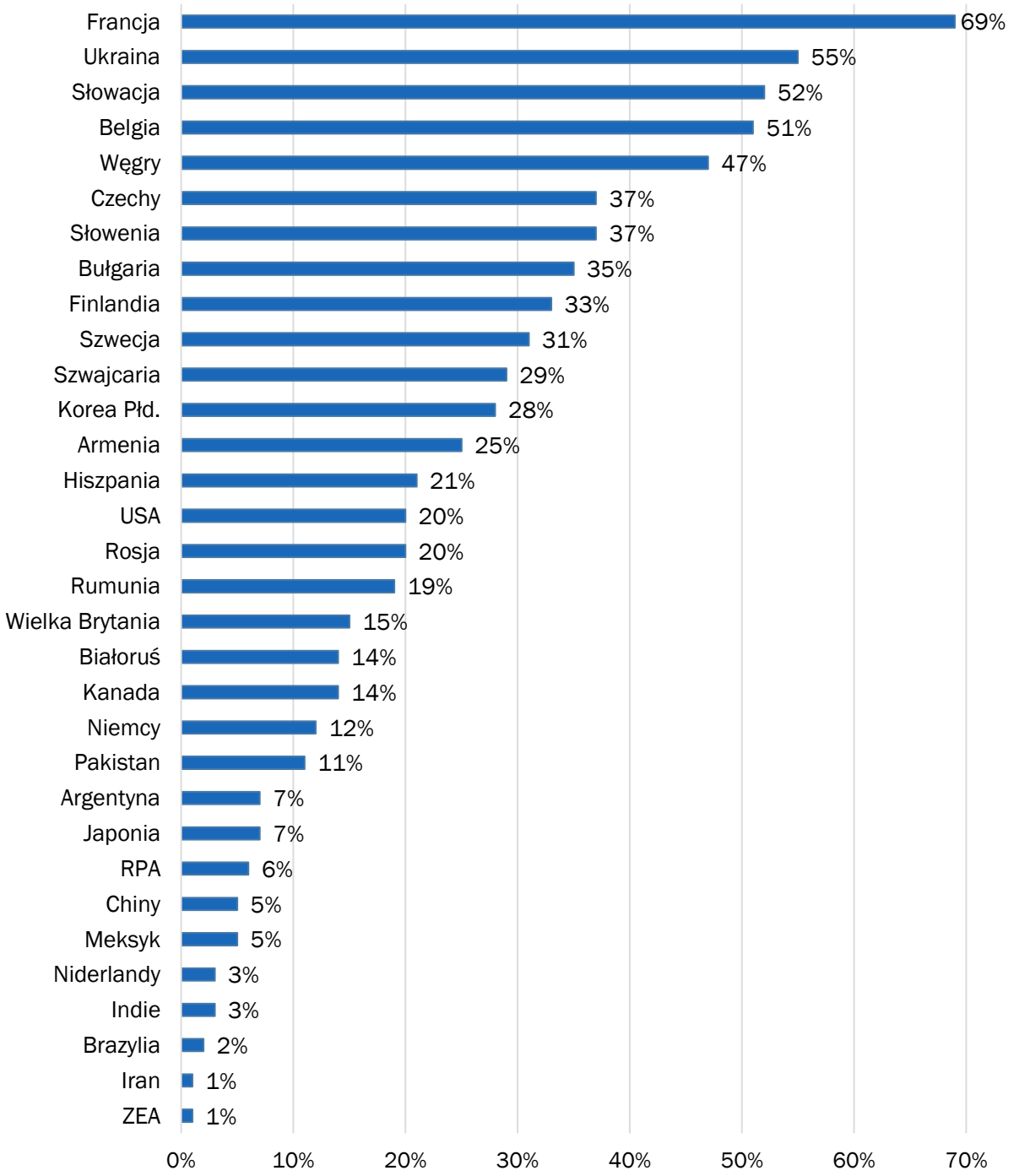


Źródło: https://ourworldindata.org/grapher/electricity-prod-source-stacked

[9] Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3b.html

Dużą zależność krajów UE od energetyki jądrowej potwierdzają dane w zakresie procentowego udziału energii wytworzonej w elektrowniach jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem dla poszczególnych państw. W globalnym zestawieniu wszystkie 10 czołowych pozycji zajmowane jest przez państwa europejskie, a udział wynosi od 31 do aż 69% (wykres poniżej).

Rys. 2.6. Udział energii wytworzonej w elektrowniach jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem poszczególnych krajów (stan na koniec 2021 r.)



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Jak wskazano wcześniej, na koniec 2021 r. na świecie w eksploatacji znajdowało się 437 zawodowych reaktorów jądrowych. Poza działającymi reaktorami istnieją również energetyczne bloki jądrowe, które od lat 60. XX w. sukcesywnie były wyłączane z różnych przyczyn. Według danych IAEA, na koniec 2021 r. liczba wyłączonych na stałe reaktorów jądrowych wynosiła 199 szt. o łącznej mocy 95,776 GWe[3]. Najwięcej nieaktywnych bloków jądrowych znajduje się w USA – 40 szt., Wielkiej Brytanii – 33 szt. oraz

Niemczech – 30 szt. Wyłączanie reaktorów jądrowych wynikało z różnych przyczyn, jednak jedną z istotniejszych są decyzje polityczne, związane z implementacją nowych polityk energetycznych. Najlepszym przykładem są Niemcy, w których znacząca liczba z 30 reaktorów została wyłączona właśnie z przyczyn politycznych[10], a jednym z decydujących impulsów podjęcia decyzji o całkowitej rezygnacji z energetyki jądrowej była katastrofa w elektrowni Fukushima Nr 1 w 2011 r. Jako inne przyczyny zamykania elektrowni jądrowych Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej wskazuje m.in. starzenie się i nieaktualność wykorzystywanej technologii, brak opłacalności ekonomicznej przedsięwzięcia, zmiany w wymaganiach regulacyjnych i certyfikacyjnych, incydent w trakcie eksploatacji lub krytyczna awaria podzespołu, koniec okresu ważności uzyskanej licencji/pozwolenia na eksploatację itp.

Tab. 2.2. Elektrownie jądrowe zamknięte na stałe oraz w trakcie likwidacji, stan na koniec 2021 r.

	Liczba reaktorów wyłączonych na stałe	Liczba reaktorów zlikwidowanych oraz w trakcie likwidacji
USA	40	40
Wielka Brytania	33	26
Niemcy	30	33
Japonia	27	22
Francja	14	10
Rosja	10	4
Szwecja	7	5
Kanada	6	5
Bułgaria	4	4
Włochy	4	4
Ukraina	4	0
Słowacja	3	3
Hiszpania	3	3
Tajwan/Chiny	3	0
Korea Płd.	2	2
Litwa	2	2
Szwajcaria	2	2
Armenia	1	1
Belgia	1	1
Kazachstan	1	1
Niderlandy	1	1
Pakistan	1	0
Razem	199	169

Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Znacząca większość wyłączonych na stałe reaktorów jądrowych podlega procesowi likwidacji. Część bloków jądrowych została wyłączona, jednak proces ich likwidacji jeszcze nie został rozpoczęty lub został zaniechany. Przykładem drugiej sytuacji jest słynna elektrownia w Czarnobylu, w której znajdują się 4 reaktory, a promieniowanie radioaktywne utrudnia jakiekolwiek czynności związane z rozbiórką

[10] Jahn, D., & Korolczuk, S. (2012). German exceptionalism: The end of nuclear energy in Germany! Environmental Politics, 21(1), 159–164. https://doi.org/10.1080/09644016.2011.643374

konstrukcji. Proces całkowitej likwidacji, od wyłączenia elektrowni jądrowej do pełnej rozbiórki wszystkich budynków, jest skomplikowany i trwa od 20 do 30 lat[11].

Tab. 2.3. 15 faz likwidacji elektrowni jądrowej według IAEA

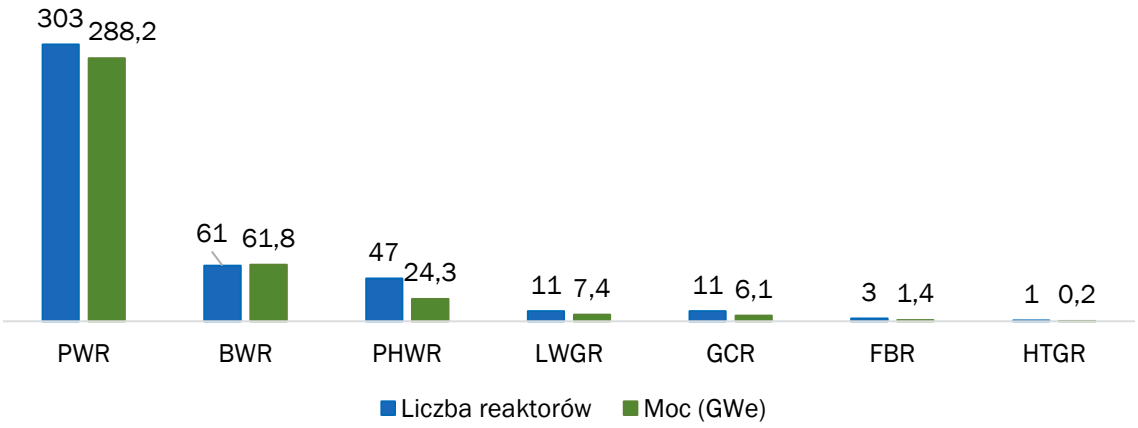
Fazy procesu likwidacji	Opis
1	Opracowanie ostatecznego planu likwidacji reaktora (elektrowni)
2	Usuwanie paliwa jądrowego z reaktora (reaktorów)
3	Kondycjonowanie odpadów promieniotwórczych pochodzących z procesu likwidacji
4	Wywóz odpadów promieniotwórczych
5	Przygotowanie obiektu do etapu bezpiecznego zamykania elektrowni
6	Częściowy demontaż urządzeń i wyposażenia
7	Aktywny etap bezpiecznego zamykania
8	Pasywny etap bezpiecznego zamykania
9	Ostateczny demontaż wyposażenia
10	Badanie końcowe terenu elektrowni
11	Wygaśnięcie licencji – akt prawny po zakończeniu procesu likwidacji (oraz udostępnienie terenu elektrowni do ograniczonego/nieograniczonego użytku)
12	Faza przejściowa po trwałym wyłączeniu, w tym opróżnianie rdzenia reaktora i przygotowanie strategii
13	Przygotowanie do demontażu głównych urządzeń i budynków
14	Okres bezpiecznego zamykania
15	Końcowa rozbiórka wszystkich urządzeń i budynków

Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

2.2. Charakterystyka reaktorów będących w eksploatacji

Spośród 437 eksploatowanych reaktorów jądrowych na koniec 2021 r. największy udział stanowiły reaktory typu PWR – 303 reaktory (ok. 69,34%), następnie reaktory typu BWR – 31 szt. oraz PHWR – 47 szt. Pozostałe typy eksploatowanych reaktorów to LWGR – 11 szt., GCR – 11 szt., FBR – 3 szt. oraz HTGR – 1 szt.

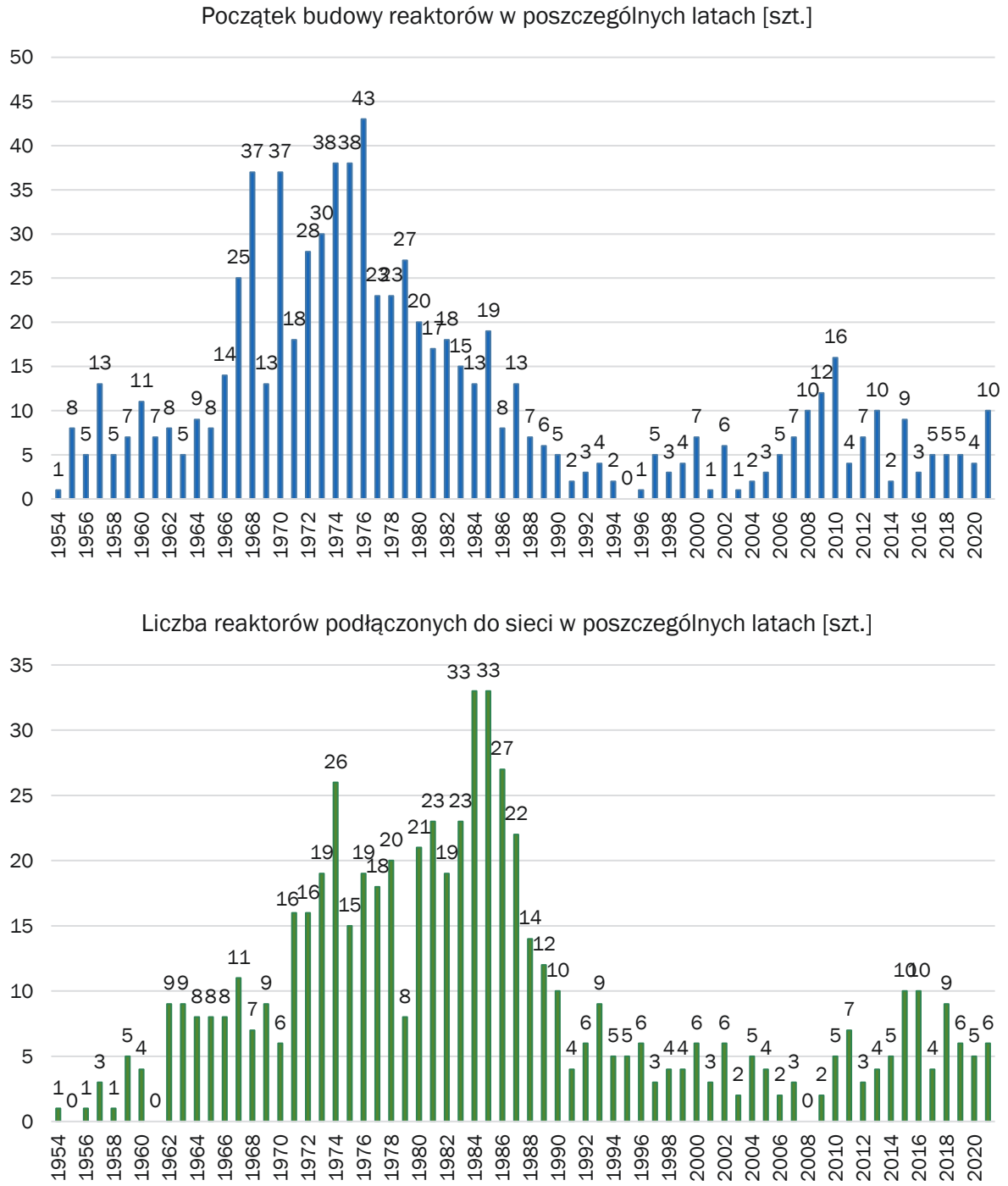
Rys. 2.7. Reaktory jądrowe na świecie wg typu



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

[11] https://energy.ec.europa.eu/topics/nuclear-energy/decommissioning-nuclear-facilities_en

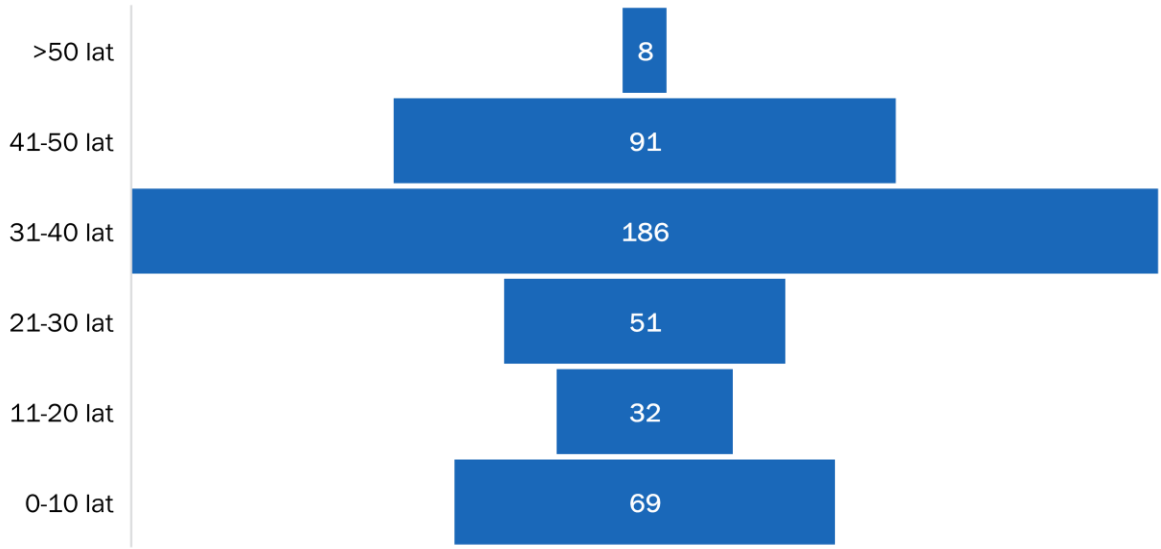
Rys. 2.8. Rok początku budowy elektrowni jądrowych oraz podłączenie do sieci w latach 1954–2021



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Bardzo duża część obecnie eksploatowanych reaktorów była oddana do użytku w latach 1970–1990. Sprawia to, że obecnie ok. 43% wszystkich reaktorów (186 szt.) ma od 31 do 40 lat. Dużą część stanowią również reaktory posiadające od 41 do 50 lat – 21% (91 szt.). Należy się spodziewać, że znacząca liczba z prawie 100 reaktorów jądrowych w wieku powyżej 40 lat zostanie wycofana z eksploatacji w ciągu najbliższych 20–30 lat.

Rys. 2.9. Reaktory w eksploatacji wg grup wiekowych



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Z danych dotyczących pracy elektrowni jądrowych raportowanych do Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej wynika, że wskaźnik efektywności/dostępności energii elektrycznej (*Energy Availability Factor* – EAF) pokazujący czas, w którym reaktor jest gotowy do produkcji energii elektrycznej w odniesieniu do możliwej produkcji w tym samym okresie przy wykorzystaniu w pełnym stopniu zainstalowanej mocy reaktorów, wyniósł średnio dla wszystkich typów reaktorów w 2021 r. ok. 77% (tabela poniżej).

Tab. 2.4. Dostępność/efektywność pracy elektrowni jądrowych wg typu reaktorów

	Liczba reaktorów	% efektywność pracy (EAF)
PWR	312	80,0%
BWR	72	65,2%
PHWR	48	77,4%
LWGR	14	75,0%
GCR	14	58,8%
FBR	2	71,6%
Suma/średnio	462	76,8%

Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Zestawienie opiera się na danych dotyczących reaktorów, które raportowane są do IAEA

Zestawienie uwzględnia dane dotyczące reaktorów wyłączonych z użytku w latach 2019–2021, ale nie uwzględnia danych dotyczących części reaktorów francuskich

2.3. Nowe reaktory jądrowe – plany i kierunki rozwoju EJ

Na koniec 2021 r. w trakcie budowy znajdowało się 56 reaktorów zlokalizowanych w 19 krajach, o łącznej mocy 58,1 GW(e)[3]. Największy przyrost mocy z EJ obserwuje się w Azji, w której od 2005 r. podłączono do sieci 70 nowych reaktorów o łącznej mocy 63,6 GWe. Najwięcej reaktorów powstaje obecnie w Chinach (16 szt.), Indiach (8 szt.) oraz Korei Południowej i Rosji (po 4 szt.). Tylko cztery nowe reaktory budowane są natomiast w krajach Unii Europejskiej (Finlandia, Francja, Słowacja), chociaż zapowiedzi budowy nowych bloków pojawiają ze strony coraz większej liczby państw członkowskich po ataku Rosji

na Ukrainę i będącym skutkiem wojny kryzysie energetycznym. W Europie w fazie budowy znajduje się poza tym jeszcze pięć reaktorów: jeden reaktor na Białorusi, dwa reaktory na Ukrainie oraz dwa reaktory w Wielkiej Brytanii.

Tab. 2.5. Nowe reaktory jądrowe w trakcie budowy wg krajów (stan na koniec 2021 r.)

	Liczba budowanych reaktorów	Łączna moc budowanych reaktorów (MWe)	Typ reaktorów
Chiny	16	15 967	PWR, FBR
Indie	8	6028	PWR, FBR, PHWR
Korea Płd.	4	5360	PWR
Rosja	4	3759	PWR, FBR
Turcja	3	3342	PWR
Bangladesz	2	2160	PWR
Japonia	2	2653	PWR
Słowacja	2 (oddanie 2022/23)	880	PWR
ZEA	2	2690	PWR
Wielka Brytania	2	3260	PWR
Ukraina	2	2070	PWR
USA	2	2234	PWR
Argentyna	1	25	PWR
Białoruś	1	1110	PWR
Brazylia	1	1340	PWR
Finlandia	1	1600	PWR
Francja	1	1630	PWR
Iran	1	974	PWR
Pakistan	1	1014	PWR
Suma	56	58096	

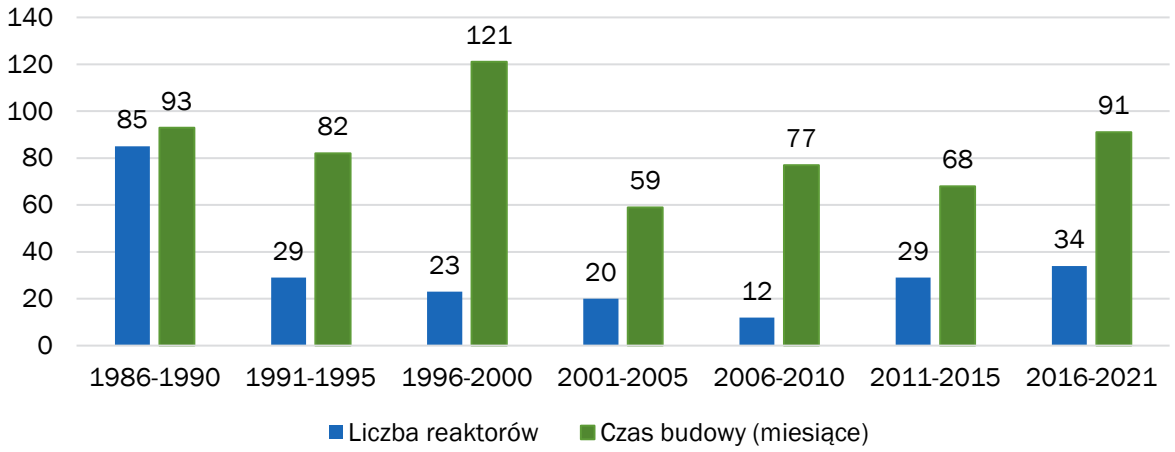
Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Spośród 56 reaktorów znajdujących się w trakcie budowy zdecydowanie największy udział stanowią reaktory PWR – 48 szt. o łącznej mocy ok. 52,1 GWe. Pozostałe typy reaktorów to FBR – 3 szt. o łącznej mocy ok. 1,4 GWe, PHWR – 3 szt. o łącznej mocy ok. 1,9 GWe oraz BWR – 2 szt. o łącznej mocy ok. 2,7 GWe.

Według informacji Światowego Stowarzyszenia Energii Atomowej z maja 2022 r., ok. 30 kolejnych państw rozważa, planuje bądź rozpoczyna inwestycje z zakresu energetyki jądrowej[12]. W UE plany budowy lub modernizacji elektrowni jądrowych przedstawiają przede wszystkim kraje Europy Środkowo-Wschodniej: Bułgaria, Czechy, Estonia, Polska, Rumunia, Słowacja oraz Węgry[13], chociaż w ostatnich miesiącach również Belgia ogłosiła plan przedłużenia życia 2 reaktorów jądrowych o 10 lat[14], a Holandia zaprezentowała program budowy 2 nowych elektrowni jądrowych do 2035 r[15].

[12] https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/emerging-nuclear-energy-countries.aspx
[13] https://energetyka24.com/atom/atomowy-renesans-w-europie-srodkowej-analiza
[14]https://www.reuters.com/business/energy/engie-belgium-negotiate-potential-extension-two-nuclear-units-2022-07-22/
[15] https://www.reuters.com/business/energy/netherlands-plans-build-two-nuclear-power-plants-by-2035-2022-12-09/

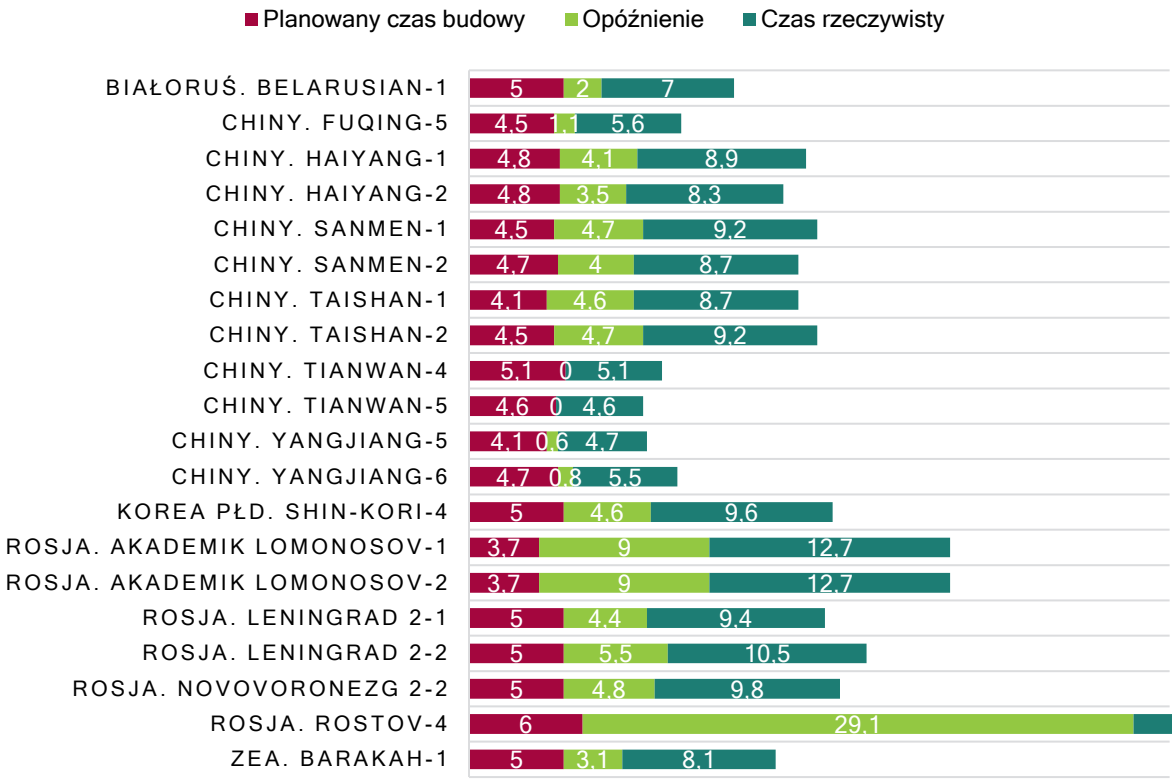
Rys. 2.10. Czas budowy nowych reaktorów jądrowych na świecie – mediana w latach 1986–2021



Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Przeciętny czas budowy reaktorów jądrowych zmieniał się w ostatnich 35 latach dość znacząco. Patrząc na ostatnią dekadę, w latach 2011–2015 na świecie wybudowanych zostało 29 nowych zawodowych reaktorów jądrowych, a mediana czasu ich konstrukcji wynosiła 68 miesięcy – 5 lat i 8 miesięcy (wykres powyżej). W latach 2016–2021 oddano do użytku 34 reaktory, a mediana czasu budowy wzrosła do 91 miesięcy – 7 lat i 7 miesięcy.

Rys. 2.11. Opóźnienia czasu budowy i uzyskiwania pozwoleń na eksploatacje względem założeń przyjętych w planie inwestycji dla elektrowni jądrowych podłączanych do sieci w latach 2018–2020 [lat]



Źródło: https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx

Dane analizujące wyłącznie inwestycje oddane w latach 2018–2020 wskazują, że spośród 20 reaktorów jądrowych tylko dwa zostały oddane zgodnie z oryginalnym planem budowy – reaktory Tianwan-4 oraz Tianwan-5 (wykres powyżej). W przypadku pozostałych 17 przedsięwzięć (pomijając reaktor Rostov-4, którego budowa była zawieszona przez ponad 20 lat) opóźnienie wyniosło średnio ponad 4 lata.

Perspektywa średnioterminowa potwierdza, że krótki czas budowy reaktorów jest wyjątkiem. W ciągu dekady 2011–2020 podłączono do sieci w sumie 63 zawodowe reaktory jądrowe w 10 krajach (tabela poniżej). Prawie wszystkie inwestycje zostały zrealizowane w Azji, 37 reaktorów wybudowanych zostało w Chinach, 10 w Rosji, 5 w Korei Południowej, 3 w Indiach, 3 w Pakistanie oraz po jednym w Argentynie, Białorusi, Iranie, Zjednoczonych Emiratach Arabskich oraz Stanach Zjednoczonych. Według danych *The World Nuclear Industry Status Report 2021,* mediana czasu budowy wyniosła aż 9,9 lat, chociaż jest zawyżona przez cztery inwestycje, których konstrukcja była zawieszona przez dłuższy okres. W przypadku reaktorów budowanych w Chinach mediana wyniosła 6,1 lat, w Korei Południowej 6,4 lat, a reaktor Barakah 1 (APR-1400) znajdujący się w Zjednoczonych Emiratach Arabskich wybudowany został w 8 lat i 1 miesiąc (start budowy lipiec 2012 – pierwsze podłączenie do sieci sierpień 2020)[16].

Tab. 2.6. Czas budowy 63 reaktorów podłączonych do sieci w latach 2011–2020 [lata]

Kraj	Liczba reaktorów	Czas budowy [lata]		
		Mediana	Minimum	Maksimum
Chiny	37	6,1	4,1	11,2
Rosja	10	18,7	8,1	35,1
Korea Południowa	5	6,4	4,2	9,6
Indie	3	11,5	8,7	14,2
Pakistan	3	5,4	5,2	5,6
Argentyna	1	33	33	
Białoruś	1	7	7	
Iran	1	36,3	36,3	
Zjednoczone Emiraty Arabskie	1	8,1	8,1	
Stany Zjednoczone	1	42,8	42,8	
Świat	63	9,9	4,1	42,8

Źródło: https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx

2.4. Małe reaktory modułowe (SMR)

Małe reaktory modułowe (ang. *Small Modular Reactors*) definiowane są jako zaawansowane reaktory jądrowe nowej generacji, których głównymi i unikalnymi cechami wyróżniającymi od standardowych, konwencjonalnych reaktorów są: a) rozmiar – do ok. 300/400 MWe oraz b) modułowość, sprawiająca że większość podzespołów powinna mieć możliwość produkcji i montażu w fabrykach, a następnie transportu modułów konstrukcji do miejsca finalnej instalacji.

Jednym z głównych czynników rozwojowych reaktorów jądrowych typu SMR jest rosnące zapotrzebowanie na niskoemisyjne, ale również elastyczne i stabilne źródło energii, które mogłoby być wykorzystywane przez różne grupy podmiotów, w różnych lokalizacjach. Od reaktorów SMR oczekuje się również wysokiego bezpieczeństwa pracy oraz niskich kosztów energii w porównaniu do innych, tradycyjnych źródeł energii. W obecnym momencie, ze względu na wczesny etap rozwoju technologii, w tym brak

[16] https://www.world-nuclear.org/reactor/default.aspx/BARAKAH-1

produkcji seryjnej/modułowej, która w perspektywie czasowej mogłaby skutkować obniżeniem kosztów produkcji, brakuje rzetelnych informacji o realnych kosztach budowy i eksploatacji małych reaktorów modułowych.

Według danych IAEA na świecie realizowanych jest ponad 80 udokumentowanych projektów rozwojowych małych reaktorów modułowych (stan na koniec 2021 r.)[i]. Spośród wszystkich reaktorów SMR wyłącznie kilka znajduje się w eksploatacji, a większa liczba prototypowych reaktorów ma zostać wybudowana dopiero w perspektywie 2030 roku. Do przykładów małych reaktorów modułowych będących w eksploatacji zalicza się:

1. Rosyjski reaktor o nazwie *KLT-40S* o mocy zainstalowanej 2 x 35MW (35MW na moduł) opracowany przez JSC Afrikantov OKBM oraz Rosatom. Oryginalnie reaktor stanowił wyposażenie lodołamaczy z napędem atomowym, a następnie został przeprojektowany jako pływająca jednostka kogeneracyjna, produkująca zarówno energię elektryczną, jak i ciepło. KLT-40S jest reaktorem wodnym ciśnieniowym (PWR), został podłączony do sieci w grudniu 2019 roku w miejscowości Pewek, znajdującej się w azjatyckiej części Rosji. Pełną zdolność operacyjną osiągnął w maju 2020 roku.
2. Chiński reaktor *HTR-PM* o mocy zainstalowanej 210 MWe opracowany przez INET oraz Uniwersytet Tsinghua. HTR-PM jest wysokociśnieniowym reaktorem chłodzonym gazem (HTGR – *High Temperature Gas-cooled Reactors*). Podstawą do opracowania reaktora były prace nad reaktorem HTR-10 o mocy 10 MW(t) rozpoczęte w 1992 roku. Prace nad reaktorem HTR-PM rozpoczęły się w 2001 roku, w 2012 roku wylano pierwszy beton elektrowni jądrowej w miejscowości Rongcheng (Prowincja Shandong). Demonstracyjny reaktor został podłączony do sieci w grudniu 2021 roku.
3. Japoński reaktor badawczy *HTTR* o mocy 30 MW(t) zaprojektowany przez konsorcjum japońskich firm na czele z JAEA (Japan Atomic Energy Agency). Podobnie jak reaktor chiński jest reaktorem typu HTGR. Pełna zdolność operacyjna została osiągnięta już w 2001 roku. W 2022 roku japońskie władze rozpoczęły realizację projektu badawczego polegającego na produkcji wodoru z wykorzystaniem energii wyprodukowanej w reaktorze HTTR.

Analizując wszystkie realizowane projekty badawcze Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA) wyróżnia 5 głównych typów małych modułowych reaktorów jądrowych:

a) Reaktory chłodzone wodą (stacjonarne oraz pływające)

b) Wysokotemperaturowe reaktory chłodzone gazem

c) Reaktory chłodzone ciekłym metalem

d) Reaktory chłodzone stopionymi solami

e) Mikroreaktory

Tab. 2.7. Lista projektów badawczych SMR chłodzonych wodą (Water-cooled reactors), stan na koniec 2021 r.

	Nazwa projektu	Moc zainstalowana (MWe)	Typ	Projektant	Kraj	Status
Małe modułowe reaktory chłodzone wodą do zastosowań stacjonarnych (lądowych)						
1.	CAREM	30	Integral PWR	CNEA	Argentyna	W budowie
2.	ACP100	125	Integral PWR	CNNC/NPIC	Chiny	W budowie
3.	CANDU SMR	300	PHWR	Candu Energy Inc.	Kanada	Projekt
4.	CAP200	>200	PWR	SPIC/SNERDI	Chiny	Projekt
5.	DHR400	400 MW(t)	PWR	CNNC	Chiny	Projekt
6.	HAPPY200	200 MW(t)	PWR	SPIC	Chiny	Zaawansowany projekt
7.	NHR200-II	200 MW(t)	Integral PWR	Uniwersytet Tsinghua oraz CGN	Chiny	Projekt
8.	TEPLATOR	<150 MW(t)	HWR	UWB Pilsen oraz CIIRC CTU	Czechy	Projekt
9.	NUWARD	2x170	Integral PWR	EDF	Francja	Projekt
10.	IMR	350	PWR	MHI	Japonia	Projekt
11.	i-SMR	170	Integral PWR	KHNP oraz KAERI	Korea Płd.	Projekt
12.	SMART	107	Integral PWR	KAERI oraz K.A.CARE	Korea Płd. oraz Arabia Saudyjska	Zaawansowany projekt
13.	RITM-200N	55	Integral PWR	JSC Afrikantov OKBM, Rosatom	Rosja	Zaawansowany projekt
14.	VK-300	250	BWR	NIKIET	Rosja	Zaawansowany projekt
15.	KARAT-45	45-50	BWR	NIKIET	Rosja	Projekt
16.	KARAT-100	100	BWR	NIKIET	Rosja	Projekt
17.	RUTA-70	70 MW(t)	PWR	NIKIET	Rosja	Projekt
18.	STAR	10	LWR	STAR ENERGY SA	Szwajcaria	Projekt
19.	Rolls-Royce SMR	470	PWR	Rolls-Royce SMR Ltd.	Wielka Brytania	Zaawansowany projekt
20.	VOYGR	4/6/12 x 77	Integral PWR	NuScale Power Corporation	USA	Produkcja komponentów
21.	BWRX-300	270-290	BWR	GE-Hitachi oraz Hitachi-GE	USA oraz Japonia	Zaawansowany projekt
22.	SMR-160	160	PWR	Holtec International	USA	Projekt
23.	Westinghouse SMR	>225	Integral PWR	Westinghouse	USA	Projekt
24.	mPower	2 x 195	Integral PWR	BWX Technologies Inc	USA	Projekt
25.	OPEN20	22	PWR	Last Energy Inc.	USA	Zaawansowany projekt
Małe modułowe reaktory chłodzone wodą do zastosowań morskich (pływających)						
26.	KLT-40S	2 x 35	PWR	JSC Afrikantov OKBM, Rosatom	Rosja	W eksploatacji
27.	ACPR50S	50	PWR	CGNPC	Chiny	Zaawansowany projekt
28.	ACP100S	125	Integral PWR	CNNC/NPIC	Chiny	Projekt
29.	BANDI-60	60	PWR	KEPCO E&C	Korea Płd.	Projekt

30.	ABV-6E	6-9	PWR	JSC Afrikantov OKBM, Rosatom	Rosja	Zaawansowany projekt
31.	RITM-200M	50	Integral PWR	JSC Afrikantov OKBM, Rosatom	Rosja	Projekt
32.	VBER-300	325	Integral PWR	JSC Afrikantov OKBM, Rosatom	Rosja	Dopuszczanie do użytku
33.	SHELF-M	do 10	Integral PWR	NIKIET	Rosja	Projekt

Źródło: Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition

Pierwsza kategoria to reaktory chłodzone wodą. Projekty badawcze małych reaktorów modułowych tego typu bazują w dużej mierze na dojrzałej technologii wykorzystywanej w dużych reaktorach jądrowych, będących w eksploatacji od wielu lat. Główną różnicą projektów badawczych w stosunku do dużych reaktorów jądrowych jest ich rozmiar – w przypadku SMR moc zainstalowana wynosi do 300/400 MW, a w przypadku dużych reaktorów ok. trzech razy więcej (1000–1400 MW). W swoim zestawieniu IAEA zidentyfikowała 25 projektów reaktorów stacjonarnych oraz 8 projektów reaktorów pływających. Do projektów zaawansowanych z tej kategorii zaliczyć należy argentyński reaktor CAREM będący w budowie oraz chiński reaktor ACP100, którego budowa rozpoczęła się w 2021 r., a planowe podłączenie do sieci ma nastąpić w 2026 r. W zaawansowanej fazie projektowej znajdują się również: reaktor VOYGR (NuScale Power Corporation) – trwa produkcja komponentów dla reaktora demonstracyjnego, reaktor BWRX-300 (GE-Hitachi), reaktor Rolls-Royce oraz reaktor NUWARD (EDF). Spośród projektów reaktorów pływających w eksploatacji znajduje się opisany wcześniej rosyjski reaktor KLT-40S.

Tab. 2.8. Lista projektów wysokotemperaturowych reaktorów chłodzonych gazem (*High temperature gas-cooled reactors*), stan na koniec 2021 r.

	Nazwa projektu	Moc zainstalowana (MWe)	Typ	Projektant	Kraj	Status
34.	HTR-PM	210	HTGR	INET, Uniwersytet Tsinghua	Chiny	W eksploatacji
35.	STARCORE	14/20/60	HTGR	StarCore Nuclear	Kanada	Projekt
36.	JIMMY	10–20 MW(t)	HTGR	JIMMY ENERGY SAS	Francja	Zaawansowany projekt
37.	GTHTR300	100–300	HTGR	JAEA Consortium	Japonia	Projekt
38.	GT-MHR	288	HTGR	JSC Afrikantov OKBM	Rosja	Projekt
39.	MHR-T	4 x 205,5	HTGR	JSC Afrikantov OKBM	Rosja	Projekt
40.	MHR-100	25–87	HTGR	JSC Afrikantov OKBM	Rosja	Projekt
41.	AHTR-100	50	HTGR	Eskom Holdings SOC Ltd.	RPA	Projekt

42.	PBMR-400	165	HTGR	PBR SOC Ltd.	RPA	Projekt
43.	HTMR100	35	HTGR	STL Nuclear (Pty) Ltd.	RPA	Projekt
44.	EM^2	265	GFR	General Atomics	USA	Projekt
45.	FMR	50	GFR	General Atomics	USA	Projekt
46.	Xe-100	82,5	HTGR	X-Energy LLC	USA	Projekt
47.	S.C.-HTGR	272	HTGR	Framatome, Inc.	USA	Projekt
48.	PeLUIt/RDE	40 MW(t)	HTGR	BRIN	Indonezja	Projekt
49.	HTR-10	2,5	HTGR	INET, Uniwersytet Tsinghua	Chiny	Działający, wyłączony
50.	HTTR	30 MW(t)	HTGR	JAEA	Japonia	W eksploatacji

Źródło: Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition

Druga kategoria to wysokotemperaturowe reaktory chłodzone gazem. Główną cechą tego typu reaktorów jest produkcja ciepła o bardzo wysokiej temperaturze (≥750°C), które może być wykorzystywane w efektywniejszy sposób do produkcji energii elektrycznej, kogeneracji, a także innych celów przemysłowych. IAEA zidentyfikowała 17 projektów badawczych rozwijających ten typ reaktora jądrowego. Pierwszym reaktorem HTGR na świecie był chiński reaktor HTR-10 o mocy 10 MW, opracowany w latach 90. XX w. i podłączony do sieci na początku XXI w. Na podstawie wyników prac badawczych nad reaktorem HTR-10 opracowany został reaktor o nazwie HTR-PM, o mocy zainstalowanej 210 MWe. Reaktor ten podłączony został do sieci pod koniec 2021 r. Kolejnym wysokociśnieniowym reaktorem chłodzonym gazem, który znajduje się w eksploatacji, jest japoński reaktor HTTR. Jak wskazano wcześniej, ze względu na charakterystykę pracy reaktorów HTGR – produkcję ciepła o bardzo wysokiej temperaturze – w Japonii uruchomiono projekt badawczy, w którym energia produkowana w reaktorze HTTR wykorzystywana będzie do produkcji wodoru.

Tab. 2.9. Lista projektów badawczych reaktorów chłodzonych ciekłym metalem (*Liquid metal-cooled fast neutron spectrum reactors*), stan na koniec 2021 r.

	Nazwa projektu	Moc zainstalowana (MWe)	Typ	Projektant	Kraj	Status
51.	BREST-OD-300	300	LMFR	NIKIET	Rosja	W budowie
52.	ARC-100	100	LMFR	ARC Clean Energy	Kanada	Projekt
53.	4S	10	LMFR	Toshiba Energy	Japonia	Projekt

				Systems & Solutions Corpotation		
54.	MicroURANUS	20	Reaktor chłodzony LBE	UNIST	Korea Płd.	Projekt
55.	LFR-AS-200	200	LMFR	Newcleo srl	Włochy	Projekt
56.	SVBR	100	LMFR	JSC AKME Engineering	Rosja	Projekt
57.	SEALER-55	55	LMFR	LeadCold	Szwecja	Projekt
58.	Westinghouse LFR	450	LMFR	Westinghouse	USA	Projekt

Źródło: Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition

Trzecia kategoria to reaktory chłodzone ciekłym metalem. Zidentyfikowano 8 projektów badawczych rozwijających ten typ reaktora jądrowego. Jako chłodziwo wykorzystuje się np. sód, czysty ołów oraz eutektyk ołów-bizmut. W tej grupie w najbardziej zaawansowanym stadium rozwojowym znajduje się rosyjski reaktor BREST-OD-300. Obecnie trwa budowa reaktora demonstracyjnego, która ma się zakończyć w 2026 r.

Tab. 2.10. Lista projektów badawczych reaktorów chłodzonych stopionymi solami (*Molten Salt Reactors*), stan na koniec 2021 r.

	Nazwa projektu	Moc zainstalowana (MWe)	Typ	Projektant	Kraj	Status
59.	IMSR400	2 x 195	MSR	Terrestrial Energy Inc.	Kanada	Zaawansowany projekt
60.	SSR-W	300	MSR	Moltex Energy	Kanada	Projekt
61.	smTMSR-400	168	MSR	CAS/SINAP	Chiny	Projekt
62.	CMSR	100	MSR	Seaborg Technologies ApS	Dania	Projekt
63.	Copenhagen Atomics Waste Burner	20 MW(t)	MSR	Copenhagen Atomics	Dania	Zaawansowany projekt
64.	FUJI	200	MSR	ITMSF	Japonia	Projekt
65.	THORIZON	40–120	MSR	THORIZON	Niderlandy	Projekt

66.	SSR-U	16	MSR	Moltex Energy	Wielka Brytania	Projekt
67.	KP-FHR	140	FHR	KAIROS Power, LLC.	USA	Projekt
68.	Mk1 PB-FHR	100	FHR	UC Berkeley	USA	Projekt
69.	MCSFR	50/200/400/1200	MSR	Elysium Industries	USA	Projekt
70.	LFTR	250	MSR	Flibe Energy, Inc.	USA	Projekt
71.	ThornCon	250	MSR	ThorCon International	USA i Indonezja	Projekt

Źródło: Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition

Czwartą kategorię stanowią reaktory chłodzone stopionymi solami. Raport IAEA opisuje 13 projektów badawczych koncentrujących się na reaktorach MSR. Technologia ta ma posiadać wiele zalet, w tym wysokie bezpieczeństwo działania dzięki właściwościom stopionej soli, niskociśnieniowy jednofazowy układ chłodzenia, który eliminuje potrzebę stosowania dużych osłon, elastyczny cykl wymiany paliwa oraz wysokotemperaturowy, efektywny system produkcji energii. Obecnie żadna z koncepcji nie jest jeszcze gotowa do wdrożenia, niektóre projekty znajdują się w fazie wstępnych aktywności licencyjnych.

Tab. 2.11. Lista projektów badawczych mikroreaktorów, stan na koniec 2021 r.

	Nazwa projektu	Moc zainstalowana (Mwe)	Typ	Projektant	Kraj	Status
72.	Energy Well	8	FHTR	Centrum vyzkumu Rez	Czechy	Projekt
73.	MoveluX	3–4	Heat Pipe (sodium)	Toshiba	Japonia	Projekt
74.	ELENA	0,068	PWR	National Research Centre “Kurchatov Institute”	Rosja	Projekt
75.	UNITHERM	6,6	PWR	NIKIET	Rosja	Projekt
76.	AMR	3	HTGR	STL Nuclear (Pty) Ltd.	RPA	Projekt
77.	LFR-TL-30	30	LMFR	Newcleo Ltd.	Wielka Brytania	Projekt
78.	U-Battery	4	HTGR	Urenco	Wielka Brytania	Projekt

79.	Aurora	1,5 - 50	LMFR	OKLO, Inc.	USA	Zaawansowany projekt
80.	HOLOS-QUAD	10	HTGR	HolosGen LLC	USA	Zaawansowany projekt
81.	MARVEL	0,015–0,027	LMFR	Idaho National Laboratory	USA	Produkcja komponentów
82.	MMR	>5 oraz >10	HTGR	Ultra Safe Nuclear Corporation	USA	Projekt
83.	Westinghouse eVinci	2–3,5	Heat Pipe	Westinghouse	USA	Projekt

Źródło: Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition

Ostatnią, piątą kategorię stanowią mikroreaktory. Przyjmuje się, że tym mianem określa się bardzo małe reaktory jądrowe, o mocy zainstalowanej do 10 MW(e). Mikroreaktory mogą być wykonane w różnych technologiach, wykorzystujących różne chłodziwa. Kilkanaście projektów badawczych znajduje się w fazie licencjonowania, w tym w Kanadzie oraz USA. Można się spodziewać, że pierwsze projekty wejdą w fazę realizacji w najbliższych latach.

Mikroreaktory mają służyć niszowym rynkom energetycznym i cieplnym, takich jak zasilanie mikrosieci oraz obszarów wykluczonych (nieposiadających połączenia do sieci elektroenergetycznej), szybkie przywracanie zasilania w obszarach dotkniętych klęskami żywiołowymi, zasilanie obiektów strategicznych (szpitale, infrastruktura wodna) czy odsalanie wody morskiej.

Rozdział 3. POZYCJA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLITYCE KLIMATYCZNEJ UE

Porozumienie Paryskie z 2016 r. było zasadniczo oficjalnym punktem startowym transformacji energetycznej na świecie, ze szczególną pozycją Unii Europejskiej, która trzy lata później przyjęła politykę dojścia do neutralności klimatycznej w 2050 r. o nazwie „Europejski Zielony Ład". Mimo iż modernizacja miksu wytwórczego w kierunku mniej emisyjnych źródeł odbywała się w UE już od kilku lat, to Europejski Zielony Ład znacząco przyspieszył i uszczegółowił ambicje całej Wspólnoty. Operacjonalizacja celów polityki klimatycznej UE została zrealizowana na poziomie Pakietu Fit for 55 z lipca 2021 r., który to wyznaczył ścieżki dekarbonizacji praktycznie dla każdego sektora gospodarki w UE. Rola energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE dotychczas nie była ponadprzeciętnie istotna, a Komisja Europejska nie odnosiła się do atomu w kolejnych regulacjach publikowanych w ramach Fit for 55. Zasadniczy zwrot w zakresie wizji strategicznej transformacji przyniosła najpierw pandemia COVID-19, a potem wojna w Ukrainie, prowadząc do znaczącej destabilizacji rynku surowców, ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego. Czy w obecnej sytuacji geopolitycznej przyszłość należy do duetu OZE i atom?

Dążąc do zmniejszenia swoich emisji CO_2, Unia Europejska pierwotnie postawiła na dynamiczny rozwój rozproszonych OZE, gaz ziemny jako paliwo przejściowe, a także gazy zdekarbonizowane z wiodącą rolą wodoru jako docelowego nośnika energii zastępującego paliwa kopalne. Jednocześnie Europejski Zielony Ład wyznaczył ścieżkę schyłkową dla użycia węgla w UE. Niemniej ostatnie dwa kryzysowe lata objawiające się najpierw pandemią COVID-19, a potem wojną w Ukrainie pozostawiły wiele nowych wyzwań strategicznych w zakresie modernizacji miksu energetycznego, pozostawiając pod dyskusję przyszłe zastosowanie wybranych technologii i surowców:

- **Węgiel** – trajektoria odejścia od użycia węgla kamiennego i brunatnego jest zasadniczo jasna, a rentowność funkcjonowania elektrowni węglowych znacznie spada w ostatnich latach ze względu na m.in. wzrost cen uprawnień do emisji na rynku EU ETS oraz niską jakość wydobywanego węgla w stosunku do rosnących kosztów jego zakupu. Niemniej rola węgla w miksie energetycznym UE może zostać wydłużona, w tym w szczególności w krajach o jego dużym udziale w wytwarzaniu energii, takich jak Polska lub Niemcy, częściowo zastępując potencjalną rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego. Wydaje się, że tendencja ta wynika m.in. z tego, że węgiel ma najniższy wskaźnik zależności od importu spośród wszystkich paliw kopalnych stosowanych w UE (ropa naftowa = 96%; gaz ziemny = 84%, węgiel = 57%)[17], przez co jego zastosowanie generuje większą odporność na wahania makroekonomiczne oraz potencjalny szantaż cenowy ze strony partnera handlowego. Ponadto rola węgla w transformacji energetycznej jest także podnoszona w dyskusji na temat wzrostu wykorzystania OZE w całym systemie elektroenergetycznym. Zakłada się, że jednostki węglowe średniej mocy tzw. 200+ po przejściu odpowiednich remontów mogłyby stanowić dobre uzupełnienie niestabilnie pracujących OZE przy jednocześnie niedużym wzroście kosztów systemowych[18]. Niemniej należy zakładać, że w takim modelu węgiel także pełniłby rolę paliwa przejściowego, zasadniczo wspierającego rozwój OZE, a wygaszanie bloków 200+ także musiałoby odbyć się do ściśle określonej daty (2035–2040 r.)[19].

- **Gaz ziemny** – ostatecznie uwzględniony jako paliwo zgodne z polityką klimatyczną UE w ramach aktu delegowanego do Taksonomii UE. Jego dalsza rola w transformacji energetycznej pozostaje pod pewnym znakiem zapytania ze względu na następujące czynniki: duża zależność od importu, niska, lecz nadal występująca emisja, konieczność domieszkowania gazami niskoemisyjnymi i odnawialnymi w okresie amortyzacji jednostki, a także wysoka wrażliwość LCOE na ceny surowca wsadowego. Mimo iż ceny gazu ziemnego w Unii Europejskiej przez lata utrzymywały się na stabilnym poziomie, to od początku 2021 r. można zaobserwować znaczące fluktuacje cen hurtowych gazu ziemnego na benchmarku TTF, co przełożyło się także na istotne wahania hurtowych cen energii elektrycznej oraz ogólny kryzys energetyczny. Wydaje się, że jednostki

[17] Coal production and consumption statistics - Statistics Explained (europa.eu)
[18] Forum Energii: Bloki 200 plus - na emeryturę czy do pracy? (ANALIZA) - BiznesAlert.pl
[19]362a508e-odejście-od-węgla-w-pl-do-2035-to-business-as-usual_potrzebne-przyspieszenie.pdf (greenpeace.org)

gazowe pozostaną przejściowymi, pełniąc ważną rolę stabilizującą w systemie elektroenergetycznym. Niemniej będą one wymagać stopniowej dekarbonizacji dla uniknięcia powstawania zjawiska tzw. aktywów osieroconych oraz utraty rentowności w czasie amortyzacji.

- **OZE** – dynamiczny rozwój OZE w UE, w tym w Polsce, jest zasadniczo tak samo pewny jak odejście od paliw kopalnych (m.in. obligatoryjne cele udziału OZE w państwach członkowskich UE z dyrektywy RED). Niemniej podstawowym wyzwaniem w zakresie rozwoju OZE będzie zapewnienie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego przy wzroście liczby jednostek niesterowalnych. Wiążą się z tym potencjalnie powstający długoterminowy konflikt pomiędzy operatorami sieciowymi a inwestorami OZE w zakresie budowy nowych przyłączy sieciowych oraz zdolności bilansowania systemowego. Wydaje się, że w tym kontekście konieczne będzie jednoczesne rozwijanie technologii pracujących u podstawy systemu elektroenergetycznego, a także stosunkowo szybko reagujących magazynów energii w postaci: bateryjnej, wodnej lub powietrznej. Koniecznymi działaniami w zakresie rozwoju rynku OZE będzie także zniesienie zasady 10H, uproszczenie i skrócenie procedur administracyjnych oraz środowiskowych, popularyzacja rynku pozaaukcyjnego w postaci PPA oraz udogodnienia dla przemysłu, np. linia bezpośrednia. Niemniej należy wskazać, że samodzielne funkcjonowanie OZE w systemie elektroenergetycznym wydaje się trudne do osiągnięcia bez połączenia ze stabilnie pracującą technologią o możliwej sterowalności np. atomu.

- **Energetyka jądrowa –** budowa bloków jądrowych oraz ich modernizacja została uwzględniona w treści aktu delegowanego do Taksonomii UE z lutego 2022 r., co oznacza, że energetyka jądrowa jest klasyfikowana jako technologia zrównoważona i zgodna z polityką klimatyczną UE. Należy uznać, że obecność atomu w Taksonomii UE jest dobrym sygnałem dla rozwoju tego sektora, gdyż dotychczas był on nieobecny w pozostałych regulacjach klimatycznych publikowanych przez KE. Bloki jądrowe mają trzy zasadnicze zalety, które nie występują jednocześnie w przypadku żadnej z wcześniej opisywanych technologii: stabilność pracy, zeroemisyjność, wysoka efektywność pracy (współczynnik wykorzystania mocy na poziomie ok. 80–90%). Ponadto dane sektorowe wskazują na wysoką sterowalność jednostek jądrowych w porównaniu z węglowymi i gazowymi[20]. Potencjalne maksymalne gradienty mocy wynoszą odpowiednio dla wskazanego przykładu: 63 MW/min dla jednostki jądrowej, 26 MW/min dla jednostki gazowej i 38 MW/min dla jednostki węglowej. Wydaje się, że kombinacja wielu cech jednostek jądrowych opisanych powyżej powoduje, że mogłyby być one dobrym uzupełnieniem dla jednostek OZE. Kluczowymi kwestiami strategicznymi w zakresie jednostek jądrowych pozostaje: minimalizacja kosztu kapitału poprzez stworzenie optymalnej struktury finansowania o niskich kosztach przy jednoczesnym krytycznym utrzymywaniu harmonogramu realizacji projektu. Należy zaznaczyć, że LCOE pierwszego bloku jądrowego w Polsce (tzw. FOAK – First of a kind) może być stosunkowo wysokie w porównaniu z innymi podobnymi jednostkami pracującymi w krajach o rozwiniętym sektorze jądrowym[21]. Szacunki Komisji Europejskiej wskazują, że koszty produkcji energii elektrycznej z bloków FOAK w 2030 r. będą wynosić średnio ok. 80–100 EUR/MWh, a jednostek pracujących ok. 40–60 EUR/MWh. Niemniej wyższe koszty budowy źródeł atomowych mogą zostać zrekompensowane finalnymi niższymi kosztami systemowymi związanymi z rozbudową sieci, magazynów energii czy bilansowaniem koniecznym przy źródłach OZE.

- **Pozostałe –** istotny potencjał uzupełnienia miksu energetycznego posiada także biometan, który określany jest jako częściowy substytut gazu ziemnego. Szacunki branżowe wskazują, że polski potencjał w zakresie produkcji biometanu wynosi ok. 8 mld m^3 w perspektywie długoterminowej, co mogłoby stanowić około $^1/_3$ zapotrzebowania na gaz ziemny w gospodarce. Jednocześnie liczby te mogłyby przełożyć się na produkcję 30,5 TWh energii elektrycznej m.in. w kogeneracji. Ważnym gazem przyszłości, którego rozwój będzie bezpośrednio zależał od rozwoju rynku OZE, jest wodór.

[20] SNETP-Factsheet-7-Load-following-capabilities-of-nuclear-power-plants.pdf
[21] 210329-jrc-report-nuclear-energy-assessment_en.pdf (europa.eu)

Oceniany jako przyszłe paliwo oraz nośnik energii prowadzący do przenikania rynków w formule Power-to-X. Popyt na wodór będzie generowany głównie w sektorach trudnych do elektryfikacji jak: rafinerie, zakłady chemiczne czy hutnictwo. Niemniej jego rola może być także ważna w dekarbonizacji transportu ciężkiego. Należy również wskazać, że gospodarka wodorowa może zostać dodatkowo wsparta dzięki rozwojowi energetyki jądrowej, gdyż stabilnie pracujące jednostki atomowe (m.in. SMR) mogą zapewnić przewidywalną produkcję wodoru (fioletowego), co nie jest możliwe w przypadku źródeł OZE (wodór zielony).

3.1. Perspektywy rozwoju EJ w Polsce w kontekście polityki klimatycznej UE

Współczesny system energetyczny zarówno w Polsce, jak i całej Unii Europejskiej stoi przed wyzwaniem realizacji procesów transformacyjnych i dekarbonizacyjnych. Zgodnie z pierwotnymi założeniami Europejskiego Zielonego Ładu[22] opublikowanego w 2019 r., kluczowymi technologiami zapewniającymi realizację celów klimatycznych UE mają być rozproszone OZE, gaz ziemny jako paliwo przejściowe oraz gazy zdekarbonizowane pełniące funkcję uniwersalnych nośników energii, prowadząc do konwergencji wielu sektorów gospodarki. Należy zaznaczyć, że nadrzędnym celem Komisji Europejskiej jest doprowadzenie do neutralności klimatycznej w 2050 r., kiedy to paliwa bazujące na węglowodorach przestaną być praktycznie używane[23], a dominujące będą zeroemisyjne źródła produkcji. Polityka klimatyczna UE, której podstawy były formułowane w latach 2018–2019, zasadniczo nie uwzględniała istotnej roli energetyki jądrowej w przyszłym miksie energetycznym Wspólnoty. Antyatomowa polityka niemiecka[24] oraz widoczny zastój we francuskim sektorze jądrowym[25] generowały pytania co do przyszłości europejskiej energetyki jądrowej w ogóle oraz jej zgodności ze strategicznymi założeniami transformacji klimatycznej UE.

Niemniej kolejne regulacje publikowane przez Komisję Europejską w latach 2021–2022, a także postępujące zmiany geopolityczne, prowadziły do stopniowego zwiększenia znaczenia energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE przy równoległym wzroście niepewności co do pozycji gazu jako paliwa przejściowego. Energetyka atomowa została finalnie uwzględniona w treści Taksonomii UE (luty 2022 r.), a kryzys energetyczny objawiający się m.in. dynamicznymi zmianami cen gazu ziemnego spowodował powstanie nowej perspektywy na energetykę jądrową. Wydaje się, że współczesne otoczenie rynkowe i regulacyjne w sektorze energetycznym jasno wskazują, jak ważne jest uzupełnienie rosnącej liczby OZE stabilnie pracującą i zeroemisyjną technologią jądrową.

3.2. Pozycjonowanie energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE

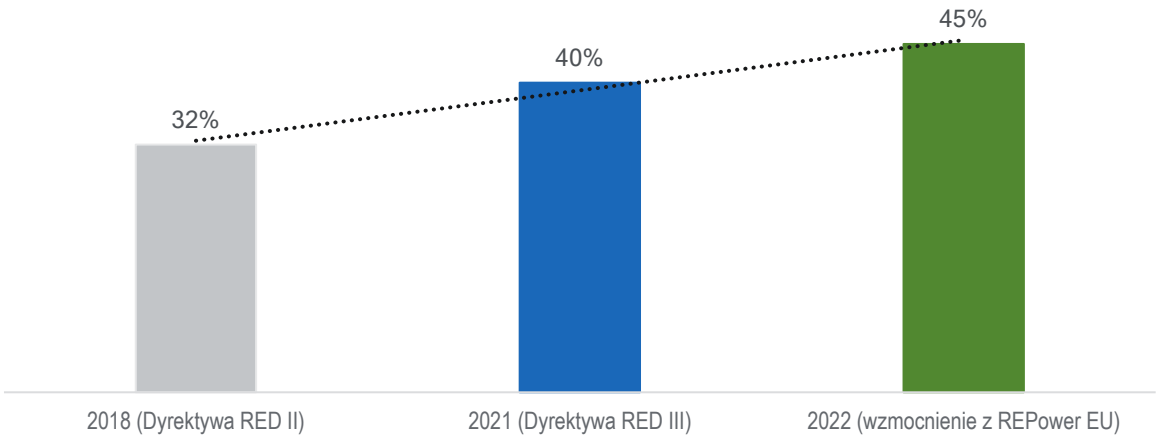
Energetyka atomowa coraz wyraźniej na przestrzeni ostatnich lat zaczyna wpływać na kształtowanie polityki klimatycznej UE. Znaczenie to ujawnia się szczególnie jako źródła pracującego u podstawy systemu elektroenergetycznego, stabilizującego OZE (w wybranych przypadkach, np. SMR) oraz zeroemisyjnego. Wydaje się, że wzrost zainteresowania w zakresie wykorzystania EJ jako istotnego źródła wytwórczego w przyszłym miksie energetycznym UE wynika z jednoczesnego splotu kilku czynników regulacyjnych i rynkowych.

Można przypuszczać, że jednym z głównych powodów wzrostu znaczenia energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE jest stosunkowo dynamicznie rosnący cel udziału OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej do 2030 r. W ramach przeprowadzonych i planowanych zmian w dyrektywie RED wyraźnie dostrzegana jest tendencja do dynamicznego zwiększania celu OZE: **obecnie obowiązujący cel z 2018 r. (32%), cel zaproponowany w ramach pakietu Fit for 55 w 2021 r. (40%), cel zaproponowany w ramach REPowerEU w 2022 r. (45%).** Ambitne cele w zakresie rozwoju źródeł OZE w UE generują naturalne wyzwania związane ze znaczącym poziomem potrzebnego bilansowania oraz stabilizowania systemu

[22] Komunikat Komisji – Europejski Zielony Ład z dnia 11 grudnia 2019 r. : resource.html (europa.eu)
[23] Zakładane jest występowanie tzw. emisji rezydualnych, czyli trudnych do redukcji, które mogą zostać pochłonięte przez m.in. naturalną sekwestrację.
[24] Nuclear Power in Germany - World Nuclear Association (world-nuclear.org)
[25] Nuclear Power in France | French Nuclear Energy - World Nuclear Association (world-nuclear.org)

elektroenergetycznego. Kwestie te w szczególności dotyczą państw, które mają stosunkowo słabo rozwiniętą sieć, a krajowy miks był dotychczas budowany głównie na stabilnie pracujących źródłach (węgiel, gaz). W tej sytuacji rynkowej energetyka jądrowa jest zasadniczo jedynym rozwiązaniem długoterminowym, które zapewnia jednoczesną realizację dwóch celów strategicznych: **praktycznie zerowa emisja CO_2 w cyklu życia (LCA – Life Cycle Assessment) oraz stabilizacja pracy systemu elektroenergetycznego.**

Rys. 3.1. Cele udziału OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej do 2030 r. w Unii Europejskiej



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Komisji Europejskiej

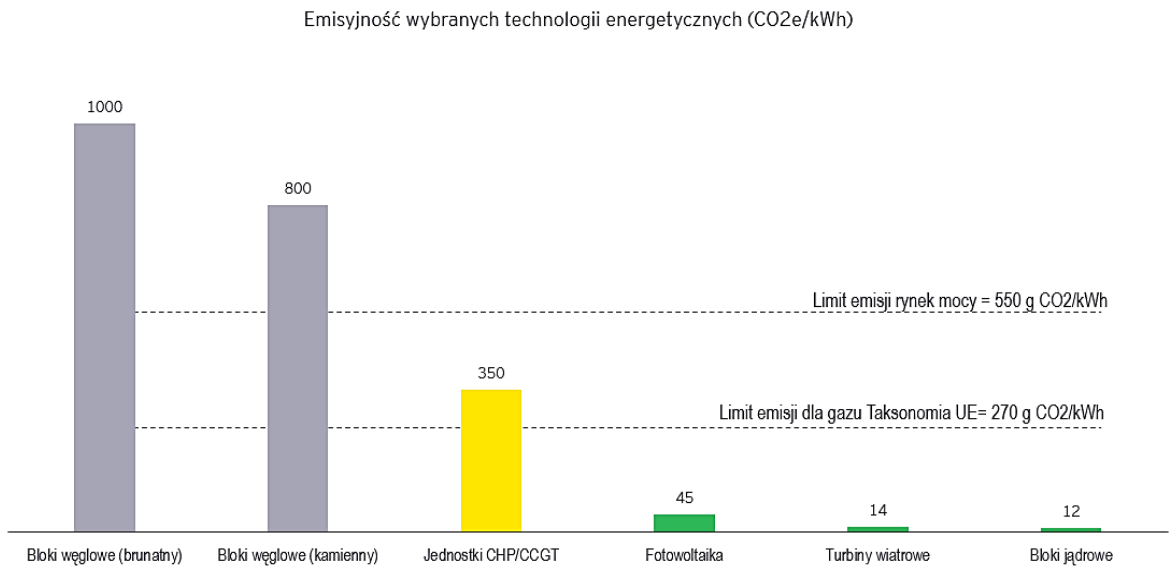
Kolejnym strategicznym czynnikiem, który zasadniczo wpłynął na powstanie nowej perspektywy na energetykę jądrową, jest obecna sytuacja geopolityczna związana z wojną w Ukrainie, a także związany z tym kryzys energetyczny. Destabilizacja rynków surowcowych, a w szczególności gazu ziemnego, ukazała znaczące oddziaływanie Rosji na kondycję gospodarczą całej UE, w tym także Polski. Uzależnienie od dostaw gazu ziemnego ze wschodu stosunkowo szybko znalazło odzwierciedlenie w gwałtownych wzrostach cen energii elektrycznej na rynkach hurtowych[26]. Przy szczytowych wzrostach cen gazu ziemnego na TTF do poziomu ponad 300 EUR/MWh, ceny energii elektrycznej na rynku dnia następnego w Polsce oscylowały w zakresie nawet 1300–1500 zł/MWh[27]. Dzięki znaczącemu importowi LNG, łagodnej jesieni oraz zapełnieniu magazynów gazu ceny na TTF znacząco spadły (od ok. początku września 2022 r.), to kryzys gazowy był prawdopodobnie największym w historii funkcjonowania UE w XXI w. i pozostawił wiele nowych zagadnień do poruszenia.

Zasadniczo, dalszy spadek cen gazu ziemnego do epoki sprzed wojny, w tym długoterminowa stabilizacja, nie jest pewny. Generuje to z kolei strategiczne pytanie o zasadność pozycjonowania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej UE. Trudno jednoznacznie odpowiedzieć na to pytanie, jednak należy wskazać, że UE prawdopodobnie nigdy nie zrealizuje swojego zapotrzebowania na gaz ziemny z własnych źródeł i mimo iż przejdzie na duży import LNG, to nadal pozostanie zależna strategicznie. Potencjalną rolę w tworzeniu rynku gazu w UE może mieć także metan odzyskiwany z procesów przemysłowych oraz pochodzących z przetworzenia biomasy, jednak on także nie zapewni pokrycia przyszłego zapotrzebowania w całości.

[26] Jednostki gazowe w Polsce wyznaczały krańcowy koszt wytworzenia energii elektrycznej, domykając tzw. stos wymaganej mocy systemowej. Mechanizm ten wynika z funkcjonowania europejskiej elektroenergetyki w systemie tzw. merit-order.
[27] TGE - Rynek Dnia Następnego

Ponadto, wymogi wprowadzane w ramach takich regulacji jak: Taksonomia UE[28], wytyczne w sprawie pomocy publicznej CEEAG[29] oraz dyrektywa o efektywności energetycznej EED[30], są stosunkowo ambitne dla nowych jednostek gazowych. Wymienione akty prawne zakładają stosunkowo restrykcyjną trajektorię dekarbonizacji jednostek gazowych pracujących w kogeneracji, wymagając od inwestorów wskazania transparentnej ścieżki redukcji emisji CO_2 z wykorzystaniem technologii CCUS lub wykorzystania paliwa w postaci mieszanki gazu ziemnego z gazami niskoemisyjnymi lub odnawialnymi. Taksonomia UE, jak i dyrektywa EED wskazują bezpośrednio na maksymalny limit emisji z jednostek gazowych na poziomie 270 g CO_2/kWh, z czego w Taksonomii dodany jest także wymóg dla inwestora w zakresie wskazania możliwości spalania 100% gazów niskoemisyjnych i odnawialnych w jednostkach gazowych do 2035 r. Jednocześnie dane ACER z 2019 r. ukazują, że średni poziom emisyjności jednostki gazowej w UE wynosi 348 g CO_2/kWh[31] przy sprawności na poziomie 58%, a jedno z badań sektorowych zrealizowanych w 2022 r. wskazuje, że osiągnięcie emisji poniżej 250 g CO_2/kWh wymaga ok. 51% obecności wodoru w paliwie wsadowym[32]. W konsekwencji pozostaje pytanie o gotowość polskich inwestorów do realizacji tych wymogów, a także długoterminowej opłacalności inwestycji gazowych w przypadku niepewności na rynku gazu.

Rys. 3.2. Emisyjność wybranych technologii energetycznych (CO_2/kWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: ACER, Komisja Europejska, World Nuclear

Pozyskanie finansowania na budowę jednostek gazowych prawdopodobnie nadal pozostanie osiągalne, jednak może być znacznie mniej atrakcyjne kosztowo w porównaniu z preferencyjnym, które będzie zależne od osiągania wskaźników środowiskowych. Niniejsza analiza nie ma na celu całkowitego odrzucenia gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, jednak wskazuje na istotne wyzwania dla tej technologii zarówno z perspektywy regulacyjnej, rynkowej, jak też możliwego wzrostu zainteresowania wokół technologii substytucyjnych – wzrost roli energetyki jądrowej, krótkoterminowe wydłużenie funkcjonowania węgla (w szczególności zmodernizowanych i elastycznych jednostek klasy 200 MW).

Wydaje się, że wobec powyższych czynników otoczenia rynkowego i regulacyjnego energetyka jądrowa może zyskać dodatkowe znaczenie strategiczne. Będzie wypełniać lukę mocy wraz ze stopniowym

[28] EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation (europa.eu)
[29] EUR-Lex - 52022XC0218(03) - EN - EUR-Lex (europa.eu)
[30] EUR-Lex - 52021PC0558 - EN - EUR-Lex (europa.eu)
[31] ACERs Opinion 22-2019 examples of calculation.pdf (europa.eu)
[32] Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems - ScienceDirect

odejściem od jednostek węglowych oraz w związku z niepewnością co do zakładanej dotychczas budowy jednostek gazowych i perspektywy cen długoterminowych tego surowca. Komisja Europejska w ramach komunikatu REPower EU z 18 maja 2022 r.[33] wskazała, że jednostki jądrowe mogą być **istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego UE w obliczu wojny i problemów z dostawami gazu, a w przyszłości będą także ważnym źródłem dla produkcji wodoru (fioletowego/różowego).**

Finalnie, można przypuszczać, że zastosowanie niezawodnej technologii jądrowej zakupionej od sprawdzonego partnera zagranicznego, w tym pozyskanie paliwa jądrowego z neutralnego lub pozytywnie nastawionego państwa, może przełożyć się zarazem na bezpieczeństwo energetyczne Polski, stabilizację pracy systemu, a także zeroemisyjność. Wydaje się, że z perspektywy polityki klimatycznej UE zarówno energetyka jądrowa, jak i źródła OZE powinny być rozpatrywane komplementarnie jako technologie przyszłościowe, wspólnie tworzące miks energetyczny Wspólnoty.

3.3. Energetyka jądrowa w Taksonomii UE

Należy wskazać, że dyskusja nad włączeniem energetyki jądrowej oraz gazu ziemnego w ramach jednego aktu delegowanego była stosunkowo burzliwa i wiązała się z kontrowersyjnymi głosowaniami w Parlamencie Europejskim. 7 lipca 2022 r. w Parlamencie Europejskim przegłosowano włączenie gazu ziemnego i energetyki jądrowej do Taksonomii UE, jednak większość była nieznaczna, za włączeniem zagłosowało 328 parlamentarzystów z łącznej liczby 639. Jednoznaczne zdanie odnośnie do energetyki jądrowej miały w szczególności Austria i Luksemburg, które zobowiązały się do wniesienia aktu delegowanego do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, dążąc do jego anulowania[34]. Z kolei rządy wielu państw Europy Środkowo-Wschodniej, włączając w to Grupę Wyszehradzką (V4), od początku aktywnie wspierały oznakowanie obu źródeł energii jako „zielonych" w unijnej taksonomii. Głosy na temat włączenia energetyki jądrowej do Taksonomii UE były także przekazywane ze strony Ukrainy, która jako potencjalny przyszły kandydat do UE wskazała, że energetyka jądrowa mogłaby odegrać integralną rolę w powojennej odbudowie Ukrainy[35].

Z perspektywy polskich projektów jądrowych włączenie atomu do Taksonomii jest dobrą informacją, gdyż pozycjonuje tę technologię jako zrównoważone źródło produkcji energii według nomenklatury unijnej. Można także przypuszczać, że dzięki obecności atomu w Taksonomii UE, sektor finansowy będzie bardziej zainteresowany finansowaniem tej technologii na korzystnych warunkach, co jest ważnym czynnikiem wpływającym na koszt kapitału i finalne koszty energii elektrycznej dla tej technologii.

Niemniej należy wskazać, że pierwszy **akt delegowany do Taksonomii UE 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r.[36]** nie odnosił się do kwestii energetyki jądrowej w sposób szczegółowy, pozostawiając uwzględnienie go w tekście rozporządzenia do decyzji KE po dokonaniu szczegółowych analiz. 6 lipca 2021 r., czyli tuż przed publikacją pakietu Fit for 55, Komisja Europejska opublikowała także **Strategię dotyczącą finansowania transformacji w stronę gospodarki zrównoważonej**[37], w której zapowiedziano przyjęcie dedykowanego aktu delegowanego dla gazu i energetyki jądrowej w ramach Taksonomii UE, a także umieszczono odwołanie do kluczowej analizy w zakresie wpływu energetyki jądrowej na środowisko, która została wykonana przez Wspólne Centrum Badawcze, służby Komisji Europejskiej ds. nauki i wiedzy[38]. Szczegółowa analiza wpływu energetyki jądrowej na środowisko wykazała, że:

- **Średnie emisje CO_2e** w cyklu życia określone dla produkcji energii elektrycznej z energii jądrowej są **porównywalne z wartościami charakterystycznymi dla energii wodnej i wiatrowej.**

[33] resource.html (europa.eu)
[34] Nuclear and gas inclusion in the taxonomy creates a "between in and out" | Our Center of Expertise (natixis.com)
[35] Reflections on the EU Taxonomy | GLOBSEC - A Global Think Tank: Ideas Shaping the World
[36] EUR-Lex - 32021R2139 - EN - EUR-Lex (europa.eu)
[37] EUR-Lex - 52021DC0390 - EN - EUR-Lex (europa.eu)
[38]https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/210329-jrc-report-nuclear-energy-assessment_en.pdf

- Energia jądrowa ma **bardzo niską emisję NOx** (tlenków azotu), **SO_2** (dwutlenku siarki), **PM** (cząstek stałych). Wartości te są **porównywalne lub lepsze niż odpowiadające im emisje z łańcuchów energii słonecznej PV i wiatrowej.**
- Całkowity wpływ na zdrowie ludzkie zarówno **radiologicznych, jak i nieradiologicznych emisji** z łańcucha energii jądrowej są **porównywalne z oddziaływaniem na zdrowie ludzkie morskiej energii wiatrowej.**
- Trzy strategiczne obszary, które wymagają szczególnej uwagi przy rozwoju projektów EJ: **zanieczyszczenie termiczne zbiorników wodnych, duże zużycie wody, gospodarowanie odpadami radioaktywnymi w całym cyklu życia.**

Zasadniczo najważniejszym kamieniem milowym w dyskusji nad atomem w UE było opublikowanie **rozporządzenia delegowanego Komisji 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r.**[39], które uznawało wykorzystanie atomu za zgodne z polityką klimatyczną UE i założeniami Taksonomii UE wraz z określeniem szczegółowych warunków rozwoju technologii energetyki jądrowej z perspektywy ochrony środowiska. Można przyjąć, że Taksonomia UE, a dokładniej rozporządzenie delegowane Komisji 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r., jest zasadniczo jedynym szczegółowym i kompleksowo odnoszącym się dokumentem do energetyki jądrowej w całej polityce Europejskiego Zielonego Ładu[40]. Do czasu kreacji polityki klimatycznej UE Komisja oddelegowywała tworzenie szczegółowych regulacji atomowych do organizacji Euroatom, jednak w przypadku Taksonomii podjęto próbę strategicznego spozycjonowania energetyki jądrowej w transformacji energetycznej UE, znacząco poprawiając pozycję atomu obok takich źródeł energii jak OZE, gaz ziemny czy wodór.

Należy zauważyć**, że punkt 6 aktu delegowanego** wskazuje, że energia jądrowa nie jest uznawana za odnawialną zgodnie z treścią dyrektywy RED, przez co nie będzie uwzględniana w kontrybucji do celów OZE, jednak będzie kluczową technologią w przypadku *braku alternatywnych niskoemisyjnych rozwiązań wykonalnych pod względem technologicznym i ekonomicznym na skalę wystarczającą do pokrycia zapotrzebowania na energię w sposób* ***ciągły i niezawodny.*** Co najważniejsze – punkt 6 aktu delegowanego wskazuje, że dzięki zapewnieniu stabilnych podstawowych dostaw energii, energia jądrowa ułatwia wykorzystanie nieciągłych odnawialnych źródeł energii i nie utrudnia ich rozwoju, zgodnie z wymogami art. 10 ust. 2 lit. b) rozporządzenia (UE) 2020/852. Oznacza to, że według KE, wykorzystanie energetyki jądrowej może zapewnić tzw. ***istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu.***

Należy wskazać, że tekst Taksonomii UE odnosi się do reaktorów generacji III+, w tym poprawy ich bezpieczeństwa, jak i reaktorów generacji IV w świetle ich potencjalnego wkładu w osiągnięcie celu obniżenia emisyjności i minimalizacji odpadów promieniotwórczych w przyszłości. Wymogi taksonomiczne przedstawione w technicznych kryteriach kwalifikacji odnoszą się głównie do kwestii środowiskowych, odpadów promieniotwórczych, ochrony zasobów wodnych oraz modernizacji bloków jądrowych w zakresie wdrażania najlepszych dostępnych technologii.

Akt delegowany do Taksonomii UE odnosi się szczegółowo do trzech obszarów aktywności gospodarczej w zakresie energetyki jądrowej. Są one oznaczone kolejnymi numerami sekcji 4.26–4.28:

- **4.26 – Fazy przed wprowadzeniem na rynek zaawansowanych technologii wytwarzania energii w ramach procesów jądrowych przy minimalnej ilości odpadów z cyklu paliwowego**

  Opis działalności: Badania, rozwój, demonstracja i rozmieszczenie innowacyjnych obiektów wytwarzania energii elektrycznej, na które właściwe organy państw członkowskich wydają zezwolenia zgodnie z obowiązującym prawem krajowym, wytwarzających energię w ramach procesów jądrowych przy minimalnej ilości odpadów z cyklu paliwowego.

[39] EUR-Lex - 32022R1214 - EN - EUR-Lex (europa.eu)
[40] Niniejsze opracowanie zakłada, że regulacje Euroatom są odrębne i niezależne od polityki klimatycznej UE wyrażonej w ramach Europejskiego Zielonego Ładu.

- **4.27 – Budowa i bezpieczna eksploatacja nowych elektrowni jądrowych do wytwarzania energii elektrycznej lub energii cieplnej, w tym do produkcji wodoru, z wykorzystaniem najlepszych dostępnych technologii**

  Opis działalności: Budowa i bezpieczna eksploatacja nowych obiektów jądrowych, z wydanym pozwoleniem na budowę do 2045 r., w celu wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła technologicznego, w tym na potrzeby systemu ciepłowniczego lub procesów przemysłowych, takich jak produkcja wodoru (nowe obiekty jądrowe), a także ich modernizacja pod kątem bezpieczeństwa.

- **4.28 – Wytwarzanie energii elektrycznej z energii jądrowej w istniejących obiektach**

  Opis działalności: Modyfikacja istniejących obiektów jądrowych w celu rozbudowy, dopuszczonej przez właściwe organy państw członkowskich do 2040 r. zgodnie z obowiązującym prawem krajowym, modyfikacja czasu bezpiecznej eksploatacji obiektów jądrowych wytwarzających energię elektryczną lub ciepło z energii jądrowej („elektrownie jądrowe").

  Państwa członkowskie, które chcą rozwijać projekty jądrowe, modernizować obecne bloki jądrowe lub budować nowe bloki jądrowe uznawane za zrównoważone środowiskowo, muszą uwzględnić poniższe wymogi:

  - Państwo członkowskie przestrzega przepisów wprowadzanych przez Euroatom, w szczególności tych dotyczących bezpieczeństwa radiologicznego i użytkowania obiektów jądrowych: **dyrektywa Rady 2009/71/Euratom; dyrektywa 2011/70/Euratom oraz dyrektywa Rady 2013/59/Euratom.**
  - Państwo członkowskie przestrzega przepisów wprowadzanych przez Parlament Europejski i Radę w zakresie ochrony środowiska i wód: **dyrektywa 2011/92/UE oraz dyrektywa 2000/60/WE.**
  - Państwo członkowskie posiada plan, harmonogram oraz fundusze dla **likwidacji obiektów jądrowych, gospodarowania odpadami promieniotwórczymi i ich trwałego składowania**, a także będzie raportować do Komisji Europejskiej w zakresie realizacji tego punktu.
  - Państwo członkowskie dokonuje **zgłoszenia projektu Komisji Europejskiej** na podstawie art. 43 Traktatu Euratom **w celu wydania opinii**, w tym także **zgodności z Taksonomią UE.**
  - Operator obiektu jądrowego realizujący inwestycję na terenie danego państwa członkowskiego przekłada odpowiednie dokumenty świadczące o: bezpieczeństwie jądrowym obiektu, minimalizacji oddziaływań zewnętrznych oraz odpowiedniej lokalizacji obiektu (zgodnie z kolejnymi regulacjami Euroatom)[41].

Dodatkowo należy wskazać, że Taksonomia UE przewiduje dodatkowe kryteria kwalifikacji dla nowych obiektów jądrowych opisanych w sekcji 4.27. **Zakłada się, że począwszy od 2025 r. i co najmniej raz na 10 lat Komisja będzie dokonywać przeglądu parametrów technicznych** odpowiadających najlepszej dostępnej technologii na podstawie oceny przeprowadzonej przez Europejską Grupę Organów Regulacyjnych ds. Bezpieczeństwa Jądrowego („ENSREG"). Można zakładać, że KE będzie dążyć do jak największej penetracji rynkowej reaktorów generacji IV o zamkniętym cyklu paliwowym i ich jak najszybszym wprowadzeniu na rynek. Z kolei dla bloków istniejących opisanych w sekcji 4.28 KE będzie oczekiwać **wprowadzania wszelkich racjonalnie wykonalnych usprawnień w zakresie bezpieczeństwa, a od 2025 r. wykorzystywania paliwa odpornego na wypadki.**

Dla każdego rodzaju działalności skupionej wokół energetyki jądrowej przewidziano także dodatkowe techniczne kryteria kwalifikacji podzielone według zasady **„nie czyń poważnych szkód" (tzw. DNSH – Do Not Significant Harm).** Dotyczą one m.in. szczegółowych wymogów w zakresie gospodarowania odpadami radioaktywnymi, ochrony zasobów wodnych, odporności na skrajne warunki atmosferyczne, gospodarki cyrkularnej i ponownego wykorzystania odpadów paliwowych, a także minimalizacji oddziaływania na otaczające środowisko. Przyjmuje się również, że według nomenklatury unijnej emisje z bloków jądrowych

[41] Dyrektywa 2009/71/Euroatom

nie powinny przekraczać **100 g CO_2/kWh**, co zasadniczo jest w pełni realizowane przez każdą technologię dostępną na rynku.

Komisja zakłada również, że akt delegowany w sprawie energii jądrowej ułatwi zarówno sektorowi finansowemu, jak i niefinansowemu identyfikację takich inwestycji jądrowych, które są zgodne polityką klimatyczną UE i zapewniają realizację strategicznych celów Wspólnoty – można zakładać, że państwo członkowskie (inwestor lokalny), który spełni kryteria techniczne z aktu delegowanego, będzie **predysponowany do pozyskania preferencyjnego finansowania projektu.** Komisja opublikuje w przyszłości szczegółową metodologię dotyczącą ujawniania informacji przez przedsiębiorstwa niefinansowe i finansowe w zakresie ich zaangażowania w sektor energii jądrowej. Powinno to zwiększyć transparentność na rynku zarówno dla strony beneficjentów finansowania, jak i finansującej projekty. Należy pamiętać, że nadrzędnym celem Taksonomii UE jest przekierowanie kapitału finansowego w całej Wspólnocie na projekty zrównoważone, które mają istotny wkład w realizację celów polityki klimatycznej UE (wymogi raportowania niefinansowego zgodnie z CSRD i SFDR[42] będą do tego zobowiązywać). Udział w inwestycjach jądrowych zgodnych z wymogami Taksonomii UE może być korzystny zarówno dla instytucji udzielających finansowania (wypełnienie wymogów raportowania niefinansowego, budowa portfela zrównoważonych inwestycji), jak i beneficjentów (potencjalny niższy koszt kapitału ze względu na atrakcyjne warunki finansowania inwestycji zgodnych z Taksonomią UE).

3.4. Perspektywy rozwoju EJ w Polsce w kontekście polityki klimatycznej UE – podsumowanie

- Obecne otoczenie rynkowe i regulacyjne w UE powoduje, że energetyka jądrowa może zyskać dodatkowe znaczenie strategiczne w całej transformacji energetycznej kraju.
- Energetyka jądrowa może ustabilizować system elektroenergetyczny przy rosnącej liczbie OZE, a także wypełnić lukę mocy wraz ze stopniowym odejściem od jednostek węglowych oraz w związku z niepewnością co do zakładanej dotychczas budowy jednostek gazowych.
- Energetyka jądrowa może stanowić narzędzie pozwalające częściowo przekierować nowo tworzone moce wytwórcze OZE do produkcji gazów zero- i niskoemisyjnych w przemyśle trudnym do dekarbonizacji, przyczyniając się do poprawy konkurencyjności tych gałęzi polskiej gospodarki.
- Włączenie energetyki jądrowej do Taksonomii UE jest pozytywne z perspektywy polskich projektów atomowych, a także potencjalnej możliwości pozyskania preferencyjnego finansowania tej technologii w Polsce (krytyczne dla kosztu kapitału i finalnego LCOE).
- Polska powinna dołożyć wszelkiej staranności, by projekty realizowane z zagranicznymi partnerami spełniały wymogi wyznaczone w sekcji 4.27 aktu delegowanego do Taksonomii UE (dla nowo budowanych bloków jądrowych).
- Wydaje się, że z perspektywy transformacji energetycznej w Polsce zarówno energetyka jądrowa, jak i źródła OZE powinny być rozpatrywane komplementarnie jako technologie przyszłościowe, wspólnie tworzące miks energetyczny Polski. Nie należy prowadzić do wzajemnej konkurencji tych technologii (m.in. o przyłącza, fundusze).
- Optymalny model finansowania energetyki jądrowej w Polsce powinien uwzględniać wymogi taksonomiczne w zakresie energetyki jądrowej. Należy w szczególności pamiętać, że europejskie banki rozwoju, jak EBI czy EBOiR, które dysponują znacznymi środkami na finansowanie projektów energetycznych, będą podejmować swoje decyzje inwestycyjne na podstawie spełnienia wymogów Taksonomii UE[43].

[42] EUR-Lex - 52021PC0189 - EN - EUR-Lex (europa.eu)
[43] Energetyka jądrowa jest zgodna z polityką finansowania EBI – Energy Lending Policy, str. 22.

Rozdział 4. PALIWO JĄDROWE

4.1. Światowy rynek paliwa jądrowego

Łańcuch wartości energetyki jądrowej rozpoczyna się od paliwa. Naturalnie zwraca się w tej części uwagę na dostęp do surowców, czyli złóż uranu. Nie jest to niestety wystarczające, a zagadnienie paliwa jądrowego należy ocenić znacznie dokładniej. Upraszczając, można opisać odrębny łańcuch wartości paliwa jądrowego. Każdy z elementów procesu produkcji paliwa jądrowego stanowić może dodatkowe utrudnienia i komplikacje dla kraju chcącego rozwinąć własną energetykę jądrową.

Komplikacje z paliwem jądrowym wynikają z kilku powodów. Pierwszy to dostępność rud uranu. Nie jest to surowiec powszechny i jego zasoby nie tylko są ograniczone, ale są również nierównomiernie rozmieszczone. To powoduje, że dostępność surowca nie tylko zależy od jego zasobów, warunków rynkowych, ale przede wszystkim od polityki krajów, które surowiec ten dostarczają na rynek globalny, a więc dostępność uranu jest silnie uzależniona od ryzyka politycznego.

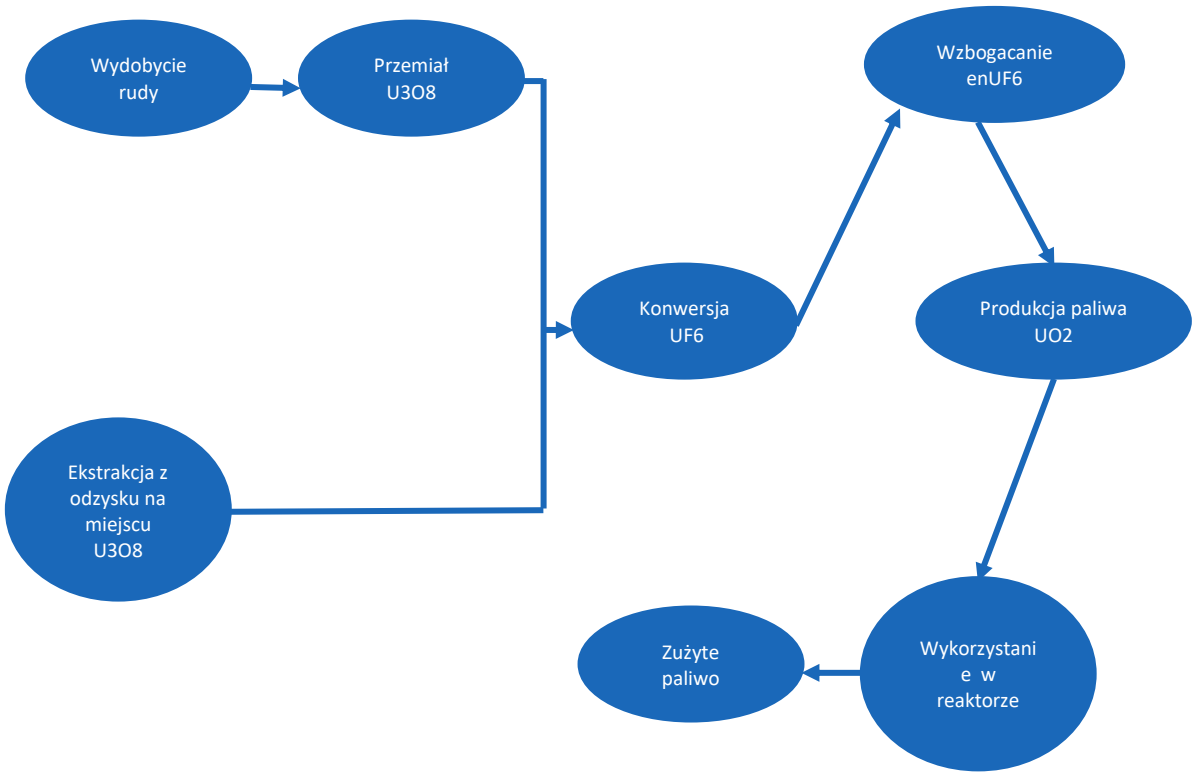
Wydobycie i przeróbka rudy uranowej to tylko pierwszy i wcale nie najważniejszy etap przygotowania paliwa jądrowego. Wąskim gardłem jest dostępność tzw. wzbogaconego uranu (ang. *enriched uranium*). Proces ten może mieć podwójne zastosowanie i prowadzić do produkcji cywilnego paliwa dla reaktorów nuklearnych, ale też dla potrzeb militarnych. Stąd dostęp do rozwiązań technologicznych związanych z procesem wzbogacania jest ściśle limitowany, a podejmowanie działań w tym zakresie przez państwa niepewne politycznie (np. Iran czy Korea Północna) powoduje duże zaniepokojenie międzynarodowej opinii publicznej. Z drugiej strony, nawet kraj zainteresowany rozwojem energetyki jądrowej dla celów cywilnych musi brać pod uwagę, że będzie musiał importować paliwo w postaci wzbogaconego uranu. Nie zawsze będzie mógł samodzielnie je produkować ze względów politycznych, ale również nie zawsze skala przewidywanych inwestycji w energetykę jądrową uzasadni poniesienie kosztu budowy takich zakładów. W przypadku Polski, która jest stroną wielu porozumień dotyczących energetyki jądrowej i od lat posiada badawcze reaktory jądrowe, a także prowadzi odpowiedzialną politykę zagraniczną, dostęp do takich technologii i urządzeń, jak wymagane do procesu wzbogacania uranu, nie powinien stanowić problemu w skali międzynarodowej. W przypadku, gdy Polska nie podejmie decyzji o budowie zakładów wzbogacania uranu lub urządzenia nie będą dostępne w procesie budowy zdolności produkcji energii z atomu, musi również brać pod uwagę towarzyszące dostępności do wzbogaconego uranu ryzyko polityczne jako kluczowy czynnik wpływający na bezpieczeństwo energetyczne Polski.

4.2. Łańcuch paliwa jądrowego

Dla zrozumienia kwestii surowca jako elementu łańcucha wartości energetyki jądrowej ważne jest zrozumienie, w jakim procesie powstaje i jest wykorzystywane paliwo jądrowe. Tzw. pierwotny, oparty o wydobycie rudy uranu, cykl życia paliwa jądrowego składa się z kilku etapów. Pierwszy to wydobycie rudy i jej przemiał do postaci U3O8, tzw. *yellowcake*. Wg NRC z 2000 funtów rudy uranowej średnio otrzymuje się 2,4 funta U3O8 (*yellowcake*). Kolejny krok to konwersja U3O8 do UF6. UF6 następnie w procesie wzbogacania doprowadzany jest do postaci enUF6 (*enriched UF6*) w technologii dyfuzji gazowej w urządzeniach zwanych centryfugami (często w procesie o charakterze kaskadowym). Naturalny uran zawiera ok. 0,71% U-235, rozszczepialnego izotopu uranu. Natomiast cywilne paliwo jądrowe jest na ogół wzbogacane do 3–5% U-235. Dla potrzeb obecnie opracowywanych SMR-ów wymagane będzie paliwo bardziej wzbogacone. Ostatnim etapem produkcji nadającego się do użytku paliwa jądrowego jest wytwarzanie paliwa. W zakładach produkcyjnych wzbogacony uran jest przetwarzany na sproszkowany tlenek uranu (UO_2), a następnie formowany w małe granulki ceramiczne. Granulki są ładowane do cylindrycznych prętów paliwowych, a następnie łączone w zespoły paliwowe specyficzne dla konkretnego reaktora. Paliwo takie w postaci pastylek lub prętów wykorzystywane jest w reaktorze. Dokładny poziom wzbogacenia oraz rodzaje prętów paliwowych i zespołów są specyficzne dla każdego reaktora. Zespoły paliwowe są ładowane do reaktora jądrowego w celu produkcji energii. Zużyte paliwo jest składowane,

wykorzystywane w innych procesach lub poddawane ponownemu procesowi produkcji paliwa jądrowego (rys. 4.1.).

Rys. 4.1. Cykl paliwa jądrowego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: U.S. Government Accountability Office, Nuclear Weapons, NNSA Should Clarify Long-Term Uranium Enrichment Mission Needs and Improve Technology Cost Estimates, GAO-18-126, February 2018

Każdy z opisanych tu elementów procesu tworzenia paliwa (wydobycie, przemiał, konwersja, wzbogacanie, produkcja paliwa) wymaga dostępu do odrębnych technologii. O ile nie powinno być problemu z dostępnością technologii wydobycia lub pozyskiwania ze źródeł naturalnych, przemiału, konwersji czy produkcji paliwa (prętów czy pastylek). Wtedy barierą są jedynie koszty i związana ze skalą opłacalność produkcji. O tyle technologie wzbogacania uranu ze względu na podwójne zastosowanie (również dla celów militarnych) są objęte ograniczeniami ze względu na nierozprzestrzenianie broni nuklearnej i technologii związanych z jej produkcją, gdzie kluczowym elementem jest właśnie wzbogacony uran.

W konsekwencji decyzja o udostępnieniu wskazanych powyżej technologii jest decyzją państwa udostępniającego inne technologie nuklearne (reaktory) i jest obciążona ryzykiem. Oczywiście nie zawsze jest potrzebne przynajmniej kontrolowanie, a w warunkach optymalnych posiadanie pełnego cyklu paliwa jądrowego przez każde państwo, jednakże brak kontroli pełnej (poprzez kontrolę) lub umownej (długoterminowe umowy o dostawy każdego z elementów cyklu paliwa jądrowego) jest obciążone nie tylko ryzykiem politycznym kraju dawcy, ale także kraju dostawcy każdego z elementów – technologii czy produktów przejściowych. Jako takie musi być przedmiotem oceny w procesie decyzji o kształcie programu jądrowego.

Ryzyko polityczne to prawdopodobieństwo, że siły o charakterze politycznym będą negatywnie wpływać na zyskowność podmiotów gospodarczych lub utrudnią osiąganie innych ważnych celów biznesowych. Są dwie główne kategorie ryzyka politycznego:

- Ryzyko makropolityczne,

- Ryzyko mikropolityczne.

Ryzyko makropolityczne dotyka wszystkich podmiotów (w tym szczególnie zagranicznych) w ten sam sposób. Natomiast ryzyko mikropolityczne dotyka wybranych branż lub podmiotów o szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa, konkurencyjności i strategii gospodarczej państwa. Wśród ryzyk politycznych występujących zarówno na poziomie makro, jak i mikro wymienia się także następujące ryzyka cząstkowe:

  - Ryzyko wojny,
  - Ryzyko sankcji ekonomicznych,
  - Ryzyko ruchów społecznych.

Dwa pierwsze ryzyka cząstkowe dotyczą wprost decyzji państw – przy czym ryzyko wojny należy rozumieć szerzej niż tyko wystąpienie otwartego konfliktu zbrojnego. Ostatnia kategoria jest wynikiem pośredniego działania państwa. Branża energetyczna jako infrastrukturalna, o charakterze strategicznym i warunkująca bezpieczeństwo ekonomiczne i fizyczne oraz konkurencyjność gospodarki jest w sposób szczególny wystawiona na ryzyka polityczne – tak makroekonomiczne, jak i mikroekonomiczne (np. ograniczenia w zbywalności akcji i udziałów). Specyficzna jest też natura ryzyka politycznego w sektorze energetycznym, a w energetyce jądrowej w szczególności. Można wskazać kilka jej cech charakterystycznych:

- Wpływ decyzji politycznych – rządów krajów – na warunki prowadzenia działalności gospodarczej, osiąganie celów gospodarczych i jej efektywność.
- Energetyka jako kluczowa branża w gospodarce warunkująca jej konkurencyjność jest szczególnie narażona na ryzyko polityczne (w tym ryzyko polityczne działania innych rządów).
- Ryzyko polityczne dotyczy każdego elementu łańcucha wartości energetyki jądrowej, ale w szczególności dostępności paliwa nuklearnego i jej zmiany, szczególnie w warunkach kryzysowych – dotyczy to przede wszystkim politycznych ryzyk międzynarodowych.
- Optymalna z punktu widzenia ryzyka politycznego jest kontrola każdego elementu cyklu paliwa jądrowego,
- Nie w każdym elemencie cyklu będzie to możliwe ze względów naturalnych (dostępność złóż) czy politycznych (nieproliferacja rozwiązań o podwójnym zastosowaniu).

Zarządzając ryzykiem politycznym w energetyce, a w szczególności w obszarze energetyki jądrowej, należy w miarę możliwości panować nad każdym etapem cyklu paliwa jądrowego (a przynajmniej dywersyfikować ryzyko) lub powierzać produkcję na każdym etapie krajom o najwyższym prawdopodobieństwie przyjaznej polityki wobec zainteresowanego w długiej perspektywie czasowej (brakiem lub możliwością istotnego ograniczenia sprzecznych interesów międzynarodowych z partnerami). W przypadku niskiego prawdopodobieństwa zdolności do takiego zarządzania ryzykiem politycznym dostawców w każdym elemencie cyklu paliwa (wydobycie, przemiał, konwersja, wzbogacanie czy produkcja paliwa), dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego, należy dążyć do posiadania na własnym terytorium możliwie wszystkich zdolności produkcyjnych pod kontrolą podmiotów lokalnych lub z kluczowym wpływem państwa.

W związku z tym dla właściwej oceny cyklu paliwa jądrowego, ze względu na jego międzynarodowy charakter, szczególnie dla krajów takich jak Polska Autorzy niniejszego opracowania zaproponowali następującą klasyfikację krajów (związanych łańcuchem wartości paliwa jądrowego) ze względu na ryzyko polityczne – tab. 4.1.

Tab. 4.1. Propozycja kategoryzacji partnerów handlowych w obszarze energetyki jądrowej

Kategoria	Skutek w zakresie dostaw paliwa	Charakterystyka
Nieżyczliwe	Brak dostaw	Państwo w przeszłości lub aktualnie prowadzące wobec Polski działania o charakterze sankcji lub działania nieprzyjazne, a także prowadzące politykę niezgodną z długoterminowym interesem politycznym i ekonomicznym Polski.
Niepewne	Brak dostaw	Państwo, które nie prowadziło w przeszłości działań nieprzyjaznych Polsce na płaszczyźnie politycznej i ekonomicznej, ale które może działania takie prowadzić ze względu na uwarunkowania międzynarodowe, w tym wiążące porozumienia międzynarodowe z krajami Polsce nieżyczliwymi. Kraje, które w warunkach kryzysu ze względów logistycznych mogą nie być w stanie dostarczyć paliwa lub surowca.
Neutralne	Dostawy niepewne	Państwo, które nie prowadziło wobec Polski działań nieprzyjaznych w przeszłości oraz aktualnie, niezwiązane porozumieniami politycznymi i ekonomicznymi, które z różnych powodów, głównie wewnętrznych czy rynkowych, może nie być zainteresowane regularnymi dostawami do Polski.
Życzliwe	Dostawy o dużym stopniu pewności	Kraje, które do tej pory nie prowadziły wobec Polski działań wrogich, ich interesy nie są długoterminowo sprzeczne z interesami Polski. Kraje, które dotychczas w okresach kryzysowych nie zmieniały życzliwego podejścia do polskich potrzeb i interesów. Kraje, które pozostają z Polską w relacjach sojuszniczych czy w ramach bloków politycznych lub ekonomicznych.

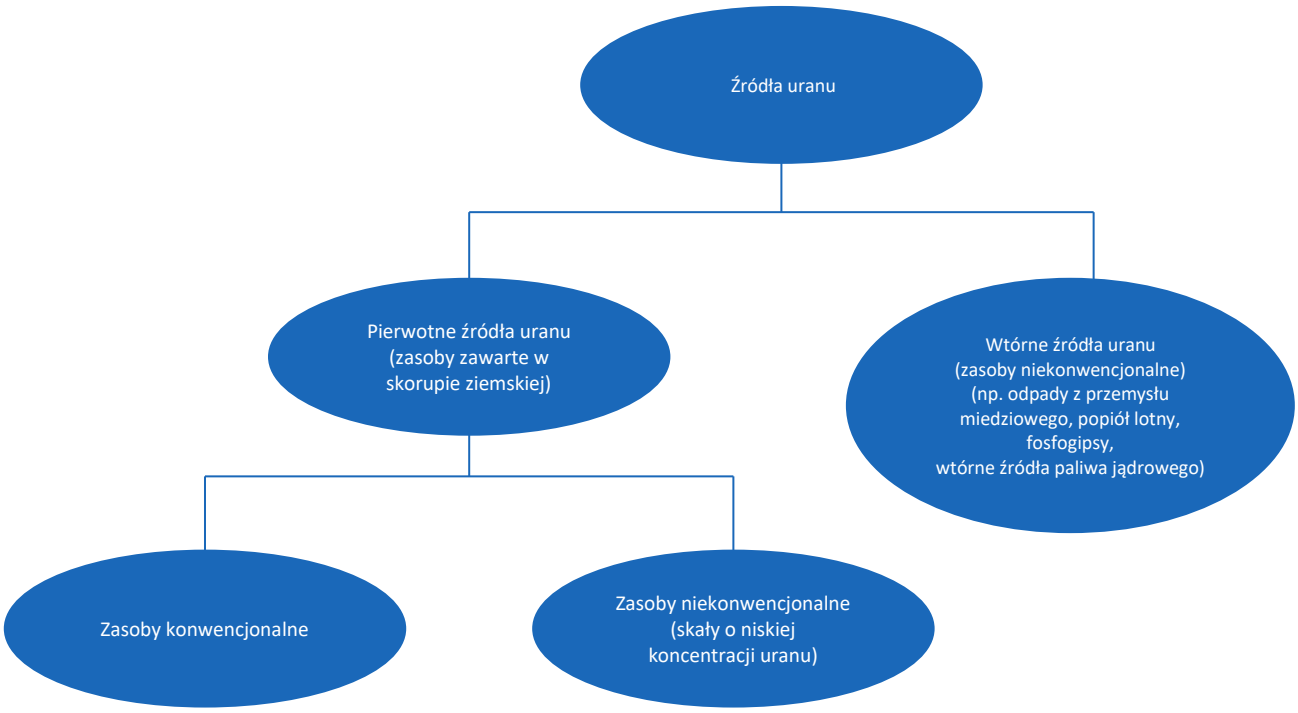
Źródło: Opracowanie własne

Powyższa kategoryzacja będzie wykorzystana w analizach przeprowadzonych na kolejnych etapach łańcucha wartości paliwa jądrowego.

4.3. Zasoby uranu i główne rynki

Podstawą niezależności energetyki jądrowej jest posiadanie przez dany kraj dostępu do źródeł uranu. Źródła te możemy podzielić na: pierwotne (zasoby naturalne, w tym konwencjonalne i niekonwencjonalne – o niskiej zawartości uranu) oraz wtórne (niekonwencjonalne – w tym odpady przemysłu miedziowego, lotny popiół i inne) (rys. 4.2.).

Rys. 4.2. Kategoryzacja źródeł uranu



Źródło: Kiegel K., Zakrzewska-Kołtuniewicz G. 2018, s. 17

Przyjmuje się, że za konwencjonalne uznaje się zasoby, z których wydobycie uranu jest ekonomicznie opłacalne. Obecnie za opłacalną uważa się eksploatację bogatych rud uranu, pozwalających na produkcję tego pierwiastka po cenach niższych niż 130 USD/kg U3O8 (cena na rynku prowadzonym przez ESA w IV kw. 2021 r. wynosiła 83,49 US–/kg – ESA (2022)). Zasoby niekonwencjonalne to są skały i materiały o bardzo niskiej zawartości uranu, w których występuje on przeważnie obok innych, wartościowych pierwiastków i uzyskiwany jest jako produkt uboczny przy wydobyciu głównego surowca. Do zasobów niekonwencjonalnych zaliczane są również produkty pośrednie z przemysłu i odpady zawierające uran (Kiegel K., Zakrzewska-Kołtuniewicz 2018).

W niniejszym opracowaniu ocenie zostaną poddane przede wszystkim pierwotne źródła uranu niezależnie od ich formy, wielkości czy pochodzenia geologicznego.

W ocenie OECD/NEA Red Book z 2016 r. konwencjonalnych zasobów uranu jest na świecie 5,7 mln ton (Kiegel K., Zakrzewska-Kołtuniewicz, 2018). Natomiast w ocenie World Nuclear Association (world-nuclear.org – WNA) z 2022 r. złoża te to prawie 6,148 mln ton (tab. 4.2.). Oznacza to, że zasób złóż rozpoznanych i uznanych za możliwe do uzasadnionego ekonomicznie wykorzystania ciągle rośnie. Wynika to z rozszerzania zakresu badań geologicznych z wykorzystaniem środków satelitarnych, dokładniejszej oceny rozpoznanych złóż zmieniających ocenę efektywności ekonomicznej ich wykorzystania i w związku z tym przesuwaniu poszczególnych złóż (depozytów uranowych) z kategorii spekulatywnych do pewnych, a także z postępem technologicznym. Może to oznaczać, że w przyszłości wielkość rozpoznanych złóż konwencjonalnych może jeszcze ulec zwiększeniu.

Jak wskazują dane IAEA (IAEA, 2018), rozkład depozytów uranowych (złóż) jest geograficznie w miarę równomierny, jeśli za kryterium przyjąć dostępność dla dużej grupy państw. Natomiast nawet jeśli dany kraj posiada duże złoża, nie oznacza to jeszcze, że aktualnie są one opłacalne dla ich przemysłowego wykorzystania. Zależy to na dzień dzisiejszy od zawartości uranu w rudzie. Duża część krajów, które posiadają własne depozyty uranowe, niestety ma dostęp do złóż o niskiej zawartości uranu.

Tab. 4.2. Rozpoznane zasoby uranu

Państwo	Zasoby w tonach uranu	Procent zasobów światowych	Charakter ze względu na ryzyko polityczne
Australia	**1,692,700**	**28%**	**Życzliwe**
Kazachstan	906,800	15%	Neutralne/niepewne
Kanada	**564,900**	**9%**	**Życzliwe**
Rosja	486,000	8%	Nieżyczliwe
Namibia	448,300	7%	Neutralne
RPA	320,900	5%	Neutralne
Brazylia	276,800	5%	Neutralne
Niger	276,400	4%	Neutralne
Chiny	248,900	4%	Niepewne
Mongolia	143,500	2%	Niepewne
Uzbekistan	132,300	2%	Neutralne/niepewne
Ukraina	**108,700**	**2%**	**Życzliwe**
Botswana	87,200	1%	Neutralne
Tanzania	58,200	1%	Neutralne
Jordania	52,500	1%	Neutralne
USA	**47,900**	**1%**	**Życzliwe**
Inne	295,800	5%	Brak danych
Ogółem świat	**6,147,800**		

Źródło: https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx

Aktualnie państwem o największych złożach rudy uranowej jest Australia, która kontroluje ponad 28% światowych zasobów uranu. Kolejnym dużym graczem na rynku jest Kazachstan z 15% kontrolowanych zasobów. Istotnymi graczami na rynku kontrolującymi co najmniej 5% światowych zasobów każde są: Kanada, Rosja, Namibia, RPA i Brazylia (tab. 4.2.). Z tej grupy państw za niosące najmniejsze ryzyko polityczne zalicza się Australię i Kanadę. Są to kraje sojusznicze (Kanada) lub zaprzyjaźnione (Australia). Skorzystanie z ich zasobów wydaje się więc bezpieczne. Sytuacja Kazachstanu i prowadzona przez niego polityka będzie w dużej mierze zależała od dużych sąsiadów – Rosji i Chin. Ocena możliwości oparcia polskiej energetyki jądrowej na rosyjskich źródłach uranu wydaje się wobec obecnej sytuacji politycznej i prowadzonej przez ten kraj od lat nieżyczliwej Polsce polityce, a także aktualnej wojnie z Ukrainą, tylko i wyłącznie abstrakcyjna.

Z innych krajów, kontrolujących ponad 1% zasobów każde, interesującym dla Polski źródłem uranu mogłyby być USA, Jordania, Ukraina i kraje afrykańskie. Przypadek Ukrainy jest szczególny ze względu na agresję rosyjską i przejęcie części depozytów (choć nie najważniejszej) przez Rosję oraz toczące się walki w stosunkowo niedużej odległości od najważniejszych depozytów położonych na północ i zachód od Krzywego Rogu, a więc narażonych na ataki, w tym rakietowe.

4.4. Zasoby uranu w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej

Polska jest w posiadaniu depozytów uranowych. Nie są to tylko powszechnie znane w dużej części wykorzystane złoża w Sudetach, ale też inne o różnym charakterze. Polska, jak większość krajów świata, posiada jedynie zasoby rud ubogich. Niezależnie od tego były one wykorzystywane na skalę przemysłową i tak w latach 1948–1972 pracowało 5 kopalni wydobywających rudę uranową. Cztery z nich zlokalizowane były w Sudetach, a tylko jedna poza nimi – w Górach Świętokrzyskich (Rudki k. Nowej Słupi). Obecnie w kraju nie pracuje już żadna kopalnia uranu.

IAEA (IAEA, 2018) wskazuje na następujące położenia polskich depozytów uranowych:

- Sudety (bez podania wielkości depozytu),
- Przedgórze Sudeckie (złoże Lubin-Sieroszowice – 1805 ton),
- Obniżenie Podlaskie (okolice Siemiatycz – 420 ton),
- Warmia – Żuławy i Mierzeja Wiślana (bez podania wielkości depozytu),
- Góry Świętokrzyskie (bez podania wielkości depozytu).

Kiegel i Zakrzewska-Kołtuniewicz (2018) za PIG wskazują, że najbardziej perspektywiczne wydają się ordowickie łupki dictyonemowe obniżenia podlaskiego (północno-wschodnia część Polski), gdzie koncentracja uranu mieści się w zakresie 75–250 ppm oraz piaskowce syneklizy perybałtyckiej (strefa Pasłęk–Krynica Morska), gdzie koncentracja uranu osiąga nawet 1,5%. Kiegel i Zakrzewska-Kołtuniewicz (2018) wskazują na 5 głównych depozytów możliwych do wykorzystania w programie polskiej energetyki jądrowej (tab. 4.3.).

Tab. 4.3. Zasoby uranu w Polsce i ich możliwe wykorzystanie dla energetyki jądrowej

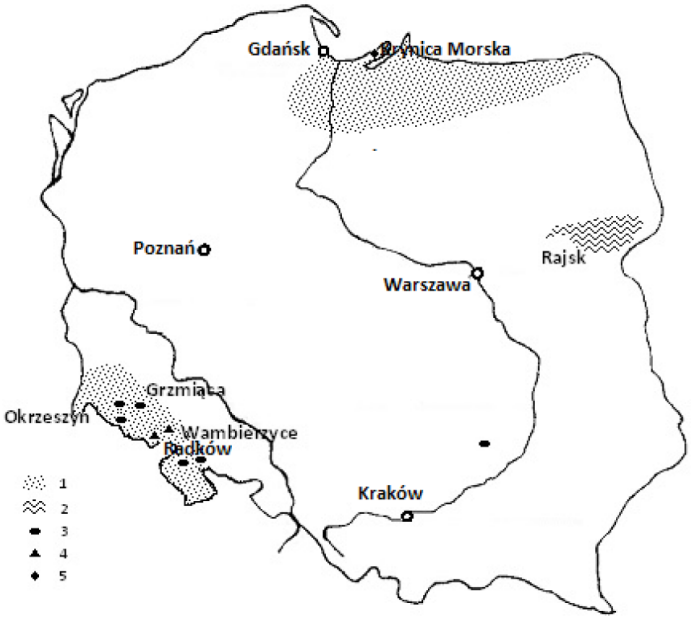
Rejon	Zasoby rozpoznane U_{nat} [ton]	Zasoby prognozowane i spekulatywne U_{net} [ton]	Zawartość uranu w złożu [%]	Rodzaj depozytu
Rajski (Obniżenie Podlaskie)	5 320	-	0,025	łupki czarne
Okrzeszyn (Sudety)	937,6	-	0,05–0,11	bogaty w U węgiel kamienny
Grzmiąca (Sudety)	792	-	0,05	piaskowce
Wambierzyce (Sudety)	217,5	-	0,0236	łupki czarne
Synekliza perybałtycka	?	20 000	Do 1,5	piaskowce
Ogółem	7 267,1 tU 53 lat pracy EJ 1000 MW	20 tU 146 lat pracy EJ 1000 MW	-	-

*EJ – elektrownia jądrowa

Źródło: Kiegel K., Zakrzewska-Kołtuniewicz G. 2018, s. 19

Kiegel i Zakrzewska-Kołtuniewicz (2018) wskazują, że rozpoznane (racjonalnie pewne i przypuszczalne) zasoby uranu w Polsce wynoszą 7270 tU (tab. 3). Natomiast obiecujące złoża w rejonie Warmii, Żuław i Mierzei Wiślanej mogą stanowić nawet powyżej 20 000 tU. Rozkład geograficzny polskich złóż przedstawiony jest na rysunku 4.3.

Rys. 4.3. Złoża uranu w Polsce



Rys. 2. *Obszary występowania uranu w Polsce: 1-wyczerpane złoża uranu, 2-pokłady ubogich rud uranu 3-rejony występowania łupków dioctyonemowych zawierających uran 4-piaskowce triasowe zawierające uran, 5-perspektywiczne zasoby uranu*

Źródło: Kiegel K., Zakrzewska-Kołtuniewicz G., 2018, s. 18

Porównując oba źródła, należy wskazać, że Kiegel i Zakrzewska-Kołtuniewicz (2018) nie wzięły pod uwagę złoża Lubin-Sieroszowice (wskazanego przez IAEA), które zwiększyłoby dostępne zasoby do 9072 tU.

Dla lepszego zobrazowania, jak duże są te złoża, warto je porównać z zapotrzebowaniem elektrowni nuklearnej. Kiegel i Zakrzewska-Kołtuniewicz (2018), przyjmując roczne zapotrzebowanie na uran naturalny dla reaktora o mocy elektrycznej 1000 MWe jako ok. 137 ton/rok (przy optymalnym wskaźniku uranu zubożonego na poziomie ok. 0,15% i współczynniku wykorzystania reaktora bliskim 100%), wskazały, że takie zasoby powinny starczyć na 53 lata pracy jednostki. Gdyby za zasoby dostępne przyjąć 9072 tU, starczyłyby one na funkcjonowanie takiej elektrowni przez ponad 66 lat.

Biorąc pod uwagę zasoby prognozowane i spekulatywne zasoby dochodzą do 20 000 ton, Kiegel i Zakrzewska-Kołtuniewicz (2018) wskazują, że złoża wystarczyłyby na 146 lat pracy EJ o mocy 1000 MW, przy tych samych założeniach. Przyjmując wielkości zapisane w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040), wielkości depozytów wystarczyłyby na prawie 9 lat funkcjonowania elektrowni o mocy 6000 MWe (lub do 11 lat, przyjmując zmodyfikowane dane) dla zasobów podstawowych lub 24 lata dla zasobów prognozowanych i spekulatywnych.

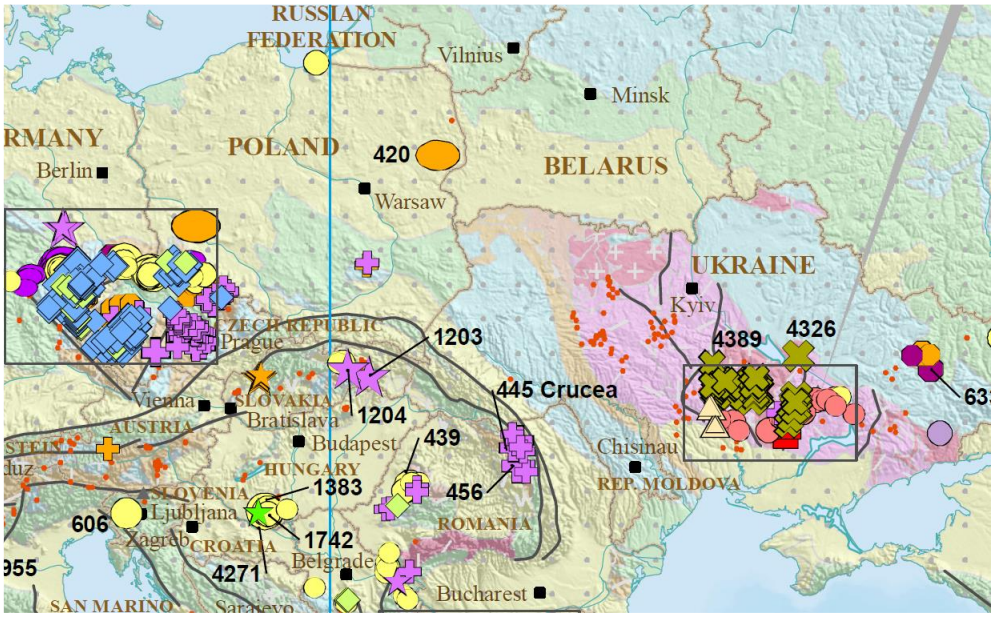
Należy przy tym pamiętać, że wielkości te są przybliżone i będą się różniły w zależności od typu reaktora, tzw. wskaźnika uranu zubożonego i wskaźnika wykorzystania reaktora.

Niezależnie od tego należy więc wskazać, że zarówno rozpoznane, jak i prognozowane i spekulatywne złoża nie wystarczą na funkcjonowanie przewidywanych w PEP 2040 elektrowni nuklearnych w okresie

ich przewidywanego funkcjonowania. W tej sytuacji Polska musi być przygotowana na import uranu dla zaspokojenia własnych potrzeb.

Jednocześnie warto przyjrzeć się złożom/depozytom uranowym, jakie występują w krajach ościennych. Są one ulokowane przede wszystkim na Ukrainie (na północ i zachód od Krzywego Rogu), w Czechach (w Sudetach i na południe od Pragi), Niemczech (najbliżej w południowej Saksonii), ale też na Słowacji, na Węgrzech czy w Rumunii (rys. 4.4.).

Rys. 4.4. Złoża uranu w krajach ościennych



Źródło: IAEA, 2018

Podsumowując powyższą analizę, można wyciągnąć następujące wnioski dotyczące dostępności zasobów uranu:

- Polska posiada niewielkie rozpoznane depozyty uranu – nie jest on planowany aktualnie do wydobycia.
- Polska będzie zmuszona do importu uranu.
- Zasoby światowe są wystarczające i spora część z nich znajduje się w krajach Polsce życzliwych.
- Należy zwrócić szczególną uwagę na Australię, Kanadę czy Ukrainę.
- Potencjalne, ciekawe, acz obarczone wyższym ryzykiem politycznym są złoża w krajach Azji Środkowej – Kazachstanie czy Uzbekistanie.

Rynki uranu

Rynki (podaż) uranu ze względu na jego pochodzenie dzielą się na:

- Rynek pierwotny/ podaż pierwotna – z cyklu paliwa jądrowego;
- Rynek wtórny/podaż wtórna – materiały uranowe, które mogły nie zostać bezpośrednio przetworzone w pierwotnym cyklu paliwa jądrowego;
- Rynek materiału dla reaktorów badawczych i potrzeb medycznych.
    - W 2030 r. rynek szacowany na 0,0374–0,1429 MSWU/rocznie (CSR, 2019)

Podaż pierwotna dotyczy opisanego wcześniej wydobycia i przeróbki uranu. Natomiast podaż wtórna może opisywać nadmiar uranu wynikający z:

- niedostatecznego wykorzystania podczas komercyjnego wzbogacania (*depleted uranium*),
- materiały uranowe przechowywane w zapasach komercyjnych,
- uran przechowywany w nadmiarowych zapasach uranu przez rządy (w tym głowice nuklearne),
- z mieszania bardziej wzbogaconego uranu.

Analitycy rynku uranu oszacowali, że wszystkie wtórne dostawy stanowią ponad jedną czwartą całkowitej rocznej światowej podaży uranu (48 milionów funtów ekwiwalentu U3O8 na XII 2018) (CSR, 2019). Z kolei rynek materiału dla reaktorów badawczych i potrzeb medycznych w 2030 r. szacowany jest aktualnie na 0,0374–0,1429 MSWU/rocznie (CSR, 2019).

4.5. Wydobycie i konwersja uranu

Pierwotna podaż uranu wynika z wykorzystania opisanych wcześniej złóż tego surowca. Nic więc dziwnego, że główną rolę odgrywają kraje o dużych zasobach uranu. W 2012 r. wg WNA produkcja światowa wynosiła blisko 58,5 tys. ton uranu. Do 2016 r. produkcja ta wzrosła do 63,2 tys. ton uranu, by do 2021 r. spaść do 48,3 tys. ton (WNA, 2022) (tab. 4.4.).

Tab. 4.4. Wydobycie i produkcja (przemiał) uranu w tonach

Kraj	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Charakter państwa
Kazachstan	21.317	22.451	23.127	23.607	24.689	23.321	21.705	22.808	19.477	21.819	Neutralne/niepewne
Australia	**6991**	**6350**	**5001**	**5654**	**6315**	**5882**	**6517**	**6613**	**6203**	**4192**	**Życzliwe**
Namibia	4495	4323	3255	2993	3654	4224	5525	5476	5413	5753	Neutralne
Kanada	**8999**	**9331**	**9134**	**13.325**	**14.039**	**13.116**	**7001**	**6938**	**3885**	**4693**	**Życzliwe**
Uzbekistan (est.)	2400	2400	2400	2385	3325	3400	3450	3500	3500	3500	Neutralne/niepewne
Niger	4667	4518	4057	4116	3479	3449	2911	2983	2991	2248	Niepewne
Rosja	2872	3135	2990	3055	3004	2917	2904	2911	2846	2635	Nieżyczliwe
Chiny (est.)	1500	1500	1500	1616	1616	1692	1885	1885	1885	1885	Niepewne
Ukraina	**960**	**922**	**926**	**1200**	**808**	**707**	**790**	**800**	**744**	**455**	**Życzliwe**
Indie (est.)	385	385	385	385	385	421	423	308	400	615	Neutralne/życzliwe
RPA (est.)	465	531	573	393	490	308	346	346	250	385	Neutralne
Iran (est.)	0	0	0	38	0	40	71	71	71	71	Neutralne/niepewne

Pakistan (est.)	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	Neutralne/niepewne
Brazylia	326	192	55	40	44	0	0	0	15	29	Neutralne
USA	**1596**	**1792**	**1919**	**1256**	**1125**	**940**	**582**	**58**	**6**	**8**	**Życzliwe**
Czechy	**228**	**215**	**193**	**155**	**138**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**Życzliwe**
Rumunia	**90**	**77**	**77**	**77**	**50**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**Życzliwe**
Francja	**3**	**5**	**3**	**2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**Życzliwe**
Niemcy	**50**	**27**	**33**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**Życzliwe**
Malawi	1101	1132	369	0	0	0	0	0	0	0	Neutralne
Świat ogółem	**58.493**	**59.331**	**56.041**	**60.304**	**63.207**	**60.514**	**54.154**	**54.742**	**47.731**	**48.332**	
ton U_3O_8	68.974	69.966	66.087	71.113	74.357	71.361	63.861	64.554	56.287	56.995	
% popytu światowego	94%	91%	85%	98%	96%	93%	80%	81%	74%	77%	

Źródło: https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx

Spośród głównych producentów uranu produkcja wzrosła w Kazachstanie (z 21,3 do 21,8 tys. ton – o 2,35% w ciągu 10 lat), Namibii (z 4,49 do 5,75 tys. ton – o 21,06%), Uzbekistanie (z 2,4 do 3,5 tys. ton – 45,83%). Zanotowała też niewielki wzrost w Chinach. Duże spadki odnotowano w Australii (spadek z 7,0 do 4,2 tys. ton, Kanadzie (z 9,0 do 4,7 tys. ton) czy Nigrze (z 4,7 do 2,3 tys. ton). Szczególnie duży spadek dotknął USA, gdzie w praktyce zaprzestano produkcji w latach 2020–2021 (najprawdopodobniej był to w jakiejś mierze wynik pandemii, ale duże spadki odnotowywano także w latach poprzednich). Wydaje się, że przynajmniej po części spadek produkcji był wynikiem powolnej rozbudowy nowych mocy w energetyce jądrowej, zamykania starych elektrowni (w tym postępującej denuklearyzacji miksów energetycznych w Europie – głównie w Niemczech), ale też spadku zapotrzebowania w innych gałęziach gospodarki.

Aktualnie do głównych graczy na rynku uranu zaliczyć należy następujące korporacje (alfabetycznie):

- Altius Minerals (Kanada),
- ARMZ (Rosja),
- BHP Billiton Ltd (Australia),
- Cameco (Kanada),
- CNNC (Chiny),
- Energy Resources of Australia (Australia),
- Kazatomprom (Kazachstan),
- Orano (Francja),
- Rio Tinto Ltd (Australia),
- Uranium Energy Corp (USA),

- Uranium One (Rosja),
- Uranium Participation Corp (Kanada),
- Ur-Energy Inc (USA).

Wielkość produkcji uranu przez poszczególne korporacje w roku 2021 przedstawiono w tabeli 4.5.

Tab. 4.5. Największe podmioty na rynku wydobycia uranu w 2021 r.

Spółka	Kraj	ton U	% produkcji światowej	Charakter państwa siedziby
Kazatomprom	Kazachstan	11.858	25	Neutralne/niepewne
Orano	Francja	4541	9	Życzliwe
Uranium One	Rosja	4514	9	Nieżyczliwe
Cameco	Kanada	4397	9	Życzliwe
CGN	Kajmany Brytyjskie	4112	9	Niepewne
Navoi Mining	Uzbekistan	3500	7	Neutralne/niepewne
CNNC	Chiny	3562	7	Niepewne
ARMZ	Rosja	2635	5	Nieżyczliwe
General Atomics/Quasar	USA	2241	5	Życzliwe
BHP	Australia/UK	1922	4	Życzliwe
Energy Asia	Singapur	900	2	Neutralne/życzliwe
Sopamin	Niger	809	2	Neutralne
VostGok	USA	455	1	Życzliwe
Other		2886	6	
Razem		**48.332**	**100**	

Źródło: https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx

Do głównych graczy na rynku zaliczyć należy podmioty z Kazachstanu, Rosji, Kanady, Uzbekistanu, ale też z Francji, Chin i USA. Generalnie podmioty te pochodzą z krajów, które są głównymi producentami uranu (Kazachstan, Kanada, Uzbekistan czy Rosja i Chiny), ale są też takie, których produkcja bazuje na kontrolowanych złożach zagranicznych. Wskazać tu należy przede wszystkim francuskie Orano, ale też podmioty, których udział w produkcji światowej jest większy niż kraju, z którego pochodzą. Stąd dla oceny związanej z ryzykiem politycznym dostępności uranu warto przyjrzeć się, do kogo należą główne kopalnie uranu i gdzie są ulokowane (tab. 4.6.).

Tab. 4.6. Kopalnie uranu z największą produkcją w 2021 r.

Kopalnia	Kraj	Właściciel	Typ	Produkcja w tonach U	% produkcji światowej
Cigar Lake	Kanada	Cameco/Orano	Podziemna	4693	10
Inkai 1-3	Kazachstan	Kazaktomprom/Cameco	ISL	3449	7
Husab	Namibia	Swakop Uranium (CGN)	Odkrywka	3309	7
Karatau (Budenovskoye 2)	Kazachstan	Uranium One/Kazatomprom	ISL	2561	5
Rössing	Namibia	CNNC	Odkrywka	2444	5
Four Mile	Australia	Quasar	ISL	2241	5
SOMAIR	Niger	Orano	Odkrywka	1996	4
Olympic Dam	Australia	BHP Billiton	Przerób wtórny/podziemna	1922	4
Central Mynkuduk	Kazachstan	Ortalyk	ISL	1579	3
Kharasan 1	Kazachstan	Kazatomprom/Uranium One	ISL	1579	3
10 największych razem				25.773	53%

Źródło: https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx

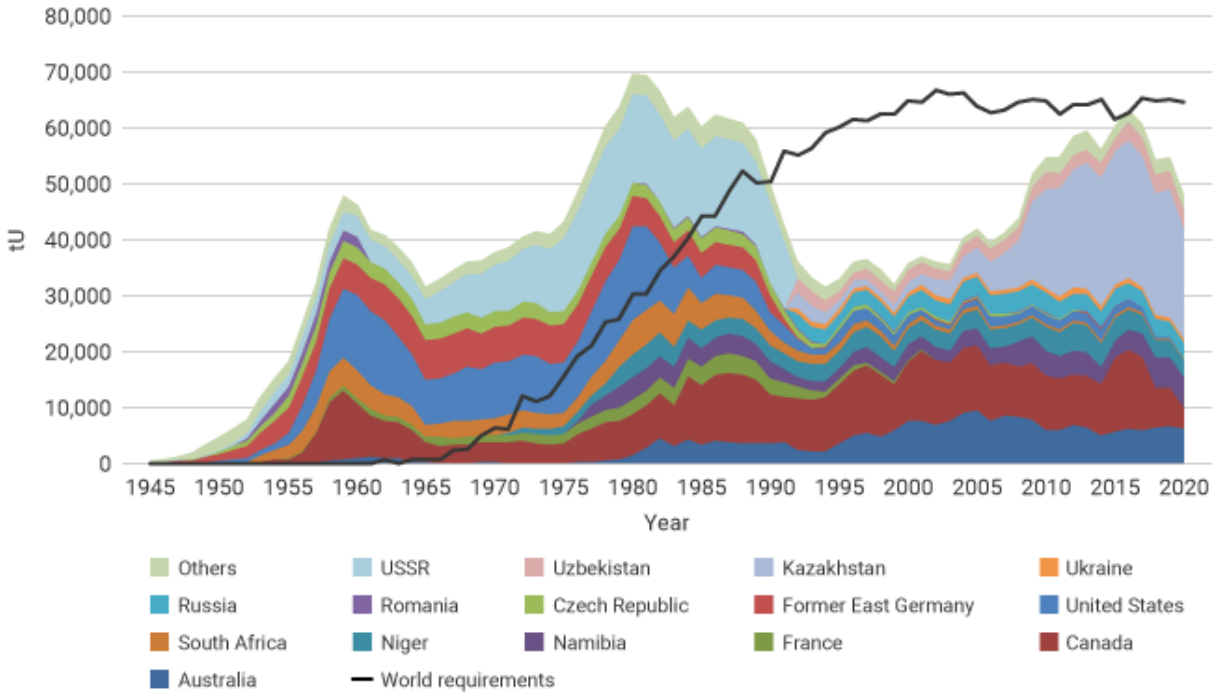
Największe kopalnie, tj. Cigar Lake, Inkai 1-3 Husab czy Karatau, ulokowane w Kazachsatnie, Namibii czy Kanadzie, należą do konsorcjów dużych korporacji. Ma tu miejsce dzielenie się udziałami lub wręcz ich wymiana. Największą pod względem produkcji uranu w 2021 r. kopalnią należącą do jednego koncernu jest namibijski Rossig.

Stąd przy wyborze partnera dostarczającego uran warto wiedzieć, skąd będzie on pochodził, czy dostawca ma możliwość dywersyfikacji miejsca wydobycia z punktu widzenia ryzyka politycznego, a także jakich ma kluczowych partnerów biznesowych, np. czy posiadanie na istotnym złożu partnera rosyjskiego przełoży się na możliwe przerwy w dostawach i jak długie one mogą być, i w związku z tym jaka jest np. struktura własnościowa kluczowych złóż dostawcy i warunki wykorzystania złoża.

Warunki te są o tyle ważne, że od 1990 r., w związku z m.in. zakończeniem wyścigu zbrojeń, którego częścią były zbrojenia nuklearne, istotnie spadła produkcja pierwotna uranu, co było związane z pojawieniem się uranu wtórnego z ograniczania przez USA i Rosję arsenałów nuklearnych. Tymczasem aktualnie produkcja ze źródeł pierwotnych pokrywa tylko 75–76% globalnego zapotrzebowania na uran dla celów cywilnych (rys. 5). Rosnące napięcia w sferze międzynarodowej plus obserwowany powrót do energetyki nuklearnej czy nadchodzącą rewolucję związaną z pojawieniem się małych reaktorów modułowych (SMR) mogą spowodować zmianę opisanych wcześniej trendów i albo zwiększenie wydobycia uranu, albo istotną presję cenową związaną z przejściowymi problemami z dostępnością uranu zarówno ze źródeł pierwotnych, jak i wtórnych. **Przy czym należy podkreślić, że jest olbrzymi potencjał do**

wzrostu produkcji uranu przede wszystkim ze strony Australii, która kontroluje 28% światowych złóż uranu, a jednocześnie jej udział w światowej produkcji uranu nie przekracza 7–8%. Jest tu duży potencjał do poszukiwania udziału w nowych złożach dla polskich podmiotów, co jeszcze podniosłoby bezpieczeństwo dostaw tak, jak zakup udziałów w złożach gazu na Morzu Północnym.

Rys. 4.5. Produkcja uranu a potrzeby funkcjonujących reaktorów w tonach uranu



Źródło: OECD-NEA/IAEA, World Nuclear Association

Ważnym etapem przerobu uranu jest jego konwersja (przed wzbogacaniem). W Unii Europejskiej konwersją uranu zajmują się zakłady:

- Comurhex we Francji (zakład w Malvesi z konwersją do UF_4 i w Pierrelatte z dalszą konwersją do UF_6) – AREVA,
- BNFL w Wielkiej Brytanii (zakład w Springfield w hrabstwie Lancashire),
- NUKEM w Niemczech, jednak o stosunkowo niewielkich zdolnościach produkcyjnych,
- w Pitesti w Rumunii (tu przetwarza się własny uran z przeznaczeniem do reaktorów typu CANDU).

Usługi w zakresie konwersji (przed wzbogaceniem) zamawiane są na terenie UE we Francji i Wielkiej Brytanii, podczas gdy Rumunia posiada zakład na własne potrzeby, oraz poza UE – w Kanadzie i USA. Rosyjskie usługi w zakresie konwersji są dostarczane jedynie w postaci gotowego paliwa[44]. Zakłady konwersji działają komercyjnie w Kanadzie, Francji, Rosji i Chinach. Zakłady w USA są zamknięte, ale w 2023 r. oczekuje się wznowienia ich działalności. Prognozuje się, że moce produkcyjne w Chinach znacznie wzrosną do 2025 r., a także później, aby dotrzymać kroku przewidywanemu wzrostowi krajowego popytu w tym zakresie[45]. Szacowana światowa zdolność do konwersji pierwotnej przedstawiona została w tabeli 4.7.

[44] http://atom.edu.pl/index.php/ej-w-polsce/energetyka-jadrowa-na-swiecie/unia-europejska.html
[45] https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion.aspx

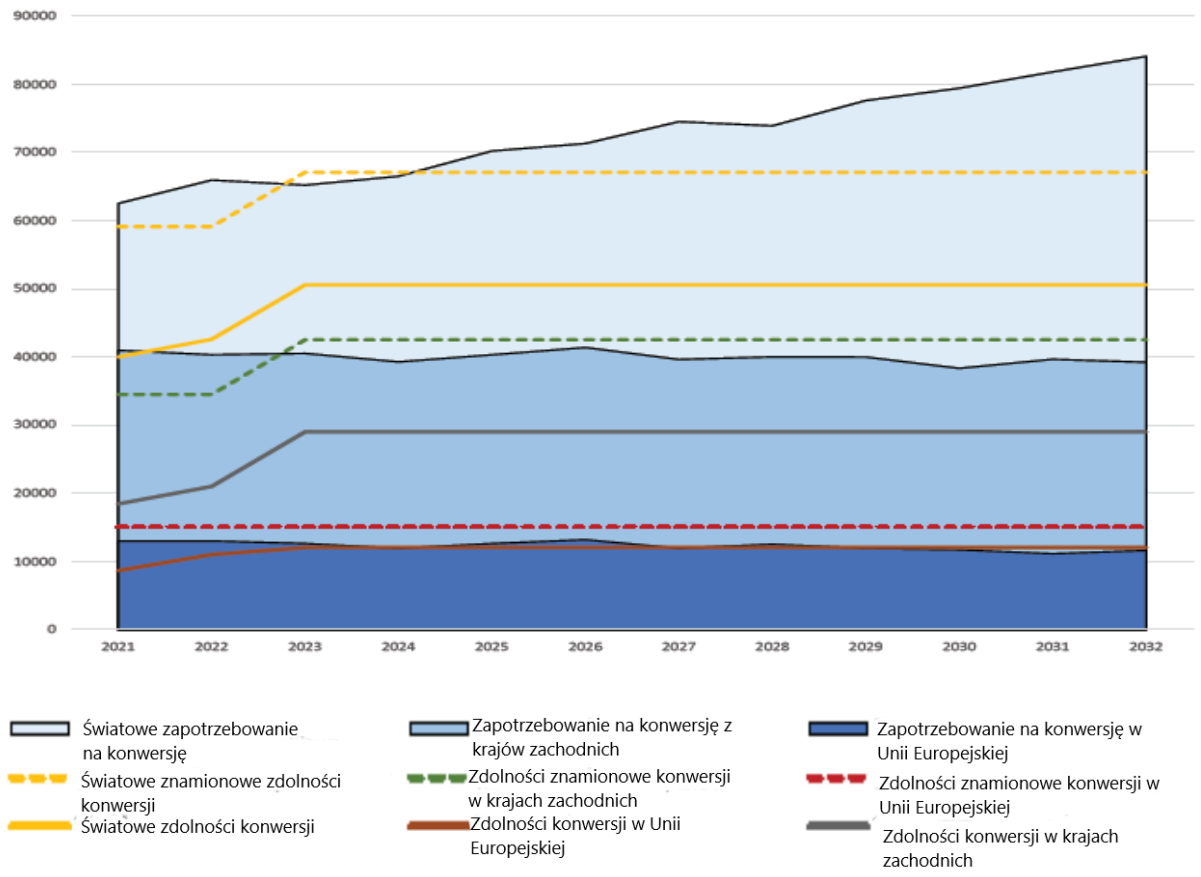
Tab. 4.7. Szacowana światowa zdolność konwersji pierwotnej w 2020 r.

Spółka	Kraj	Lokalizacja	Maksymalne zdolności (tU)	Wykorzystanie zdolności (%)	Wykorzystanie zdolności (tU)
Orano	Francja	Pierrelatte & Malvési	15,000	17%	2600
CNNC	Chiny	Lanzhou & Hengyang	15,000	53%	8000
Cameco	Kanada	Port Hope	12,500	72%	9000
Rosatom	Rosja	Seversk	12,500	96%	12,000
ConverDyn	USA	Metropolis	7000	0%	0
Razem			**62,000**	**51%**	**31,600**

Źródło: World Nuclear Association Nuclear Fuel Report (2021 edition)

Zapotrzebowanie na konwertowany uran będzie w perspektywie powrotu do energetyki jądrowej, przemian geopolitycznych czy finalnej reorientacji części krajów w zakresie dostawców paliwa jądrowego istotnie rosło. W ocenie ESA (ESA, 2022) może ono osiągnąć nawet 85 000 tU rocznie, przy przewidywalnej zdolności znamionowej (nominalnej) blisko 70 000 tU (czy faktycznej na poziomie ok. 50 000 tU). Tworzy to niebezpieczną lukę popytową tuż przed planowanym uruchomieniem pierwszych reaktorów w Polsce (rys. 4.5.). Główne źródło zapotrzebowania pochodzić będzie z krajów rozwijających się (spoza świata zachodniego). Jednakże, choć wydaje się, że zdolność produkcyjna nominalna krajów zachodnich czy Unii Europejskiej będzie w tej perspektywie wystarczająca, to faktyczna zdolność nie będzie już wystarczająca, a po wtóre prognoza obejmuje okres przed uruchomieniem reaktorów jądrowych w Polsce czy przewidywanym boomem SMR-ów.

Rys. 4.6. Prognoza popytu i zdolności produkcyjnych konwertowanego uranu do 2032 r. (w tU)



Źródło: ESA, (2022), Quarterly Uranium Market Report, 3rd Quarter 2022, s. 3

Oczywiście jest planowane zwiększenie zdolności konwersji w wybranych lokalizacjach (np. we Francji), to jednak pojawiające się coraz bardziej wiarygodne warianty ze zwiększeniem obciążenia wirówek zwiększyłyby popyt na UF6 wytwarzany przez zakłady konwersji potencjalnie nawet o 40%, a dodatkowa zdolność konwersji wymagana w przypadku przekarmiania nie jest dostępna bez nowych inwestycji (zob. ESA (2022), 4.) Otwiera to drogę do bardziej aktywnych działań polskiego rządu oraz podmiotów gospodarczych, tj. umowy długoterminowe, współudział w inwestycjach zwiększających zdolności produkcyjne czy nawet budowy własnych zdolności w tym zakresie (koszt takiej inwestycji szacować należy jako porównywalny z budową zakładu wzbogacania uranu).

Uran to surowiec strategiczny o specjalnym znaczeniu, stąd nie zawsze wysoki poziom produkcji czy konwersji oznacza wysoką dostępność na rynku międzynarodowym. Stąd warto zwrócić uwagę na kraje podejmujące eksport naturalnego uranu. Do największych eksporterów wg wartości eksportu w roku 2021 za serwisem www.worldstopexports.com zaliczyć należy: Kazachstan (33,7% światowego eksportu), Kanadę (30,1%), Namibię (16,9%), Niger (8,0%) i USA (6,7%). Do pozostałych zaliczyć należy: Francję, W. Brytanię, Ukrainę, RPA, Czechy, Niemcy, Iran, Niderlandy, Szwecję i Egipt (zob. tab. 4.8.).

Tab. 4.8. Najwięksi eksporterzy naturalnego uranu w 2021 r.

Eksporter	*Eksport w mln USD*	*% eksportu światowego*
Kazachstan	1.100,00	33,70
Kanada	954,70	30,10
Namibia	535,50	16,90
Niger	252,10	8,00
USA	210,80	6,70
Francja	59,70	1,90
W. Brytania	33,40	1,06
Ukraina	33,00	1,04
RPA	12,20	0,40
Czechy	3,10	0,10
Niemcy	2,20	0,07
Iran	2,10	0,07
Niderlandy	0,20	0,01
Szwecja	0,04	0,00
Egipt	0,03	0,00

Źródło: https://www.worldstopexports.com/uranium-exports-by-country/

Wskazane 15 krajów o najwyższym eksporcie naturalnego uranu odpowiada aż za 99,9993% światowego eksportu tego surowca. W dużej mierze lista ta pokrywa się z największymi producentami pod względem wielkości wydobycia. Najszybciej w 2021 r. względem roku 2020 rósł eksport z Czech (wzrost o 196 541%), Francji (o 7687%) oraz RPA (42,9%). Tak ekstremalnie wysokie stopy wzrostu wiązać należy z efektem niskiej bazy, ale też z okresowym charakterem popytu. Z polskiego punktu widzenia szczególnie ważne jest, że wśród głównych producentów i eksporterów uranu jest Kanada, gdzie siedzibę ma aktualny współwłaściciel wybranego jako wykonawca pierwszej polskiej elektrowni atomowej Westinghouse, koncern Cameco.

Podsumowując przeprowadzoną analizę, można wskazać następujące wnioski w zakresie wydobycia i produkcji uranu:

- Wydobycie uranu nie pokrywa bieżącego zapotrzebowania światowego – ¼ zaspokajana jest ze źródeł wtórnych.
- Wydobycie uranu skoncentrowane jest w krajach neutralnych lub niepewnych – aczkolwiek część z nich jest potencjalnie bardzo ciekawa – Kazachstan i Uzbekistan – to jednak w warunkach globalnych kryzysów politycznych dostawy mogą być łatwo przerwane.
- Wśród największych eksporterów w 2021 r. tylko Kanadę i USA określić można mianem krajów Polsce życzliwych. Jednocześnie zaskakuje brak w zestawieniu Australii.
- Wśród krajów, gdzie wydobywa się uran (rudy uranu), ale też wśród dużych eksporterów tego surowca są kraje Polsce życzliwe – na nich powinny być skoncentrowane działania polityczne.
- Wśród krajów, które mogą potencjalnie wznowić wydobycie, są kraje Polsce życzliwe.
- Polska powinna dążyć do posiadania udziałów w zagranicznych złożach uranu, szczególnie położonych w krajach życzliwych (Australia, Kanada).
- Polska w perspektywie przewidywanych zmian na rynku konwertowanego uranu powinna rozważyć zawieranie umów długoterminowych z producentami lub nawet budowę własnych zdolności w tym zakresie. Wydaje się to obecnie największym wąskim gardłem w dostępie do paliwa jądrowego.

4.6. Wzbogacanie uranu i produkcja paliwa jądrowego

Wzbogacanie uranu

Planując rozwój energetyki jądrowej, nie wystarczy zapewnić dostawy uranu. Podstawą paliwa wykorzystywanego w reaktorach atomowych jest bowiem uran wzbogacony, niezależnie czy paliwo jest dostarczane w postaci tabletek czy prętów. Stąd kluczowe jest uwzględnienie dostępu do możliwości własnego wzbogacania materiału rozszczepialnego lub zapewnienie dostaw ze źródeł pewnych i bezpiecznych z punktu widzenia ryzyka politycznego. Posiadanie własnych możliwości wzbogacania jest szczególnie ważne w związku z przewidywanym wykorzystaniem SMR-ów, gdzie potrzebne jest paliwo bardziej wzbogacone. Dodatkowo powrót do energetyki jądrowej ze względów politycznych i polityki klimatycznej preferującej zeroemisyjne źródła energii czy wspomniana wcześniej rewolucja związana z wdrożeniem SMR-ów zwiększy popyt na uran wzbogacony i obciążenie istniejących instalacji.

Aktualny globalny popyt na wzbogacony uran wynosi ok. 51,2 mln SWU/rok (2020 – tab. 9). Największa część popytu pochodzi aktualnie z dużych reaktorów zainstalowanych w elektrowniach atomowych (51,19 mln SWU/rok). Niewielki popyt pochodzi z reaktorów badawczych i małych (ok. 0,04 mln SWU/rok). Ważne są jednak zmiany, jakie mogą nastąpić zarówno w gospodarce globalnej, jak i miksie energetycznym.

R. Macdonald (2021) wskazał dwa scenariusze zmian popytu na wzbogacony uran:

– pesymistyczny – minimalnego wzrostu popytu – związany z denuklearyzacją,

– optymistyczny – maksymalnego wzrostu popytu – zakładający zwiększenie nacisku na energetykę jądrową.

W latach 2020–2040 będzie istniało pięć głównych źródeł popytu na usługi wzbogacania uranu:

- Paliwo jądrowe dla dużych reaktorów komercyjnych,
- Paliwo jądrowe do rozwoju i wdrażania małych i zaawansowanych reaktorów,
- Specjalistyczne paliwo do badawczych i medycznych reaktorów izotopowych,
- Paliwo jądrowe klasy cywilnej do napędu marynarki wojennej,
- Zobowiązanie do krajowej produkcji uranu ze względów bezpieczeństwa energetycznego oraz w celu zwiększenia konkurencyjności strategicznego eksportu i wpływu kwestii nierozprzestrzeniania broni jądrowej (Macdonald 2021, s. 8).

Przedstawił związane z nimi prognozy dotyczące popytu na wzbogacony uran w roku 2040 (tab. 4.9.) w podziale na główne obszary popytu definiowane poprzez typy reaktorów (duże reaktory w elektrowniach zawodowych, SMR-y i reaktory cywilne wysoko wyspecjalizowane, reaktory badawcze, morskie reaktory cywilne, a także wzbogacanie uranu w miejscach jego wykorzystania – głównie dotyczy to powtórnego wykorzystania materiału jądrowego).

Tab. 4.9. Popyt na wzbogacony uran – stan obecny i prognozy

Źródło popytu	Popyt w 2020 w mln SWU/rok	Popyt w 2040 w mln SWU/rok		
		Min	Średnio	Max
Duże reaktory	51.19	45.24	72.6	84.7
Małe i zaawansowane reaktory	0.013	0.149	3.285	12.692
Reaktory badawcze	0.028	0.038	0.065	0.143
Reaktory LEU (morskie)	0	0	0.1	0.2
Przejście na wzbogacanie lokalne	0	0	0.5	4
Razem	51.231	45.427	76.55	100.74

SWU – separative work unit

Źródło: Macdonald R., 2021, NPEC

W okresie do 2040 r. spodziewać się należy wzrostu zapotrzebowania na wzbogacony uran ze strony segmentu dużych reaktorów zawodowych o 83,7% w scenariuszu maksymalnego wzrostu popytu i spadku o 11,7% w scenariuszu pesymistycznym. Pojawienie się SMR-ów i ich popularyzacja spowoduje podniesienie się popytu na wzbogacony uran o 1046,2% w scenariuszu pesymistycznym i aż o 97538,6% do 2040 r. w scenariuszu optymistycznym. Bardzo istotnie wzrośnie również popyt na wzbogacony uran ze strony sektora reaktorów badawczych.

Ogólnie należy zwrócić uwagę, że popyt na wzbogacony uran przede wszystkim zależał będzie od sytuacji na rynku dużych reaktorów zawodowych oraz tempa i dynamiki wdrożenia i rozwoju rynku SMR-ów. Aktualnie (po 2021 r. i kryzysie energetycznym) widać wyraźnie powrót do energetyki jądrowej, jako efektywnej ekonomicznie i bezpiecznej oraz ze stabilnym poziomem cen, a także – co równie ważne, a może nawet w Europie i w przyszłości w USA, Kanadzie czy Japonii i Korei ważniejsze – zeroemisyjnego źródła energii.

Wzbogacaniem uranu w Unii Europejskiej zajmują się zakłady:

- francuski Georges Besse II, należący do Societe d'Enrichissement du Tricastin (SET) – firma kontrolowana przez koncern AREVA
- oraz angielsko-holendersko-niemieckie Urenco z zakładami w Capenhurst, Almelo i Gronau.

Natomiast globalnie największym graczem na rynku jest kontrolowany przez Rosatom rosyjski TVEL ze zdolnością produkcyjną 28 mln SWU/rok. Wspomniany wcześniej koncern Urenco Europe ma zdolności na poziomie 13,7 mln SWU/rok. Chiński CNNC 7,5 mln SWU/rok i francuskie Orano również 7,5 mln SWU/rok (tab. 4.10).

Tab. 4.10. Główni producenci wzbogaconego uranu – stan aktualny i prognozy

Operator/kraj	Charakter z punktu widzenia ryzyka politycznego	Zdolność produkcyjna w 2020 w mln SWU/rok	Zdolność produkcyjna w 2040 w mln SWU/rok
Chiny – CNNC	Niepewny	7,5	16–37
Rosja – TVEL	Nieżyczliwy	28	>25
W. Brytania, Niemcy, Holandia	Życzliwy	13,7	>10,7
- Urenco Europe			
Francja – Orano	Życzliwy	7,5	7,5
USA – Urenco US, Centrus	Życzliwy	4,8	>4,8
Japonia – JNFL	Życzliwy	0,075	<1,5
Argentyna, Brazylia, Korea Płn, Indie, Iran	Na	0,1	<0,5
Korea Pd	Życzliwy	0	<3,5
Australia, Argentyna, Kanada, RPA, Arabia Saudyjska, Wietnam	Na	0	Deklaracje rozwoju
Razem		61,8	>74

Źródło: Macdonald R., 2021, NPEC

Podejmując decyzję o wyborze partnera, należy pamiętać, że przed jesienią 2021 r. Urenco Europe planował ograniczenia mocy produkcyjnych odpowiednio do 10,7 mln SWU/rok. Było to spowodowane przewidywanym spadkiem zapotrzebowania na wzbogacony uran w wyniku denuklearyzacji miksu energetycznego w Niemczech, Belgii i Holandii oraz naciskiem na podobne procesy ze strony Komisji Europejskiej w innych krajach (by ograniczyć zależność od importu strategicznych surowców energetycznych). Kryzys energetyczny 2021–2022 może doprowadzić do weryfikacji tych planów ze względu na przedłużenie pracy przewidywanych do odłączenia elektrowni jądrowych, a także rezygnacji z pierwotnych planów denuklearyzacji przez przynajmniej część krajów europejskich związaną też z modyfikacjami polityki energetycznej UE i wprowadzeniu inwestycji w energetykę jądrową do europejskiej taksonomii.

Nie bez znaczenia będzie również reorientacja geograficzna części europejskich operatorów elektrowni jądrowych z paliwa (i wzbogaconego uranu) rosyjskiego na zachodni. Przykładem są tu Finlandia (Westinghouse) czy Czechy, a nawet Ukraina. Prawdopodobnie podobnie postąpią Słowacja i Bułgaria. Może to doprowadzić do okresowego deficytu wzbogaconego uranu dostępnego w Europie, podczas gdy USA dopiero odbudowują swoje zdolności produkcyjne w tym zakresie.

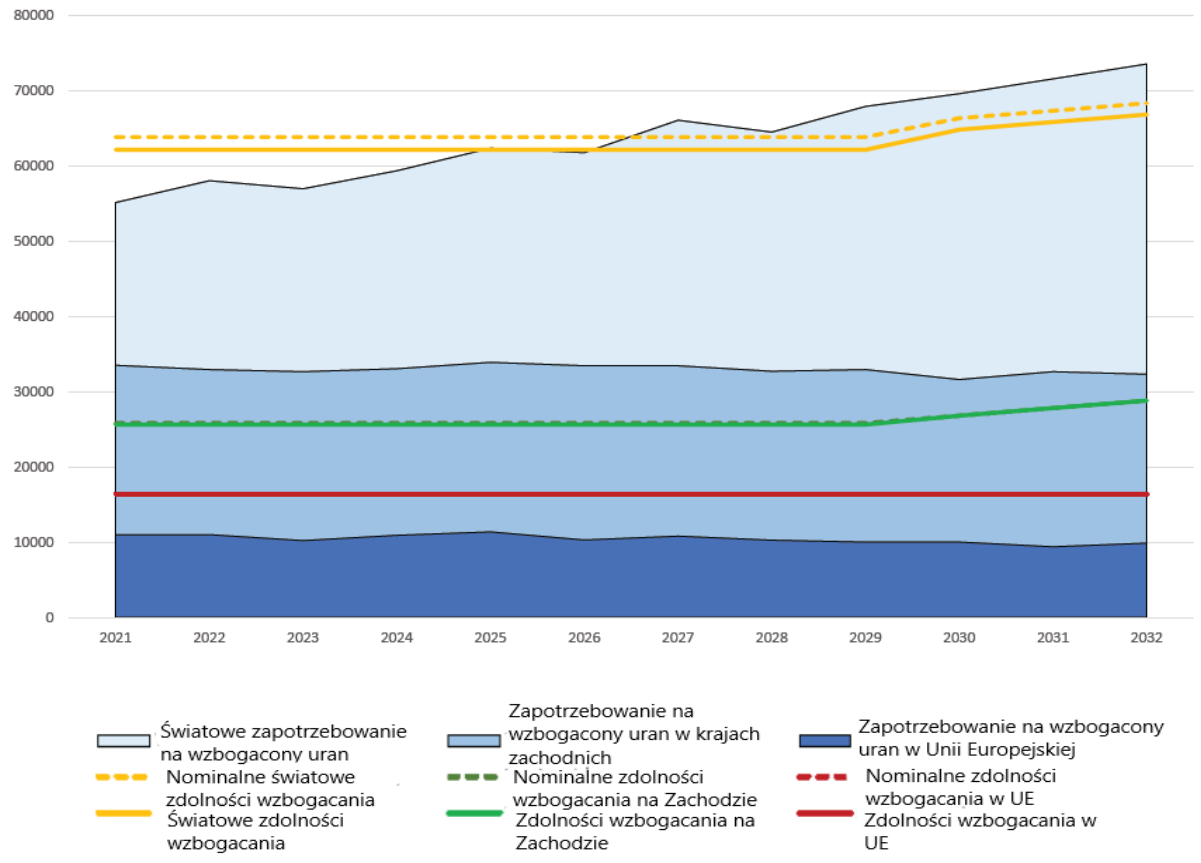
Dodatkowo zaawansowane małe i mikroreaktory będą nowym źródłem zapotrzebowania na SWU. Jeśli małe reaktory będą bardzo skuteczne wchodziły na rynek, całkowite zapotrzebowanie na SWU może przekroczyć obecne prognozy globalnej zdolności wzbogacania. Mniejsze reaktory bowiem wymagają więcej SWU i nowych paliw egzotycznych, często z wyższym wzbogaceniem uranu niż obecnie stosowane w reaktorach cywilnych. Jest to o tyle ważne, że polski program jądrowy zakłada wykorzystanie tego typu reaktorów m.in. w dużej kogeneracji (w tym przemysłowej).

Konsekwencją będzie wzrost zapotrzebowania, ale inne wymogi mogą spowodować, że pomimo istniejących obiektów technicznie zdolnych do produkcji paliwa, wymagane będą nowe, oddzielne lokalizacje. Będzie to wymagało dostosowań logistycznych, podczas gdy aktualnie najlepsze Urenco i TVEL oferują dostawy z istniejących obiektów w ciągu 24 i odpowiednio 9 miesięcy (Macdonald, 2021).

Fakt, że technologie SMR-ów powstają aktualnie w USA i Chinach może spowodować preferowanie paliw od dostawców z tych krajów – uderzając w rynek i perspektywy rozwoju Urenco, Orano i TVLS. Fakt posiadania w takiej sytuacji własnych możliwości produkcji wzbogaconego uranu będzie co najmniej korzystny. Jednocześnie koszt budowy zakładu wzbogacania uranu zamknąłby się kwotą szacowaną przez USA w pierwszej dekadzie XXI w. na od 447 mln EUR na każde planowane 1000 ton SW zdolności produkcyjnej. Należy zaznaczyć, że dziś koszty te byłyby wyższe.

Wydaje się, że na razie potrzeba taka wynika głównie z oceny ryzyka politycznego, ale ostatnie zmiany związane z rosyjską agresją wobec Ukrainy i związanych z tym zmianami w geografii dostaw wzbogaconego uranu powoduje, że mimo iż w Unii Europejskiej paliwa w dłuższej perspektywie nie powinno zabraknąć, to jednak wg prognoz ESA (ESA 2022,4) w Unii Europejskiej w okresie do 2032 r. zapotrzebowanie na wzbogacony uran będzie w praktyce równe zdolnościom produkcyjnym (rys. 4.7.). Jednocześnie ok. roku 2029 światowe zapotrzebowanie na wzbogacony uran istotnie przekroczy zdolności jego globalnej produkcji. Oznacza to, że dodatkowym czynnikiem, jaki należy wziąć pod uwagę, będzie globalny niedobór wzbogaconego uranu w momencie, gdy uruchamiane będą polskie elektrownie jądrowe.

Rys. 4.7. Prognoza popytu i zdolności produkcyjnych wzbogaconego uranu w latach 2021–2032 w tU



Źródło: ESA, (2022), Quarterly Uranium Market Report, 3rd Quarter 2022, s. 4

Bardzo istotne jest, by porównać zdolności produkcyjne ze stanem międzynarodowego obrotu wzbogaconym (*enriched*) uranem. Wielkość eksportu jest bowiem też miarą dostępności surowca na rynku globalnym. Jeśli za kryterium przyjąć wartość eksportu w mln USD, to w 2021 r. do największych eksporterów zaliczyć należy: Niderlandy (29,1% światowego eksportu), Niemcy (25,6%), Francję (22,4%) i Kazachstan (14,3%). Pozostałe kraje osiągnęły poniżej 5% światowego eksportu – tab. 4.11.).

Tab. 4.11. Najwięksi eksporterzy wzbogaconego uranu

Eksporter	*Eksport w mln USD*	*% eksportu światowego*
Niderlandy	827,2	29,1
Niemcy	727,1	25,6
Francja	636,6	22,4
Kazachstan	406,1	14,3
USA	130,5	4,6
Chiny	**64,1**	**2,3**
Niger	**44,6**	**1,6**
Korea Południowa	**0,86**	**0,03**
Japonia	**0,35**	**0,01**
Belgia	**0,24**	**0,01**
Szwecja	**0,15**	**0,00**
Hiszpania	**0,03**	**0,00**
Malezja	**0,01**	**0,00**
Czechy	**0,01**	**0,00**
W. Brytania	**0,01**	**0,00**

Źródło: https://www.worldstopexports.com/uranium-exports-by-country/

Wskazanych 15 największych eksporterów zapewniało 99,9999% globalnego eksportu wzbogaconego uranu. Zaskakuje w zestawieniu brak Federacji Rosyjskiej. Jednym z możliwych wyjaśnień może być cykl wymiany paliwa jądrowego w elektrowniach obsługiwanych przez należący do Rosatomu TVEL, reperkusje związane z konfliktem z Ukrainą. Można się też spodziewać, że sprzedaż wzbogaconego uranu z Kazachstanu to przynajmniej częściowo sprzedaż TVEL-u.

Sposób 15 największych eksporterów wzbogaconego uranu wskazać należy tych, których sprzedaż rosła najszybciej. Do takich krajów należy Kazachstan (wzrost względem 2020 r. o 5572% wiązać można z „nieobecnością" w zestawieniu Rosji), Belgia (wzrost rok do roku – 1600%), Japonia (414,7%) i Wielka Brytania (wzrost o 33,3%).

Paliwo jądrowe

Mając dostęp do wzbogaconego uranu można podjąć produkcję paliwa jądrowego. Jest ona zazwyczaj skoncentrowana w krajach, które posiadają odpowiednie technologie oraz elektrownie atomowe. Produkcja paliwa to ostatni krok w procesie przekształcania uranu w jądrowe pręty paliwowe. Pogrupowane w zespoły pręty paliwowe stanowią większość struktury rdzenia reaktora. Ta przemiana materiału zamiennego – uranu – w zaawansowane technologicznie komponenty reaktora różni się koncepcyjnie od rafinacji i przygotowania paliw kopalnych. Zespoły paliwa jądrowego są specjalnie zaprojektowane dla określonych typów reaktorów (np. LWR, PHWR) i są wykonane zgodnie z wymagającymi normami. W przypadku paliwa LWR jego możliwości produkcji, a więc i dostępność jest stosunkowo duża (tab. 4.12.).

Tab. 4.12. Światowe zdolności produkcji paliwa LWR (tony rocznie)

	Producent	Lokalizacja	Konwercja	Peletyzacja	Prętów/fabryka
Brazylia	INB	Resende	160	120	400
Chiny	CJNF Jianzhong	Yibin	800	800	800
	CBNF	Baotou	0	0	400
	CNNFC	Baotou	200	200	200
Francja	Framatome-FBFC	Romans	1800	1400	1400
	Orano	Malvési	Under const.		
Niemcy	Framatome-ANF	Lingen	800	650	650
Indie	DAE Nuclear Fuel Complex	Hyderabad	48	48	48
Japonia	NFI (PWR)	Kumatori	0	383	284
	NFI (BWR)	Tokai-Mura	0	250	250
	Mitsubishi Nuclear Fuel	Tokai-Mura	450	440	440
	Global Nuclear Fuel – Japan	Kurihama	0	620	630
Kazachstan	Ulba	Ust Kamenogorsk	0	108	200
Korea	KNFC	Daejeon	700	700	700
Rosja	TVEL-MSZ*	Elektrostal	1500	1500	1560
	TVEL-NCCP	Novosibirsk	450	1200	1200
Hiszpania	ENUSA	Juzbado	0	500	500
Szwecja	Westinghouse AB	Västeras	787	600	600
W. Brytania	Westinghouse	Springfields	950	600	860
USA	Framatome Inc	Richland	1200	1200	1200
	Global Nuclear Fuel – Americas	Wilmington	1200	1000	1000
	Westinghouse	Columbia	1600	1594	2154
Razem na świecie			**12,645**	**13,913**	**15,476**

Źródło: World Nuclear Association Nuclear Fuel Report 2021

Co ważne, bardzo istotnym producentem paliwa LWR są zaangażowane w polski program jądrowy Westinghouse czy KNFC. Można też przy odpowiedniej skali programu rozważyć możliwość ulokowania kolejnych zakładów w Polsce, podobnie jak ma to miejsce w Szwecji. Jest to tym istotniejsze, że w sektorze tym następuje proces optymalizacji czy raczej restrukturyzacji, który w ostatnim czasie przybrał formę następujących działań:

– Westinghouse Electric został kupiony przez Toshibę, a Kazatomprom nabył w nim 10% udziałów (później sprzedanych Toshibie).

– Global Nuclear Fuels powstała jako spółka joint venture pomiędzy General Electric, Toshiba i Hitachi, chociaż Toshiba sprzedała swoje 14% udziałów Hitachi w 2018 r., sprowadzając swój udział do 40%.

(Istnieją dwa „oddziały" GNF-A (Ameryki) i GNF-J (Japonia) o różnych strukturach własnościowych. Spółka najbardziej znana jest z paliwa BWR).

– Toshiba kupiła 52% Nuclear Fuel Industries (NFI) w Japonii, a następnie zgodziła się kupić resztę od Sumitomo (24%) i Furukawa (24%), przejmując 100% udziałów.

– Mitsubishi Heavy Industries i AREVA (30%) kupiły Mitsubishi Nuclear Fuel i utworzyły amerykańską spółkę joint venture zajmującą się produkcją paliwa.

– Kazatomprom i AREVA porozumiały się w sprawie budowy fabryki paliw o wydajności 1200 ton rocznie w Kazachstanie[46].

Ostatnio Westinghouse został kupiony przez kanadyjskie konsorcjum, którego podstawę stanowi Cameco. Zmiany te powodują, że powinno brać się pod uwagę możliwe dalsze przekształcenia prowadzące do istotnych z punktu bezpieczeństwa energetycznego w obszarze energetyki jądrowej zmian własności podmiotów kluczowych dla polskiego programu jądrowego.

Znacznie mniejsze i bardziej geograficznie skoncentrowane są światowe zdolności do produkcji paliwa PHWR (tab. 4.13.). Dotyczy to głównie krajów, które posiadają i wykorzystują wymagające tego reaktory.

Tab. 4.13. Światowe zdolności do produkcji paliwa PHWR (ton rocznie)

	Producent	Lokalizacja	Prętów na zakład
Argentyna	CONUAR	Cordoba & Eizeiza	160
Kanada	Cameco	Port Hope	1500
	GNF-Canada	ToronPeterborough	1500
Chiny	CNNFC	Baotou	246
Indie	DAE Nuclear Fuel Complex	Hyderabad	1000
Pakistan	PAEC	Chashma	20
Korea	KEPCO	Dejeon	800
Rumunia	SNN	Pitesti	250
Razem			**5476**

Źródło: World Nuclear Association Nuclear Fuel Report 2021

Podsumowując analizę w obszarze wzbogaconego uranu oraz produkcji paliwa jądrowego, można z punktu widzenia polskiego programu jądrowego wysnuć następujące wnioski:

- Dominacja na rynku krajów nieżyczliwych lub niepewnych
    - Dominacja Rosji na rynku globalnym – TVEL
    - Przewidywany szybki wzrost zdolności produkcyjnych Chin
- Do lutego 2022 r. widać było ograniczanie zdolności u europejskich producentów wzbogaconego uranu (głównie Urenco Europe, ale też Orano) – skutek programów denuklearyzacji mixów energetycznych
- Program odbudowy zdolności przez USA – Centrus
- Budowa zdolności przez Japonię i przede wszystkim Koreę Południową
- Inni nowi gracze są bez znaczenia dla konkurencji na rynku

[46]https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/fuel-fabrication.aspx

- Zmiany w wyniku wojny na Ukrainie i kryzysu energetycznego:
    - Reorientacja części podmiotów na rezygnację z paliwa rosyjskiego – Finlandia, Czechy, Słowacja (?), Bułgaria (?) i wynikające z tego zagospodarowanie nadwyżek europejskich zdolności produkcyjnych
    - Zmiany w polityce energetycznej innych krajów europejskich – Holandia, Belgia
- **Kluczowy dla Polski jest wybór partnera, który zapewni niezależny od koniunktury gospodarczej i politycznej dostęp do paliwa i wzbogaconego uranu**
- **Dla ograniczenia ryzyka politycznego do minimum, ale też ze względu na przewidywane zmiany popytu pożądane jest posiadanie przez Polskę własnych zdolności do wzbogacania uranu, a może też i do produkcji paliwa jądrowego.**

4.7. Ponowne wykorzystanie paliwa jądrowego

Jednym z istotnych źródeł paliwa jądrowego jest ponowne jego wzbogacenie. Realizowane jest przez te same podmioty, które dokonują wzbogacenia pierwotnego uranu i dane dotyczące tej działalności ujęte są w ich produkcji wzbogaconego uranu. To bardzo ważny element łańcucha wartości paliwa jądrowego o ciągle rosnącym znaczeniu. Należy w związku z tym zwrócić uwagę na to, skąd pochodzi paliwo do ponownego wykorzystania, tym bardziej że dochodzi do zjawiska zwanego *uranium washing* – czyli ukrywania faktycznego źródła uranu, tak na rynku pierwotnym, jak i wtórnym.

Problem odpadów nuklearnych dotyczy DUF6 (*depleted* UF6) i możliwości jego powtórnego przetwarzania. Aktualnie zubożony uran jest przechowywany w różnych formach, w tym sześciofluorku uranu (UF6), czterofluorku ranu (UF4), tlenków uranu (U3O8, UO2 i UO3) oraz uranu metalicznego (OECD/NEA 2001, s. 11)[47]. Zdolności przetwarzania odpadów w celu ich ponownego przetwarzania posiadają: USA, Federacja Rosyjska, Francja i kilka innych krajów (OECD/NEA, 2001, s. 11; IAEA 2001, s. 22[48]). Zużyte paliwo jądrowe (LEU – *low-enriched uranium* i HEU – *high-enriched uranium* – głównie z zastosowań militarnych) można ponownie przetworzyć w celu oddzielenia pozostałego uranu i plutonu powstałego podczas napromieniowania z produktów odpadowych. Uran i pluton odzyskane podczas ponownego przetwarzania mogą być poddane recyklingowi i wykorzystane w nowych zespołach paliwowych i dlatego stają się wtórnym źródłem zaopatrzenia i mogą skutecznie wypierać równoważne ilości uranu ze źródeł podstawowych. Podobnie jako wtórne paliwo, wykorzystywany jest uran uzyskiwany z zastosowań militarnych. Przetwarzane wykorzystane paliwo może być ponownie do formy tlenków, ale też jako paliwo uranowo-plutonowe (MOX) czy powtórnie przetworzony uran (RepU) (IAEA 2001). Przykładem komercyjnego zakładu do recyklingu paliwa uranowego z elektrowni atomowych jest francuska instalacja w La Hague w Normandii. Większość instalacji tego typu jest wykorzystywana w celach militarnych, a w praktyce do 2022 r. tego typu usługi komercyjnie świadczyła przede wszystkim Federacja Rosyjska. Jakkolwiek budowa własnych możliwości konwertowania odpadów nuklearnych jest atrakcyjna ze względów środowiskowych, to należy pamiętać, że ze względu na nieproliferację dostęp do technologii jest ograniczony.

Za stroną www.worldstopexports.com można wskazać głównych eksporterów wykorzystanego (*depleted*) uranu (paliwa jądrowego). Przyjmując jako kryterium wartość eksportu w mln USD, w 2021 r. były to: Francja (57,1% eksportu wykorzystanego uranu), Niemcy (21,4%), Szwecja (9,0%), USA (8,6%). Do innych ważnych eksporterów z udziałem w światowym eksporcie zaliczyć możemy: Indie, Czechy, Australię, Wielką Brytanię, Niderlandy, Polskę (0,21% eksportu światowego), Hiszpanię, Kanadę, Szwajcarię, Norwegię i RPA – tab. 4.14.).

[47] OECD/NEA 2001, Management of Depleted Uranium. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, OECD Paris
[48] IAEA 2001, Analysis of Uranium Supply to 2050, IAEA Vienna

Tab. 4.14. Najwięksi eksporterzy wykorzystanego uranu

Eksporter	*Eksport w mln USD*	*% eksportu światowego*
Francja	37,1	57,1
Niemcy	13,9	21,4
Szwecja	5,9	9,0
USA	5,6	8,6
Indie	0,653	1,0
Czechy	**0,521**	**0,8**
Australia	**0,441**	**0,7**
Wielka Brytania	**0,190**	**0,3**
Niderlandy	**0,147**	**0,23**
Polska	**0,134**	**0,21**
Hiszpania	**0,134**	**0,21**
Kanada	**0,120**	**0,18**
Szwajcaria	**0,120**	**0,18**
Norwegia	**0,032**	**0,05**
RPA	**0,007**	**0,01**

Źródło: https://www.worldstopexports.com/uranium-exports-by-country/

Należy wskazać, że powyższe 15 krajów odpowiada za 99,96% globalnego eksportu wykorzystanego uranu (paliwa jądrowego) wg wartości w USD za rok 2021. Do krajów o największym wzroście eksportu w odniesieniu do roku 2020 zaliczyć należy: Niderlandy ze wzrostem o 2000%, RPA (ponad 600%), Hiszpanię (282,9%) i Kanadę (263,6%). Tak wysokie wzrosty wynikają z niskiej bazy roku 2020. Poza 4–5 krajami – największymi graczami na rynku – na pozostałych miejscach można wskazać na wyraźne fluktuacje okresowe.

Z kolei dwa kraje spośród wskazanej piętnastki wykazały istotne spadki wartości eksportu. Były to: Polska (spadek o 29,8% rok do roku) i Niemcy (spadek o 26,5%). W jakiejś mierze spadek w Niemczech miał związek z cyklem wyłączania reaktorów, w których wykorzystywane było paliwo jądrowe.

Rozdział 5. KIERUNKI ROZWOJU DLA POLSKIEGO PRZEMYSŁU ZWIĄZANE Z BEZPIECZNYM POSTĘPOWANIEM Z ODPADAMI PROMIENIOTWÓRCZYMI I ICH TRANSPORTEM

5.1. Prognozowana ilość odpadów promieniotwórczych w całym cyklu życia elektrowni jądrowych

Generowanie odpadów promieniotwórczych w elektrowni jądrowej (EJ) rozpoczyna się wraz z rozruchem jądrowym, tj. momentem pierwszego załadunku kaset paliwowych do reaktora. Ilość generowanych odpadów na tym etapie jest jeszcze niewielka w stosunku do kolejnych faz eksploatacji oraz likwidacji EJ, jednakże można je wstępnie oszacować, a ilość ostateczna nie będzie się wiele różnić od prognozowanej ilości tych odpadów.

Odpady promieniotwórcze powstające z bloków jądrowych reaktora AP1000 to odpady w postaci stałej, ciekłej i gazowej. Do odpadów stałych można zaliczyć takie jak: żywice jonowymienne, elementy metalowe, suchy granulowany węgiel z filtrów, odpady prasowalne (ubrania, lignina, szmaty itp.), elementy z tworzyw sztucznych, elementy szklane itp. Odpady promieniotwórcze gazowe zawierają promieniotwórcze izotopy wodoru, azotu oraz gazowe produkty rozszczepienia (głównie jod, gazy szlachetne oraz aerozole). Odpady promieniotwórcze ciekłe to w przeważającej większości borowane chłodziwo reaktora, chłodziwo z obiegu wtórnego reaktora, woda zdemineralizowana z elementami stałymi, odpady ciekłe powstałe po dekontaminacji itp.

Ciekłe odpady promieniotwórcze będą przetwarzane w miejscu ich powstawania, a w kolejnym kroku zestalane z wykorzystaniem zapraw cementowych i dopiero w takiej formie będą kierowane do składowania na składowisko odpadów promieniotwórczych.

Tab. 5.1. Roczne emisje promieniotwórcze do wód powierzchniowych z elektrowni jądrowej z blokami AP1000

Izotop i rodzaj substancji promieniotwórczej	Ilość bloków EJ AP1000	
	Jeden blok	Trzy bloki
H-3	33,4 TBq/rok	100,2 TBq/rok
C-14	3,3 GBq/rok	9,9 GBq/rok
Promieniotwórcze izotopy jodu (głównie I-133 i I-131)	0,094 Gbq/rok	0,282 GBq/rok
Inne produkty rozszczepienia oraz zaktywowane produkty korozji i erozji	5,7 GBq/rok	17,1 GBq/rok

Źródło: UK AP1000 Environment Report - Westinghouse UK > Documentation (westinghousenuclear.com)

Emisja powyżej przedstawionych poziomów substancji promieniotwórczych nie odbiega znacząco od poziomów rejestrowanych w innych elektrowniach jądrowych tego typu na świecie.

Szacuje się, że z jednego bloku AP1000 całkowita ilość odpadów promieniotwórczych stałych wytwarzanych (ale jeszcze nieprzetworzonych) będzie wynosiła ok. 195 m^3, czyli z jednej elektrowni jądrowej składającej się z 3 bloków będzie to ok. 585 m^3/rok.

Tab. 5.2. Roczne generowanie odpadów promieniotwórczych stałych w elektrowni składającej się z bloków AP1000

Kategoria odpadów promieniotwórczych	Ilość stałych odpadów promieniotwórczych z jednego bloku EJ AP1000		Ilość stałych odpadów promieniotwórczych z 3 bloków EJ AP1000	
	Przed przetworzeniem	Po przetworzeniu	Przed przetworzeniem	Po przetworzeniu
	m^3/rok	m^3/rok	m^3/rok	m^3/rok
Niskoaktywne	176	73	528	219
Średnioaktywne	10	41	30	123
Wysokoaktywne	9	-	27*	-

* Średnia ilość wyliczona na podstawie całkowitej ilości oszacowanych odpadów na 60 lat eksploatacji EJ

Źródło: Raport Oddziaływania na Środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie i eksploatacji pierwszej w Polsce Elektrowni Jądrowej o mocy elektrycznej do 3750 MWe, na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa – Tom II Charakterystyka przedsięwzięcia i emisji

5.2. Przetwarzanie i kondycjonowanie odpadów promieniotwórczych

Wybór metod przetwarzania oraz zestalania odpadów promieniotwórczych zależy od ich właściwości fizykochemicznych oraz od kategorii danego odpadu promieniotwórczego.

Od decyzji regulatora w sprawie zmiany kwalifikowania odpadów promieniotwórczych będzie zależało dalsze przygotowanie Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych Przedsiębiorstwo Państwowe (ZUOP) oraz Polskich Elektrowni Jądrowych Sp. z o.o. (PEJ) do optymalnego przetwarzania i zestalania odpadów promieniotwórczych, czyli zakup lub wytworzenie odpowiednich instalacji.

W tab. 5.3. podano główne typy odpadów, możliwe opcje ich przetwarzania wraz z przykładowymi potencjalnymi dostawcami technologii.

Tab. 5.3. Główne typy przewidywanych odpadów promieniotwórczych oraz możliwe opcje ich przetwarzania wraz z przykładami potencjalnych dostawców technologii z przykładowymi potencjalnymi dostawcami technologii

Odpad	Kategoria	Nazwa procesu	Potencjalni dostawcy technologii	Uwagi
Żywice jonowymienne	Średnioaktywne	Przetwarzanie: - metody termicznego przerobu, - utlenianie na mokro bezpośrednie zestalenie: - witryfikacja - cementowanie - zestalanie w SYNROCK		Dawniej organiczne wymieniacze jonowe były bezpośrednio zestalane w materiałach żywicznych jak np. żywice epoksydowe, jednak od kilku lat trwają prace nad ograniczeniem składowania substancji organicznych.

Elementy metalowe	Niskoaktywne i średnioaktywne	Superkompaktor	Westinghouse E.C Bilfinger Noell GmbH	Brak dostawców technologii na rynku polskim.
Odpady palne	Niskoaktywne	Spopielanie lub piroliza	Usługi inżynieryjno-projektowe: Energoprojekt Katowice, Energotechnika Engineering sp. z o.o., Instytut Technologii Paliw i Energii Wykonawca/ dostawca technologii: Veolia RAFAKO S.A.	Doświadczenie w projektowaniu i budowie spalarni odpadów komunalnych. Na potrzeby termicznego przerobu odpadów promieniotwórczych należałoby się zastanowić nad wyborem optymalnej koncepcji. Metodą termicznego przetwarzania odpadów promieniotwórczych można również zmniejszać objętość ciekłych organicznych odpadów promieniotwórczych oraz palnych odpadów bardzo niskoaktywnych.
Elementy szklane	Nisko- i średnioaktywne	Cementowanie	Westinghouse E.C.	
Odłamki betonowe z demontażu obiektów jądrowych	Niskoaktywne	Umieszczanie w opakowaniach przeznaczonych do składowania i zalewanie zaprawą cementową		
	Bardzo niskoaktywne	Tylko zapakowanie ich do miękkich opakowań		
Odpady ciekłe wodne	Niskoaktywne	Metoda wyparna	Veolia, GEA Poland	
		Odwrócona osmoza	CHEMTECH	
Zużyte zamknięte źródła promieniotwórcze	Nisko-, średnio- i wysokoaktywne	Kapsułowanie		
Wypalone paliwo jądrowe	Wysokoaktywne	Kapsułowanie		Potencjalnie w projekt mogą być

				zaangażowane wszystkie polskie odlewnie oraz zakłady obróbki metali do wytworzenia i dostarczenia odpowiednich kapsuł, jednakże warto już dziś zacząć przygotowywać się do włączenia w polski program jądrowy.
Odzysk boru z chłodziwa reaktora*	Niskoaktywne	BORES®	Fortum	Dostawca technologii z Finlandii

* Metoda opcjonalna

Źródło: Przykłady potencjalnych dostawców technologii zostały przygotowane w oparciu o publikację Ministerstwa Klimatu i Środowiska „Polish Industry for Nuclear Energy 2021" oraz badania własne

Tab. 5.4. Zestalanie odpadów promieniotwórczych wraz z przykładowymi potencjalnymi dostawcami technologii

Rodzaj procesu	Kategoria	Potencjalny dostawca	Uwagi
Zestalanie w mieszankach cementowych	Nisko- i średnioaktywne	CEMENTOWNIA „ODRA" S.A. Cementownia Ożarów S.A.	W Polsce cement jest wytwarzany w 13 cementowniach, jednakże tylko producenci mieszanek cementowych posiadających w swojej ofercie CEMIII lub jego odpowiednik będą brani pod uwagę jako potencjalny dostawca.
Zestalanie w szkliwach	Wysokoaktywne		W Polsce prowadzi się tylko badania podstawowe nad tym procesem
Proces SYNROCK	Średnioaktywne wysokoaktywne		

Ważnym elementem zabezpieczenia odpadów promieniotwórczych jest umieszczenie ich w odpowiednich opakowaniach, w których będą bezpiecznie składowane. Obecnie w Polsce stosuje się jako opakowania odpadów promieniotwórczych bębny stalowe ocynkowane o objętości 200 L (a dostawców tych opakowań nie brakuje na polskim rynku), jednakże pojawienie się znaczącej ilości odpadów średnio- i wysokoaktywnych będzie wymagało opracowania (lub zakupu poza granicami kraju) opakowań innych typów. Wśród tych opakowań można wymienić na przykład: opakowania na odpady średnioaktywne (oraz dodatkowo zawierające materiały rozszczepialne); opakowania kompatybilne z superkompaktorami, pojemniki na wypalone paliwo jądrowe oraz inne odpady wysokoaktywne itp.

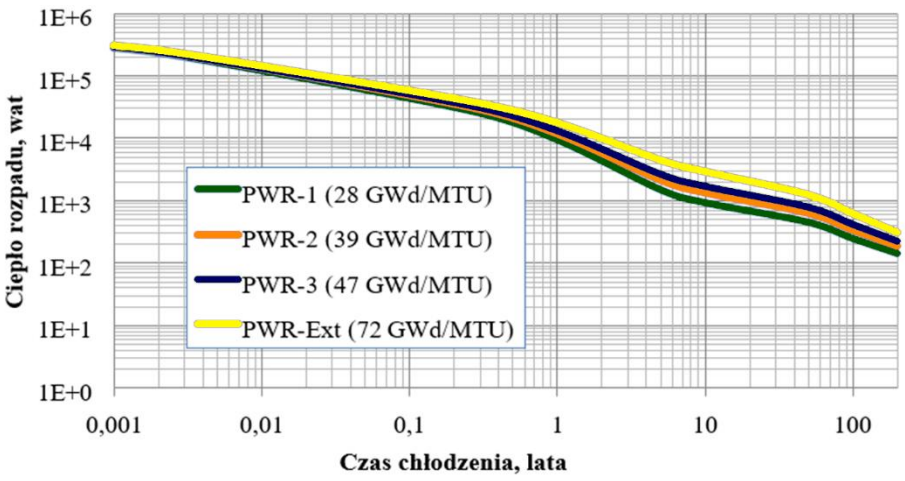
Istotnym aspektem z punktu widzenia postępowania z wypalonym paliwem jądrowym jest jego początkowe wzbogacenie oraz stopień wypalenia tego paliwa. Im wyższy stopień wypalenia, tym dłużej paliwo powinno być schładzane. Zależności dotyczące generacji ciepła przez wypalone paliwo jądrowe w zależności od początkowego wzbogacenia oraz przy różnych stopniach wypalenia tego paliwa przedstawiono w tab. 5.5. oraz na rys. 5.1.

Tab. 5.5. Parametry wypalonego paliwa w zależności od stopnia jego wzbogacenia (przy stopniu wypalenia 39 GWd/MTU)

Wzbogacenie, %wag.	Aktywność TBq/MTU	Ciepło promieniowania gamma, Wat/MTU	Całkowite ciepło rozpadu, Wat/MTU	Całkowita emisja netutonów (neutron/s)/MTU	Całkowita zawartość plutonu, g/MTU
1,84	2,486E+04	8,66E+02	2,36E+03	1,20E+09	1,03E+04
2,0	2,490E+04	8,59E+02	2,33E+03	1,08E+09	1,03E+04
2,5	2,501E+04	8,37E+02	2,25E+03	7,70E+08	1,01E+04
3,0	2,512E+04	8,15E+02	2,18E+03	5,58E+08	1,00E+04
3,5	2,520E+04	7,94E+02	2,13E+03	4,13E+08	9,95E+03
4,0	2,523E+04	7,74E+02	2,09E+03	3,13E+08	9,91E+03
4,5	2,527E+04	7,57E+02	2,05E+03	2,40E+08	9,88E+03
5,0	2,523E+04	7,42E+02	2,02E+03	1,20E+09	1,03E+04

Źródło: Dane z raportu United States Nuclear Regulatory Commission, US Commercial Spent Nuclear Fuel Assembly Characterisctics: 1968-2013, 2015 Washington, USA

Rys. 5.1. Przebieg czasowy wydzielania ciepła w wypalonym paliwie jądrowym (uranowym) dla reaktorów typu PWR w czasie 0–200 lat – opracowane na podstawie danych dane U.S.NRC [Ref. 5]



Wszystkie odpady przetworzone, zestalone i zapakowane odpady promieniotwórcze muszą spełniać kryteria akceptacji odpadów (ang. *waste acceptance criteria* WAC) przed ostatecznym umieszczeniem ich na składowisku odpadów promieniotwórczych. Kryteria te zostaną określone przez operatora i zatwierdzone przez regulatora jeszcze przed uruchomieniem nowego składowiska odpadów promieniotwórczych.

5.3. Budowa nowych składowisk odpadów promieniotwórczych

Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym – KPPOPWPJ, zakłada budowę dwóch nowych składowisk odpadów promieniotwórczych:

– składowisko powierzchniowe odpadów nisko- i średnioaktywnych krótkożyciowych, tzw. Nowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych – NSOP,

– składowisko głębokie odpadów promieniotwórczych – SGOP, poprzedzone budową Polskiego Podziemnego Laboratorium Badawczego (ang. *Polish Underground Research Laboratory* – PURL).

KPPOPWPJ zakłada, że do roku 2152 ilość odpadów promieniotwórczych nisko- i średnioaktywnych krótkożyciowych wyniesie 153,5 tys. m^3, z czego odpowiednio:

– 54 tys. m^3 z eksploatacji elektrowni jądrowych (w tym 9 tys. m^3 średnioaktywnych);

– 67,5 tys. m^3 z likwidacji elektrowni jądrowych (w tym 6 tys. m^3 średnioaktywnych);

– 12 tys. m^3 z zastosowań medycznych, przemysłowych (spoza energetyki jądrowej) oraz z badań naukowych, w tym z pracy reaktora MARIA oraz 20 tys. m^3 z likwidacji reaktora MARIA i laboratoriów izotopowych Narodowego Centrum Badań Jądrowych (NCBJ).

Wraz z zaplanowaną rezerwą, 16,5 tys. m^3, całkowita pojemność NSOP będzie przewidziana do przyjęcia 170 tys. m^3 odpadów.

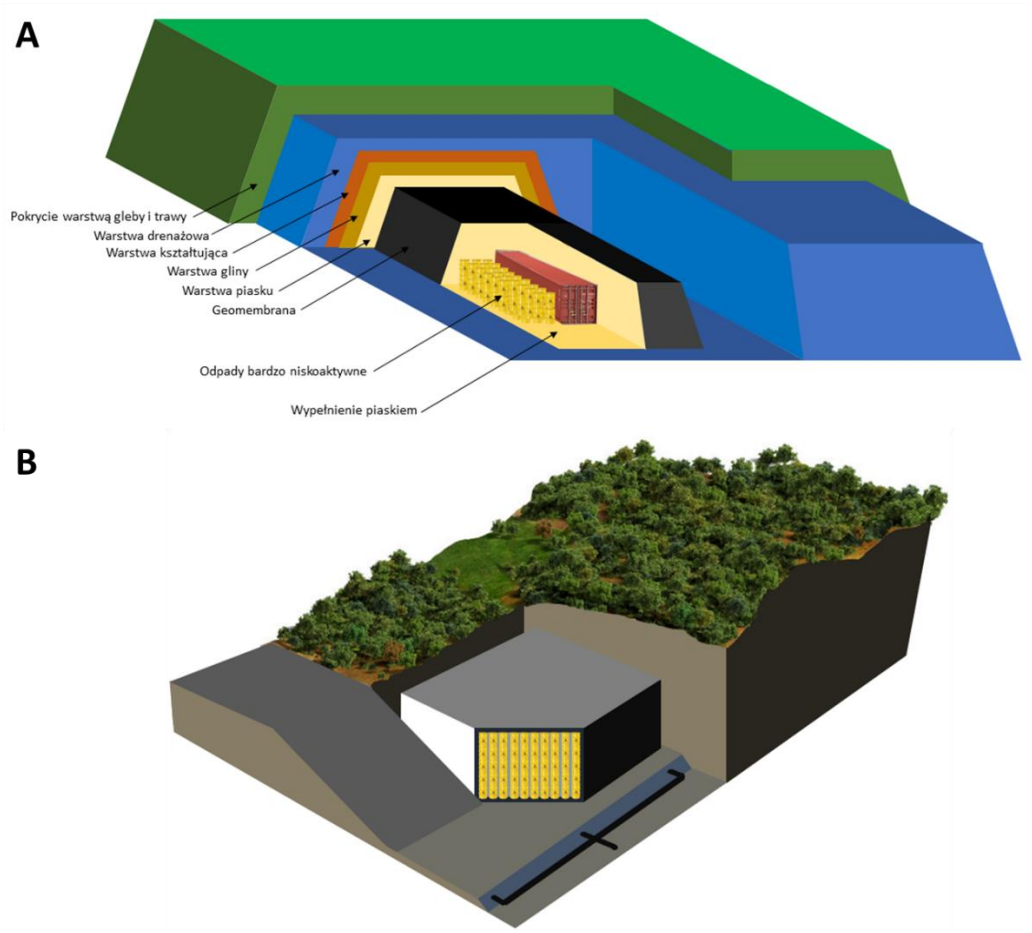
Jak wspomniano powyżej, budowa nowych składowisk odpadów promieniotwórczych w dużej mierze będzie zależała od decyzji regulatora o zmianie sposobu kwalifikowania odpadów promieniotwórczych – dostosowanie prawa polskiego do wytycznych MAEA. Jeżeli taka zmiana by nastąpiła, to warto rozważyć budowę nowego, trzeciego składowiska dla odpadów bardzo niskoaktywnych – składowiska powierzchniowego ziemnego, którego budowa i eksploatacja byłaby o wiele tańsza niż rozbudowa NSOP.

Tab. 5.6. Porównanie kwalifikowania odpadów wg prawa polskiego oraz wytycznychi MAEA

<table>
<tr><th colspan="3">Kwalifikacja wg prawa polskiego</th><th colspan="2">Kwalifikacja zgodnie z wytycznymi MAEA</th></tr>
<tr><th>Kategoria</th><th>Podkategoria</th><th>Typ składowiska</th><th>Kategoria</th><th>Typ składowiska</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Niskoaktywne</td><td>Krótkożyciowe</td><td>Składowisko powierzchniowe</td><td rowspan="2">Odpady zwolnione (np. odpady górnicze zawierające naturalne izotopy promieniotwórcze)</td><td rowspan="4">Składowisko powierzchniowe ziemne</td></tr>
<tr><td>Długożyciowe</td><td>Składowisko głębokie</td></tr>
<tr><td>Przejściowe</td><td>Przechowywanie do wygaśnięcia</td><td rowspan="2">Bardzo niskoaktywne</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Średnioaktywne</td><td>Krótkożyciowe</td><td>Składowisko powierzchniowe</td></tr>
<tr><td>Długożyciowe</td><td>Składowisko głębokie</td><td rowspan="2">Bardzo krótkożyciowe</td><td rowspan="2">Przechowywanie do wygaśnięcia</td></tr>
<tr><td>Przejściowe</td><td>Przechowywanie do wygaśnięcia</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Wysokoaktywne</td><td>Krótkożyciowe</td><td rowspan="2">Akładowisko głębokie</td><td rowspan="2">Niskoaktywne</td><td rowspan="2">Składowisko powierzchniowe</td></tr>
<tr><td>Długożyciowe</td></tr>
<tr><td>Przejściowe</td><td>Przechowywanie do wygaśnięcia</td><td rowspan="2">Średnioaktywne</td><td rowspan="2">Składowisko przypowierzchniowe</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Zużyte zamknięte źródła promieniotwórcze</td><td>Niskoaktywne</td><td rowspan="3">Składowisko powierzchniowe, jeżeli odpady są krótkożyciowe</td></tr>
<tr><td>Średnioaktywne</td><td rowspan="2">Wysokoaktywne</td><td rowspan="2">Składowisko głębokie</td></tr>
<tr><td>Wysokoaktywne</td><td>Składowisko głębokie</td></tr>
</table>

Na rysunku przedstawiono schematycznie dwa typy składowisk odpadów promieniotwórczych.

Rys. 5.2. Składowisko odpadów promieniotwórczych A – powierzchniowe ziemne, dla odpadów bardzo niskoaktywnych, B – składowisko przypowierzchniowe, dla odpadów krótkożyciowych nisko- i średniopromieniotwórczych



Źródło: Rysunek własny na podstawie schematycznego przedstawienia składowisk francuskich (ANDRA)

Przy budowie nowych składowisk niezbędne będą firmy mające kompetencje w takich dziedzinach, jak inżynieria lądowa, urządzenia dźwigowe (produkcja, dostawa i montaż), dostawa surowców lub prefabrykatów budowlanych oraz ich montaż, montaż instalacji (wodno-sanitarnych, elektrycznych, drenażowych), sprzęt dozymetryczny do ochrony radiologicznej i monitoringu środowiska (produkcja, dostawa i montaż), transport specjalny oraz wiele innych. Dodatkowo dla budowy i rozruchu zarówno PURL, jak i SGOP będą niezbędne specjalistyczne firmy z przemysłu górniczego, które wykonają i dostarczą dedykowane urządzenia górnicze dla prac zaplanowanych w trakcie budowy, jak i eksploatacji obiektu, oraz firmy, które wykonają roboty górnicze.

Istotnym faktem jest, że na podstawie informacji zawartych w katalogu MKiŚ pt. „Polish Industry for Nuclear Energy 2021" można stwierdzić, że zapotrzebowanie na usługi inżynieryjne, konstrukcyjne, dostarczenie niezbędnego sprzętu i materiałów dla budowy obu składowisk będzie mogło zostać w dużej mierze pokryte, wykorzystując polski potencjał.

Ważnym wyzwaniem przed i w trakcie eksploatacji składowisk odpadów promieniotwórczych będzie oszacowanie kosztów składowania odpadów przez wiele lat (300 lat w przypadku NSOP oraz przynajmniej kilkuset lat SGOP[49]).

[49] W przypadku składowisk głębokich rozważane są opcje, aby były to składowiska czasowe, z możliwością ponownego wydobycia zdeponowanych odpadów w celu ich przerobu (wypalone paliwo jądrowe) lub w celu przeniesienia ich do innego składowiska.

W przypadku przemysłu energetycznego pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi pochodzących z eksploatacji elektrowni jądrowej reguluje rozporządzenie[50], jednakże wymaga ono aktualizacji i dostosowania wysokości wpłat do obecnej sytuacji gospodarczej.

5.4. Transport odpadów promieniotwórczych

Transport odpadów promieniotwórczych wykonywany poza obszarem jednostki organizacyjnej, prowadzony po drogach publicznych, musi być realizowany zgodnie z przepisami określonymi w międzynarodowej konwencji ADR dla materiałów zaliczonych do kategorii 7 oraz przepisami krajowymi, w tym ustawy prawo atomowe z dnia 29 listopada 2000 r. (Dz.U. z 2021 r. poz. 1941). Jednostka realizująca transporty odpadów promieniotwórczych na terenie Polski musi posiadać zezwolenie na tego typu działalność wydawane przez Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki.

Plany mające na celu rozwój energetyki jądrowej w Polsce, tj. budowa wielkoskalowych reaktorów jądrowych oraz budowa małych modułowych reaktorów jądrowych (SMR), będą wymuszały na rynku pracy duże zapotrzebowanie na doradców ADR mających doświadczenie w transportach materiałów zaliczonych do kategorii 7 oraz pozyskiwanie przez firmy transportowe zezwoleń Prezesa PAA na transport materiałów promieniotwórczych.

W celu zapewnienia jak najwyższego bezpieczeństwa odpady promieniotwórcze transportuje się tylko w postaci stałej w specjalnie do tego celu przygotowanych pojemnikach. Wszelkie odpady przewidziane do długotrwałego przechowywania i składowania będą musiały być zestalone. Odpady promieniotwórcze są zestalane w pojemniku, który często jest jednocześnie opakowaniem przygotowanym do składowania lub przechowywania. Przepisy ADR określają wymagania dla opakowań transportowych w zależności od charakterystyki materiału promieniotwórczego, które określane są poprzez moc dawki, wskaźnik transportowy (TI), wskaźnik bezpieczeństwa krytycznościowego (CSI: ang. *Criticality Safety Index*), warunki specjalne przewozu.

Zgodnie z przepisami opakowania przewidziane do transportu muszą w sposób szczelny utrzymywać przewożony materiał promieniotwórczy, uniemożliwiać niekontrolowane wydostanie się zawartości promieniotwórczej w ilości przekraczającej właściwe dla tego przypadku normy oraz osłabiać promieniowanie do określonego poziomu. Zgodnie z przepisami sztuki przesyłki klasyfikuje się na wyłączone oraz inne niż wyłączone, tj.:

- przemysłowe IP (IP-1, IP-2, IP-3),

- typu A,

- typu B [B(U), B(M)],

- typu C.

Typ sztuki przesyłki informuje o odporności opakowania na warunki przewozu. Im bardziej niebezpieczna zawartość, tym stosowane opakowanie musi być wytrzymalsze.

Pojemniki transportowe typu A: muszą wytrzymać wypadki o mniejszej skali. Służą do transportu nisko- i średnioaktywnych materiałów promieniotwórczych.

Pojemniki typu B: Odporne na urazy mechaniczne. Zawierają osłony zabezpieczające przed promieniowaniem gamma i neutronowym. W pojemnikach tego typu można transportować odpady ze

[50] ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 10 października 2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej (Dz.U. z 2012 r. poz. 1213).

wszystkich kategorii odpadu promieniotwórczego (głownie służy do transportu odpadów wysokoaktywnych).

Pojemnik typu C: Zaprojektowany jest głównie na małe ilości wysokoaktywnych materiałów promieniotwórczych zawierających np. pluton.

Aby wyeliminować ryzyko związane z ewentualnym przeładunkiem, kontenery najczęściej pełnią dwie funkcje – nadają się zarówno do transportu, jak i składowania.

Transport świeżego paliwa, prętów paliwowych nie będzie wymagał stosowania osłon radiologicznych. Planowane jest, aby odbywał się on drogą morską do Przystani (MOLF), która w planach ma zostać wybudowana w sąsiedztwie pierwszej EJ.

Plany rozwoju energetyki jądrowej w Polsce opartej zarówno na wielkoskalowych reaktorach jądrowych oraz małych modułowych reaktorów jądrowych spowodują rozproszenie się odbioru znacznej ilości odpadów promieniotwórczych, dlatego też przy określonych transportach, każdorazowo powinny być powiadamiane odpowiednie służby, tj. PAA, Policja, PSP, ITD.

W związku ze zwiększonym ruchem drogowym z udziałem jednostek transportujących odpady promieniotwórcze istnieje potencjalnie wyższe ryzyko wystąpienia zdarzenia radiacyjnego w wyniku wypadku drogowego. Służby nadzorujące takie transporty powinny być wyposażone w odpowiednie pojazdy o zabudowie specjalnej, dedykowanej do szybkiego reagowania na wypadek takich zdarzeń.

Na rynku polskim funkcjonuje znaczna ilość firm specjalizujących się w zabudowie pojazdów specjalnych, np. PRONAR, AMZ-KUTNO, POLTRADE TECHNOLOGIES, Frank Cars Sp. z o.o., Concept Sp. z o.o. i wiele innych.

Również ważnym elementem będą szkolenia służb pod kątem usuwania skutków zdarzeń radiacyjnych i pomocy poszkodowanym skażonym izotopami promieniotwórczymi. Szkolenia takie powinny się odbywać nie rzadziej niż raz na rok dla Policji i PSP oraz raz na dwa lata przy udziale dodatkowym pracowników firm transportujących odpady promieniotwórcze. Wspólne szkolenia powinny obejmować zarówno cześć teoretyczną – hipotetyczne scenariusze wydarzeń, jak i ćwiczenia praktyczne obejmujące usuwanie skutków zdarzenia radiacyjnego.

5.5. Personel kluczowy i szkolenia

Wraz z rozwojem energetyki jądrowej w Polsce nastąpi wzmożone zapotrzebowanie na wykwalifikowany personel, który sprosta zadaniom bezpiecznego postępowania z większą ilością odpadów promieniotwórczych.

Warto rozważyć, aby lista stanowisk mających istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, która jest określona na drodze rozporządzenia[51], uległa poszerzeniu o dodatkowe stanowiska ściśle związane z bezpiecznym składowaniem i przechowywaniem odpadów promieniotwórczych. Obecnie takimi stanowiskami w dziedzinie postępowania z odpadami promieniotwórczymi są:

– specjalista do spraw ewidencji materiałów jądrowych,

– operator przechowalnika wypalonego paliwa jądrowego,

– kierownik składowiska odpadów promieniotwórczych,

– kierownik zakładu unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych.

[51] ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 5 marca 2021 r. w sprawie stanowiska mającego istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej.

Na dzień dzisiejszy liczba osób z ww. uprawnieniami jest niezwykle ograniczona, a specjalistyczne kursy odbywają się bardzo rzadko.

Również liczba osób z uprawnieniami inspektora ochrony radiologicznej typu IOR-2 jest niewielka, a dostęp do specjalistycznych szkoleń jest bardzo ograniczony.

Ważnym zagadnieniem jest, aby w niedalekiej przyszłości stworzyć dostępny system regularnych szkoleń, dobrych jakościowo, dla osób ubiegających się o nadanie wszystkich wyżej wymienionych uprawnień.

W 2021 r. ZUOP wystąpił z wnioskiem o wpis do KLASYFIKACJI ZAWODÓW I SPECJALNOŚCI NA POTRZEBY RYNKU PRACY trzech nowych zawodów:

– inżynier postępowania z odpadami promieniotwórczymi,

– technik postępowania ze źródłami promieniotwórczymi,

– inżynier dekontaminacji – skażenia promieniotwórcze,

które od dnia 1 stycznia 2023 r. funkcjonują oficjalnie w dokumentach Ministerstwa Rodziny i Polityki Społecznej. Kolejnym krokiem powinno być stworzenie systemu edukacji w tych kierunkach, aby nie były to tylko zawody martwe.

5.6. Wyzwania

Jednym z głównych wyzwań związanych z postępowaniem z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym będzie aktualizacja KPPOPWPJ. W dokumencie tym powinien zostać zaktualizowany harmonogram prac związany z budową NSOP, PURL oraz SGOP, jak również wprowadzone aktualne szacowania związane z ilością generowanych odpadów promieniotwórczych pochodzących z:

– eksploatacji planowanych wielkoskalowych reaktorów jądrowych,

– eksploatacji prognozowanych SMR,

– rozwoju innych gałęzi przemysłu wykorzystujących źródła promieniotwórcze,

– likwidacji wszystkich ww. obiektów jądrowych oraz skażonych izotopami promieniotwórczymi pracowni.

W Polsce powinno się również dążyć do nowelizacji przepisów związanych ze zmianą kategoryzacji odpadów promieniotwórczych, w której pojawi się nowa kategoria – odpady bardzo niskoaktywne. Zmiana ta pozwoli w znaczny sposób na ograniczenie ilości generowanych odpadów niskoaktywnych, a co za tym idzie, zmniejszą się koszty związane z przetwarzaniem i składowaniem odpadów.

Kolejnym zagadnieniem, które powinno znaleźć się w znowelizowanym prawie, jest wprowadzenie tzw. „cleance level", czyli poziomu, poniżej którego materiały w sposób śladowy skażone izotopami promieniotwórczymi, a niestanowiące zagrożenia dla zdrowia ludzi i środowiska, będą mogły być przekazane na składowiska odpadów komunalnych.

Zarówno „clearence level", jak i kategoria bardzo niskoaktywnych odpadów promieniotwórczych są wprowadzone w większości krajów Europy i doskonale się sprawdzają w redukowaniu generowanych odpadów promieniotwórczych.

Dla wszystkich składowisk odpadów promieniotwórczych w Polsce powinny w najbliższym czasie zostać opracowane WAC, czyli kryteria akceptacji odpadów kierowanych do składowania. Kryteria te powinny zostać opracowane przez operatora przyszłego składowiska, a uzgodnione z operatorem EJ i zatwierdzone przez regulatora – PAA.

Kolejnym ważnym zadaniem będzie rozwój polskich jednostek badawczych, które byłyby zapleczem technicznym dla energetyki jądrowej, postępowania z odpadami promieniotwórczymi i PAA. Zadania postawione przed tymi jednostkami obejmowałyby prace analityczne (pobieranie i badanie próbek w

trakcie pracy EJ i składowisk odpadów promieniotwórczych) oraz rozwiązywanie problemów technicznych wynikłych w trakcie eksploatacji tych obiektów.

Przy budowie i eksploatacji składowisk odpadów promieniotwórczych należy pamiętać, że te obiekty będą czynne przez kilka pokoleń, dlatego też niezwykle istotne jest początkowe stworzenie jasnych reguł opracowywania raportów eksploatacyjnych i ich archiwizowania, tak aby wiedza ta przetrwała kilkaset lat.

Przyszłym tematem do opracowania powinno być wypracowanie w szerokim gronie użytkowników jednolitego nazewnictwa zagadnień z zakresu energetyki jądrowej i postępowania z odpadami promieniotwórczymi oraz dopuszczalnych synonimów tych zagadnień.

Aby wspomóc rozwój postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym w Polsce, proponuje się stworzyć katalog firm na wzór ministerialnego wydania „Polish Industry for Nuclear Energy". Taka publikacja niezwykle ułatwiłaby poszukiwanie polskich dostawców materiałów i technologii do realizacji zadań postawionych w KPPOPWPJ.

Rozdział 6. MODELE BIZNESOWE W ENERGETYCE JĄDROWEJ

6.1. Finansowanie inwestycji jądrowych jako jeden z głównych problemów energetyki jądrowej

Realizacja nowych projektów jądrowych w Ameryce Północnej i wielu krajach europejskich od co najmniej 20 lat napotyka na szereg trudności: organizacyjnych, kadrowo-kompetencyjnych, rynkowych i finansowych. Zdaniem Autorów jednym z najważniejszych czynników zniechęcających do podejmowania nowych inwestycji jest problem ekonomiki elektrowni jądrowych, czyli wysokich nakładów inwestycyjnych powiązanych z wysokimi kosztami finansowania budowy, często także z trudnościami w umiejscowieniu nowej elektrowni jądrowej na szeroko pojętym rynku energii (konkurencja z OZE). Występujący do niedawna w wielu państwach, w niewielkim stopniu także w Polsce, problem braku akceptowalności społecznej, skutkujący brakiem decyzji politycznych, wydaje się już nieaktualny ze względu na zmieniające się otoczenie i kryzys energetyczny. Jednak akceptacja społeczna nie jest bezwarunkowa. Z sondaży wynika, że jest ona wyraźnie powiązana z oczekiwaniem obniżenia kosztów energii dla odbiorców końcowych. W kolejnych podrozdziałach Autorzy przedstawiają analizę problematyki ekonomiki elektrowni jądrowych i konsekwencje przyjęcia określonych rozwiązań dla odbiorców końcowych i gospodarki ogółem.

6.2. Struktura kosztów wytwarzania energii w elektrowni jądrowej

Istnieją różne metody szacowania kosztów wytwarzania energii w elektrowni jądrowej (EJ). W publikacjach uznanych ośrodków analitycznych, w tym Nuclear Energy Agency (NEA-OECD) i US Department of Energy (DoE), stosowane są metody, których celem jest umożliwienie porównania pod tym względem różnych źródeł energii i dostarczenia decydentom informacji i rekomendacji w zakresie kształtowania polityki energetycznej. Do najczęściej wykorzystywanych metod szacowania kosztów produkcji energii należą:

- LCOE – najczęściej stosowana, spotykana w opracowaniach firmy doradczej Lazard oraz raportach Agencji Energii Jądrowej OECD (NEA-OECD)[52];
- LACE – stosowana przez US Department of Energy[53];
- VALCOE – stosowana przez Międzynarodową Agencję Energetyczną[54].

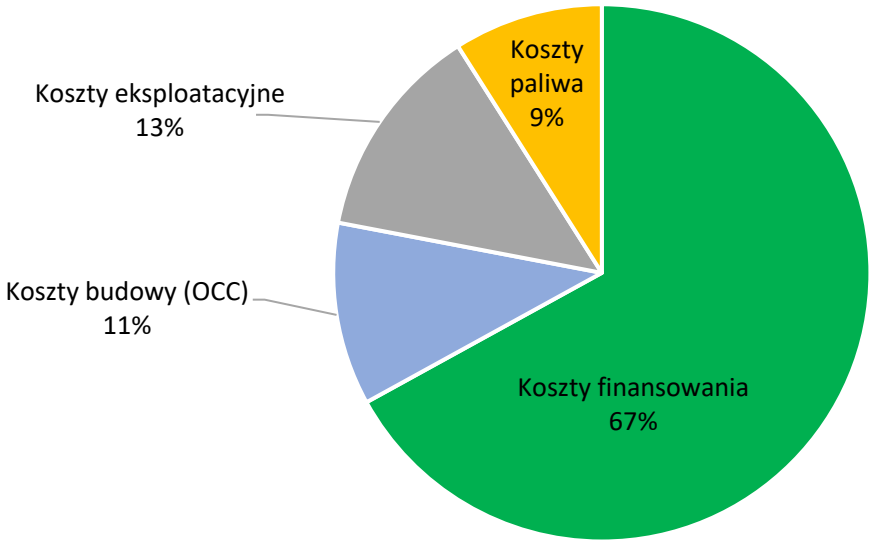
Na potrzeby „Programu polskiej energetyki jądrowej" (PPEJ) została opracowana nowa metoda analizy – Metoda Kosztu Całkowitego (MKC)[55]. Ponieważ dyskusja na temat sposobów szacowania kosztów wytwarzania energii wykracza poza zakres merytoryczny tego rozdziału, metody te nie będą szerzej omawiane. Autorzy chcą jedynie zwrócić uwagę na fakt, że wymienione podejścia uśredniają koszty wytwarzania energii dla całego okresu eksploatacji i znacznie upraszczają rachunek ekonomiczny. Inne, bardziej kompleksowe i bliższe rzeczywistości, podejście stosowane jest w analizach inwestorskich, gdzie koszty wytwarzania energii oblicza się dla każdego roku osobno, z uwzględnieniem amortyzacji, ustalonego sposobu spłaty kapitału i odsetek na dany rok, ewentualnego refinansowania, zmiennych kosztów kapitału itp.

Niezależnie od podejścia w każdym przypadku dominującym elementem kosztu wytworzenia megawatogodziny (MWh) energii elektrycznej w elektrowni jądrowej są koszty finansowania (rys. 6.1.) wynikające m.in. ze spłaty odsetek od kredytów inwestycyjnych, które umownie traktuje się jako koszty stałe (choć w ujęciu inwestorskim mogą się one zmieniać w różnych okresach). Do kosztów finansowania zaliczany jest także koszt kapitału, będący kombinacją kosztu zadłużenia i kosztu kapitału dostarczonego przez właścicieli. Inną znaczącą pozycją kosztów produkcji są kontraktowe koszty budowy

[52] *Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition*, NEA/IEA-OECD, Paryż 2020, s. 34–35.
[53] https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35552
[54] *World Energy Outlook 2018*, IEA-OECD, Paryż 2018, s. 355–356.
[55] Załącznik nr 5 do „Programu polskiej energetyki jądrowej", Monitor Polski z dnia 16.10.2020, Uchwała nr 141 Rady Ministrów.

(uwzględniające materiały, robociznę oraz koszt kapitału potrzebnego na zaprojektowanie, budowę i uruchomienie elektrowni (*overnight construction costs*, OCC).

Rys. 6.1. Struktura kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA/OECD, 2020, s. 30

Koszty finansowania wraz ze spłatą fizycznych kosztów budowy (w tym kontrakt EPC, tj. *Engeneering, Procurement and Construction*) stanowią nawet do 80% kosztu łącznego. Ostateczna (zrealizowana wraz ewentualnym przedłużeniem okresu inwestycji) wysokość nakładów inwestycyjnych i koszt kapitału są więc kluczowymi czynnikami decydującymi o koszcie produkcji każdej megawatogodziny.

6.3. Nakłady inwestycyjne w energetyce jądrowej

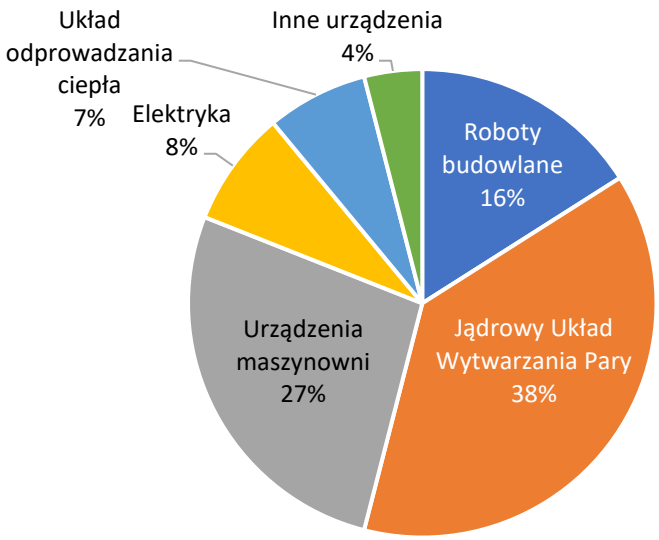
Nakłady inwestycyjne są jednym z kluczowych czynników decydujących nie tylko o koszcie produkcji energii w EJ, ale także o możliwości podjęcia decyzji inwestycyjnej przez inwestora. W debacie publicznej często pojawia się pytanie: ile kosztuje budowa EJ? Zdaniem Autorów odpowiedź brzmi: nie można udzielić jednoznacznej odpowiedzi, bo zależy to od wielu czynników. Do najważniejszych (zatem niejedynych) elementów determinujących koszty budowy elektrowni jądrowych należą:

- polityka rządu, w tym ryzyko polityczne zmniejszenia poparcia dla projektu lub jego porzucenia;
- dojrzałość i standaryzacja projektu technicznego, w tym istnienie projektu wykonawczego;
- wielkość zamówienia (liczba bloków);
- stan prawny obowiązujący w kraju inwestycji, w tym uprawnienia regulatorów (m.in. urzędu dozoru jądrowego);
- kompetencje i doświadczenie głównych wykonawców;
- łańcuch dostaw – udział krajowego przemysłu (doświadczenie lokalnych przedsiębiorstw);
- lokalizacja EJ;
- lokalne koszty pracy i dostępność wykwalifikowanych kadr;
- czynniki makroekonomiczne (kursy walut, inflacja, stopy procentowe, ratingi).

Rozpiętość nakładów inwestycyjnych w zrealizowanych inwestycjach jest ogromna: od ok. 2,2 mln USD/MW[56] dla koreańskich bloków APR-1400 w EJ Shin-Kori w Korei do ok. 15,2 mln USD/MW[57] dla prototypowych bloków AP1000 w wersji amerykańskiej w EJ Vogtle w USA. Na obecnym etapie nie jest możliwe wiarygodne i odpowiedzialne określenie nakładów inwestycyjnych dla polskich elektrowni jądrowych. W mediach pojawiła się tylko informacja, że budowę 6 bloków AP1000 konsorcjum Westinghouse i Bechtel wycenia wstępnie na 40 mld USD, czyli ok. 5,70 mln USD/MW netto[58]. Warto tu zauważyć, że podana wartość może się zmieniać na kolejnych etapach podpisywania umów z wykonawcami, zatem nie należy jej traktować jako wiążącej.

Agencja Energii Jądrowej (NEA-OECD) stwierdza, że ponad połowę kosztów budowy stanowią koszty EPC, czyli projektowanie, realizacja zamówień (dostaw materiałów i urządzeń) i prace budowlano-montażowe wraz z rozruchem instalacji. Rysunek 6.2. przedstawia strukturę kosztów EPC w zakresie materiałów i urządzeń, zaś na Rysunku 6.3. przedstawiona jest struktura kosztów robocizny.

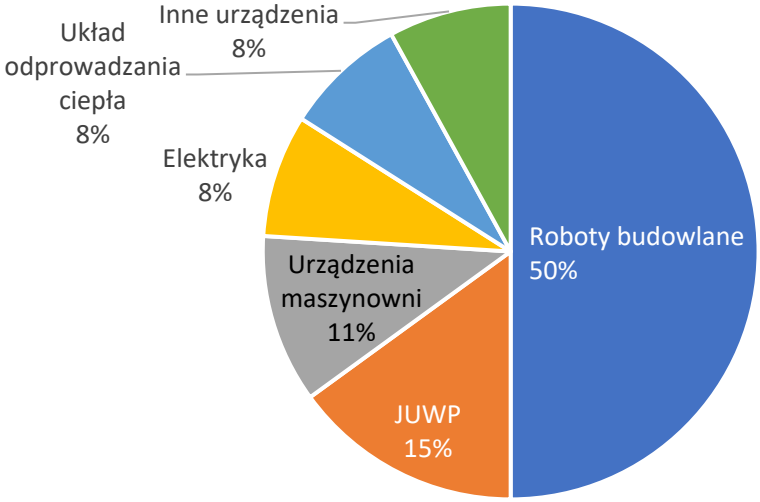
Rys. 6.2. Struktura kosztów bezpośrednich EPC w zakresie materiałów i urządzeń



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA/OECD, 2020, s. 38

[56] *Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition*, NEA-OECD, Paryż 2020, s. 49.
[57] https://www.powermag.com/vogtle-nuclear-expansion-price-tag-tops-30-billion/
[58] https://www.green-news.pl/3080-miroslaw-kowalik-westinghouse-polska-atom-elektrownia-jadrowa; https://energia.rp.pl/atom/art37325621-amerykanie-wybuduja-atom-w-polsce-morawiecki-potwierdzamy-decyzje

Rys. 6.3. Struktura kosztów bezpośrednich EPC w zakresie robocizny



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA/OECD, 2020, s. 38

Do bezpośrednich kosztów EPC należą:

- roboty budowlane,
- JUWP (Jądrowy Układ Wytwarzania Pary),
- urządzenia maszynowni,
- układ odprowadzania ciepła,
- pozostałe urządzenia.

Do kosztów pośrednich EPC należą:

- projektowanie,
- zarządzenia i nadzór,
- zapewnienie jakości i testy,
- prace rozruchowe.

Poza kosztami EPC znaczącą część kosztów budowy stanowią też koszty własne inwestora szacowane na ok. 15% całości kosztów. Zaliczamy do nich:

- zarządzanie projektem, administracja, usługi prawne i finansowe,
- wybór lokalizacji, monitoring środowiskowy, przygotowanie terenu,
- procedury administracyjne (uzyskiwanie zezwoleń),
- działania PR (komunikacja społeczna),
- podatki i opłaty.

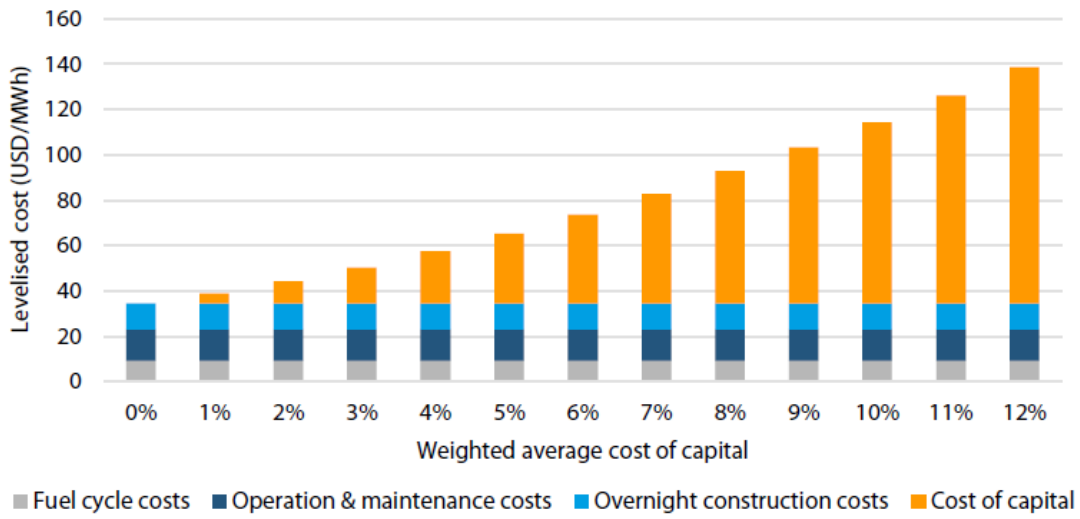
Pozostała część kosztów to rezerwy (ok. 15%) oraz omówione powyżej koszty odsetek okresu budowy (20–25%), które są pochodną kosztu kapitału i czasu budowy (im ten okres jest dłuższy, tym skumulowane odsetki są wyższe)[59].

[59] *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders,* NEA/OECD, 2020, s. 38.

6.4. Koszty kapitału w inwestycjach jądrowych

Koszty związane z finansowaniem inwestycji (koszty finansowe + koszty budowy) mogą stanowić do 80% kosztu produkcji energii w EJ (rys. 6.1.). Finansowanie, w postaci kapitału własnego i kapitału obcego, dostarczone jest przez inwestorów oczekujących określonej stopy zwrotu. Co do zasady, im wyższy poziom ryzyka przypisany do inwestycji, tym wyższa oczekiwana przez inwestorów stopa zwrotu. W analizach ekonomicznych zazwyczaj wykorzystywany jest średni ważony koszt kapitału (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC) jako miara kosztu związanego z finansowaniem. Wpływ wysokości średniego ważonego kosztu kapitału na koszt wyprodukowania 1 MWh dobrze ilustruje rys. 6.4., zaczerpnięty z raportu NEA-OECD.

Rys. 6.4. Wpływ średniego ważonego kosztu kapitału na koszty wytwarzania energii w EJ



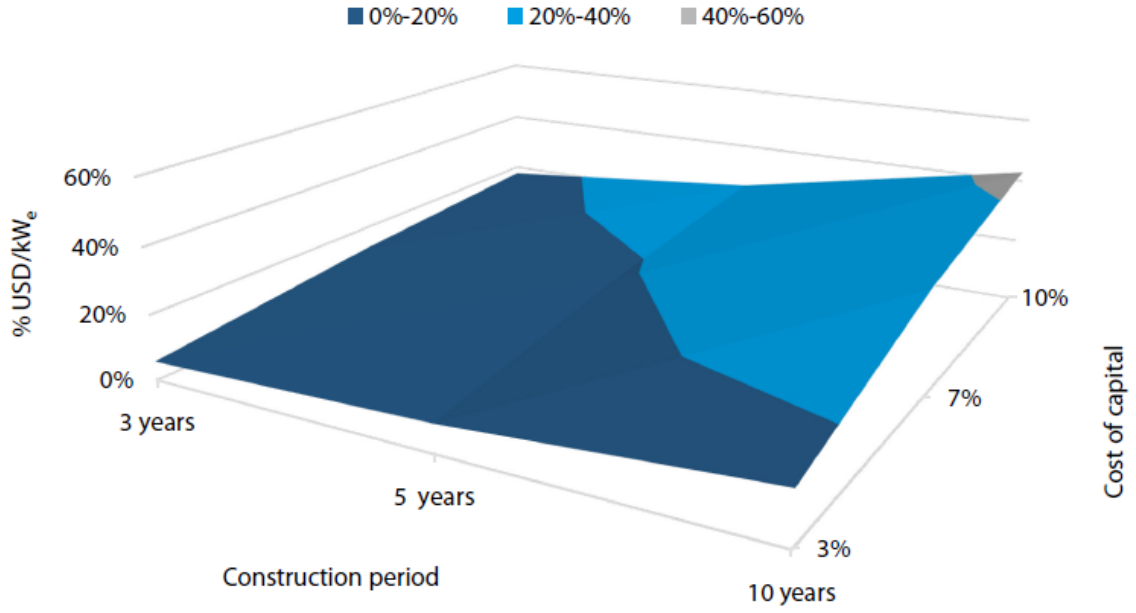
Note: MWh = megawatt hour. Calculations based on OCC of USD 4 500 per kilowatt of electrical capacity (/kWe), a load factor of 85%, 60-year lifetime and 7-year construction time

Źródło: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA/OECD, 2020, s. 110

Wyraźnie widoczna jest zależność między rosnącym WACC a narastającymi kosztami produkcji energii. Zatem obniżenie kosztów finansowania jest niezmiernie istotnym aspektem, gdyż wprost przełoży się to na mniejsze koszty produkcji energii.

Niski koszt kapitału ma również inną zaletę – zmniejsza wrażliwość inwestycji na finansowe konsekwencje ewentualnego opóźnienia i wydłużenia okresu budowy. Ilustruje to rys. 6.5.

Rys. 6.5. Udział procentowy IDC w całkowitych kosztach budowy (USD/kW) w funkcji kosztów kapitału i czasu trwania budowy EJ



Źródło: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA/OECD, 2020, s. 35

Tab. 6.1. Udział procentowy IDC w całkowitych kosztach budowy (USD/kW) w funkcji kosztów kapitału i czasu trwania budowy EJ

Koszt kapitału	Okres budowy		
	3 lata	5 lat	10 lat
3%	5,8%	8,6%	15,3%
7%	12,8%	18,7%	32,4%
10%	17,6%	25,5%	43%

Uwaga: obliczenia oparte na założeniu kosztu OCC na poziomie 4500 USD/kW

IDC – *Interest During Construction*, odsetki okresu budowy

Źródło: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA/OECD, 2020, s. 35

Koszty kapitału zależą od wielu czynników, przede wszystkim od oczekiwanej premii za ryzyko, która jest specyficzna dla projektów jądrowych i wyceniana indywidualnie dla każdego projektu przez instytucje finansowe i innych inwestorów. Na wycenę ryzyka specyficznego wpływają te same czynniki, które determinują nakłady inwestycyjne oraz dodatkowo:

- prawdopodobieństwo wystąpienia problemów ze spłatą kapitału (w tym obsługą zadłużenia), w tym kwestie związane z rynkiem energii i przychodami ze sprzedaży energii;
- zabezpieczenia na wypadek zaistnienia poważnej awarii jądrowej z dużymi skutkami finansowymi, w tym kwestia odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową.

Odpowiednio dobrana struktura finansowania, zróżnicowane i wiarygodne źródła taniego kapitału własnego i obcego pozwalają na uzyskanie relatywnie niskiego WACC. W większości przypadków instytucje finansowe, zarówno krajowe, jak i zagraniczne, w tym agencje kredytów eksportowych, wymagają gwarancji rządowych i przejęcia przez państwo (podatników) ostatecznej odpowiedzialności finansowej za ewentualne problemy z inwestycją, jednocześnie nie akceptując przenoszenia jakiejkolwiek części ryzyka na siebie lub obwarowując to wysokimi zabezpieczeniami lub oczekiwanymi stopami zwrotu. Z tego względu po 2000 r. na świecie były tylko pojedyncze przypadki podjęcia nowych inwestycji jądrowych i ich realizacji bez poważnego wsparcia państwa.

6.5. Małe reaktory modułowe (SMR) – rozwiązanie problemów?

Około 10 lat temu w przemyśle jądrowym zarysował się nowy trend polegający na pomniejszaniu mocy reaktorów jądrowych, określanych skrótem SMR (Small Modular Reactors), czyli tzw. małe reaktory modułowe. Biura konstrukcyjne i inwestorzy finansowi, stojący za projektami „małych" reaktorów, przedstawiają je jako rozwiązanie problemów „dużych" reaktorów, czyli wysokich nakładów inwestycyjnych (zarówno w ujęciu łącznym, jak i jednostkowym w USD/MW), długiego czasu budowy, wysokich kosztów finansowania i wynikających z tego wysokich kosztów produkcji energii. Wymieniane są także inne zalety, które mają posiadać reaktory SMR, np. mniejsze ograniczenia w doborze lokalizacji i bardziej elastyczna praca w systemie elektroenergetycznym.

Największą przeszkodą w weryfikacji danych podawanych przez biura konstrukcyjne (NuScale, General Electric, Holtec) jest brak faktycznie zrealizowanych projektów, a nawet brak dokumentacji wykonawczej. W przypadku niektórych firm (Last Energy) brak jest jakiejkolwiek dokumentacji technicznej. Oznacza to, że deklarowane obecnie koszty budowy obarczone są dużym ryzykiem zmiany wraz z postępami procesów homologacyjnych, a także później, w trakcie ewentualnej budowy. Trudno się spodziewać nakładów jednostkowych niższych niż dla dużych reaktorów, ponieważ fizyczne rozmiary SMR są zbliżone do dużych (tab. 6.2.), a z powodu wielokrotnie mniejszej mocy ich materiałochłonność oraz koszty robocizny w przeliczeniu na jednostkę mocy i energii mogą być większe. Te dwa elementy stanowią istotną pozycję kosztową w każdym projekcie jądrowym. Być może zapowiadany efekt produkcji masowej byłby w stanie obniżyć koszty jednostkowe, ale wydaje się mało prawdopodobne, aby zeszły one poniżej poziomu dużych reaktorów, które również nie stoją w miejscu i są budowane coraz efektywniej. Największy potencjał redukcji kosztów mają te reaktory SMR, których budowa jest najmniej materiałochłonna, a jednocześnie moc jest relatywnie duża, np. BWRX-300.

Tab. 6.2. Porównanie wymiarów reaktorów SMR z dużymi reaktorami jądrowymi

Typ reaktora	SMR PWR	Duży PWR	SMR BWR	Duży BWR
Moc bloku brutto [MW]	77	1250	300	1356
Wysokość RPV [m]	19,8 (23,2*)	12,2	26	21
Średnica RPV [m]	2,8 (4,5*)	4,5	4	7,2

*Zbiornik containmentu

Źródło: GREAT, NOT TERRIBLE czyli w prostych słowach o energetyce jądrowej. Smartly Marketed Reactors, fundacja Nuclear.pl

Pewne nadzieje wiązane są z krótszym czasem budowy niż w przypadku dużych reaktorów oraz modularyzacją (również stosowaną w dużych, np. AP1000 w EJ Vogtle w USA), choć z drugiej strony

nowoczesne techniki budowlane i sprawna organizacja umożliwiły skrócenie budowy dużych bloków ABWR w Japonii do 3,5 roku (Kashiwazaki-Kariwa 7). Pojawia się jednak pytanie, czy zarówno w istniejących, jak i planowanych zakładach produkujących duże elementy JUWP w dającej się przewidzieć przyszłości będą wystarczające moce produkcyjne do osiągnięcia efektu masowej produkcji reaktorów SMR liczonej w dziesiątkach, setkach lub tysiącach rocznie. Należy przy tym mieć na uwadze, że zamówienia na małe reaktory będą musiały konkurować z zamówieniami na duże, których koszt produkcji będzie podobny, ale moc znacznie większa. Dlatego reaktory SMR będą musiały wykazać się zaletami, których nie mają ich duże odpowiedniki, a biura konstrukcyjne i stojący za nimi inwestorzy będą musieli doprowadzić do uruchomienia nowych zakładów lub rozbudowy istniejących. Pewne działania już zostały podjęte przez NuScale i GE, ale na ich efekty i ocenę trzeba poczekać przynajmniej kilka lat.

W odniesieniu do kosztów finansowania inwestycji SMR panuje pogląd, że mniejsze inwestycje łatwiej jest sfinansować oraz że koszt kapitału będzie dzięki temu niższy. Jednak nadal są to projekty charakteryzujące się dużym ryzykiem, bez doświadczeń z budowy i eksploatacji, co będzie skłaniało wiele instytucji finansowych do wyceniania ryzyka specyficznego wyżej niż dla dużych i sprawdzonych w praktyce reaktorów. Ze względu na brak doświadczeń z budowy i eksploatacji SMR duża część projektów korzysta z dotacji państwowych lub innej formy pomocy publicznej, bez której nie miałyby szans na rozwój. Część z nich jest na etapie przedhomologacyjnym, finansowana przez stojące za nimi biura projektowe (General Electric), firmy budowlane (Fluor) i produkcyjne (Doosan) albo przez osoby fizyczne finansujące start-upy (Bill Gates). Jednak pozytywne doświadczenia ze zrealizowanych inwestycji mogą z czasem przyciągnąć więcej prywatnego kapitału i obniżyć koszty finansowania SMR.

Technologia SMR z pewnością jest warta przeanalizowania i ewentualnego wdrożenia, po zapewnieniu przez nią wysokiego poziomu gotowości technologicznej i komercjalizacyjnej. Prawdopodobnie największą zaletą, która ma dużą szansę materializacji, będzie niski łączny koszt budowy elektrowni z reaktorem lub reaktorami SMR. Taka inwestycja może się znaleźć w zasięgu finansowym mniejszych podmiotów, choć z drugiej strony nie ma przeszkód, aby małe podmioty były współwłaścicielami dużych elektrowni jądrowych, co w praktyce realizuje się od 50 lat w USA i Finlandii. Natomiast niższe łączne koszty budowy mogą zostać okupione wyższymi nakładami jednostkowymi (ryzyko braku efektu skali) i ewentualnie wyższymi kosztami produkcji energii, dlatego decyzje inwestorów będą zależały od dostępności tych rozwiązań i kosztów istniejących alternatyw. Wydaje się, że realizacja instalacji SMR w postaci elektrociepłowni przemysłowej lub komunalnej może mieć najwięcej uzasadnień techniczno-ekonomicznych, jeżeli konkurencyjne inwestycje z dużymi reaktorami będą kontynuowane i realizowane coraz sprawniej.

Budowa reaktorów SMR w celu częściowego zastąpienia elektrociepłowni węglowych i gazowo-parowych w największych miastach pozwoliłaby utrzymać budowaną kilkadziesiąt lat infrastrukturę ciepłowniczą, wykorzystać istniejący i w większości spłacony majątek, obniżyć koszty ciepła systemowego i ciepłej wody użytkowej (oraz energii elektrycznej, w zależności od wybranego modelu biznesowego) dla mieszkańców, a także obniżyć ślad węglowy miast. Otwarta pozostaje kwestia akceptacji społecznej, ale ostatnie sondaże dają tu pewne nadzieje.

W przypadku budowy elektrociepłowni SMR dla dużych zakładów przemysłowych mogą się pojawić ograniczenia natury technicznej i związane z bezpieczeństwem jądrowym. Wiele będzie zależało od wspomnianych wcześniej alternatyw, a przedsiębiorstwa, zwłaszcza prywatne, kierujące się maksymalizacją zysku, będą przede wszystkim analizowały koszty (w tym zarówno CAPEX, jak i OPEX), ryzyko i wykonalność. Rozwój konkretnej technologii nie będzie dla nich celem samym w sobie, bo z założenia ma służyć celom głównej działalności przedsiębiorstwa.

Polskie projekty SMR na razie podążają tuż za projektami FOAK w innych krajach, głównie w USA i Kanadzie. Zdaniem Autorów takie podejście jest jednak ryzykowne, ponieważ doświadczenie ostatnich 15 lat pokazało, że inwestycje, które startowały tuż po rozpoczęciu referencyjnych inwestycji FOAK (technologia EPR kolejno w Olkiluoto-3, Flamanville-3, Taishan; technologia AP1000 kolejno w Sanmen,

VC Summer 2&3, Vogtle 3&4), nie uniknęły poważnych opóźnień i wzrostu kosztów, a wielu doświadczeń z pierwszych inwestycji nie dało się z różnych powodów przenieść na późniejsze budowy. Z kolei na późniejszych budowach często występowały problemy, które nie pojawiły się na budowach wcześniejszych. Na razie brak przesłanek, aby stwierdzić z całą pewnością, że reaktory SMR unikną wszystkich problemów, jakie wystąpiły w przypadku budowy dużych reaktorów. Z drugiej strony małe reaktory będą mogły w pewnym, choć ograniczonym, zakresie skorzystać z negatywnych doświadczeń budowy dużych bloków, co być może zmniejszy skalę ewentualnych opóźnień i wzrostu kosztów. Zainteresowanie technologią będzie się utrzymywało, a postępy inwestycji realizowanych za granicą będą analizowane przez polskie spółki i ostatecznie wpłyną na decyzje inwestycyjne. Proces homologacji SMR w Polsce już teraz jest możliwy w oparciu o krajowe przepisy, które są neutralne technologicznie i umożliwiają zbudowanie dowolnego obiektu jądrowego, niezależnie od typu i wielkości[60]. Z tej ścieżki skorzystały już spółki Orlen Synthos Green Energy (BWRX-300) i KGHM (NuScale).

Jeżeli uda się pomyślnie wdrożyć technologię SMR na dużą skalę, może ona stać się dobrym uzupełnieniem klasycznych reaktorów, zwłaszcza tam, gdzie ich zastosowanie byłoby nieopłacalne.

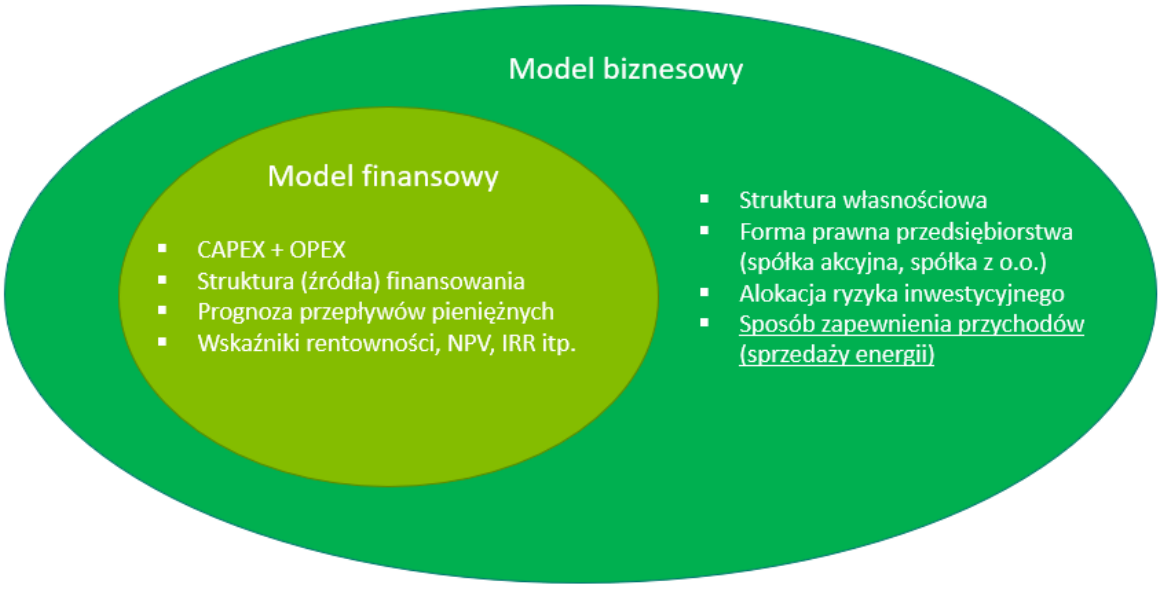
6.6. Opis wybranych modeli biznesowych dla EJ

Definicja modelu biznesowego

Główną trudnością w finansowaniu inwestycji jądrowych nie jest, wbrew krążącym w mediach opiniom, „brak pieniędzy" lub wysokie nakłady inwestycyjne. W Polsce istnieją przykłady projektów infrastrukturalnych o wartości ponad 200 mld zł, zrealizowanych sprawnie w okresie ok. 10 lat, np. rządowy program budowy autostrad i dróg szybkiego ruchu. Wielkość funduszy dostępnych zarówno w naszym kraju, jak i ogólnie na świecie jest wystarczająca do sfinansowania dowolnie dużego programu jądrowego. Problemem jest przyciągnięcie tego kapitału do konkretnej inwestycji, zagwarantowanie jego spłaty i odpowiednich korzyści dla inwestorów, niekoniecznie w klasycznym rozumieniu finansowym (stopy zwrotu). Wszystkie te elementy zawierają się w modelu biznesowym, który jest szerokim pojęciem obejmującym nie tylko kwestie finansowania, ale też strukturę własnościową, formę prawną przedsiębiorstwa, sposób alokacji ryzyka inwestycyjnego i sposób zapewnienia przychodów (tj. sprzedaży energii). Ten ostatni element jest najważniejszy. To właśnie on determinuje większość pozostałych aspektów, a ostatecznie wybrany model biznesowy. Zależności między wspomnianymi elementami zilustrowano na Rysunku 6.6.

[60] Nowacki T., *Prawne aspekty rozwoju wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych w Polsce – głos w dyskusji*, [w:] „PPiA" 2021, nr 2 (t. 125), s. 137–161.

Rys. 6.6. Definicja modelu biznesowego w energetyce jądrowej



Źródło: opracowanie własne

Żaden model biznesowy nie określa źródeł finansowania, przynajmniej nie w odniesieniu do kapitału obcego[61]. Finansowanie dotyczy zawsze konkretnej inwestycji i jest tworzone tylko dla niej. Ten sam model biznesowy wykorzystany w różnych projektach inwestycyjnych może mieć zapewnione różne źródła finansowania. Struktura własnościowa i sposób alokacji ryzyka także mogą się różnić do pewnego stopnia. Natomiast elementem stałym i niezmiennym jest zawsze sposób sprzedaży energii.

Modele biznesowe w dotychczas realizowanych i planowanych inwestycjach

Poniżej omówione są pokrótce zarówno modele biznesowe przygotowane dla nowych projektów jądrowych na świecie (10), jak i modele zastosowane w celu utrzymania działalności starych, zamortyzowanych EJ:

- rynek energii + podatek węglowy (*Carbon Tax*, ETS);
- KDT/umowy wieloletnie (*Power Purchase Agreement*, PPA);
- model taryfowy (Wartość Regulacyjna Aktywów, *Regulatory Asset Base*, RAB);
- kontrakt różnicowy (*Contract for Difference*, CfD);
- model czeski;
- *Production Tax Credit* (PTC) oraz *Inflation Reduction Act* (IRA);
- *Civil Nuclear Credit* (CNC);
- certyfikaty zeroemisyjne (*Zero Emission Credits*, ZEC);
- mechanizmy mocowe (np. rynek mocy);
- Exeltium;
- spółdzielnia amerykańska;

[61] Wyjątkiem jest model czeski na blok Dukovany-5, w którym – ze względu na jego szczególny charakter – Autorzy uznali niektóre elementy finansowania za cechy modelu.

- Mankala;
- energetyka komunalna.

W przypadku niektórych inwestycji, ze względu na zróżnicowaną strukturę własności, zastosowano połączenie rozwiązań charakterystycznych dla kilku modeli biznesowych. Poniżej przedstawiona jest krótka charakterystyka wyżej wymienionych modeli biznesowych.

Rynek energii + podatek węglowy/opłaty za emisje CO_2 (Carbon Tax/ETS) – model, który teoretycznie może być stosowany na „zderegulowanych" rynkach energii w UE i USA. Z jednej strony sprzedaż energii z EJ na rynku nie zapewnia żadnej stabilności przychodów, z drugiej strony różne formy podatku węglowego są obciążeniem dla elektrowni emitujących gazy cieplarniane (węgiel, gaz). System ETS nie obejmuje elektrowni jądrowych, ponieważ nie emitują one gazów cieplarnianych, ale pośrednio wpływa na ich konkurencyjność na rynku energii poprzez zwiększenie kosztów produkcji energii w elektrowniach węglowych i gazowych, co podnosi hurtową cenę energii. Ze względu na niepewność co do cen energii na rynku hurtowym model ten jest rzadko stosowany do nowych projektów jądrowych – istnieją tylko dwa przykłady na świecie (Paks II, Mochovce 3&4).

KDT/umowy wieloletnie (Power Purchase Agreement) – są to umowy na sprzedaż/odbiór energii po określonej, stałej cenie (z reguły indeksowanej), zawierane bezpośrednio między wytwórcą energii (właścicielem elektrowni) a odbiorcą – albo odbiorcą pośrednim w postaci operatora systemu przesyłowego (na tradycyjnych rynkach regulowanych), albo spółką obrotu lub odbiorcą końcowym (na rynkach „uwolnionych"). Umowy te mogą określać nie tylko cenę sprzedaży/odbioru/zakupu, ale także wolumen. Zwykle posiadają określone ramy czasowe, np. 10, 15, 20, 30 lat. Dawniej KDT stosowano dla źródeł innych niż OZE (EJ, węgiel, gaz ziemny). Tradycyjne KDT zostały zakazane w UE na początku XXI w. w związku z działaniami w kierunku uwolnienia rynków energii, ale kilka lat temu Komisja Europejska dopuściła ich odmianę o nazwie PPA[62] dla instalacji OZE. Umowy tego typu są popularne w branży OZE również w USA, a w niektórych stanach dopuszczalne także dla EJ, np. w Georgii, która ma rynek regulowany (równolegle z systemem analogicznym do RAB). Umowa PPA zawierana jest między wytwórcą energii, odbiorcą, spółką obrotu oraz operatorami sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, którzy pełnią rolę technicznych dostawców. Model jest powszechnie stosowany do projektów jądrowych w państwach z rynkami regulowanymi.

Model taryfowy (Regulatory Asset Base, RAB – Wartość Regulacyjna Aktywów, WRA) – zastosowany w USA w niektórych stanach (np. w Georgii i Karolinie Południowej) oraz UE dla ciepłownictwa, sektora gazowego i wodociągów (lokalne monopole naturalne), a także planowany w Wielkiej Brytanii dla nowych EJ (dzięki wyjściu z UE i niestosowaniu restrykcyjnych przepisów o pomocy publicznej). Polega on na okresowym ustalaniu przez regulatora rynku energii określonej stałej opłaty, jaką odbiorcy energii ponoszą na rzecz inwestora elektrowni w formie np. osobnej pozycji na rachunku za energię. Opłata jest wyliczana przez regulatora na podstawie uzasadnionych kosztów inwestycji wraz z godziwym zyskiem inwestora. Teoretycznie regulator ma pełny wgląd w koszty oraz może nałożyć na nie ograniczenia (tzn. nie uwzględnić ich w taryfie), nie ma jednak pełnej kontroli nad decyzjami inwestora. W założeniu wszelkie przekroczenia kosztów, których regulator nie uwzględni w aktualizacji taryfy, inwestor musi pokryć z własnych środków. W praktyce jest to trudne do wyegzekwowania, ponieważ inwestor ma już na początku inwestycji zagwarantowaną określoną stopę zwrotu i ryzykuje głównie utraconymi potencjalnymi korzyściami. Cechą charakterystyczną modelu taryfowego jest to, że pobór opłaty rozpoczyna się już na etapie przygotowania inwestycji, albo najpóźniej w chwili rozpoczęcia budowy, a nie dopiero po rozpoczęciu produkcji energii. Teoretycznie pozwala to zmniejszyć ryzyko finansowe i koszty kapitału, co ostatecznie powinno przełożyć się na niższe koszty produkcji energii i obniżenie rachunków dla odbiorców końcowych. W rzeczywistości inwestor finansuje inwestycję darmowym dla niego kapitałem pochodzącym z opłaty taryfowej. Inwestor ma także prawo wycofania się w dowolnym momencie, przez co może zmusić państwo do przejęcia projektu lub jego porzucenia. Do takiej sytuacji doszło na projekcie VC Summer w

[62] Istnieje też wersja CPPA (Corporate Power Purchase Agreement), która zasadniczo nie różni się od PPA.

USA w 2017 r., gdzie wycofanie się głównego inwestora spowodowało całkowite porzucenie w połowie zrealizowanej budowy oraz konieczność poniesienia przez odbiorców energii i podatników tzw. kosztów utopionych w wysokości 9 mld USD. Model taryfowy w brytyjskiej wersji RAB nie był do tej pory stosowany w energetyce.

Kontrakt różnicowy (*Contract for Difference*, CfD) – stosowany w UE. W tym modelu państwo gwarantuje stałą cenę sprzedaży energii (*strike price*) dla elektrowni. Energia sprzedawana jest na rynku, bez gwarancji odbioru i po cenie rynkowej. Jeśli cena ta jest niższa niż zagwarantowana przez rząd, to specjalnie wyznaczony do tego podmiot (zarządca rozliczeń) dopłaca wytwórcy różnicę. Jeśli jest wyższa, wtedy wytwórca musi zwrócić nadwyżkę podmiotowi rozliczającemu. Czas trwania gwarancji jest zależny od rodzaju źródła – dla EJ w Wielkiej Brytanii (projekt Hinkley Point C) przyjęto okres 35 lat. Dodatkowo państwo może udzielić gwarancji kredytowych i poręczeń. Cena *strike price* może być zmieniona w określonych przypadkach, m.in. w sytuacji, gdy EJ – na skutek interwencji operatora systemu przesyłowego – pracuje z niższą mocą niż uzgodniona w umowie między inwestorem i państwem. W takiej sytuacji cena *strike price* jest odpowiednio podwyższana, aby skompensować straty poniesione przez właściciela EJ na skutek zmniejszonej produkcji energii.

Model czeski lub czeski CfD – to nazwy przyjęte przez Autorów dla nowego modelu biznesowego opracowanego w 2020 r. dla projektu Dukovany-5 w Czechach. Jest to mocno zmodyfikowany model CfD, w którym dodano do systemu dedykowaną spółkę obrotu kontrolowaną przez rząd, która ma kupować całą energię wyprodukowaną w bloku Dukovany-5, tym samym zapewniając gwarancję odbioru energii i zmniejszając ryzyko przychodów. Spółka będzie odsprzedawała tę energię na rynku. W przypadku gdy ta spółka obrotu wygeneruje w ciągu roku budżetowego straty, będzie uprawniona do otrzymania zwrotu od zarządcy rozliczeń lub dotacji z budżetu państwa (co jest nowością w stosunku do systemu CfD). Dodatkowo w tym modelu biznesowym państwo ma udzielić niskooprocentowanej pożyczki inwestorowi. Model został zgłoszony przez inwestora i rząd Czech do Komisji Europejskiej (KE), która obecnie bada jego legalność i dopuszczalność w zakresie pomocy publicznej i zasad konkurencyjności rynku. Zgodnie z zapowiedziami zarówno rządu, jak i inwestora model ten nie będzie stosowany dla następnych projektów jądrowych.

PTC (*Production Tax Credit*) – model biznesowy zastosowany w USA dla czterech nowych bloków jądrowych (Vogtle 3&4, VC Summer 2&3) oraz planowany dla kolejnych. Polega on na tym, że na etapie prac przygotowawczych i prac budowlanych rząd udziela gwarancji i poręczeń do 80% wartości projektu inwestycyjnego. Na etapie eksploatacji udziela inwestorowi kwotowego (w USD ct/kWh) zwolnienia podatkowego do każdej MWh energii sprzedanej po cenie 18 USD[63] przez pierwsze 8 lat pracy bloku[64] oraz ubezpiecza ryzyko dozorowe, to znaczy gwarantuje pokrycie kosztów, jakie mogłyby zostać wygenerowane przez zmiany wymagań dozoru jądrowego, np. zmianę przepisów, która wymagałaby zainstalowania dodatkowych układów bezpieczeństwa. Określony jest także termin, do którego musi się rozpocząć budowa jednostki wytwórczej, i termin, do którego blok musi zostać uruchomiony[65]. Kontynuacją PTC jest mechanizm ustawy ***Inflation Reduction Act***, stworzony głównie z myślą o reaktorach SMR w USA. Zakłada on zwolnienie podatkowe do każdej MWh energii w wysokości 25 USD przez pierwsze 10 lat eksploatacji lub obniżenie stawki podatku inwestycyjnego o 30%[66].

Certyfikaty Zeroemisyjne (*Zero Emission Credits*) – amerykański system podobny do kolorowych certyfikatów w UE, wzorowany na starszym systemie Uprawnień Odnawialnych (Renewable Energy Credits) dedykowanym dla OZE. Zbywalne certyfikaty (*credits*) otrzymują wszystkie źródła zeroemisyjne, a więc nie tylko OZE, ale także EJ. Cena jest ustalana przez stanowego regulatora energetyki i uwzględnia inne przychody wytwórcy, np. z mechanizmu mocowego (w takim przypadku wartość ZEC dla danego wytwórcy jest pomniejszana o wartość przychodu z mechanizmu mocowego). Cena uwzględnia

[63] https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39472
[64] https://www.world-nuclear-news.org/NP-USA-extends-nuclear-tax-credit-deadline-1202187.html
[65] https://www.finance.senate.gov/imo/media/doc/Nuclear%20Energy%20Institute.pdf
[66] https://www.eenews.net/articles/rising-costs-imperil-nations-leading-small-reactor-project/; Prawdopodobnie chodzi o odpowiednik podatku od zysków kapitałowych.

teoretyczną wartość zeroemisyjnej energii na lokalnym rynku, zatem zależy ona od średniej emisyjności lokalnego miksu energetycznego. Jeżeli jest ona wysoka, wtedy wartość certyfikatu również jest wyższa i na odwrót[67]. W przypadku EJ system ten umożliwia utrzymanie zamortyzowanych starych bloków, natomiast nie generuje wystarczającej zachęty dla nowych inwestycji. Głównym powodem jest fakt, że w związku ze spadającym stopniowo udziałem wysokoemisyjnych bloków węglowych i rosnącym udziałem bloków gazowych i OZE średnia emisyjność lokalnych miksów również spada i trend ten utrzyma się w kolejnych dekadach. Oznacza to, że w długim okresie wartość ZEC będzie spadała, co nie daje zachęty do inwestowania w jednostki wytwórcze o dużych nakładach inwestycyjnych i długim okresie spłaty.

Civil Nuclear Credit (CNC), wcześniej znany jako *Carbon Emissions Avoidance Credits* (CEAC) – stosowany w Stanach Zjednoczonych mechanizm polegający na dopłacie dla wytwórcy energii (dla konkretnej elektrowni) do różnicy między przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym a kosztami produkcji, jeśli są one wyższe niż przychody. Mechanizm ten ma obowiązywać w USA w latach 2021–2030 i dotyczyć tylko EJ. Jest zarządzany przez DoE. Departament ogłasza aukcje, na których wytwórcy składają swoje oferty z wyliczeniem różnic między uzyskiwanymi przychodami a ponoszonymi kosztami wytwarzania, a następnie DoE przyznaje im dopłaty, zaczynając od ofert „najtańszych" (tj. tych z najmniejszymi różnicami). Ponieważ budżet jest ograniczony, istnieje ryzyko, że najdroższe oferty nie otrzymają dopłat. Dopłata obowiązuje przez 4 lata, a następnie wytwórca może ubiegać się o jej przedłużenie. Przy ocenie ofert brane są też inne kryteria: roczna wielkość produkcji energii (wielkość unikniętych emisji CO_2 i zanieczyszczeń pyłowo-gazowych), źródło zaopatrzenia w paliwo jądrowe (promowane są źródła krajowe) oraz bezawaryjność dotychczasowej pracy. Mechanizm CNC jest zbliżony do europejskiego systemu kontraktów różnicowych (CfD) w systemie aukcyjnym. Dotyczy on wyłącznie starych, już działających EJ[68].

Mechanizmy mocowe (np. rynek mocy) – stosowane w UE i USA głównie przy blokach gazowych i węglowych, sporadycznie dla EJ. W tym systemie elektrownia otrzymuje od państwa wynagrodzenie za gotowość do uruchomienia produkcji energii w dowolnym momencie (na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego), czyli w praktyce pokrywane są wszystkie koszty stałe. Dodatkowo wprowadzony jest element konkurencji („rynek") polegający na organizowaniu przetargów (aukcji), podobnie jak w systemach taryf z dopłatą i kontraktów różnicowych. Powoduje to, że wygrywają oferty z najniższymi kosztami stałymi, więc w praktyce są to bloki gazowe, chyba że urząd ogłaszający aukcję wprowadzi podział na tzw. koszyki technologiczne. Oznacza to, że dla nowych bloków jądrowych pozyskanie kontraktu mocowego jest praktycznie niemożliwe. Tylko bloki jądrowe o spłaconym kapitale (zamortyzowane) mają szanse na zdobycie kontraktu i tak dzieje się np. w Wielkiej Brytanii.

Exeltium – model funkcjonujący we Francji, zastosowany przy budowie bloku nr 3 w EJ Flamanville. Polega on na utworzeniu przez dużych energochłonnych odbiorców energii spółki obrotu, która zamawia z wyprzedzeniem duży wolumen energii (obejmujący prognozowane zużycie wieloletnie wszystkich udziałowców) u jednego wytwórcy (tu: EdF). Właściciel elektrowni gwarantuje realizację umowy kupna-sprzedaży swoim majątkiem wytwórczym. Płatność realizowana jest z góry w kilku ratach. Udziałowcy Exeltium poprzez zakup dużej ilości energii i zakontraktowanie dostaw na wiele lat uzyskują niską cenę, a wytwórca otrzymuje jednorazowy duży przychód finansowy (przedpłatę), który pozwala mu sfinansować budowę nowego bloku energetycznego w oparciu o swój bilans. W praktyce model ten nie funkcjonuje w pełni tak, jak pierwotnie był zaprojektowany, ponieważ KE doprowadziła do wielu zmian, których efektem jest osłabienie pierwotnie zbudowanych mechanizmów, m.in. poprzez wprowadzenie obowiązku indeksacji ceny kupna-sprzedaży w stosunku do hurtowych cen energii, które przez wiele lat były zaniżone w stosunku do faktycznych kosztów wytwarzania energii w elektrowniach EdF.

Spółdzielnia amerykańska (*electric cooperative, Electric Membership Corporation*, EMC) – rodzaj spółdzielni energetycznej stosowanej w USA m.in. dla nowych EJ. Elektrownia jest własnością spółdzielni

[67] https://www.nei.org/CorporateSite/media/filefolder/resources/reports-and-briefs/zero-emission-credits-201804.pdf
[68] American Nuclear Infrastructure Act of 2020 [https://www.congress.gov/116/bills/s4897/BILLS-116s4897rs.pdf; https://www.energy.gov/gdo/civil-nuclear-credit-program-information-resources

powołanej przez odbiorców energii. Energia produkowana w elektrowni nie trafia na rynek, ale jest odbierana bezpośrednio przez członków spółdzielni po koszcie jej wytworzenia. Celem spółdzielni co do zasady nie jest generowanie zysku. Członkami spółdzielni mogą być zarówno zakłady przemysłowe, jak i gospodarstwa domowe. Spółdzielcy są zobowiązani do pokrywania kosztów produkcji energii oraz do jej odbioru. Do kosztów produkcji energii zalicza się także koszty finansowania nowych projektów inwestycyjnych, np. budowę nowych bloków energetycznych. Energia wyprodukowana w takiej elektrowni jest tańsza od tej na rynku, ponieważ nie jest obciążona marżą wytwórcy i sprzedawcy, może być też zwolniona z niektórych podatków i opłat, z wyjątkiem opłat za fizyczny przesył (opłata przesyłowa i dystrybucyjna). Dzieje się tak nawet w sytuacji, gdy ceny hurtowe są niższe niż koszty wytwarzania energii w elektrowni spółdzielczej, ponieważ to nie cena hurtowa wyznacza rentowność takiej elektrowni, ale ostateczna cena zakupu energii przez odbiorcę. Model ten zastosowano do budowy dwóch bloków AP1000[69].

Mankala – rodzaj paraspółdzielni energetycznej funkcjonującej w Finlandii w sektorze energetycznym, w tym w energetyce jądrowej. Podstawą tego modelu jest spółka kapitałowa, której statutowym celem nie jest generowanie zysku, ale produkcja energii elektrycznej i jej sprzedaż właścicielom po koszcie wytworzenia, bez marży zysku. Taka spółka w praktyce działa podobnie jak zwykła spółdzielnia energetyczna, z tą różnicą, że każdy współwłaściciel ma kontrolę nad spółką proporcjonalnie do posiadanego pakietu akcji lub udziałów[70]. Niewykorzystana część energii może być sprzedana przez spółkę operatorską lub poszczególnych właścicieli, ale w praktyce takie sytuacje się nie zdarzają, a cała produkcja idzie na zaspokojenie potrzeb akcjonariuszy/udziałowców.

Energetyka komunalna – bardzo popularny w USA i dawniej w Europie Zachodniej model biznesowy, w którym inwestorem EJ jest samorząd terytorialny (np. miasto, prowincja, względnie stan albo kraj związkowy). Elektrownia jest budowana i eksploatowana głównie w celu pokrycia zapotrzebowania na energię danego samorządu, w tym jego mieszkańców, po kosztach produkcji, a więc bez marży zysku, przynajmniej co do zasady. W tym sensie energetyka komunalna ma cechy wspólne ze spółdzielnią energetyczną i modelem *Mankala*.

6.7. Porównanie modeli

W niniejszym podrozdziale dokonano zestawienia i porównania modeli biznesowych omówionych w podrozdziale 2.2. Tab. 6.3. obrazuje stan na 31.12.2022 r.

Tab. 6.3. Przegląd modeli biznesowych EJ stosowanych na świecie (słabe i mocne strony z punktu widzenia inwestora i odbiorcy energii)

Model/ narzędzie	Mocne strony	Słabe strony	Przykłady inwestycji
Rynek energii + podatek węglowy	– Zgodność z regulacjami UE – Podniesienie kosztów wytwarzania wytwórcom konkurencyjnym, bazującym na węglu i gazie	– Brak gwarancji odbioru energii – Duża zmienność cen sprzedaży, w tym ceny ujemne – Obciążenie energii marżą i podatkami – Wysokie ryzyko inwestycyjne	– Paks II (Węgry) – Mochovce 3&4 (Słowacja) – Stare EJ (UE)
KDT/PPA	– Gwarancja odbioru energii	– Obciążenie energii marżą i podatkami	– Akkuyu (Turcja)

[69] Sawicki Ł., *Amerykański model spółdzielni energetycznych*, Postępy Techniki Jądrowej nr 1/2021.
[70] Sawicki Ł., Horbaczewska B., *Model Mankala w energetyce jądrowej na przykładzie fińskiej spółki TVO*, Postępy Techniki Jądrowej nr 1/2019 oraz: Sawicki Ł., Horbaczewska B., *Model MANKALA w energetyce jądrowej na przykładzie fińskiej spółki Fennovoima*, Postępy Techniki Jądrowej nr 4/2019.

	– Stabilna cena sprzedaży energii z EJ	– Co do zasady brak zgodności z regulacjami UE	– Barakah (ZEA) – Vogtle 3&4 (USA) – VC Summer 2&3 (USA)*
CfD	– Stabilna cena sprzedaży energii z EJ	– Brak gwarancji odbioru energii – Obciążenie energii marżą i podatkami – Każdorazowa konieczność akceptacji KE	– Hinkley Point C (UK) – Cernavoda 3&4 (Rumunia)
Model czeski	– Gwarancja odbioru energii z EJ – Stabilna cena sprzedaży energii z EJ – Niskooprocentowana pożyczka państwowa – Dotacje z budżetu państwa	– Obciążenie energii marżą i podatkami – Duży zakres pomocy publicznej, model oczekuje na akceptację ze strony KE – Brak gwarancji odbioru energii przez odbiorców końcowych	– Dukovany-5 (Czechy)
Model taryfowy/ brytyjski RAB	– Niewielkie ryzyko dla inwestora, w tym darmowy kapitał obcy – Stabilna cena sprzedaży energii z EJ – Pobieranie opłaty od odbiorców najpóźniej od momentu rozpoczęcia budowy – Zaangażowanie kapitałowe państwa (tylko W. Bryt.) – Możliwość lewarowania prawie do 100% długiem	– Obciążenie energii marżą i podatkami – Brak gwarancji odbioru energii – Obciążenie odbiorców opłatą przed rozpoczęciem dostarczania energii – Opłata pełni rolę parapodatku i początkowo zwiększa koszty energii dla odbiorcy końcowego – Brak limitu wzrostu taryfy, przerzucenie większości ryzyka na odbiorców końcowych bez gwarancji istotnych korzyści – Brak zgodności z regulacjami UE (?)	– Sizewell C (UK) – Vogtle 3&4 (USA) – VC Summer 2&3 (USA)*
PTC (Production Tax Credit)/ IRA (Inflation Reduction Act)	– Stała dopłata rządu do energii sprzedanej (pierwsze 8/10 lat) – Ubezpieczenie ryzyka dozorowego (w PTC) – Refundacja kosztów homologacji reaktora (w IRA) – Obniżenie stawek podatku od inwestycji o 30% (w IRA)	– Brak gwarancji odbioru energii – Duża zmienność cen sprzedaży, w tym ceny ujemne – Obciążenie energii marżą i podatkami – Brak zgodności z regulacjami UE (?)	PTC: – Vogtle 3&4 (USA) – VC Summer 2&3 (USA)* IRA: – CFPP NuScale (planowany)
CNC (Civil Nuclear Credit)	– Dopłata rządu do energii sprzedanej (na pokrycie różnicy między kosztami produkcji a przychodem z rynku) – Podobieństwo do europejskiego systemu CfD	– Brak gwarancji odbioru energii – Obciążenie energii marżą i podatkami	– Stare EJ (USA)
ZEC	– Gwarancja sprzedaży energii po relatywnie stałej cenie	– Brak gwarancji odbioru energii – Obciążenie energii marżą i podatkami	– Stare EJ (USA)

		– Brak zgodności z regulacjami UE (?)	
Mechanizmy mocowe	– Gwarancja pokrywania kosztów stałych	– Brak gwarancji odbioru energii – Duża zmienność cen sprzedaży energii, w tym ceny ujemne – Obciążenie energii marżą i podatkami	– Stare EJ (UK, USA)
Exeltium	– Gwarancja odbioru energii – Zakontraktowanie sprzedaży dużego wolumenu energii „z góry" po stałej (indeksowanej) cenie	– Cena sprzedaży energii zmienna, zależna od ceny na rynku hurtowym (indeksacja) – Obciążenie energii marżą i podatkami – Odbiorcy mają prawo rezygnacji z zakupu w określonych sytuacjach – Każdorazowa konieczność akceptacji KE (?)[71]	– Flamanville-3 (Francja)
Spółdzielnia/Mankala	– Gwarancja odbioru energii – Gwarancja „sprzedaży" energii po cenie pokrywającej koszty wytwarzania, bez marży zysku – Co do zasady zgodność z regulacjami UE – Ryzyko inwestycyjne rozłożone na dużą liczbę inwestorów	– Nadal relatywnie wysokie ryzyko inwestycyjne, pomimo jego rozłożenia na wielu inwestorów – Model wymaga zebrania i sprawnego zarządzania dużą liczbą akcjonariuszy na etapie organizacji projektu	– Vogtle 3&4 (USA) – Olkiluoto-3 (Finlandia) – Hanhikivi-1 (Finlandia)*
Energetyka komunalna	– Gwarancja odbioru energii – Gwarancja „sprzedaży" energii po cenie pokrywającej koszty wytwarzania, bez marży zysku – Co do zasady zgodność z regulacjami UE	– Wrażliwość na decyzje polityczne – ryzyko porzucenia projektu pod wpływem walk politycznych – W wielu przypadkach brak odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne	– Vogtle 3&4 (USA) – VC Summer 2&3 (USA)* – Olkiluoto-3 (Finlandia) – Hanhikivi-1 (Finlandia)*

*Inwestycja zatrzymana

Źródło: opracowanie własne

Model SaHo

Model SaHo[72] jest nowym polskim modelem biznesowym opracowanym dla energetyki jądrowej, choć możliwym do zastosowania również dla innych dużych projektów infrastrukturalnych, nie tylko w energetyce. Jest to model paraspółdzielczy, oparty na sprawdzonych mechanizmach zaczerpniętych z modelu *Mankala*, amerykańskiej spółdzielni, energetyki komunalnej, a nawet polskiej energetyki przemysłowej. Model został przedstawiony w grudniu 2021 r. w artykule opublikowanym w International Journal of Management and Economics[73].

[71] Do tej pory model Exeltium został zastosowany tylko do jednego projektu jądrowego na terenie UE.
[72] Nazwa jest akronimem pochodzącym od nazwisk Autorów (Sawicki, Horbaczewska).
[73] https://sciendo.com/article/10.2478/ijme-2021-0020 ; https://www.researchgate.net/publication/355212173_Role_of_the_state_in_implementation_of_strategic_investment_projects_The_SaHo_Model_for_nuclear_power

Opis modelu

Główna idea modelu SaHo polega na tym, że państwo buduje elektrownię jądrową, a następnie sprzedaje ją odbiorcom końcowym energii elektrycznej (przemysł, transport, handel, pośrednio gospodarstwa domowe). Od tego momentu jako właściciele elektrowni zyskują oni prawo i obowiązek odbioru wyprodukowanej energii po koszcie jej wytworzenia, bez marży zysku. Co do zasady energia powinna zostać zużyta na pokrycie potrzeb własnych akcjonariuszy-odbiorców. Jest to inicjowana (i ewentualnie kontrolowana) przez państwo paraspółdzielnia[74] odbiorców końcowych. Spółki obrotu są akceptowalne jako uzupełnienie i w ostateczności.

Autorzy wyszli z założenia, że skoro państwo jest w stanie najlepiej poradzić sobie z ryzykiem charakterystycznym dla początkowych etapów inwestycji (politycznym, prawnym) oraz uzyskać najtańsze możliwe finansowanie, to na początku powinno przejąć funkcję inwestora. Dlatego w modelu tym państwo (np. Skarb Państwa, PFR itp.) powołuje spółkę EJ SaHo, której jest jedynym właścicielem – jest tzw. *inwestorem pierwotnym*. Na potrzeby prezentowanej koncepcji przyjęto ramy spółki akcyjnej. Jej statutowym celem nie jest generowanie zysku, ale wybudowanie elektrowni jądrowej, a potem produkcja energii i jej sprzedaż akcjonariuszom po kosztach produkcji (podobnie jak w energetyce przemysłowej, modelu Mankala i innych modelach spółdzielczych). Państwowy *inwestor pierwotny* może pełnić rolę sprawnego, silnego i wiarygodnego organizatora projektu. Bierze też na siebie całe ryzyko inwestycyjne i ułatwia pozyskanie niezbędnego finansowania po relatywnie niskim koszcie kapitału. Ustawienie priorytetu dla działań administracji rządowej i dobra koordynacja zadań inwestycyjnych gwarantują jego sprawną realizację.

W czasie realizacji projektu inwestycyjnego, najpóźniej w momencie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, państwo sprzedaje akcje spółki EJ SaHo odbiorcom energii, czyli *inwestorom końcowym*. Państwo nie może być już właścicielem jej akcji (z pewnym wyjątkiem przedstawionym poniżej), ponieważ akcjonariusze mają statutowe prawo i obowiązek odbioru produkowanej przez elektrownię energii proporcjonalnie do udziału we własności (niewielki pakiet akcji może być sprzedany grupie odbiorców końcowych wchodzących w skład sektora państwowego, np. administracji rządowej, wojsku itp.). Cena sprzedaży energii odzwierciedla koszty produkcji. Sposób pokrywania kosztów stałych i zmiennych przez odbiorców-akcjonariuszy jest wypracowany i od lat praktykowany w modelu Mankala, więc model SaHo opiera się w tym zakresie na sprawdzonych rozwiązaniach. Sprzedaż przez państwo akcji EJ SaHo następuje z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych (np. aukcji) na zasadach niedyskryminacyjnych, choć przy możliwych zdefiniowanych warunkach brzegowych (np. minimalne wolumeny odbieranej energii). Możliwe jest zastosowanie koszyków aukcyjnych w celu stworzenia równych szans dla wyodrębnionych grup potencjalnych *inwestorów końcowych*.

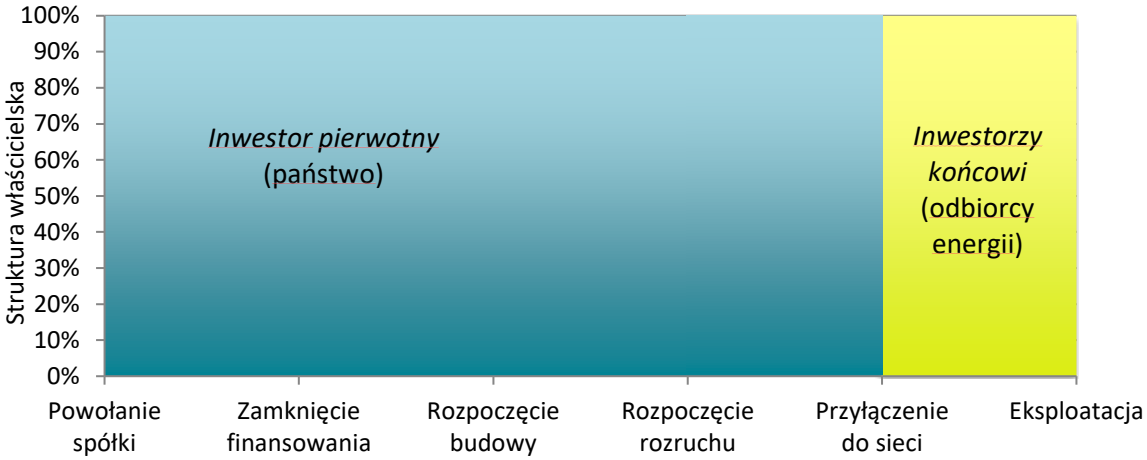
Inwestorzy końcowi mają prawo sprzedaży akcji EJ SaHo, a państwo – wykorzystując istniejące regulacje – może zapewnić sobie nadzór nad tymi transakcjami. *Inwestorom końcowym* zapewnia to elastyczność biznesową, gdyż w dogodnym momencie mogą nabyć taką liczbę akcji, która da im prawo do odbioru potrzebnej ilości energii, a jednocześnie w dowolnym terminie będą mogli te akcje sprzedać, przy pewnych ograniczeniach technicznych.

Model SaHo – wersja wyjściowa

Model SaHo został przygotowany w kilku wersjach. W wersji wyjściowej państwo sprzedaje wszystkie posiadane akcje w jednym terminie, tuż przed przyłączeniem do sieci. Zmiana struktury właścicielskiej jest wówczas jednorazowa, co przedstawia rys. 6.7.

[74] Od strony prawnej jest to spółka kapitałowa, która działa podobnie do spółdzielni, a więc jest to spółka kapitałowa *de jure*, ale spółdzielnia *de facto*. Dlatego Autorzy zamiennie posługują się pojęciami: spółka, spółdzielnia i paraspółdzielnia.

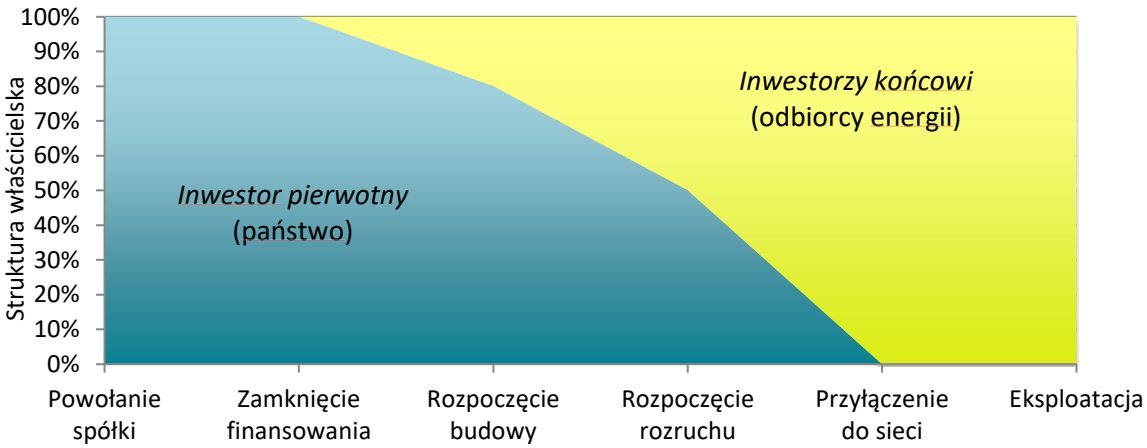
Rys. 6.7. Zmiany struktury właścicielskiej w modelu SaHo – wersja wyjściowa



Model SaHo – wersja podstawowa

W wersji podstawowej zmiana struktury właścicielskiej następuje stopniowo, co graficznie prezentuje rys. 6.8. Sprzedaż akcji EJ SaHo dokonywana jest – tak jak w wersji wyjściowej – na zasadach rynkowych (w kilku aukcjach), na podobnych warunkach. *Inwestorzy końcowi* nabywają prawo odbioru energii w przyszłości, po przyłączeniu do sieci, ale przejmują ryzyko i zyskują wpływ na proces inwestycyjny. Poza tym im wcześniej akcje EJ SaHo kupią od *inwestora pierwotnego*, tym niższa będzie z pewnością ich cena. Im później nastąpi transakcja, tym bardziej zaawansowana będzie realizacja projektu, tym niższe ryzyko inwestycyjne i wyższa aukcyjna cena sprzedaży akcji.

Rys. 6.8. Zmiany struktury właścicielskiej w modelu SaHo – wersja podstawowa



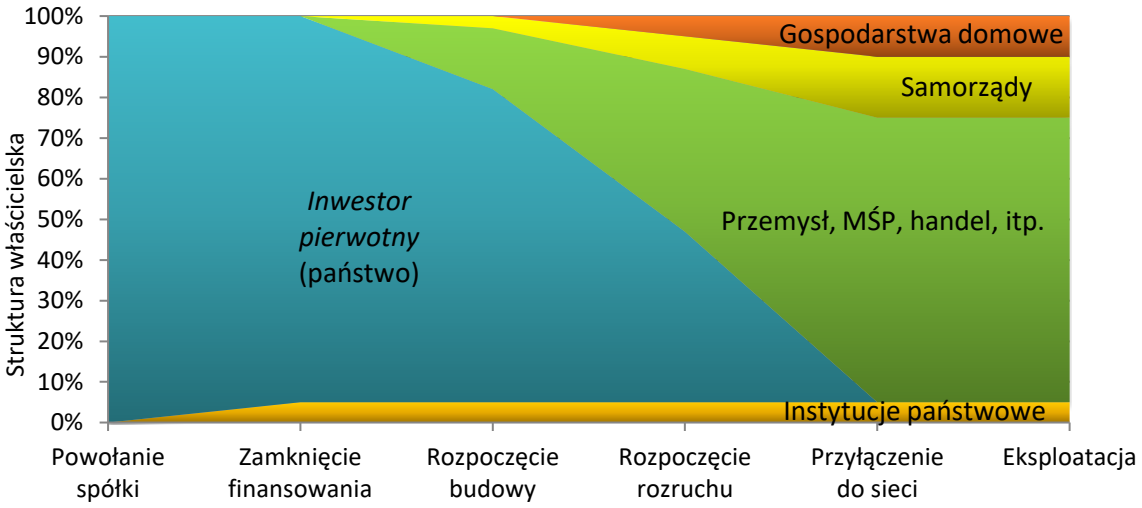
Wcześniejsza sprzedaż akcji EJ SaHo *inwestorom końcowym* jest korzystna także dla inwestora pierwotnego, czyli państwa. Pozyskane w ten sposób fundusze mogą być przeznaczone na finansowanie budowy kolejnych bloków jądrowych („recykling pieniądza") albo wykorzystane na finansowanie innych potrzeb państwa. Taki mechanizm pozwala zmniejszyć koszty realizacji programu jądrowego dla państwa nawet do kosztu jednego bloku jądrowego, w zależności od harmonogramu inwestycji oraz tempa sprzedaży akcji EJ SaHo.

Model SaHo – wersja rozszerzona

W rozszerzonej wersji modelu SaHo rozwinięta jest lista potencjalnych *inwestorów końcowych* (rys. 6.9.). Akcjonariuszami EJ SaHo mogą być:

- przemysł (szczególnie energochłonny), transport (np. koleje), handel (w tym sektorze znajduje się wiele podmiotów o dużym zużyciu energii);
- samorządy terytorialne – tak jak w energetyce komunalnej w UE i USA;
- instytucje państwowe (administracja rządowa, wojsko, policja itd.);
- gospodarstwa domowe – poprzez specjalnie powołane lub już istniejące spółdzielnie albo poprzez samorządy;
- spółki obrotu – tylko w sytuacji hipotetycznego braku popytu na akcje ze strony odbiorców końcowych (jest to sytuacja mało prawdopodobna).

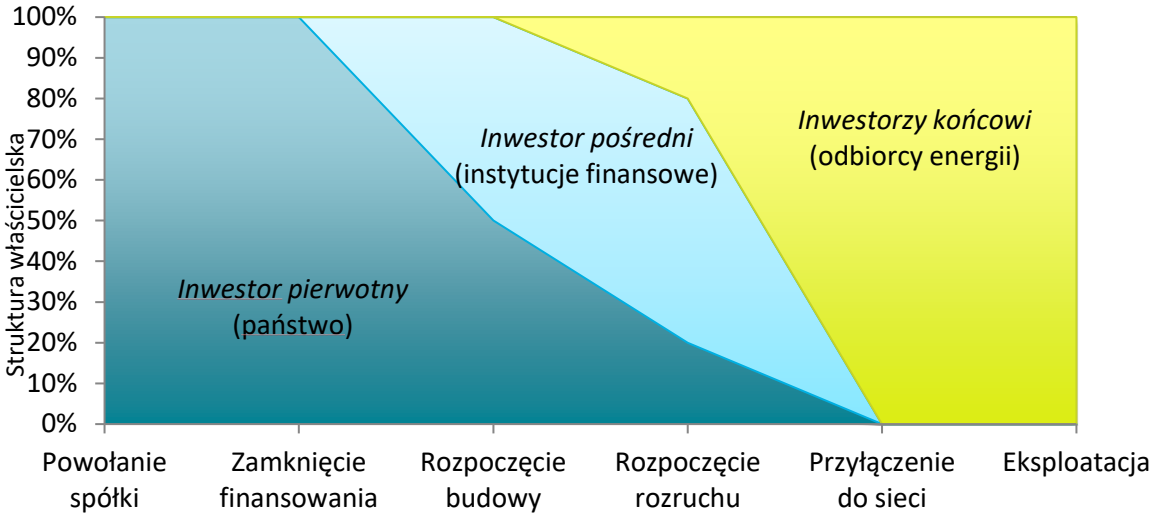
Rys. 6.9. Zmiany struktury właścicielskiej w modelu SaHo – wersja rozszerzona



Model SaHo – wersja z inwestorem pośrednim

Państwo może sprzedać – na zasadach rynkowych – akcje EJ SaHo *inwestorom pośrednim* (np. instytucjom finansowym) na kolejnych etapach realizacji projektu inwestycyjnego. Im bardziej zaawansowana będzie realizacja projektu, tym niższe ryzyko i wyższa oczekiwana cena sprzedaży akcji, przy czym cena wywoławcza również powinna opierać się na oszacowanej wartości ewentualnej pomocy publicznej. *Inwestor pośredni* musi sprzedać te akcje *inwestorom końcowym* przed przyłączeniem do sieci, ze względu na obowiązek odbioru energii (Rysunek 6.10.). Dla *inwestora pośredniego* akcje EJ SaHo są instrumentem finansowym. Podejmuje on inwestycję tylko na pewien okres i przejmuje ryzyko, a następnie wychodzi z inwestycji, realizując pewną stopę zwrotu. Sprzedaż akcji przez *inwestora pośredniego* powinna przebiegać pod nadzorem i na zasadach określonych przez państwo.

Rys. 6.10. Zmiany struktury właścicielskiej w modelu SaHo – wersja z inwestorem pośrednim



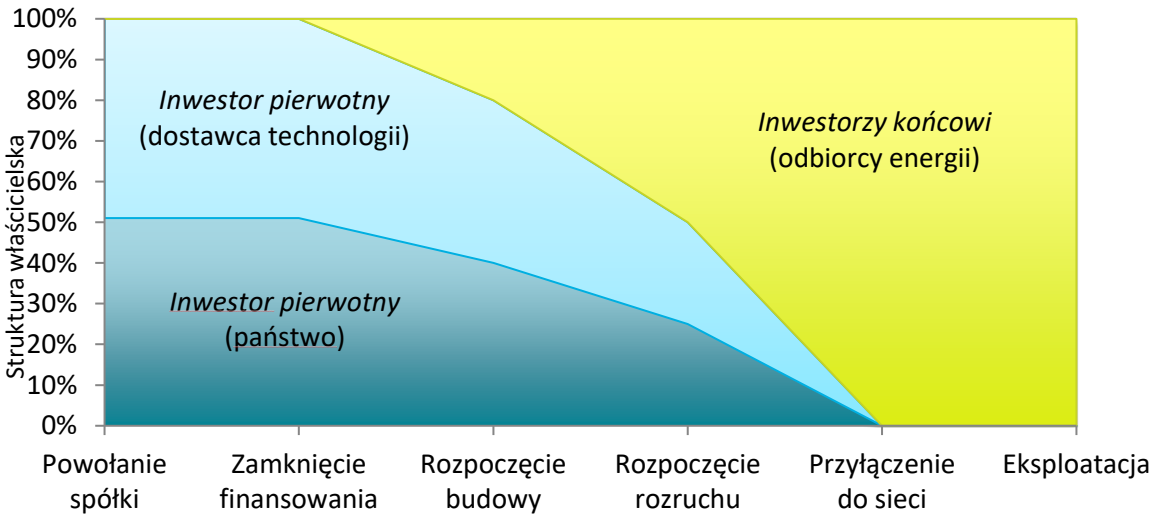
Źródło: Horbaczewska B., Sawicki Ł., The SaHo Model for Nuclear Power, prezentacja, „Nuclear New Build and Business Models" – online webinar, European Nuclear Society, 16 June 2022

Również w tym wariancie fundusze pozyskane ze sprzedaży akcji EJ SaHo mogą być przeznaczone przez państwo na finansowanie budowy kolejnych bloków jądrowych (recykling pieniądza) albo wykorzystane w inny sposób.

Model SaHo – wersja z udziałem dostawcy technologii

Model SaHo jest elastyczny i może być dostosowany do warunków różnych stron procesu inwestycyjnego. Także dla, zgodnych z PPEJ, wymagań wstępnie nałożonych dla dwóch projektów inwestycyjnych EJ w Polsce. Jeden z nich zakłada niewielki, kilkuprocentowy udział biura konstrukcyjnego oraz generalnego wykonawcy na czas budowy, w innym przyjęto udział kapitałowy do 49% zagranicznej spółki energetycznej powiązanej z biurem konstrukcyjnym i generalnym wykonawcą[75].

Rys. 6.11. Zmiany struktury właścicielskiej w modelu SaHo – wersja z dostawcą technologii



Źródło: opracowanie własne

[75] https://serwisy.gazetaprawna.pl/energetyka/artykuly/8585726,elektrownia-jadrowa-w-polsce-khnp-pge-ze-pak.html

W tym wariancie szeroko pojęty dostawca technologii, pełniąc rolę jednego z inwestorów pierwotnych, sprzedaje z zyskiem wszystkie swoje akcje odbiorcom końcowym przed uruchomieniem EJ (rys. 6.11.).

Najważniejsze cechy modelu SaHo

Poniżej przedstawione są najważniejsze cechy modelu:

1) model SaHo jest zasadniczo zgodny z polskim prawem oraz regulacjami i polityką UE w zakresie rynku energii i konkurencyjności;
2) posiada ważną cechę modeli spółdzielczych – ma wbudowaną gwarancję odbioru energii, co daje możliwość działania na wysokim współczynniku wykorzystania mocy bloku jądrowego; minimalizuje to jednostkowe koszty produkcji, pozwalając akcjonariuszom na zakup energii po możliwie najniższej cenie;
3) dzięki gwarancji odbioru spółka EJ SaHo ma zapewnione stabilne przychody ze sprzedaży, jest więc wiarygodnym partnerem dla instytucji i rynku finansowego; dzięki temu pozyskuje tani kapitał na finansowanie działalności operacyjnej;
4) sprzedaż energii po koszcie wytworzenia oznacza niskie koszty energii dla odbiorców (bez marży zysku dla producenta, części opłat dedykowanych, poza rynkiem energii);
5) inwestycja finansowana jest najtańszym kapitałem – kapitałem państwowym;
6) bardzo niska cena energii oraz współwłasność (pośrednia) sprzyjają budowaniu energetyki obywatelskiej, a także społecznej akceptacji dla energetyki jądrowej;
7) model oparty jest na istniejących regulacjach, nie wymaga fundamentalnych zmian w prawie, może być zastosowany łatwo i szybko;
8) w krótkim okresie ryzyko ponosi przede wszystkim państwo, które może najlepiej poradzić sobie z ryzykiem występującym na początkowych etapach inwestycji;
9) w długim okresie obciążenia finansowe państwa są ograniczone; jest wysoce prawdopodobne, że cena akcji EJ SaHo przewyższy wartość zainwestowanych funduszy, w ten sposób państwo pozyska dodatkowe środki finansowe;
10) inwestorzy końcowi (odbiorcy energii) mają zapewnioną elastyczność biznesową (dobrowolne kupno i statutowa możliwość sprzedaży akcji EJ SaHo) jedynie pod pewnymi warunkami utrzymującymi nadzór państwa nad tymi transakcjami; polskie prawo daje narzędzia kontroli nad obrotem akcjami;
11) państwo może się długoterminowo zaangażować w rozwój energetyki jądrowej; wykorzystując *de facto* te same fundusze, może sfinansować budowę kolejnych bloków zaplanowanych w PPEJ, a także kolejnych elektrowni jądrowych;
12) model SaHo jest elastyczny i uniwersalny – może być zastosowany w różnych krajach, do realizacji różnych inwestycji infrastrukturalnych i przemysłowych, jest obojętny technologicznie i pod względem skali realizowanych inwestycji.

6.8. Wnioski

Jak zostało to wcześniej zauważone, nie istnieją zasadnicze przeszkody w pozyskaniu dowolnie dużego finansowania na inwestycje jądrowe w Polsce, niezależnie od ilości planowanych mocy wytwórczych i wielkości nakładów. O ile istnieją pewne ograniczenia w stosunku do krajowych instytucji finansowych oraz przedsiębiorstw niefinansowych, o tyle ilość dostępnego kapitału zagranicznego jest w zasadzie nieograniczona. Jednak, aby go pozyskać, muszą być spełnione co najmniej dwa warunki:

A. Każdy projekt inwestycyjny musi posiadać taki model biznesowy, którego integralną częścią będzie mechanizm gwarantujący spłatę kapitału.

B. Skarb Państwa musi posiadać zdolność do udzielenia jednocześnie gwarancji dla instytucji finansowych na wiele projektów jednocześnie, a zatem na duże kwoty.

W odniesieniu do warunku A istnieje szereg potencjalnych modeli do dyspozycji, a wybranie każdego z nich pociągnie za sobą określone konsekwencje nie tylko dla projektu inwestycyjnego, ale przede wszystkim dla odbiorców energii i szerzej – dla państwa. Chodzi przede wszystkim o to, aby polskie elektrownie jądrowe pozwoliły znacząco obniżyć ceny energii dla odbiorców końcowych i odblokować rozwój gospodarczy. Inflacja, wzrost zadłużenia, spadek działalności gospodarczej, postępująca likwidacja przemysłu i ubożenie społeczeństwa są spowodowane w znacznym stopniu wysokimi cenami energii. Sytuację komplikuje fakt, że wybór modelu będzie musiał być zgodny z regulacjami unijnymi w zakresie pomocy publicznej, rynku energii i konkurencyjności. W uchwale Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2022 r. *w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej*[76] w §7 zapisano, że finansowanie EJ przewidzianych w PPEJ ma umożliwić obniżenie cen energii elektrycznej i brać pod uwagę interes odbiorców końcowych. Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz Ministerstwo Finansów w listopadzie 2022 r. poinformowały, że *nie toczą się żadne prace nad podatkiem ani innymi opłatami lub daninami na sfinansowanie budowy elektrowni jądrowej. Takie rozwiązania zwiększałby inflację, uderzając w polską gospodarkę i społeczeństwo*. Nacisk na obniżenie cen energii pojawia się również w publicznych wypowiedziach decydentów. Wydaje się więc, że ten aspekt będzie miał pierwszorzędne znaczenie przy wyborze modelu dla EJ przewidzianych w PPEJ.

W przypadku inwestycji PGE + ZE PAK + KHNP brak jest informacji o celu inwestycji, ale należy zakładać, że projekt ma umożliwić utrzymanie mocy wytwórczych PGE i ZE PAK, działających w modelu energetyki zawodowej, oraz maksymalizować zysk inwestorów. Według stanu na koniec grudnia 2022 r. brak jest publicznych informacji o planowanym modelu biznesowym dla tego projektu. Z wcześniejszych wypowiedzi kierownictwa ZE PAK wynika, że spółka rozważa kontrakt różnicowy (CfD) i będzie zwracać się do rządu o przyznanie jej tej formy pomocy publicznej, ale wypowiedź dotyczyła nieaktualnego już projektu SMR z Synthosem w Pątnowie[77].

Projekty SMR realizowane są przez różne podmioty i wydają się mieć różne cele, w zależności od inwestora. W przypadku spółek spoza sektora energetyki zawodowej (KGHM, Azoty, Ciech) głównym celem może być budowa elektrociepłowni jądrowych na potrzeby swoich zakładów i obniżenie śladu węglowego własnych produktów. Częściowo dotyczy to również Orlenu, który prawdopodobnie chce pójść krok dalej i wejść także w energetykę zawodową w oparciu o SMR, zwłaszcza że planowane 25 reaktorów BWRX-300[78] wspólnie z Synthosem wielokrotnie przekraczałoby zapotrzebowanie na moc zakładów przetwórczych obu firm. Wydaje się, że Synthos przyjął rolę pośrednika w sprzedaży reaktorów BWRX-300, co jest dla niego mniej ryzykowne niż działalność w obszarze wytwarzania energii. Natomiast spółki energetyczne, takie jak Tauron i Enea, dążą do zastąpienia swoich emisyjnych mocy wytwórczych technologiami zeroemisyjnymi, czyli do utrzymania dotychczasowej działalności biznesowej w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i w mniejszym stopniu ciepła sieciowego. Kierownictwo KGHM zasugerowało, że może wystąpić do rządu o udzielenie gwarancji Skarbu Państwa[79].

W tym miejscu warto przytoczyć wspomniany wyżej warunek B, który może stanowić ograniczenie dla realizacji wszystkich projektów jądrowych „naraz". Instytucje finansowe, zwłaszcza zagraniczne, prawie zawsze wymagają udzielenia przez państwo gospodarza projektu gwarancji spłaty zobowiązań i poręczeń kredytowych. Pojawia się zatem pytanie, czy rząd będzie w stanie udzielić gwarancji na tak duże kwoty w tak krótkim czasie. Na pewno problem ten będzie przedmiotem analiz. Zdaniem Autorów istnieją rozwiązania.

[76] Uchwała nr 215/2022 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2022 r. w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej, „Monitor Polski", poz. 1124 (https://dziennikustaw.gov.pl/M2022000112401.pdf).
[77] https://poznan.tvp.pl/56957679/prezes-ze-pak-o-elektrowni-atomowej-w-wielkopolsce-bedzie-to-istotne-wsparcie-dla-systemu-energetycznego
[78] https://twitter.com/ORLEN_Synthos/status/1598302505552998401
[79] https://energetyka-jadrowa.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/kghm-technologia-smr-jest-bezpieczna-a-inwestycja-finansowo-uzasadniona-mediaroom

Rozdział 7. SCENARIUSZE ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

7.1. Kluczowe czynniki zewnętrzne wpływające na rozwój energetyki jądrowej w Polsce

Polski rynek energetyczny podlega w ostatnich latach oddziaływaniu wielu czynników zewnętrznych, które wpływają na kształtowanie struktury miksu energetycznego oraz koncepcje rozwoju różnych technologii wytwarzania energii. Wydaje się, że w związku ze stosunkowo dużą dynamiką zmian geopolitycznych, ekonomicznych, a także klimatycznych pozycja energetyki jądrowej w przyszłym miksie energetycznym została istotnie zredefiniowana.

Prowadzona dyskusja wskazuje, że atom ma zapewnić stabilność oraz bezpieczeństwo dostaw energii o praktycznie zerowym śladzie węglowym, uzupełniając przy tym niesterowalne źródła OZE. Wśród kluczowych czynników zewnętrznych oddziałujących na architekturę polskiego systemu energetycznego, a także na strategiczną pozycję energetyki jądrowej należy wskazać m.in.:

- **politykę klimatyczną Unii Europejskiej,**

Regulacje polityki klimatycznej UE wywierają coraz większą presję dekarbonizacyjną w zakresie odejścia od użycia paliw kopalnych, jednocześnie ustanawiając kolejne cele w zakresie rozwoju źródeł niskoemisyjnych i odnawialnych. Przyjmuje się, że w przypadku polskiej energetyki kluczowym brakującym ogniwem mogą być źródła stabilne i zeroemisyjne, które pozwolą kontrybuować do celów klimatycznych UE przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii. Rola energetyki jądrowej w realizacji założeń polityki klimatycznej UE znacząco wzrasta w ostatnich latach. Wskazują na to zarówno działania polityczne, jak i regulacyjne na poziomie UE, m.in. uwzględnienie energetyki jądrowej w treści Taksonomii UE, a także liczne wystąpienia czołowych, europejskich decydentów.

W jednym z wpisów na platformie Twitter z listopada 2021 r. przewodnicząca Komisji Europejskiej Ursula von der Leyen wskazała na ważną pozycję energetyki jądrowej w przyszłym miksie energetycznym UE, przekazując, że *„Potrzebujemy stabilnego źródła, jądrowego, a w okresie przejściowym – gazowego. Dlatego też wystąpimy z naszą propozycją taksonomii”*. Ocenia się, że stanowisko Komisji Europejskiej w zakresie atomu jest pozytywną informacją dla polskich projektów jądrowych. Jednocześnie przyjmuje się, że energetyka jądrowa jest zasadniczo jedyną technologią wytwarzania energii, która może stopniowo wypełnić lukę po wyłączanych blokach konwencjonalnych w kraju. Może ona także zapewnić dostawy energii o praktycznie zerowym śladzie węglowym, zmniejszając przy tym ekspozycję Polski na system EU ETS. Należy zakładać, że obecnie nie występuje porównywalna technologia wytwarzania energii, która spełniałaby wyżej wymienione cele. W konsekwencji uznaje się, że źródła atomowe warto rozpatrywać jako ważne uzupełnienie OZE w przyszłym miksie energetycznym kraju. Wydaje się również, że strategiczne założenia polskiej polityki energetycznej powinny zakładać jednoczesny rozwój OZE i źródeł jądrowych, pozycjonując obie te technologie we współpracy, uwzględniając wspólne koszty systemowe i środowiskowe (m.in. niezbędny rozwój sieci, magazynowania energii, oddziaływania na środowisko).

- **konflikt z Rosją,**

Bezpośrednia agresja Rosji na Ukrainę, a także prowadzona wojna surowcowa z UE uwypukliły wysoką zależność całej Wspólnoty, w tym także Polski, od dostaw paliw kopalnych z Rosji. W związku z komunikatem REPowerEU, a także ze względu na znaczne wzrosty cen kopalnych nośników energii planowane działania w zakresie transformacji energetycznej zostały zasadniczo przyspieszone. Znaczące fluktuacje cen gazu ziemnego pozostawiły jego rolę przejściową pod dalszą dyskusję, z możliwością zasilania jednostek gazowych w przyszłości coraz większymi wolumenami paliw niskoemisyjnych i odnawialnych (współspalanie). Wydaje się również, że kryzys energetyczny wynikający z konfliktu z Rosją był także istotnym okresem z perspektywy energetyki węglowej, w tym wzrostu jej znaczenia z uwagi na posiadane aktywa produkcyjne i źródła wydobywcze w państwie. Uznaje się, że stosunkowo niższe wzrosty cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce w porównaniu z innymi państwami UE wynikały częściowo z możliwości lokalnej produkcji energii ze źródeł węglowych, co w konsekwencji zmniejszyło także zależności państwa od wzrostu cen surowców. Niemniej, wydaje się, że sytuację tę należy traktować

jako anomalię, a długoterminowa polityka wyłączania źródeł węglowych jest zasadniczo klarowna i wynika z przyjętych dokumentów strategicznych, m.in. PEP 2040, KPEiK, a także z coraz większego oddziaływania systemu EU ETS na krajowy rynek źródeł konwencjonalnych.

W ramach publikacji pakietu REPowerEU jako reakcji na kryzys energetyczny Komisja Europejska zaproponowała szereg zmian regulacyjnych, prowadzących do wzmocnienia celów klimatycznych w porównaniu z pakietem Fit for 55. Między innymi zaproponowano zwiększenie udziału OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej do 2030 r. z poziomu 40% do 45% (wprowadzono regulacje upraszczające i przyspieszające działania administracyjne w zakresie budowy instalacji wykorzystujących OZE, sformułowano cele w zakresie rozwoju biometanu i wodoru w UE jako nośników substytucyjnych dla paliw kopalnych, a także zwiększono wysiłki w zakresie realizacji celów efektywności energetycznej. W komunikacie REPowerEU Komisja Europejska wskazała także na istotną rolę atomu, który może zapewnić stabilne dostawy energii elektrycznej, a w przyszłości również produkcję fioletowego wodoru. Zakłada się, że występujący kryzys energetyczny, a także związane z nim potencjalnie przyspieszenie w realizacji celów klimatycznych UE oddziałują korzystnie na pozycję energetyki jądrowej jako zasadniczo jedynego źródła pomostowego pomiędzy wyłączanymi jednostkami konwencjonalnymi a dynamicznie rozwijanymi OZE. Wypełnienie potencjalnie występującej luki mocy w perspektywie długoterminowej w systemie elektroenergetycznym może nastąpić prawdopodobnie głównie z wykorzystaniem atomu jako źródła sterowalnego oraz jednocześnie zeroemisyjnego (przejściowo także gaz ziemny).

7.2. Ryzyka wystąpienia luki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym

Rozwój odnawialnych źródeł energii jest niezbędny dla zapewnienia kontrybucji Polski do realizacji unijnych celów OZE oraz zobowiązań międzynarodowych wynikających z agendy ONZ. Umożliwi także znaczną redukcję emisyjności polskiego miksu energetycznego oraz obniży jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w Polsce (pomijając koszty systemowe, bilansowania oraz budowy niezbędnej infrastruktury). Niemniej dynamicznie rosnąca liczba źródeł OZE, znacząco przewyższająca założenia krajowych dokumentów strategicznych, może generować także istotne ryzyka związane z brakiem stabilności pracy systemu elektroenergetycznego, dużymi wahaniami cen energii elektrycznej w perspektywie krótkookresowej, a także potencjalnym wypychaniem z rynku wybranych jednostek konwencjonalnych o najwyższych kosztach krańcowych (merit-order) w określanych godzinach lub okresach w roku. Należy przyjmować, że wysoki udział OZE w miksie energetycznym może się wiązać z występowaniem okresów znaczących nadwyżek produkcji energii elektrycznej, a także okresów charakteryzujących się istotnymi niedoborami mocy systemowej poniżej zdolności wytwórczych. Wydaje się, że w kontekście potencjalnie dużej dynamiki rozwoju OZE oraz jednoczesnego wyłączania jednostek węglowych (potencjalnie wyłączenie 22 GW jednostek węglowych w latach 2022–2040) w krajowym systemie elektroenergetycznym może stopniowo powstawać coraz większa luka mocy. Sytuacja ta może dotyczyć w szczególności tych okresów lub godzin w roku, gdy generacja ze źródeł OZE będzie niska (m.in. brak wietrzności w okresach jesienno-zimowych), a moc dostępna w źródłach dyspozycyjnych może być niewystarczająca (lub bliska do niewystarczającej) do realizacji całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju.

Rosnące ryzyko związane z wystąpieniem luki mocy systemowej zostało także zidentyfikowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), pełniące rolę krajowego operatora sieci przesyłowej i zapewniające utrzymanie odpowiedniej mocy w systemie dla bezpiecznych dostaw energii elektrycznej. W ramach najnowszego dokumentu strategicznego pt. „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną" na lata 2023–2032 PSE przedstawiło prognozy co do przyszłej wystarczalności systemu elektroenergetycznego oraz możliwych ubytków w mocy dyspozycyjnej. Do analizy bilansu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym identyfikacji potencjalnej luki mocy, wykorzystano wskaźniki m.in.:

- EENS (ang. Expected Energy Not Supplied)[80] oraz

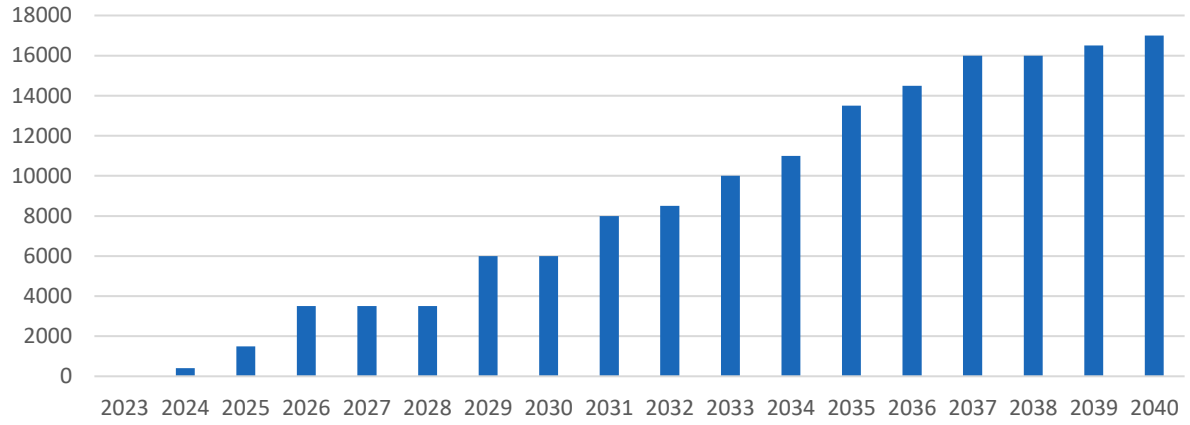
[80] Oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

- LOLE (ang. Loss of Load Expectation)[81],

które są zgodne z paneuropejską analizą wystarczalności zasobów wytwórczych prowadzoną przez ENTSO-E. W ramach metodologii analizy wystarczalności zasobów wytwórczych uwzględnione są takie czynniki, jak m.in. prawdopodobna zmienność pogodowa wynikająca z kolejnych lat klimatycznych, terminy oddania i przyłączenia do sieci konwencjonalnych jednostek wytwórczych (wynikające głównie z umów rynku mocy, wiodącą technologią ma być gaz ziemny), tempo rozwoju sektora OZE, harmonogram postojów i remontów jednostek dyspozycyjnych, ograniczenia związane z wypychaniem jednostek węglowych z rynku mocy.

Na podstawie powyższych danych oraz z uwzględnieniem szeregu zmiennych towarzyszących uzyskano wyniki potencjalnych ubytków mocy w systemie elektroenergetycznym w latach 2023–2040, a także oczekiwanego wolumenu niedostarczonej energii elektrycznej. Należy wskazać, że w opisywanej analizie przeprowadzonej przez krajowego operatora przesyłowego nie uwzględniono nowych mocy przyłączeniowych w energetyce jądrowej, a także założono stosunkowo konserwatywne ścieżki wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach OZE, co może w praktyce przełożyć się na inne wyniki końcowe. Potencjalne ryzyko wystąpienia luki mocy systemowej zidentyfikował także Urząd Regulacji Energetyki w 2021 r., przewidując poziom wymaganej mocy dodatkowej na poziomie 4,6 GW w 2034 r.[82]

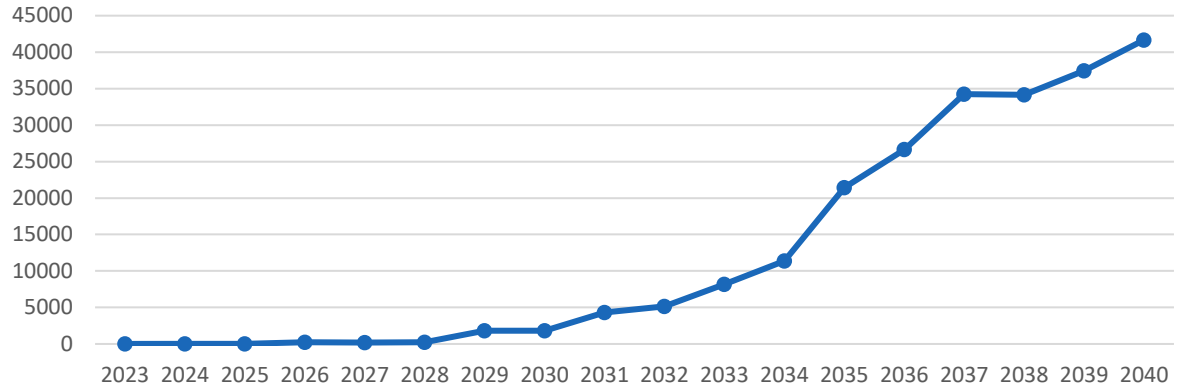
Rys. 7.1. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE (2023–2040, MW)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną” na lata 2023–2032, PSE

[81] Oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym. Wskaźnik ten jest standardem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych i wynosi nie więcej niż 3 godziny.
[82] Odchodzimy od dyspozycyjnych i sterowalnych mocy. Niezbędne będzie zabezpieczenie systemu - Aktualności - Urząd Regulacji Energetyki (ure.gov.pl)

Rys. 7.2. Oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie (2023–2040), GWh



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną" na lata 2023–2032, PSE

Analizy probabilistyczne wskazują, że dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego w krajowym systemie elektroenergetycznym będzie potrzeba dodatkowo około 6 GW mocy w 2030 r. oraz 17 GW w 2040 r., co przełoży się na potencjalny wolumen energii niedostarczonej na poziomie 3000 GWh w 2030 r. oraz 43 000 GWh w 2040 r. Warto wskazać, że istotny brak wymaganych dodatkowych mocy dyspozycyjnych w systemie może nastąpić w latach 2030–2040. Może być to krytyczna dekada dynamicznego przyłączania źródeł OZE do sieci przy jednocześnie drastycznym spadku dyspozycyjnych mocy węglowych.

Na podstawie przedstawionych prognoz można zakładać, że budowa stabilnie pracujących i dyspozycyjnych źródeł jądrowych będzie czynnikiem strategicznym dla przynajmniej częściowego wypełnienia luki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Jednocześnie należy przyjąć, że dynamika przyrostu mocy w OZE może być wyższa od oczekiwanej (osiągając nawet ponad 50% udziału w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2040 r.), co w konsekwencji powinno mobilizować państwo do budowania kolejnych źródeł bilansujących, m.in. kolejnych źródeł jądrowych, gazowych (przejściowo), biogazowych oraz magazynów energii. Możliwie szeroki park dyspozycyjnych oraz sterowalnych jednostek wytwórczych oraz bilansujących zapewni zachowanie bezpieczeństwa energetycznego państwa w kontekście rosnącego udziału OZE w miksie. Przyjmuje się, że budowane źródła dyspozycyjne powinny być dostosowane do zróżnicowanego profilu produkcji energii z OZE w ciągu roku (a także dni szczytowych). Oznacza to, że w systemie powinny występować stabilne źródła pracujące u podstawy systemu elektroenergetycznego (jednostki jądrowe), a także te zdolne do pracy podszczytowej i szczytowej (elastyczne – zarówno jednostki gazowe, jak i jądrowe).

Wydaje się, że pozycja energetyki jądrowej w polskim miksie energetycznym staje się tym ważniejsza, im wyższy jest planowany wzrost mocy zainstalowanej w źródłach OZE. Atom może być ważną technologią dla przynajmniej częściowego wypełnienia powstającej luki mocy systemowej. Niezależnie od występujących technologii wytwarzania energii elektrycznej kluczowe będą także inwestycje sieciowe. Szczególnie potrzebne będą inwestycje związane z modernizacją sieci wysokiego napięcia na poziomie przesyłu, sieci niskiego napięcia na poziomie dystrybucji, a także budowa magazynów energii (bateryjnych, szczytowo-pompowych) oraz potencjalnie także rozwój technologii wodorowych. Opóźnienia w rozwoju sieciowym i infrastruktury bilansującej będą zasadniczo utrudniać proces transformacji energetycznej, w tym przyłączenia nowych jednostek do sieci oraz ich bezpieczne użytkowanie z uwzględnieniem stabilności pracy systemu.

Tab. 7.1. Porównanie wybranych technologii w miksie energetycznym Polski

Kategoria	PV	Lądowe turbiny wiatrowe	Morskie turbiny wiatrowe	Gaz ziemny	Węgiel	Atom
Dyspozycyjność źródła (KWD)[83]	2%	14%	20%	93%	87%	97%
Elastyczność źródła (% P^{NOM}/min)[84 85 86]	Brak Tylko „w dół”	Brak Tylko „w dół”	Brak Tylko „w dół”	3–8%	1,5–3%	3–6%
CAPEX/kW[87 88 89] (PLN)	3000–4000	5000–6000	8000–12 000	3000–5000	6000–8000	20 000–25 000
LCOE [90 91] (zł/MWh)	250–300	200–250	350–400	350–450	500–700	200–450[92 93]
Koszty systemowe[94]	Wysokie	Wysokie	Wysokie	Niskie	Niskie	Niskie
Emisja CO_2 (bezpośrednia)[95] (g CO_2/kWh)	0	0	0	300–400	700–1000	0
Koszty emisji	Brak	Brak	Brak	Średnie	Wysokie	Brak
Zgodność z polityką klimatyczną UE	Zgodna	Zgodna	Zgodna	Przejściowo zgodna	Niezgodna	Zgodna

[83] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023.
[84] Flexibility in thermal power plants (agora-energiewende.de)
[85] Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants (irena.org)
[86] P1756_web.pdf (iaea.org)
[87] Nuclear Power Economics | Nuclear Energy Costs - World Nuclear Association (world-nuclear.org)
[88] final_report_levelised_costs_0.pdf (europa.eu)
[89] Raport_Ladowa-energetyka-wiatrowa-w-Polsce_2021-05-11.pdf (psew.pl)
[90] „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną” na lata 2023–2032, PSE.
[91] Aukcje OZE 2022: Prezes URE podsumowuje wyniki aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych - Aktualności - Urząd Regulacji Energetyki
[92] Dolna część przedziału dotyczy kosztu kapitału na poziomie 3%, górna część przedziału dotyczy kosztu kapitału na poziomie 10%, dane LCOE zostały opracowane na podstawie prognozowanych danych dla projektów jądrowych, które będą realizowane w latach 2020–2025, czynniki kosztu kapitału będą kluczową zmienną dla zapewnienia optymalnego poziomu LCOE dla polskich projektów jądrowych.
[93] *OECD IEA & NEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition, Table 3.13a.*
[94] Związane z koniecznością rozbudowy sieci elektroenergetycznej, systemów magazynowania energii, bilansowania na każdą dodatkowo przyłączoną jednostkę wytwórczą do systemu.
[95] JRC Publications Repository - Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’) (europa.eu)

7.3. Prognozowana struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

Przyjmuje się, że Polska stoi przed wyzwaniem znaczącej transformacji miksu wytwórczego energii elektrycznej, gdyż nadal średni poziom emisyjności dla produkcji energii elektrycznej wynosi około 700–750 kg[96] CO_2/MWh, co jest jedną z najwyższych wartości w Unii Europejskiej. Wysoka emisyjność krajowej energetyki przekłada się na wysoką ekspozycję na koszty emisji związane z systemem EU ETS, co w konsekwencji oddziałuje na poziom cen za energię elektryczną u odbiorców końcowych oraz koszt produktów wytworzonych na terenie kraju z udziałem energii elektrycznej. Należy zauważyć, że przed 2021 r. (przed pandemią COVID-19 oraz konfliktem z Rosją) poziom cen energii elektrycznej w Polsce utrzymywał się na stosunkowo niskim poziomie w porównaniu z innymi państwami UE, m.in. Danią, Niemcami, Belgią[97]. Niemniej należy zaznaczyć, że znacząca część rachunków za energię elektryczną w wymienionych państwach Europy Zachodniej jest obciążona opłatami regulacyjnymi i sieciowymi związanymi z koniecznością modernizacji krajowego systemu energetycznego, w tym wsparciem rozwoju nowych technologii wytwarzania energii[98].

Przyjmuje się, że stosunkowo wysokie poziomy cen energii elektrycznej mają w tych państwach przynajmniej częściowe uzasadnienie i wynikają z konieczności przeprowadzenia wielu równoległych inwestycji energetycznych, prowadzących do realizacji celów klimatycznych, a także zmniejszenia ekspozycji na EU ETS. Przypuszcza się, że z uwagi na rosnące potrzeby transformacji również polskiej energetyki opłaty regulacyjne i sieciowe występujące w polskich rachunkach za energię elektryczną również mogą wzrosnąć w następnych latach. W konsekwencji uznaje się, że ze względu na wysokie potrzeby przeprowadzenia inwestycji energetycznych w stosunkowo krótkim czasie w najbliższych dekadach wymagany będzie dostęp do ponadprzeciętnej ilości środków pieniężnych (szczególnie po 2030 r.), m.in. na modernizacje sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania, takich jak OZE i atom, utrzymanie wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnych w systemie (węgiel, gaz ziemny), a także pokrycie luki finansowej innowacyjnych technologii, takich jak magazynowanie energii, paliwa niskoemisyjne i odnawialne. Wobec powyższych wydaje się, że długoterminowe utrzymanie stosunkowo niskich poziomów cen energii elektrycznej w Polsce będzie istotnym wyzwaniem, a konieczność przeprowadzenia transformacji energetycznej będzie odzwierciedlona przynajmniej częściowo w rachunkach za energię elektryczną zarówno dla odbiorców detalicznych, jak i przemysłowych. Wstrzymywanie działań strategicznych w zakresie realizacji transformacji energetycznej, w tym utrzymywanie w strukturze wytwarzania jednostek wysoce emisyjnych ponad minimalne potrzeby bezpieczeństwa, będzie się przekładać na coraz większą presję kosztową i czasową w zakresie wymaganych inwestycji nisko- i zeroemisyjnych. Na podstawie powyższych założeń, a także z uwzględnieniem postępującej presji dekarbonizacyjnej oraz przyspieszenia transformacji energetycznej dokonano prognozy struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce do 2040 r. z uwzględnieniem roli energetyki jądrowej jako źródła oraz uzupełniającego OZE. W ramach przeprowadzonych analiz uwzględniono treść przyjętych dokumentów strategicznych, takich jak „Polityka energetyczna Polski do 2040 r." (PEP2040), Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK), Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), „Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032", a także zaktualizowano ścieżki mocy zainstalowanej i poziom produkcji energii elektrycznej dla wybranych źródeł zgodnie z bieżącymi danymi rynkowymi. W ramach realizowanych analiz przyjęto następujące scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce:

- **scenariusz zerowy (bez szczegółowego opisania)** – związany z rezygnacją z rozwoju energetyki jądrowej, bez wybudowanych reaktorów nuklearnych, aktualnie najmniej prawdopodobny i najmniej korzystny;
- **scenariusz podstawowy** (**PEP2040/PPEJ + powolna komercjalizacja SMR**) – zakłada stosunkowo najniższy (na tle pozostałych scenariuszy) udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki, jak i

[96] Wskaźniki_emisyjności_dla_energii_elektrycznej_grudzień_2022.pdf (kobize.pl)
[97] Energy prices visualisation tool (europa.eu)
[98] What German households pay for power | Clean Energy Wire

SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie około 7,65 GW, który będzie wymagać stosunkowo najwolniejszego tempa wyłączania jednostek gazowych (-0,5 GW) i węglowych (-1,5 GW) z systemu elektroenergetycznego po 2040 r. dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego i bilansowania OZE. Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian;

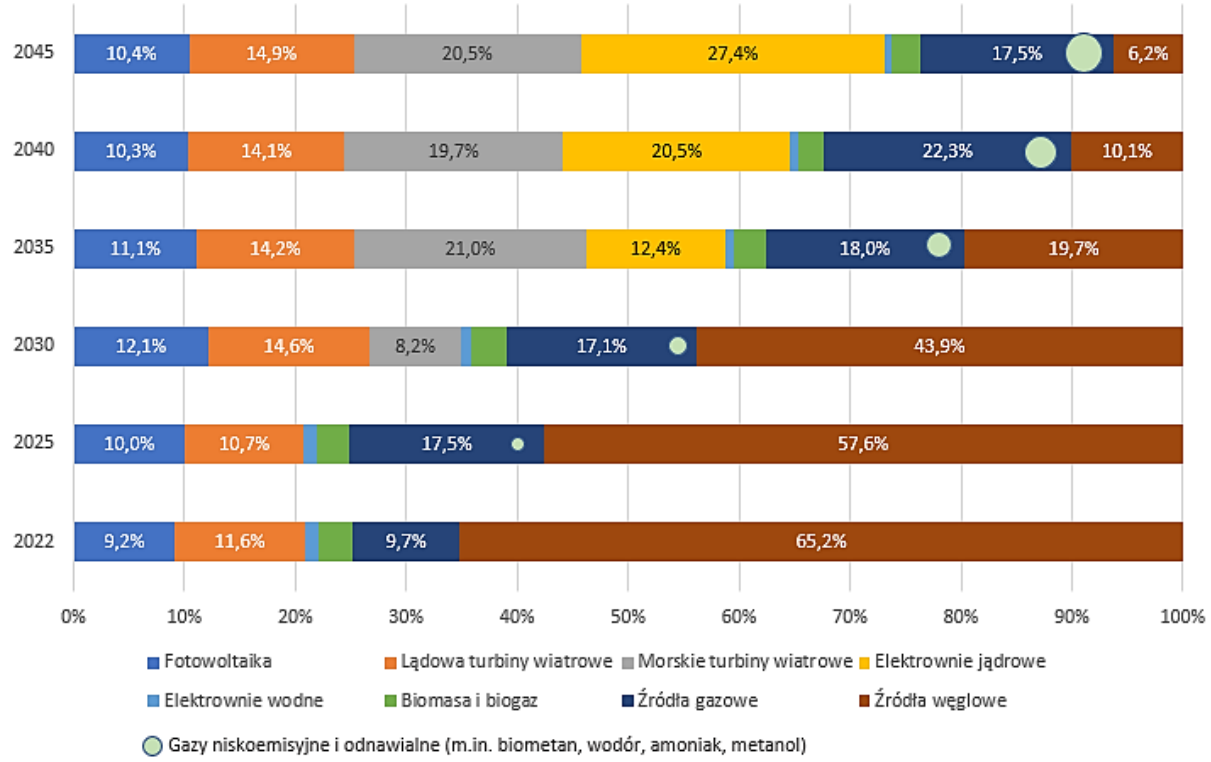
- **scenariusz rozszerzony** (**PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR**) – zakłada udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki, jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie około 12,75 GW, umożliwia potencjalne dodatkowe wyłączenia mocy przyłączeniowych w źródłach gazowych (-2 GW) i węglowych (-3 GW) po 2040 r. Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian. **Scenariusz rozszerzony przyjęto jako najbardziej prawdopodobny;**
- **scenariusz kompleksowy** (**PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacja SMR**) zakłada stosunkowo najwyższy udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki, jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie około 17,4 GW, umożliwia potencjalne dodatkowe wyłączenia mocy przyłączeniowych w źródłach gazowych (-4 GW) i węglowych (-6 GW). Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian. Scenariusz zakłada także rozwój w pozostałych elementach łańcucha wartości m.in. w zakresie paliwa jądrowego (budowa własnych zakładów konwersji uranu, jego wzbogacania oraz produkcji paliwa nuklearnego).

Jednocześnie ze względu na wagę zagadnienia oraz brak rozstrzygnięć w dokumentach strategicznych zakłada się dwa dodatkowe scenariusze będące rozwinięciem scenariuszy: podstawowego i rozszerzonego (podstawowy+ i rozszerzony+), w których dodatkowo zakłada się pozyskanie dostępu do złóż rudy uranowej, a także zakładów konwersji i wzbogacania uranu oraz produkcji paliwa jądrowego. Scenariusze podstawowy+ i rozszerzony+ nie różnią się mocą zainstalowaną w źródłach produkcji energii od odpowiednio scenariusza podstawowego i scenariusza rozszerzonego. W konsekwencji niniejsza analiza nie obejmuje części analitycznej scenariuszy z oznaczeniem „+”.

7.4. Najbardziej prawdopodobny scenariusz rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

Ze względu na to, że **scenariusz rozszerzony** uznaje się za najbardziej prawdopodobny, został on poddany analizie w najbardziej pogłębiony sposób. Wszystkie z omawianych scenariuszy posiadają takie same dane wsadowe dotyczące mocy zainstalowanej w źródłach OZE.

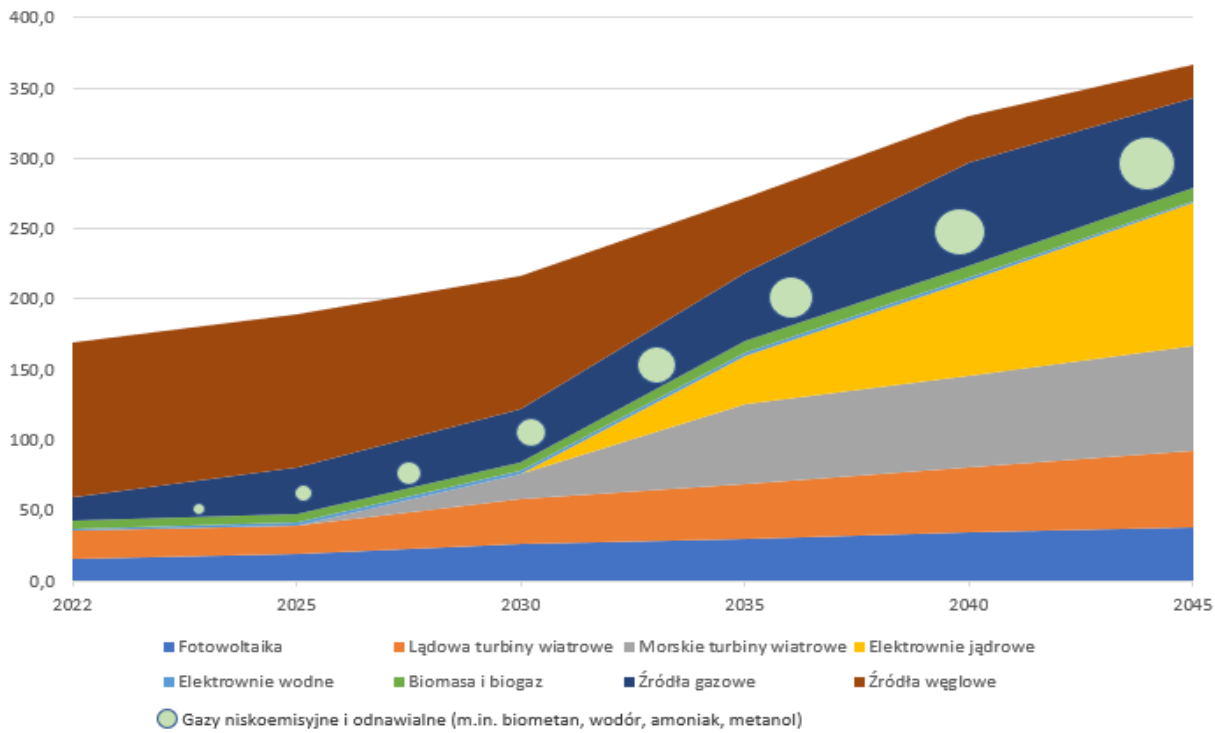
Rys. 7.3. Procentowy udział źródeł wytwarzania w strukturze produkcji energii elektrycznej – *wariant rozszerzony:* (PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)



* Obliczenia dotyczące struktury wytwarzania energii elektrycznej zostały dokonane na podstawie dolnych zakresów mocy zainstalowanej w dużej EJ wg danych przywołanych w tab. 7.2. oraz wartości tab. 7.3 dla SMR

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

Rys. 7.4. Produkcja energii elektrycznej w podziale na źródła wytwarzania (2022–2045, TWh) – *wariant rozszerzony* (PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

7.4.1. Odnawialne źródła energii

Przyjmuje się, że dynamika rozwoju źródeł odnawialnych do 2040 r. będzie istotnie wyższa, niż przewidują to krajowe dokumenty strategiczne. W przyjętej analizie udział źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej wynosi odpowiednio 39% w 2030 r.[99], 47,1% w 2040 r. oraz 48,9% w 2045 r. Zakłada się, że już w 2030 r. OZE mogą osiągać porównywalne zdolności produkcyjne energii elektrycznej co stopniowo wygaszane jednostki węglowe. W konsekwencji zakłada się, że w najbliższych dekadach wystąpi także wysoka konieczność rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, technologii magazynowania energii (prawdopodobnie drogich, które wymagać będą pokrycia luki finansowej dla rentownego działania) i **źródeł sterowalnych zapewniających wypełnienie podstawy pracy krajowego systemu elektroenergetycznego przy jednoczesnej możliwości pracy podszczytowej i szczytowej (elastyczność), do których można zaliczyć m.in. jednostki jądrowe i gazowe.** Poniżej przedstawiono skrócony opis wybranych technologii OZE, które będą miały istotny udział w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej:

- **Fotowoltaika:** przyjęta ścieżka budowy nowych mocy przyłączeniowych w źródłach fotowoltaicznych została częściowo odwzorowana oraz ekstrapolowana na podstawie prognozy Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) z 2022 r.[100] Jednakże jej założenia w zakresie przyrostu mocy fotowoltaicznych zostały zmniejszone o około połowę ze względu na wysoce prawdopodobne problemy z uzyskaniem warunków przyłączeniowych dla nowo budowanych instalacji oraz spadek dynamiki nowych przyłączeń w ramach produkcji energii w gospodarstwach domowych po nowelizacji przepisów dotyczących rozliczeń. Przyjęto, że w 2030 r. moc zainstalowania w fotowoltaice w Polsce może wynosić 20 GW, w 2040 r. ok. 26 GW, a w 2045 r. ok. 29 GW. Przełoży się to na produkcję energii elektrycznej na poziomie 26 TWh w 2030 r., 34 TWh w 2040 r. oraz 38 TWh w 2045 r. Przyjęty współczynnik wykorzystania mocy dla fotowoltaiki wyniósł 15%. Uzyskane wyniki są istotnie mniejsze od tych przedstawionych w prognozie IEO, jednak zbliżone do najbardziej ambitnych scenariuszy przedstawionych przez PSE[101]. Niemniej uznaje się, że moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych mogłaby osiągnąć wartości zbliżone do tych, które podaje IEO w przypadku braku występujących wyzwań sieciowych oraz tych związanych z magazynowaniem energii. Należy także dodać, że prognozowana moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych, przedstawiona w PEP2040 dla roku 2040, wynosi 9 GW, co zostało osiągnięte już w 2021 r. Z kolei w przypadku KPEiK przyjęte dane prognostyczne wskazują na moc zainstalowaną fotowoltaiki w 2030 r. na poziomie 3 GW. Skala rozbieżności pomiędzy planami strategicznymi a rzeczywistością pokazuje, z jak dużą skalą zmian technologicznych wiąże się transformacja energetyczna.

- **Lądowa energetyka wiatrowa:** przyjęta ścieżka budowy nowych mocy przyłączeniowych w źródłach wiatrowych na lądzie została odwzorowana oraz ekstrapolowana na podstawie prognozy przedstawionej w dokumencie oceny skutków regulacji do projektu Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawa odległościowa)[102]. Prognozowany wzrost mocy zainstalowanej w lądowych farmach wiatrowych zakłada wejście w życie powyższej ustawy, w tym zniesienie obowiązującej zasady 10H. Prezentowana ścieżka przyrostu mocy zainstalowanej w lądowych turbinach wiatrowych bazuje na konserwatywnym scenariuszu rozwojowym przyjętym przez regulatora i zakłada, że do 2033 r. w Polsce wybudowanych zostanie dodatkowo około 6 GW lądowych turbin wiatrowych. W ramach niniejszej analizy przyjęto, że w 2030 r. moc zainstalowania w lądowych turbinach wiatrowych w Polsce może wynosić ok. 12 GW, w 2040 r. ok. 18 GW, a w 2045 r. ok. 21 GW (na podstawie średniorocznego tempa budowy nowych instalacji). Przełoży się to na produkcję energii elektrycznej na poziomie 31,5 TWh w 2030 r.,

[99] Green News – Więcej odnawialnych źródeł, niż zakładają krajowe strategie. W 2030 r. aż połowa energii w Polsce może być zielona (green-news.pl).
[100] IEO podnosi prognozę nowych mocy dla fotowoltaiki - EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej | Fotowoltaika
[101] Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego do 2032 roku uzgodniony z Prezesem URE - Aktualności - PSE
[102] Projekt ustawy z dnia 14 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD 207).

46,5 TWh w 2040 r. oraz 54,4 TWh w 2045 r. Przyjęty współczynnik wykorzystania mocy dla lądowych źródeł wiatrowych wyniósł 30%. Wybrane źródła branżowe wskazują, że maksymalny potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, wynikający z ograniczeń terenowych, może wynosić nawet 24–36 GW[103] [104], jednak w przypadku niniejszej analizy uwzględniono także występujące utrudnienia, m.in. ograniczone możliwości przyłączeniowe, konkurencję terenową z innymi źródłami OZE, potencjalnie dłuższy proces administracyjny i budowlany niż w przypadku źródeł fotowoltaicznych.

- **Morska energetyka wiatrowa:** przyjęta ścieżka budowy nowych mocy przyłączeniowych w źródłach wiatrowych na morzu została odwzorowana na podstawie przewidywanych mocy zainstalowanych w kolejnych latach przedstawionych w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich elektrowniach wiatrowych[105] oraz na podstawie bieżących informacji branżowych[106]. Prognozowany poziom mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych zakłada wybudowanie i przyłączenie do sieci 4,5 GW instalacji do 2030 r. w ramach realizacji I fazy rozwojowej w Polsce. Według bieżących informacji branżowych przewidywana moc kontraktowana w ramach realizacji aukcji dla II fazy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w latach 2027–2031 Polsce ma zostać zwiększona. Z zakładanych pierwotnie 5 GW moc kontraktowanej (po 2,5 GW w 2025 i 2027 r.) obecnie rządowe plany przewidują aukcje na maksymalną łączną moc zainstalowaną morskich farm wiatrowych na poziomie 12 GW (po 4 GW kontraktowane w aukcjach w 2025 i 2027 r. oraz po 2 GW kontraktowane w aukcjach w 2029 i 2031 r.). Podwyższenie wolumenów aukcyjnych ma być przedmiotem zmiany przepisów w ramach procedowanej nowelizacji Ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC99). Na podstawie powyższych założeń przyjęto, że w 2030 r. moc zainstalowana w morskich turbinach wiatrowych w Polsce może wynosić ok. 4,5 GW, w 2035 r. ok. 14,5 GW, w 2040 r. ok. 16 GW, a w 2045 r. ok. 19 GW. Istotne wzrosty mocy zainstalowanej będą następować w okresie około 6 lat od daty rozstrzygnięcia aukcji, gdy wytworzona zostanie pierwsza energia elektryczna z wybudowanych instalacji. Przełoży się to na produkcję energii elektrycznej na poziomie 18 TWh w 2030 r., 57 TWh w 2035 r. oraz 65 TWh w 2040 r. i 75 TWh w 2045 r. Przyjęty współczynnik wykorzystania mocy dla morskich źródeł wiatrowych wyniósł 45%. Wybrane źródła branżowe wskazują, że występujący potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wynikający z zagospodarowania nowych obszarów morskich wynosi nawet ponad 33 GW, jednak jego osiągnięcie będzie prawdopodobnie wymagać znacznego rozwoju sieciowego (potencjalnie morskie sieci hybrydowe), potencjalnej aktualizacji dokumentów planistycznych, a także postępu w zakresie technologii farm pływających[107].

- **Biomasa i biogaz:** przyjęta ścieżka mocy przyłączeniowych w źródłach biomasowych i biogazowych została częściowo odwzorowana na podstawie prognoz przedstawionych w dokumencie PEP2040, a także w „Planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032". Należy jednak wskazać, że w obu z wymienionych dokumentów prognozowana moc zainstalowana dla jednostek biomasowych i biogazowych wynosi około 1 GW i zasadniczo nie zmienia się aż do 2040 r. Wydaje się, że rola biomasy oraz biogazu może wzrosnąć w następnych latach, ponieważ źródła te mogą zapewnić stabilną produkcję energii o niskim śladzie węglowym, a ich pozycja została dodatkowo wzmocniona w ramach unijnego pakietu REPowerEU. Biomasa i biogaz są rozpatrywane jako szczególnie perspektywiczne w kontekście substytucji gazu ziemnego i wpisywania się w ideę energetyki rozproszonej budowanej lokalnie. Niemniej przyjmuje się, że ze względu na swoją wysoką sterowalność i większą dyspozycyjność niż zależne od warunków pogodowych OZE

[103] Neutralna emisyjnie Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę, McKinsey & Company (2020), https://www.mckinsey.com/pl/our-insights/carbon-neutral-poland-2050#.
[104] Wkład krajowych dostawców w rozwój energetyki wiatrowej na lądzie i jej wpływ na polski rynek pracy do 2040 r., WISE Europa (2019).
[105] **Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.**
[106] Rząd zwiększył o ponad 100 proc. wolumen mocy dla aukcji offshore | GRAMwZIELONE.pl
[107] FarmyMorskie_RaportShort_Prev.pdf (konferencja-offshore.pl)

biomasa i biogaz mogą być także wykorzystywane w sektorze energii elektrycznej. Jednakże ocenia się, że udział tych jednostek w przyszłej strukturze wytwarzania będzie stosunkowo niski. Na potrzeby niniejszej analizy założenia przyjęte w polskich dokumentach strategicznych dotyczące mocy zainstalowanej w jednostkach biomasowych i biogazowych zostały dodatkowo zwiększone o około 50% do 2040 r. Przyjęto, że w 2030 r. moc zainstalowania w źródłach biomasowych i biogazowych w Polsce może wynosić 1,3 GW, w 2040 r. ok. 1,5 GW, a 2045 r. ok. 1,8 GW. Przełoży się to na produkcję energii elektrycznej na poziomie 7 TWh w 2030 r. oraz 8 TWh w 2040 r. i 9,5 TWh w 2045 r. Przyjęty współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł biomasowych i biogazowych został uśredniony na poziomie 60%. Zakłada się, że prognoza w zakresie mocy zainstalowanej jednostek biomasowych i biogazowych w Polsce jest obarczona największym poziomem błędu ze względu na brak przyjętej strategii w zakresie rozwoju tego sektora oraz występującej niepewności dotyczącej otoczenia regulacyjnego. Wydaje się, że wiodącym modelem występowania technologii biomasowych i biogazowych w elektroenergetyce będzie praca w kogeneracji, z potencjalnie rosnącym udziałem w krajowym ciepłownictwie (szczególnie w małej i średniej skali)[108].

- **Elektrownie wodne:** przyjęta ścieżka mocy przyłączeniowych w źródłach wodnych została częściowo odwzorowana na podstawie prognoz przedstawionych w dokumencie PEP2040, a także KPEiK. W obu z wymienionych dokumentów prognozowana moc zainstalowana dla jednostek wodnych wynosi ok. 2,3–2,5 GW i zasadniczo nie zmienia się aż do 2040 r. Wydaje się, że rola jednostek wodnych może być istotna w przypadku wykorzystywania ich jako źródeł bilansujących i pracujących szczytowo w momentach koniecznego wypełnienia luki mocy występującej przy spadkach generacji z OZE. Szacunki branżowe wskazują, że moc zainstalowana we wstrzymanych i planowanych elektrowniach szczytowo-pompowych może wynosić nawet 5,1 GW[109]. Niemniej trudno oceniać dynamikę nowych oraz odtworzeniowych inwestycji w zakresie elektrowni wodnych, gdyż część z planowanych w przeszłości inwestycji nie została do dzisiaj zrealizowana (m.in. Kadyny, Niewistka, Roźnów II). Przyjęto, że całkowita moc zainstalowana w elektrowniach wodnych utrzyma się na zbliżonym poziomie do 2045 r. i wyniesie on ok. 2,4 GW, co przełoży się na produkcję ok. 2,1 TWh energii elektrycznej. Przyjęty współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł wodnych został uśredniony na poziomie 80%.

7.4.2. Źródła konwencjonalne

Na potrzeby niniejszej analizy do kategorii jednostek konwencjonalnych zaliczono źródła gazowe (elektrownie i elektrociepłownie gazowe o różnych cyklach pracy, głównie kogeneracyjne) oraz źródła węglowe (zasilane węglem kamiennym i brunatnym). Analizy prognostyczne wskazują, że udział jednostek konwencjonalnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej będzie systematycznie spadał, wynosząc odpowiednio 75% w 2025 r., 61% w 2030 r., 32% w 2040 r. oraz 24% w 2045 r. Znacząca część opisywanego spadku będzie wynikać z wygaszania kolejnych źródeł węglowych, a także powolnego spadku mocy zainstalowanych w jednostkach gazowych po 2040–2045 r. (tempo stopniowego wyłączania źródeł gazowych będzie zależne od rozwoju zarówno dużej energetyki jądrowej, jak i SMR). Jednym z podstawowych wyzwań w zakresie jednostek konwencjonalnych będzie utrzymywanie ich w krajowym systemie elektroenergetycznym z jednoczesnym uwzględnieniem rosnącej presji dekarbonizacyjnej, a także bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Z uwagi na rosnące ceny uprawnień do emisji CO2, a także stosunkowo dużą niepewność dotyczącą cen surowców koszty utrzymywania jednostek konwencjonalnych mogą istotnie wzrastać w następnych latach, ze znaczącym prawdopodobieństwem ich zastępowania na rynku przez OZE w wybranych okresach dobowych lub rocznych (merit-order). Wyzwaniem dla jednostek konwencjonalnych pozostaną także rosnące wymogi regulacyjne związane z realizacją polityki klimatycznej UE, m.in. limity emisji, konieczność zastosowania technologii zmniejszających produkcję CO_2 oraz dodatkowe opodatkowanie nośników energii ze względu

[108] Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. - Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.: Biuletyn Informacji Publicznej Ministerstwa Klimatu i Środowiska (mos.gov.pl)
[109] Wodne elektrownie szczytowe mogą wrócić z wielką pompą - WysokieNapiecie.pl

na ich ślad węglowy. Niemniej jednostki konwencjonalnie będą konieczne przynajmniej w formie przejściowej, jak źródła stabilizujące OZE, umożliwiające rozwój rozproszonej generacji, a także przestawienie krajowego systemu energetycznego na nowy model działania. Poniżej przedstawiono skrócone opisy prognostyczne dla działalności wybranych źródeł konwencjonalnych w krajowym systemie elektroenergetycznym:

- **Źródła gazowe:** przyjęta ścieżka budowy nowych mocy przyłączeniowych w źródłach gazowych została odwzorowana na podstawie prognoz przedstawionych w dokumencie KPEiK, a także w „Planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032". Przyjęto również, że z racji na możliwość realizacji programu modernizacji bloków węglowych 200+ przewidziano obniżenie ścieżki przyłączeń źródeł gazowych o 500 MW co każde 5 lat w okresie 2025–2040[110]. Zakłada się, że jednostki gazowe utrzymają rolę przejściową z istotnym udziałem w strukturze wytwarzania energii, jednak ich zasilanie może być realizowane w coraz większej ilości z wykorzystaniem paliw niskoemisyjnych i odnawialnych (współspalanie biometanu, wodoru i pochodnych)[111], a potencjalnie także z użyciem urządzeń do wychwytywania CO2 (CCS/CCU). Należy zakładać, że ze względu na występujące przepisy prawa unijnego dotyczące dekarbonizacji jednostek gazowych, m.in. w akcie delegowanym do Taksonomii UE[112] i w wytycznych w zakresie pomocy publicznej[113], coraz większa ilość nowo planowanych jednostek gazowych będzie projektowana i budowana w taki sposób, by mieć możliwości zasilania paliwami niskoemisyjnymi i odnawialnymi jeszcze w okresie amortyzacji. Oznacza to, że finalne zużycie gazu ziemnego na potrzeby energetyki może się utrzymać na zbliżonym poziomie do obecnego lub długoterminowo spadać[114] mimo utrzymującej się roli jednostek gazowych w miksie energetycznym. Ocenia się, że stopniowa dekarbonizacja działania jednostek gazowych w okresie ich amortyzacji może być jednym z przyszłych wymogów, występującym także w polskich mechanizmach pomocy publicznej, m.in. na polskim rynku mocy i w ramach systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Przyjmuje się, że wymienione czynniki będą oddziaływać w znaczącym stopniu na rozwój źródeł gazowych w Polsce, a także ich koszty, gdyż zastosowanie komponentów dekarbonizacyjnych (paliwa niskoemisyjne, odnawialne, CCS) może być początkowo droższe niż praca wyłącznie na gazie ziemnym (nawet z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO2)[115]. Niemniej przyjmuje się, że sterowalne i stosunkowo elastyczne źródła gazowe będą istotnym elementem przyszłego miksu wytwórczego, szczególnie przy uwzględnieniu perspektywy dynamicznego rozwoju źródeł OZE. Przyjęto, że całkowita moc zainstalowana w źródłach gazowych (poligeneracyjnych, kogeneracyjnych) wyniesie odpowiednio 7,7 GW w 2030 r., 15,3 GW w 2040 r. oraz 13,3 GW w 2045 r. Przełoży się to na wolumen produkcji energii elektrycznej na poziomie 37 TWh w 2030 r., 73,5 TWh w 2040 r. oraz 64 TWh w 2045 r. Zakładany współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł gazowych został uśredniony na poziomie 55%. Przy powyższych założeniach udział jednostek gazowych w wytwarzaniu energii elektrycznej może pozostać na poziomie ponad 17–22% w latach 2030–2040. Oczekuje się, że w latach 40.–50. XXI w. dynamika przyłączania nowych jednostek gazowych do sieci zacznie systematycznie spadać, a część z najstarszych źródeł będzie wyłączana (założono spadek mocy w jednostkach gazowych w latach 2040–2045 o 2 GW). Pojawiającą się lukę mocy mogą uzupełniać rozbudowywane jednostki jądrowe,

[110] Analizy branżowe wskazują, że maksymalny potencjał mocy przyłączeniowych w ramach programu Bloki 200+ wynosi 3–5 GW. Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto, że w Polsce może nastąpić modernizacja ok. 4 GW bloków typu 200+, co wpłynie na możliwość wybudowania ok. 2 GW mniej mocy przyłączeniowych w jednostkach gazowych - Bloki 200 MW - na emeryturę czy do pracy? - Forum Energii (forum-energii.eu)

[111] Produkcja paliw niskoemisyjnych i odnawialnych w znacznym stopniu zwiększy zapotrzebowanie na energię elektryczną.

[112] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r.

[113] Komunikat Komisji „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.".

[114] Ze względu na długoterminowy wzrost produkcji i zużycia energii elektrycznej zużycie gazu ziemnego nie musi spadać, może zmieniać się jego proporcjonalny stosunek do innych paliw używanych do zasilania źródeł gazowych.

[115] „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną" na lata 2023–2032, str. 39–41.

magazyny energii i ewentualnie technologie wodorowe oparte na koncepcji Power to X (niegenerujące CO_2). Tendencja dekarbonizacyjna w sektorze gazowym może wynikać z dalszej presji regulacyjnej, m.in. limity emisji, podobnie jak ma to miejsce dzisiaj w sektorze węglowym. Ostatecznie wydaje się, że pełne odejście od jednostek gazowych (w których spalany jest gaz ziemny) nastąpi po 2050 r., a także będą musiały być one systematycznie uzupełnione w kolejnych dekadach przez inne stabilne i sterowalne źródła produkcji energii elektrycznej, m.in. atom, by zapewnić bilansowanie źródeł OZE i ewentualne pokrycie luki mocy w systemie elektroenergetycznym.

- **Źródła węglowe:** przyjęta ścieżka mocy zainstalowanej w źródłach węglowych (elektrownie i elektrociepłownie zasilane węglem kamiennym i brunatnym) została odwzorowana na podstawie prognoz przedstawionych w dokumencie KPEiK, PEP2040, a także w „Planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032". Z uwagi na możliwość realizacji programu modernizacji bloków węglowych 200+[116] przewidziano podwyższenie ścieżki przyłączeń źródeł węglowych o 4 GW w okresie 2025–2030. We wszystkich wymienionych dokumentach prognozowana moc dostępna w źródłach węglowych charakteryzuje się istotną tendencją spadkową, osiągając poziom ok. 27,1 GW w 2030 r., ok. 9,5 GW w 2040 r. i ok. 6,5 GW w 2045 r. Całkowity spadek mocy w źródłach węglowych pomiędzy rokiem 2022 a 2040 jest oceniany na około 22 GW łącznie, zarówno jeżeli chodzi o jednostki obecne na rynku mocy, jak i poza nim. Prognozowane wartości mocy zainstalowanej dla jednostek węglowych przełożą się na produkcję energii elektrycznej w wolumenach ok. 87 TWh w 2030 r., 33 TWh w 2040 r. oraz 22 TWh w 2045 r., co jest znaczącym spadkiem w porównaniu z obecnym wytwarzaniem na poziomie ok. 110 TWh. Ocenia się, że udział węgla w produkcji energii elektrycznej w Polsce może wynieść ok. 44% w 2030 r., 10% w 2040 r. i 6% w 2045 r., co jest wartościami odpowiednio o 24, 55 i 59 punktów procentowych niższymi niż obecnie. Zakładany współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł węglowych został uśredniony na poziomie 40%. Należy zakładać, że stosunkowo dynamiczny spadek mocy zainstalowanych w źródłach węglowych będzie wynikał z kompilacji czynników regulacyjnych oraz ekonomicznych powiązanych z polityką klimatyczną UE. Jednym z głównych instrumentów regulacyjnych wywierających presję dekarbonizacyjną na jednostki węglowe jest unijny system handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS), który może generować koszt na poziomie nawet kilkuset złotych na każdą wyprodukowaną MWh[117]. Istotnym czynnikiem regulacyjnym, który wpłynie także na ekonomikę działalności jednostek węglowych, będzie wyłączenie wybranych instalacji z rynku mocy po 1 lipca 2025 r. Będzie ono dotyczyć jednostek cieplnych charakteryzujących się emisją o wartości powyżej 550 kg CO_2/MWh oraz oddanych do eksploatacji przed 4 stycznia 2019 r.[118] Ponadto zgodnie z analizami krajowego operatora przesyłowego (PSE) uśredniona marża elektrowni węglowych (tzw. CDS – Clean Dark Spread) w okresie 2019 – 1H 2021 oscylowała w granicach zera lub była ujemna, a od 1H 2021 wzrosła z powodu kryzysu energetycznego i związanego z nim procesem wyznaczania hurtowych cen energii elektrycznej przez jednostki gazowe (zgodnie z zasadą merit-order). Ocenia się, że przy stabilizacji hurtowych cen energii elektrycznej, dalszym wzroście cen uprawnień do emisji oraz ze względu na wzrost udziału jednostek o niższych kosztach krańcowych w systemie elektroenergetycznym poziom CDS może wrócić do poziomów sprzed wojny. Jednym z podstawowych wyzwań dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego Polski będzie wypełnienie powstającej luki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym w związku z prognozowanym znacznym spadkiem udziału stabilnych źródeł węglowych w miksie. Mimo negatywnego oddziaływania na środowisko, presji regulacyjnej, a także

[116] Bloki 200 MW - na emeryturę czy do pracy? - Forum Energii (forum-energii.eu)
[117] Przy założeniu średniego wskaźnika emisyjności na poziomie 800 kg CO2/MWh oraz ceny uprawnienia do emisji na poziomie 85 EUR/t CO2e (09.01.2023), koszt zakupu uprawnień wyniósłby 68 EUR na każdą wyprodukowaną MWh.
[118] Zgodnie z art. 22 *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej*

potencjalnie spadającej rentowności jednostek węglowych pełnią one nadal bardzo ważne funkcje w systemie elektroenergetycznym, zapewniając stabilność dostaw energii do odbiorców końcowych. Należy pamiętać, że zasadniczo przesądzone odejście od jednostek węglowych będzie musiało wiązać się z dynamiczną budową nowych źródeł uzupełniających, m.in. gazowych w formie przejściowej, a także atomowych jako potencjalnie docelowych. Kwestią dyskusyjną pozostaje program modernizacji średnich jednostek węglowych w ramach programu Bloki 200+ w celu wydłużenia ich funkcjonowania w systemie elektroenergetycznym oraz stabilizacji pracy OZE. Analizy branżowe wskazują, że realny potencjał rentownej modernizacji bloków typu 200 MW odnosi się do dodatkowej mocy na poziomie 3–5 GW, która może się okazać istotnie potrzebna w latach 2025–2035, jednak może nie pokryć całkowitej luki mocy (uwzględnione w prognozie)[119].

7.4.3. Energetyka jądrowa

Zgodnie z prognozami bloki jądrowe mogą być kluczowym źródłem dla zapewnienia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego oraz uzupełniania pracy OZE, szczególnie w tych okresach roku, gdy występować będą niekorzystne warunki meteorologiczne (słaba wietrzność i nasłonecznienie). Należy wskazać, że w przypadku rosnącego udziału OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej będzie także rosło ryzyko znaczących fluktuacji dostępnej mocy w systemie elektroenergetycznym. Oznacza to, że mogą nastąpić okresy (dni, godziny) w ciągu roku, gdy generacja z OZE będzie znajdowała się poniżej poziomu zużycia, a także takie okresy, gdy będą występować znaczne nadwyżki (konsekwencja dużego udziału OZE w miksie).

Źródła jądrowe będą szczególnie potrzebne w okresach niedoborów mocy, a także ze względu na spadające wytwarzanie energii z węgla oraz potencjalną przejściową rolę gazu ziemnego. Wydaje się, że w kontekście takich cech, jak stabilność pracy, sterowalność oraz zeroemisyjność, energetyka jądrowa jest zasadniczo jedyną technologią rozwiązującą długoterminowe problemy systemowe lub przynajmniej częściowo jest mitygujące. Kluczową kwestią z perspektywy polityki klimatycznej UE jest praktycznie zerowa ekspozycja źródeł atomowych na koszty emisji związane z systemem EU ETS, przez co zastosowanie tych źródeł redukuje ryzyka klimatyczne występujące przy jednostkach zasilanych paliwami kopalnymi. W toku niniejszych analiz uwzględniono sektor dużych reaktorów jądrowych (zgodnie z założeniami PPEJ) oraz sektor małych reaktorów jądrowych (głównie na podstawie informacji branżowych). Zakłada się, że zarówno jedna, jak i druga technologia zapewnia dostawy energii elektrycznej w przyszłości. Niemniej wstępne analizy branżowe, a także dokumenty strategiczne wskazują, że w latach 2030–2040 istotną dominację w zakresie mocy zainstalowanej oraz wolumenów produkowanej energii elektrycznej będą posiadały duże reaktory jądrowe. Wydaje się, że będą one w przyszłości pełnić głównie funkcje systemowe jako jednostki dyspozycyjne, zapewniające podstawową pracę systemu elektroenergetycznego (praca na dużej zmienności mocy i elastyczności w kierunku pracy podszczytowej i szczytowej może potencjalnie negatywnie wpływać na efektywność pracy źródeł jądrowych, a także ich ekonomikę[120]). W tym kontekście duża energetyka jądrowa może dodatkowo pozytywnie oddziaływać na produkcję wodoru poprzez zmniejszenie śladu węglowego energii elektrycznej pochodzącej z sieci oraz możliwość przekierowania nowych mocy wytwórczych OZE do produkcji wodoru odnawialnego (zielonego wodoru). Z kolei rola reaktorów SMR może być rozpatrywana bardziej z perspektywy rozproszonej, w szczególności jako źródła zapewniającego dostęp do stabilnych dostaw zeroemisyjnej energii elektrycznej na potrzeby przemysłowe. Ocenia się, że część źródeł SMR może pracować w dużej części na potrzeby własne zakładów produkcyjnych, m.in. w zakresie produkcji ciepła lub pary technologicznej (podobnie jak obecnie gazowe jednostki kogeneracyjne) z mniejszym udziałem w bilansowaniu krajowego systemu elektroenergetycznego. Reaktory SMR mogą mieć także ważną rolę w wytwarzaniu tzw. fioletowego wodoru na potrzeby produkcyjne, m.in. zakładów rafineryjnych i

[119] Bloki 200 MW - na emeryturę czy do pracy? - Forum Energii (forum-energii.eu)

[120] Niemniej rekomendowane jest, by w toku dalszych analiz eksperckich rozważyć wykorzystanie źródeł jądrowych do elastycznej pracy powiązanej z profilem OZE, nawet przy potencjalnej konieczności dokonywania zmian poziomu wykorzystania mocy i pokrycia kosztów stałych (np. poprzez mechanizm rynku mocy).

chemicznych, gdyż stabilność dostaw energii elektrycznej oraz jej przewidywalna cena (własne źródło, energia nie jest pobierana z sieci) przekładają się pozytywnie na rentowność produkcji wodoru metodą elektrolizy. Moc zainstalowana oraz wolumeny produkcji energii elektrycznej dla jednostek jądrowych zostały podane łącznie zarówno dla dużych, jak i małych reaktorów jądrowych. Przyjęta ścieżka mocy zainstalowanej w źródłach jądrowych została odwzorowana na podstawie prognoz przedstawionych w dokumencie KPEiK, PEP2040, „Planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032", PPEJ, a także na podstawie danych branżowych i prognoz własnych (głównie w zakresie SMR).

– **Duże reaktory jądrowe:** dane wskazane w dokumencie PPEJ zakładają zróżnicowane scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, niemniej w scenariuszu II zakładana moc zainstalowana na poziomie 2,2 GW w 2035 r., 4,4 GW w 2040 r. i 6,6 GW w 2045 r., co jest zbieżne z danymi wskazanymi zarówno w PEP2040, jak i KPEiK, stąd scenariusz ten został uznany za najbardziej prawdopodobny. Powyższe dane odnoszą się zasadniczo tylko do inwestycji planowanej przez spółkę Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) z racji na najbardziej zaawansowany stan projektu, m.in. wybraną lokalizację, przeprowadzone badania środowiskowe, a także potencjalnie zabezpieczone przyłączenie do sieci planowane przez PSE na podstawie „Planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032". W ramach projektu PEJ zakłada się budowę jednego bloku o mocy 1,1 GW co dwa lata w okresie 2033–2045. Niemniej prawdopodobnym jest, że w latach 2035–2045 do sieci przyłączone zostaną także bloki jądrowe planowane przez konsorcjum ZE PAK i PGE wraz z koreańskim KHNP[121]. W niniejszej analizie (**scenariusz rozszerzony**) założono, że w latach 2035–2045 konsorcjum ZE PAK i PGE wybuduje 3 bloki jądrowe od KHNP, każdy o mocy zainstalowanej na poziomie 1,35 GW.

Na podstawie powyższych danych przyjęto, że duże bloki jądrowe pozwolą na produkcję odpowiednio 33,9 TWh w 2035 r., 67,8 TWh w 2040 r. oraz 100 TWh w 2045 r. (przewyższając krajową produkcję z fotowoltaiki ponad dwukrotnie), a także będą charakteryzować się mocą zainstalowaną na poziomie 3,55 GW w 2035 r., 7,1 – 7,65 GW w 2040 r. oraz 10,65 – 12,3 GW w 2045 r. (w zależności od rodzaju wykorzystanych bloków i partnera technologicznego). Zakładany współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł jądrowych został uśredniony na poziomie 90%.

Tab. 7.2. Prognozowane inwestycje w duże bloki jądrowe w latach 2035–2045 (*scenariusz rozszerzony*; PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)

Rok	Inwestycja	Skumulowana moc zainstalowana	Skumulowana liczba reaktorów
2035	• 2 bloki jądrowe WEC-PEJ każdy o mocy 1,1 GW (2 x 1,1 GW) • 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1x1,35 GW)	3,55 GW	3
2040	• 1 blok jądrowy WEC-PEJ o mocy 1,1 GW (1 x 1,1 GW) • 1 blok jądrowy o mocy 1,1-1,65 GW (1 x 1,1 – 1,65 GW) • 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1x1,35 GW)	7,1 – 7,65 GW	6
2045	• 2 bloki jądrowe - każdy o mocy 1,1-1,65 GW (2 x 1,1 – 1,65 GW) • 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1x1,35 GW)	10,65 – 12,3 GW	9

*** blok jądrowy o mocy 1,1 – 1,65 GW oznacza blok 1,1 lub 1.35 lub 1.65 GW. W analizach struktury miksu energetycznego uwzględniono dolną wartość przedziałów oznaczonych jako *skumulowana moc zainstalowana***

[121] Zakładana jest budowa od dwóch do czterech reaktorów APR1400 o mocy 1,35 GW (netto) do 2045 r. – ZEPAK - Aktualności

- **Małe reaktory jądrowe (SMR):** obecnie żaden strategiczny dokument państwowy nie odnosi się do rozwoju sektora małych reaktorów jądrowych[122]. Niemniej, w ramach niniejszej analizy przyjęto, że małe reaktory jądrowe w Polsce będą stopniowe wdrażane w latach 2030 – 2040. Zakładane wielkości zostały pozyskane z komunikatów branżowych głównych inwestorów planujących rozwój reaktorów SMR. Zgodnie z przekazami prasowymi, przyjmuje się, że Grupa ORLEN będzie zdolna do budowy kilku lub kilkunastu reaktorów BWRX-300 GE Hitachi w perspektywie długoterminowej[123]. Na potrzeby niniejszej analizy założono, że w latach 2030 – 2045 r. Grupa Orlen wybuduje cztery reaktory SMR typu BWRX-300 o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 1,2 GW. Kolejnym koncernem, który planuje budowę reaktorów SMR, podając jednocześnie konkretne dane liczbowe jest KGHM. W ramach współpracy z firmą NuScale, KGHM planuje rozwój małych reaktorów jądrowych o jednostkowej mocy zainstalowanej 77 MW, które są budowane w tzw. „sześciopakach", gdzie łączna moc zainstalowana systemu wynosi ostatecznie 462 MW. Komunikaty branżowe wskazują, że KGHM będzie zdolny do budowy od sześciu do dwunastu reaktorów SMR w perspektywie długoterminowej, co przekłada się na łączną moc zainstalowaną na poziomie 462 – 924 MW. Na potrzeby niniejszej analizy założono, że w latach 2030 – 2045 KGHM wybuduje reaktory SMR od NuScale o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 924 MW. Spośród polskich podmiotów, które wskazywały chęć budowy reaktorów SMR lub analizują możliwość takiej inwestycji są m.in. Grupa Azoty, ZE PAK, Unimot, Enea, Tauron, Respect Energy[124]. Niemniej wskazane podmioty nie publikowały dotychczas szczegółowych planów co do inwestycji w SMR.

Na podstawie powyższych danych rynkowych założono, że reaktory SMR zostaną wybudowane w kilku etapach, osiągając w latach 2035 – 2045 moc zainstalowaną na poziomie 2,1 GW (rozkład pięcioletni został wskazany w poniższej tabeli pomocniczej). Ocenia się, że pierwszy reaktor SMR w Polsce może zostać zbudowany jeszcze przed budową pierwszego, dużego bloku jądrowego przez PEJ. Na podstawie powyższych danych przyjęto, że małe reaktory jądrowe pozwolą na produkcję odpowiednio 6 TWh w 2035 r., 12 TWh w 2040 r. oraz 16,5 TWh w 2045 r. (stanowiąc ponad połowę produkcji energii elektrycznej z dostępnych jeszcze źródeł węglowych). Zakładany współczynnik wykorzystania mocy dla źródeł jądrowych został uśredniony na poziomie 90%.

Tabela 7.3. Prognozowane inwestycje w małe reaktory jądrowe SMR w latach 2035-2045 r. (*scenariusz rozszerzony*; PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)

Rok	Inwestycja	Skumulowana moc zainstalowana	Skumulowana liczba reaktorów
2035	• 1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1x300 MW) • 1 „sześciopak" NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	**762 MW**	**2**
2040	• 1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1x300 MW) • 1 „sześciopak" NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	**1524 MW**	**4**
2045	• 2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (2x300 MW)	**2124 MW**	**6**

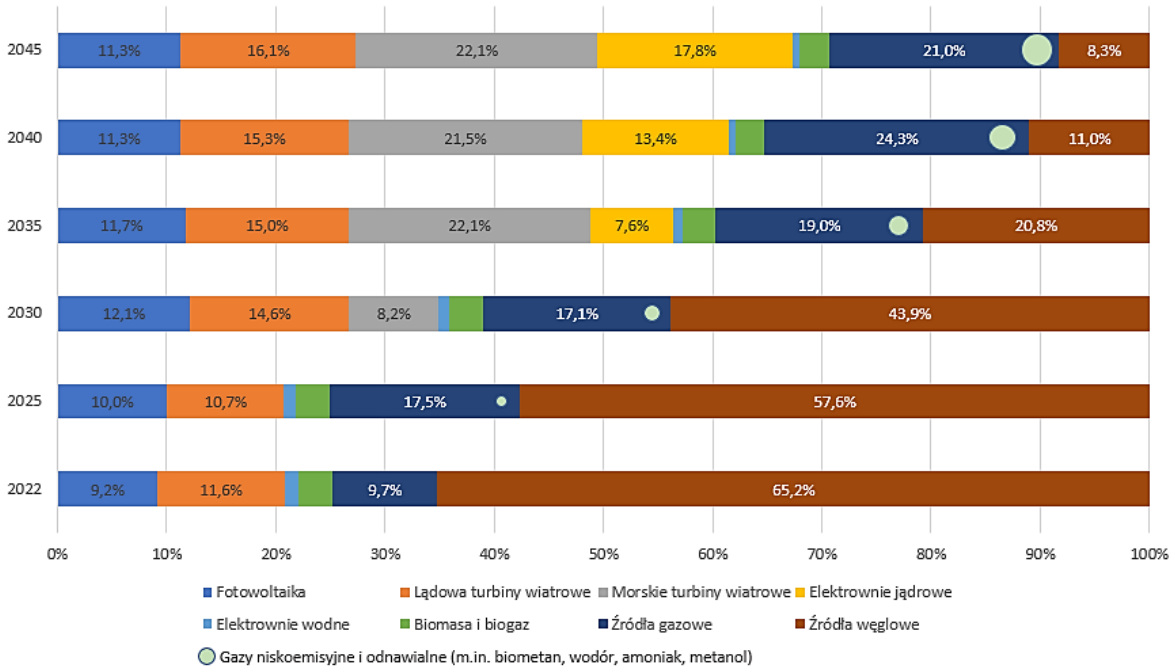
Na podstawie powyższej analizy scenariuszowej można wskazać, że łączna moc zainstalowana w energetyce jądrowej może wynieść odpowiednio: ok 4,3 GW w 2035 r. (duży atom - 3,55 + SMR - 0,762), ok 8,6 GW (duży atom - 7,1 + SMR - 1,524) w 2040 r. oraz ok 12,75 GW (duży atom - 10,65 + SMR - 2,124) w 2045 r. W scenariuszu rozszerzonym łączny udział energetyki jądrowej w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce wynosi 27,4%.

[122] Aktualizacja strategii PEP2040, która ma zostać przyjęta w 2023 r. ma odnosić się także do rozwoju sektora małych reaktorów jądrowych (SMR).
[123] Orlen chce do 2030 r. uzyskać 4,5 GW energii ze źródeł nisko i zeroemisyjnych (portalkomunalny.pl)
[124] Duże ambicje małego atomu - rp.pl

7.5.Alternatywne scenariusze pozycjonowania energetyki jądrowej

Scenariusz podstawowy – zakłada stosunkowo najniższy udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki, jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie ok. 7,65 GW w 2045 r. i może wpływać na stosunkowo najwolniejsze tempo wyłączania jednostek gazowych (-0,5 GW) i węglowych (-1,5 GW) z systemu elektroenergetycznego w latach 2040–2045 dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego i bilansowania OZE. Poziom mocy zainstalowanej w OZE pozostaje bez zmian.

Rys. 7.5. Procentowy udział źródeł wytwarzania w strukturze produkcji energii – *scenariusz podstawowy* (PEP2040/PPEJ + powolna komercjalizacja SMR)



* Obliczenia dotyczące struktury wytwarzania energii elektrycznej zostały dokonane na podstawie dolnych zakresów mocy zainstalowanej w dużej EJ wg danych przywołanych w tab. 7.4. oraz wartości tab. 7.5 dla SMR

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

Według powyższego scenariusza podstawowego energetyka jądrowa osiągnie udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej na poziomie **7,6% w 2035 r., 13,4% w 2040 r. oraz 17,8% w 2045 r.,** będąc trzecią w kolejności, po morskich farmach wiatrowych i źródłach gazowych, najważniejszą technologią wytwarzania energii elektrycznej w kraju. Wariant podstawowy niejako wymusza pozostawienie nadal stosunkowo dużej ilości konwencjonalnych źródeł produkcji energii w systemie z uwagi na konieczność ograniczenia powstawania luki mocy w systemie. W poniższych tabelach pomocniczych wskazano planowane inwestycje w energetyce jądrowej.

Tab. 7.4. Prognozowane inwestycje w duże bloki jądrowe w latach 2035–2045 (*scenariusz podstawowy;* PEP2040/PPEJ + powolna komercjalizacja SMR*)*

Rok	Inwestycja	Skumulowana moc zainstalowana	Skumulowana liczba reaktorów
2035	• 2 bloki jądrowe WEC-PEJ każdy o mocy 1,1 GW (2 x 1,1 GW)	2,2 GW	2
2040	• 1 blok jądrowy WEC-PEJ o mocy 1,1 GW (1 x 1,1 GW) • 1 blok jądrowy o mocy 1,1-1,65 GW (1 x 1,1 – 1,65 GW)	4,4 – 4,95 GW	4
2045	• 2 bloki jądrowe - każdy o mocy 1,1-1,65 GW (2 x 1,1 – 1,65 GW)	6,6 – 8,25 GW	6

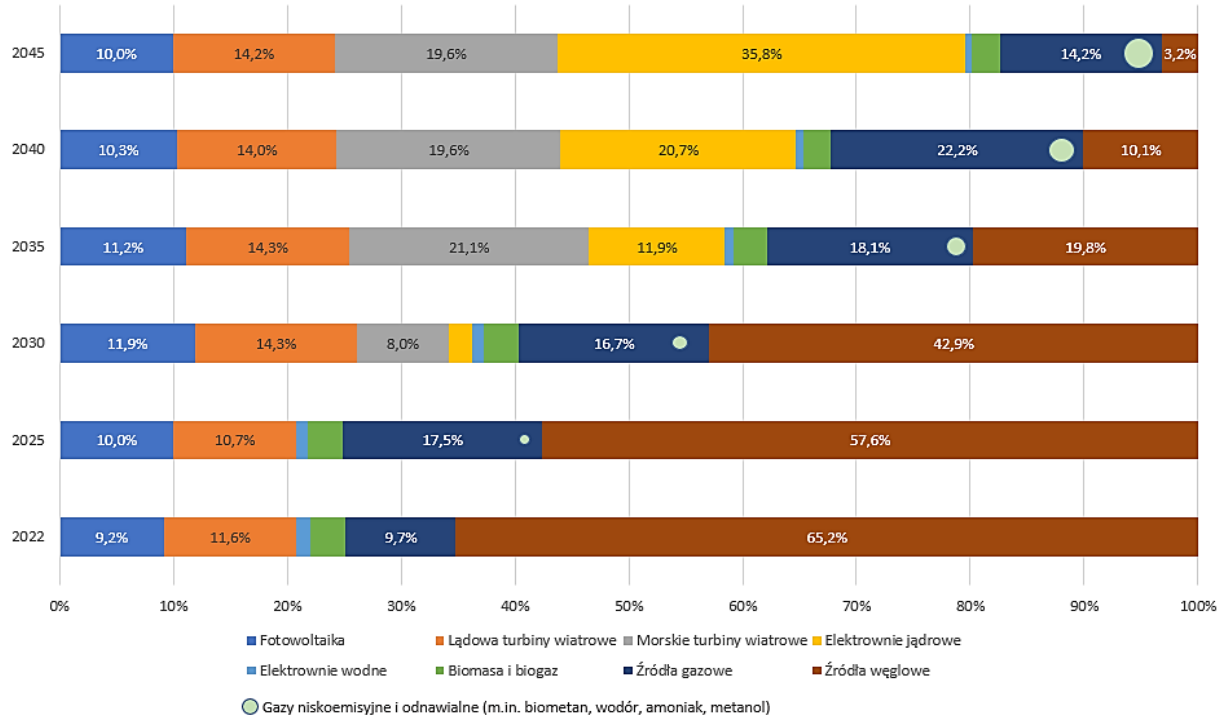
* blok jądrowy o mocy 1,1 – 1,65 GW oznacza blok 1,1 lub 1.35 lub 1.65 GW, W analizach struktury miksu energetycznego uwzględniono dolną wartość przedziałów oznaczonych jako *skumulowana moc zainstalowana*

Tab. 7.5. Prognozowane inwestycje w małe reaktory jądrowe (SMR) w latach 2035–2045 (*scenariusz podstawowy*; *(*PEP2040/PPEJ + powolna komercjalizacja SMR)

Rok	Inwestycja	Skumulowana moc zainstalowana	Skumulowana liczba reaktorów
2035	• 1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1 x 300 MW)	300 MW	1
2040	• 1 „sześciopak" NuScale wybudowany przez KGHM (6 x 77 MW)	762 MW	2
2045	• 1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1 x 300 MW)	1062 MW	3

Scenariusz kompleksowy – zakłada stosunkowo najwyższy udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki, jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie ok. 17,4 GW, umożliwia potencjalne dodatkowe wyłączenia mocy przyłączeniowych w źródłach gazowych (-4 GW) i węglowych (-6 GW) w latach 2040–2045. Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian.

Rys. 7.6. Procentowy udział źródeł wytwarzania w strukturze produkcji energii elektrycznej – *scenariusz kompleksowy (*PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacja SMR)



* Obliczenia dotyczące struktury wytwarzania energii elektrycznej zostały dokonane na podstawie dolnych zakresów mocy zainstalowanej w dużej EJ wg danych przywołanych w tab. 7.6 oraz wartości tab. 7.7 dla SMR

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

W powyższym scenariuszu podstawowym zakładany jest udział energetyki jądrowej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej na poziomie **2,1% w 2030 r., 11,9% w 2035 r., 20,7% w 2040 r. oraz 35,8% w 2045 r.**, stając się najważniejszą technologią wytwarzania energii elektrycznej w kraju, przed morskimi farmami wiatrowymi i źródłami gazowymi. Zakłada się, że realizacja scenariusza kompleksowego umożliwi przyspieszenie tempa wyłączenia bloków konwencjonalnych (głównie węglowych, ale także stopniowo gazowych) ze względu na możliwość pokrycia występujących luk mocy systemowej z wykorzystaniem dynamicznie budowanych jednostek jądrowych. Scenariusz kompleksowy zakłada budowę pierwszych reaktorów typu SMR już około 2030 r. Realizacja opisywanego scenariusza będzie ponadprzeciętnie wymagająca w zakresie rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych dla zapewnienia odpowiedniej liczby przyłączeń sieciowych. Przewidziane w ramach scenariusza kompleksowego inwestycje w energetyce jądrowej wskazano w poniższych tabelach pomocniczych.

Tab. 7.6. Prognozowane inwestycje w duże bloki jądrowe w latach 2035–2045 (*scenariusz kompleksowy;* PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacja SMR)

Rok	Inwestycja	Skumulowana moc zainstalowana	Skumulowana liczba reaktorów
2035	• 1 blok jądrowy WEC-PEJ o mocy 1,1 GW (1 x 1,1 GW) • 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1 x 1,35 GW)	2,45 GW	2
2040	• 2 bloki jądrowe WEC-PEJ 1,1 GW (2 x 1,1 GW) • 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1 x 1,35 GW)	6 GW	5
2045	• 4 bloki jądrowe - każdy o mocy 1,1-1,65 GW (4 x 1,1 – 1,65 GW) • 2 bloki jądrowe ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (2 x 1,35 GW)	13,1 – 15,3 GW	11

* blok jądrowy o mocy 1,1 – 1,65 GW oznacza blok 1,1 lub 1.35 lub 1.65 GW. W analizach struktury miksu energetycznego uwzględniono dolną wartość przedziałów oznaczonych jako *skumulowana moc zainstalowana*

Tab. 7.7. Prognozowane inwestycje w małe reaktory jądrowe (SMR) w latach 2030–2045 – scenariusz kompleksowy (*Scenariusz kompleksowy*; PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacja SMR)

Rok	Inwestycja	Skumulowana moc zainstalowana	Skumulowana liczba reaktorów
2030	• 2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowane przez Grupę Orlen (2 x 300 MW)	600 MW	2
2035	• 2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowane przez Grupę Orlen (2 x 300 MW) • 1 „sześciopak" NuScale wybudowany przez KGHM (6 x 77 MW)	1662 MW	5
2040	• 2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowane przez Grupę Orlen (2 x 300 MW) • 1 „sześciopak" NuScale wybudowany przez KGHM (6 x 77 MW)	2724 MW	8
2045	• 2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowane przez Grupę Orlen (2 x 300 MW) • Kilka reaktorów SMR zbudowanych przez wybranych inwestorów branżowych o mocy około 1 GW (m.in. oferowane przez EDF[125])	4324 MW+	15+

Z powyższej analizy wynika, że udział energetyki jądrowej (zarówno dużych bloków, jak i reaktorów SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej może wynosić odpowiednio 7,6–11,9% w 2035 r., 13,4–

[125] Respect Energy i EDF wspólnie postawią reaktory SMR w Polsce (wnp.pl)

20,7% w 2040 r. oraz 17,8–35,8% w 2045 r. We wszystkich opisywanych scenariuszach energetyka jądrowa stanowi istotną podstawę działania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Dodatkowe parametry towarzyszące opisanym scenariuszom przedstawione są w poniższych tabelach.

Tab. 7.8. Podstawowe parametry scenariuszy rozwoju energetyki jądrowej – forma zbiorcza

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
	Brak inwestycji jądrowych	PEP2040/PPEJ + wolna komercjalizacja SMR	PEP2040/PPEJ + wolna komercjalizacja SMR + kontrola cyklu paliwa jądrowego	PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + średnia komercjalizacja SMR	PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + średnia komercjalizacja SMR + szersza kontrola cyklu paliwa jądrowego	PEP2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacja SMR + pełna kontrola cyklu paliwa jądrowego
Liczba reaktorów klasycznych	0	6 (5)	6 (5)	9	9	11
Oczekiwana moc faktyczna GW	0	6,6	6,6	10,65	10,65	13,10
Oczekiwana produkcja energii z reaktorów klasycznych	0	62,0	62,0	100,0	100,0	123,0
SMR liczba	0	3	3	6	6	15+
Moc zainstalowana SMR GW	0	0,5–1,4	0,5–1,4	1,0–2,4	1,0–2,4	3,2–4,4+
Oczekiwana moc faktyczna SMR GW	0	1,06	1,06	2,12	2,12	4,32+
Oczekiwana produkcja energii z SMR TWh	0	8,25	8,25	16,5	16,5	33,6
Łączna oczekiwana produkcja energii z atomu TWh	0	70,25	70,25	116,5	116,5	156,6
Udział energetyki jądrowej w mixie energetycznym w %	0	17,8	17,8	27,4	27,4	35,8

Obliczeń dokonano na podstawie dolnych zakresów mocy zainstalowanej w dużej EJ wg danych przywołanych w tab. 7,2; 7,4; 7,6 i tab. 7,3; 7,5: 7,7 dla SMR.

Pozyskane zdolności w poszczególnych scenariuszach, tak serwisowe, jak i produkcyjne, zależeć będą przede wszystkim od skali inwestycji w sektor energetyki i kogeneracji nuklearnej (tab. 7.8.).

Tab. 7.10. Pozyskane kompetencje w zakresie serwisu i produkcji w analizowanych scenariuszach

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
Zdolności serwisowe reaktorów klasycznych	–	Podstawowe	Podstawowe	Rozszerzone	Rozszerzone	Rozszerzone
Zdolności serwisowe SMR	–	Podstawowe	Podstawowe	Rozszerzone	Rozszerzone	Rozszerzone
Zdolności produkcyjne reaktorów klasycznych	–	–	–	Elementy	Elementy	?
Zdolności produkcyjne SMR	–	–	–	Elementy	Elementy	Kompleksowe

Większa skala takich inwestycji wpłynie na wzrost prawdopodobieństwa szerszego wykorzystania lokalnych podmiotów wraz z przeniesieniem części kompetencji do lokalnych partnerów. Może być to wzmocnione kształtem umów o wykonanie inwestycji ze strony PEJ, konsorcjum PGE-ZEPAK bądź też nowych podmiotów. Podział pracy w sektorze dużych reaktorów jest już mocno utrwalony w skali globalnej i na istotne zmiany związane z wprowadzeniem polskich podmiotów do łańcucha dostaw oraz związane z tym ponadprzeciętne korzyści raczej trudno liczyć nawet przy dużej skali inwestycji. Będzie to w dużej mierze uzależnione od siły negocjacyjnej polskich podmiotów oraz finalnie kształtu umów w zakresie np. local contentu.

Inaczej sytuacja wygląda w rodzącym się dopiero sektorze SMR-ów. W tym przypadku wejście do sektora na wczesnym jego etapie wraz z wyborem najbardziej obiecujących partnerów i dostępem do rynku o odpowiedniej skali (liczba projektów SMR) oraz wkładem kapitałowym w proces wdrożenia technologii może dać ponadprzeciętny efekt w postaci ustanowienia zdolności produkcyjnych. Stąd zakładany przez Autorów istotny wzrost pozyskanych kompetencji produkcyjnych w sektorze SMR w scenariuszu kompleksowym.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, jak opisano w rozdziale 4, kluczowe znaczenie będzie miało kontrolowanie cyklu paliwa jądrowego od rudy uranowej i *yellowcake* poprzez konwersję uranu i jego wzbogacanie do finalnego paliwa jądrowego. Również w tym przypadku zakres ten daje się stopniować – tab. 7.9.

Tab. 7.9. Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej a kontrola nad cyklem paliwa jądrowego

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
Dostęp do rudy uranowej	–	Umowy długoterminowe	Umowy długoterminowe + udział w złożach	Umowy długoterminowe	Umowy długoterminowe + udział w złożach	Udział w złożach + umowy długoterminowe
Konwersja rudy uranowej	–	Umowy długoterminowe	Umowy długoterminowe + udział w zakładach	Umowy długoterminowe + udział w zakładach	Udział w zakładach konwersji + umowy długoterminowe	Własne zakłady + umowy długoterminowe
Wzbogacanie uranu	–	Umowy długoterminowe	Umowy długoterminowe + udział w zakładach	Umowy długoterminowe + udział w zakładach	Udział w zakładach + umowy długoterminowe	Własne zakłady + umowy długoterminowe
Paliwo jądrowe	–	Umowy długoterminowe	Umowy długoterminowe	Umowy długoterminowe + udział w zakładach	Udział w zakładach + umowy długoterminowe	Własne zakłady + umowy długoterminowe

Zakłada się trzy główne formy kontroli nad etapami cyklu paliwa jądrowego. Są to:

– umowy długoterminowe o dostawy,

– udział kapitałowy w złożach i zakładach przetwórczych (joint venture),

– budowa własnych zakładów przetwarzania uranu.

Skala inwestycji w energetykę jądrową będzie zdaniem Autorów determinowała najbardziej pożądane formy kontroli nad poszczególnymi etapami cyklu paliwa jądrowego. W scenariuszu podstawowym, ze względu na skalę, wystarczające wydają się zdywersyfikowane dostawy (co najmniej umowy z dwoma partnerami), począwszy od dostawców *yellowcake*, poprzez uran konwertowany i wzbogacony, aż do paliwa jądrowego. Jednak nawet taki zdywersyfikowany sposób zapewnienia dostaw nie jest wolny od ryzyka politycznego. Stąd w scenariuszu podstawowym+ proponuje się uzupełnienie umów długoterminowych o pozyskanie umów o udział w złożach oraz zakładach konwersji i wzbogacania. Szczególnie istotne ze względu na możliwe przewidywane (ESA, 2022) powstawanie wąskich gardeł jest uzyskanie udziału w zakładach konwersji oraz – w nieco mniejszym stopniu – w zakładach wzbogacania uranu. Partner rządowego programu jądrowego posiada własne zakłady produkcji paliwa jądrowego w Europie w Szwecji, stąd przypuszczalnie nie ma tak wysokiego ryzyka braku dostaw.

W scenariuszu rozszerzonym względem scenariusza podstawowego wskazane byłoby rozszerzenie kontroli o udziały w zakładach konwersji i wzbogacania (wąskie gardła) oraz paliwa jądrowego, tym bardziej że partner koreański nie ma w Europie tego typu instalacji.

W scenariuszu rozszerzonym+ zakłada się, obok umów długoterminowych, kontrolę nad złożami (co najmniej joint venture), ale względem poprzednich scenariuszy zmianę rangi i wysunięcie na pierwszy plan pozyskania udziałów w zakładach konwersji i wzbogacania uranu (wąskie gardła) oraz paliwa jądrowego, przy jednoczesnym traktowaniu umów długoterminowych z innymi partnerami jako elementu dywersyfikacji ryzyka politycznego.

W scenariuszu kompleksowym, ze względu na skalę zapotrzebowania na paliwo jądrowe, zakłada się jako podstawowe pozyskanie udziału w złożach uranu, traktując umowy długoterminowe jako uzupełnienie ze względu na ryzyko polityczne i operacyjne. Natomiast w przypadku konwersji i wzbogacania uranu oraz produkcji paliwa nuklearnego za korzystne należy uznać powstanie analogicznych instalacji w Polsce, przy jednoczesnym traktowaniu możliwych umów długoterminowych jako ubezpieczenie przed ryzykiem operacyjnym.

Jednym z ważnych elementów łańcucha energetyki jądrowej są badania i rozwój. W Polsce jest jeden dominujący ośrodek badawczy – Narodowe Centrum Badań Jądrowych w Świerku z własnym reaktorem HTR. Poza tym Polska dysponuje silnymi ośrodkami naukowymi na uczelniach wyższych, w tym przede wszystkim uniwersytetami: Warszawski (Wydział Fizyki, ale też Środowiskowe Laboratorium Ciężkich Jonów – ŚLCJ), Jagielloński, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie oraz Politechnika Warszawska, a także instytutami, tj. Instytut Chemii i Techniki Jądrowej z unikalnymi zasobami. Dla właściwego rozwoju sektora energetyki nuklearnej istotne będzie wsparcie tych instytucji. Jednym z wymiarów możliwych jest rozwój produkcji radioizotopów, który w Polsce jest możliwy (i prowadzony) w instalacjach w Świerku, UW (ŚLCJ) czy IChTJ. Przy czym wydaje się, że warto rozwijać zdolności w trzech podstawowych obszarach – przede wszystkim radioizotopów dla celów medycznych, ale też potencjalnie atrakcyjnych dla celów przemysłowych i badawczych (separowanych i technologicznych) – tab. 7.10.

Tab. 7.10. Sektor badawczy i zdolność produkcji radioizotopów w Polsce

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
HTR i badawcze	NCBJ Świerk	NCBJ Świerk	NCBJ Świerk	NCBJ Świerk	NCBJ Świerk	NCBJ Świerk
Radioizotopy dla celów medycznych	Polatom, ŚLCJ UW	Polatom, ŚLCJ UW	Polatom, ŚLCJ UW	Polatom, ŚLCJ UW	Polatom, ŚLCJ UW	Polatom, ŚLCJ UW
Radioizotopy dla celów przemysłowych i badawczych	–	–	–	+	+	++

Analizując poszczególne scenariusze rozwoju energetyki jądrowej, należy też zwrócić uwagę na towarzyszące im koszty inwestycji – tab. 7.11.

Tab. 7.11. Koszty inwestycji w poszczególnych scenariuszach w mld USD

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
Oczekiwana moc faktyczna GW klasycznych reaktorów	0	6,6	6,6	10,65	10,65	13,10
Koszt inwestycji OCC w reaktory atomowe w mld USD (5,4 mld USD za 1 GW – EIA, 2014)	0	35,64	35,64	57,51	57,51	70,74
Oczekiwana moc faktyczna SMR GW	0	1,06	1,06	2,12	2,12	4,32
Koszt inwestycji OCC w reaktory SMR w mld USD (5,1 mld USD za 1 GW – EIA USA za IEEFA, 2022)	0	5,41	5,41	10,81	10,81	22,03
Łączny koszt inwestycji w reaktory atomowe w mld USD	0	41,05	41,05	68,32	68,32	92,77
Łączny koszt inwestycji w reaktory atomowe i paliwo w mld USD	0	41,05	41,05 + udział w złożach i zakładach konwersji i wzbogacania	68,32 + udział w zakładach konwersji i wzbogacania	68,32 + udział w złożach i zakładach konwersji i wzbogacania	c.a. 100,00 + udział w złożach

Wykorzystując oszacowania EIA (EIA, 2014) w zakresie kosztów inwestycji w duże reaktory (na bazie rozpoczętych w II dekadzie XXI wieku i często trwających do dziś inwestycji w nowe reaktory oraz w zakresie kosztów SMR-ów (IEEFA, 2022), można przedstawić przybliżone koszty związane z realizacją

poszczególnych scenariuszy. Dokonując oszacowań, należy pamiętać, że szczególnie koszty inwestycji w duże reaktory mogły ulec istotnej zmianie. Jednocześnie aktualnie trudno jest estymować koszt inwestycji w SMR, a dotychczasowe oszacowania są korygowane „w górę" (IEEFA, 2022). Stąd przedstawione w tabeli szacunki traktować należy jako minimalne.

W scenariuszu podstawowym koszt inwestycji (OCC) w duże reaktory o mocy 6,6 GW należy szacować na poziomie 35,64 mld USD, a SMR-y – 5,41 mld USD. Łącznie daje to co najmniej 41,05 mld USD. W scenariuszu podstawowym+ do tej kwoty (41,05 mld USD) należy dodać koszty pozyskania udziałów w złożach lub budowy kopalni i instalacji do produkcji *yellowcake*, ale też udziałów w zakładach konwersji czy wzbogacania. Szczególnie koszty związane z tymi ostatnimi mogą być stosunkowo duże, bowiem z rozmów przeprowadzonych przez Autorów wynika, że w każdym z tych przypadków koszt budowy odpowiedniej skali instalacji przekracza 2 mld USD.

W scenariuszu rozszerzonym koszt budowy dużych reaktorów o mocy 10,65 GW można oszacować na poziomie 57,51 mld USD, natomiast SMR-ów o mocy 2,2 GW – na 10,81 mld USD. Łącznie oznacza to wydatek kapitałowy co najmniej 68,32 mld USD. Do tego należy dodać koszty pozyskania udziałów w zakładach konwersji i wzbogacania uranu.

W scenariuszu rozszerzonym+ dodatkowo należy dodać koszt udziału w złożach i zakładach produkcji paliwa jądrowego.

W scenariuszu kompleksowym koszt budowy dużych reaktorów o mocy 13,1 GW należy oszacować na co najmniej 70,74 mld USD, a co najmniej 20 SMR-ów o mocy 4,32 GW – na minimalnie 22,03 mld USD. Daje to łączne minimalne nakłady w wysokości 92,77 mld USD, do których należy dodać koszty budowy zakładów konwersji, wzbogacania uranu i produkcji paliwa jądrowego. Łączne koszty kapitałowe osiągną ok. 100 mld USD, które podnoszą koszty pozyskania udziału w złożach lub budowy kopalni na samodzielnej koncesji wraz z niezbędnymi instalacjami.

Jak już wcześniej wspomniano, wdrożenie energetyki jądrowej na szeroką skalę przyniesie korzyści ekologiczne i umożliwi szybsze wdrożenie gospodarki wodorowej – tab. 7.12.

Tab. 7.12. Realizacja polityki klimatycznej w zakresie emisji oraz gospodarka wodorowa a scenariusze rozwoju energetyki jądrowej

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
Zakres realizacji celów zeroemisyjności	brak	średni	średni	duży	duży	duży
Uzależnienie realizacji celów zeroemisyjności od energetyki odnawialnej	pełne	duże	duże	średnie	średnie	niskie
Wkład do gospodarki wodorowej jako źródło H_2	brak	istotny	istotny	średni	średni	ponadprzeciętny

W zakresie polityki klimatycznej rezygnacja z energetyki jądrowej oznaczać będzie w praktyce brak możliwości realizacji celów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2050 r. i pełne uzależnienie realizacji celów polityki zeroemisyjności od odnawialnych źródeł energii. Scenariusze podstawowy oraz

podstawowy+ oznaczają średni zakres realizacji celów polityki klimatycznej w zakresie ograniczenia emisji i wciąż wysokie uzależnienie zeroemisyjnego miksu energetycznego od energetyki odnawialnej. W scenariuszach rozszerzonym, rozszerzonym+ i kompleksowym energetyka nuklearna umożliwi duży zakres realizacji celów polityki klimatycznej przy jednocześnie spadającym, wraz z wielkością produkcji energii z atomu, zakresem uzależnienia zeroemisyjnego miksu energetycznego od źródeł odnawialnych.

Jednocześnie energetykę jądrową, dzięki możliwości zainstalowania elektrolizerów dla wykorzystania okresowo powstających nadwyżek energii, należy traktować jako istotny czynnik umożliwiający szybsze wdrożenie gospodarki wodorowej. Niezależnie od tego, czy wodór powstający przy elektrowniach jądrowych będzie traktowany jako „zielony", czy „różowy", będzie to wodór, którego powstawaniu nie będzie towarzyszyła emisja gazów cieplarnianych.

Analizując korzyści klimatyczne związane z poszczególnymi scenariuszami, warto zwrócić uwagę na uniknięte dzięki nim emisje i związane z nimi koszty certyfikatów emisyjnych CO_2 – tab. 7.13.

Tab. 7.13. Uniknięte emisje CO_2 i związane z tym roczne koszty certyfikatów ETS a scenariusze rozwoju energetyki jądrowej

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
Liczba reaktorów klasycznych	0	6 (5)	6 (5)	9	9	11
Oczekiwana moc faktyczna GW	0	6,6	6,6	10,65	10,65	13,10
Zakres realizacji celów zeroemisyjności	brak	średni	średni	duży	duży	duży
Uzależnienie realizacji celów zeroemisyjności od energetyki odnawialnej	pełne	duże	duże	średnie	średnie	niskie
Łączna oczekiwana produkcja energii z atomu TWh	0	70,25	70,25	116,5	116,5	156,6
Maksymalne uniknięte emisje CO_2 przy spalaniu węgla w mln t CO_2	0	62,9	62,9	104,4	104,4	140,3
Koszt unikniętych maksymalnych emisji (przy średniej cenie certyfikatu w 2022 – 84 EUR za tonę CO_2) w mln EUR	0	5287,3	5287,3	8768,3	8768,3	11 786,3

W scenariuszach podstawowym i podstawowym+, zastępując wyłącznie węglowe źródła energii elektrycznej, uniknie się rocznie ok. 62,9 mln ton emisji CO_2, co wpłynie na oszczędności w wysokości 5,29 mld EUR rocznie (przy założeniu średniej rocznej z 2022 – 84 EUR/t CO_2). Scenariusze rozszerzony i rozszerzony+ pozwolą uniknąć emisji 104,4 mln ton CO_2 i zaoszczędzić dzięki temu 8,77 mld EUR rocznie, a dla scenariusza kompleksowego wartości te wynoszą odpowiednio 140,3 mln ton CO_2 i 11,79 mld EUR rocznie.

Analizując przytoczone scenariusze, warto również wskazać znaczenie i możliwości z nim związane w zakresie produkcji zeroemisyjnego wodoru z nadwyżkowej energii przy wykorzystaniu towarzyszących instalacji elektrolizerów. Do obliczeń założono funkcjonowanie przy każdym reaktorze instalacji o mocy 100 MW. Wyniki obliczeń przedstawiono w tab. 7.14.

Tab. 7.14. Wsparcie gospodarki wodorowej a scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

Parametr	Scenariusz zerowy	Scenariusz podstawowy (PEP2040)	Scenariusz podstawowy+	Scenariusz rozszerzony	Scenariusz rozszerzony+	Scenariusz kompleksowy
Liczba reaktorów klasycznych	0	6 (5)	6 (5)	9	9	11
Oczekiwana moc faktyczna GW	0	6,6	6,6	10,65	10,65	13,10
Wkład do gospodarki wodorowej jako źródło H_2	brak	istotny	istotny	średni	średni	ponadprzeciętny
Zakładana moc elektrolizerów przy reaktorach w MW	0	600	600	900	900	1100
Roczna produkcja H_2 w t**	0	98 769,0	98 769,0	148 153,5	148 153,5	181 076,5
Liczba kilometrów przejechanych przez samochód Toyota Mirai (przy zużyciu 0,84 km H_2/100 km) w mln	0	11 758,2	11 758,2	17 637,3	17 637,3	21 556,7

**Efektywność elektrolizerów za Ocoplus Hydrogen z 2021 – 451 kg/dzień z 1 MW

W scenariuszach podstawowym i podstawowym+ produkcja roczna wodoru wyniosłaby 98,8 tys. ton. W rozszerzonym i rozszerzonym+ byłoby to 148,2 tys. ton, a w kompleksowym – 181,1 tys. ton. Przy aktualnej produkcji „szarego" wodoru liczby te nie robią wrażenia, lecz gdybyśmy przeliczyli to na liczbę kilometrów przejechanych rocznie przez napędzany wodorem samochód Toyota Mirai, to przy zużyciu 0,84 kg H2/100 km dałoby to łączny zasięg od 11,76 mld km w scenariuszu podstawowym do 21,56 mld km w scenariuszu kompleksowym. Oznacza to istotne znaczenie dla upowszechnienia w Polsce tej formy transportu zeroemisyjnego.

Podsumowując, wybór scenariusza rozwoju energetyki jądrowej w Polsce będzie pociągał za sobą rosnące nakłady kapitałowe sięgające od 41,05 do ok. 100 mld USD w zależności od wybranego scenariusza. Wymagane będzie również dogłębne przemyślenie strategii w zakresie zapewnienia pewnych i niezależnych od ryzyka politycznego dostaw paliwa jądrowego i jego komponentów. Jest to szczególnie ważne ze względu na geograficzną koncentrację złóż, ale też produkcję konwertowanego i wzbogaconego uranu, które aktualnie, ze względu na zmianę postrzegania energetyki jądrowej oraz istniejące zdolności produkcyjne, postrzegać należy jako „wąskie gardła", a także produkcję finalnego paliwa jądrowego. Zwiększony zakres inwestycji w moce produkcyjne energii pochodzącej z atomu będzie wymuszał dywersyfikację źródeł pochodzenia i nakłady kapitałowe związane z kontrolą całkowitą lub częściową cyklu paliwa jądrowego.

Energetyka jądrowa to nie tylko koszty, ale przede wszystkim korzyści, zwłaszcza te związane z unikniętymi emisjami. Zakładając zastąpienie atomem wyłącznie bloków węglowych, uniknięte emisje

CO_2 mogą w zależności od scenariusza sięgnąć od 62,9 do 140,3 mln ton CO_2, przynosząc ograniczenie kosztów certyfikatów emisyjnych od 5,29 do 11,79 mld EUR rocznie. Nie bez znaczenia będzie również możliwość zainstalowania przy siłowniach nuklearnych instalacji do produkcji wodoru z procesu elektrolizy i wykorzystania wyprodukowanego w ten sposób zeroemisyjnego wodoru w gospodarce.

Udział energetyki jądrowej w polskim miksie energetycznym – podsumowanie

- **Powyższa analiza scenariuszowa pozwala wskazać, że udział energetyki jądrowej (zarówno dużych bloków, jak i reaktorów SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej może wynosić odpowiednio 7,6–11,9% w 2035 r., 13,4–20,7% w 2040 r. oraz 17,8–35,8% w 2045 r. We wszystkich opisywanych scenariuszach energetyka jądrowa stanowi istotne uzupełnienie lub podstawę działania krajowego systemu elektroenergetycznego.**
- Ocenia się, że docelowy udział energetyki jądrowej w polskim miksie energetycznym może **wynieść ponad 20%**, co byłoby także zgodne z prognozami Komisji Europejskiej, której analizy zakładają udział atomu w europejskiej strukturze wytwarzania energii elektrycznej **na poziomie 20–22%**[126] z uwzględnieniem dynamicznie rosnącej produkcji i zużycia energii elektrycznej w latach 2030–2050 (**postępująca elektryfikacja**).
- Oznacza to, że dla zachowania około 20% udziału atomu w miksie konieczna będzie budowa nowych bloków (m.in. przypadek Polski) lub wyremontowanie już istniejących reaktorów jądrowych (m.in. przypadek Francji).
- Zgodnie z powyższymi danymi generacja energii elektrycznej z energetyki jądrowej w 2040 r. może być wyższa od generacji ze źródeł fotowoltaicznych oraz lądowych farm wiatrowych, stanowiąc ważny filar bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w okresie **dynamicznego wyłączania kolejnych źródeł węglowych** oraz wzrostu udziału źródeł zależnych od pogody, co będzie generować potencjalne ryzyko wystąpienia **luki mocy w systemie** (atom jako technologia zeroemisyjna wypełniająca lukę mocy).
- Jednostki jądrowe charakteryzują się **wysokim poziomem dyspozycyjności** (KWD = 97%), podobnym **poziomem elastyczności** pracy do jednostek gazowych (tzw. gradient przyrostu mocy = 3–6% P^{NOM}/min), a także bardzo wysokim poziomem **wykorzystania mocy zainstalowanej** (tzw. współczynnik wykorzystania = 85–90%), co powoduje, że mogą być one docelowymi jednostkami bilansującymi dla OZE, stanowiąc podstawę bezpiecznego systemu elektroenergetycznego.
- Jednym z podstawowych wyzwań rozwoju energetyki jądrowej w Polsce będzie zapewnienie optymalizacji poziomu **LCOE, a także CAPEX/kW** dla pierwszych bloków budowanych w kraju (FOAK), w szczególności zwracając uwagę na to, że jednostki FOAK charakteryzują się często wyższym poziomem ryzyka i generują **wyższy poziom kosztu kapitału**, który finalnie wpływa na wysokie koszty jednostkowe za MWh.
- Dla zapewnienia dostępu do względnie taniej energii elektrycznej z bloków jądrowych krytyczną kwestią strategiczną będzie **utrzymanie założonych harmonogramów** projektowych z możliwym unikaniem przesunięć, poszukiwanie niskooprocentowanego finansowania dłużnego (rekomendowane uwzględnienie wymogów Taksonomii UE), a także wybór takiego modelu finansowania, który będzie możliwe maksymalnie mitygował ryzyko dla stron finansujących.
- Rekomendowane jest stworzenie kilku scenariuszy rozwoju źródeł jądrowych w Polsce, z uwzględnieniem **możliwych przesunięć harmonogramowych** (2–5–10 lat), a także **różnych wartości kosztu kapitału** (3–15%) **oraz zróżnicowanej struktury finansowania** (kapitał własny/dług).

[126] 210329-jrc-report-nuclear-energy-assessment_en.pdf (europa.eu)

7.6. Rola energetyki jądrowej w produkcji wodoru

Energetyka jądrowa może stanowić potencjalnie istotne narzędzie transformacji nie tylko sektora produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, lecz także produkcji wodoru. Zgodnie ze „Strategią w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu" (zwana dalej też: Strategią wodorową UE) obecna produkcja wodoru, oparta na wykorzystaniu węglowodorów (gazu ziemnego oraz węgla), odpowiada za emisje dwutlenku węgla w Unii Europejskiej na poziomie między 70 a 100 mln ton[127]. Tym samym, aby zrealizować ambicje UE dotyczące osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.[128], niezbędna będzie dekarbonizacja produkcji wodoru poprzez zwiększenie wykorzystania wodoru odnawialnego oraz niskoemisyjnego. Na koniec 2020 r. produkcja wodoru w Unii Europejskiej, Wielkiej Brytanii, Norwegii, Szwajcarii i Islandii wynosiła 11,4 Mt rocznie[129], z czego zaledwie 0,42% było wodorem niskoemisyjnym, tj. wodorem wyprodukowanym z węglowodorów z wykorzystaniem technologii CCS/CCU[130], natomiast 0,14% było wodorem pochodzącym z procesu elektrolizy[131].

Wyraźnie zatem można dostrzec, iż biorąc pod uwagę obecne uwarunkowania produkcji wodoru i planowane do osiągnięcia cele klimatyczne, niezbędna jest radykalna transformacja procesów technologicznych służących jego wytwarzaniu. Dodając do tych planów dalekosiężne estymacje w zakresie zwiększenia zapotrzebowania na wodór w Unii Europejskiej do 16,2 Mt rocznie w 2030 r.[132] oraz do nawet 70–100 Mt rocznie w 2050 r.[133], kluczowe wydaje się znalezienie odpowiedniej struktury wytwarzania, pozwalającej zagwarantować odpowiednie wolumeny energii elektrycznej o obniżonej emisyjności mające zasilić te procesy wytwórcze.

Energetyka jądrowa posiada dwa kluczowe walory w kontekście dekarbonizacji wytwarzania wodoru: niskoemisyjność oraz stabilność produkcji. Jak wskazują analizy przeprowadzone przez Organizację Narodów Zjednoczonych, produkcja energii elektrycznej w reaktorach jądrowych charakteryzuje się jedną z najniższych emisyjności w całym cyklu życia na poziomie 5,1–6,4 g CO_2e/kWh, co jest wartością niższą niż w przypadku instalacji fotowoltaicznych oraz wiatrowych, które mają wyższe emisje wbudowane[134]. Dodatkowo produkcja energii (elektrycznej i cieplnej) w instalacjach jądrowych charakteryzuje się stabilnością wytwarzania, tym samym zapewniając możliwość dostarczenia niskoemisyjnej energii na potrzeby zasilenia procesów wytwarzania wodoru[135].

---

[127] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu", Bruksela, 08.07.2020 r., COM(2020) 301 final, s. 1. Dostęp: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=IT.

[128] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego „Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki", Bruksela, 28.11.2018 r., COM(2018) 773 final. Dostęp: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN.

[129] Podana wielkość nie uwzględnia wodoru zawartego w gazie koksowniczym. Fuel Cells and Hydrogen Observatory, *Chapter 2. Hydrogen Supply Capacity and* Demand, marzec 2022, s. 3. Dostęp: https://www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter%202%20-%20FCHO%20Market%20-%202022%20Final.pdf.

[130] CCS (ang. *carbon capture storage*; sekwestracja dwutlenku węgla), CCU (ang. *carbon capture and utilization*; wychwyt dwutlenku węgla i jego utylizacja).

[131] Fuel Cells and Hydrogen Observatory, *Chapter 2. Hydrogen…*, s. 4.

[132] Commission Staff Working Document, Implementing the REPower EU action plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane target, Brussels, 18.05.2022, SWD(2022) 230 final, s. 21. Dostęp: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230&from=EN.

[133] European Hydrogen Backbone, *Analysing future demand supply, and transport of hydrogen*, June 2021, s. 52. Dostęp: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf; Hydrogen4EU, *Charting pathways to enable net zero. 2022 edition*, 2022, s. 7–8. Dostęp: https://www.hydrogen4eu.com/_files/ugd/2c85cf_e934420068d44268aac2ef0d65a01a66.pdf.

[134] United Nations Economic Commission for Europe, *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*, October 2021, s. 7–8. Dostęp: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf.

[135] Swiss Re Corporate Solutions and ETH Zurichs, *Changing energy mix and its impact on grid stability*, September 2021, s. 9-10. Dostęp: https://corporatesolutions.swissre.com/dam/jcr:81569f57-635a-4450-93e3-466990694643/changing-energy-mix-and-its-impact-on-grid-stability.pdf; International Atomic Energy Agency, Climate Change and Nuclear Power 2022. Securing Clean Energy for Climate Resilience, 2022, s. 23–27. Dostęp: https://www.iaea.org/sites/default/files/iaea-ccnp2022-body-web.pdf.

Możliwości pozyskania wodoru z wykorzystaniem energetyki jądrowej uzależnione są od temperatury na wylocie reaktora oraz tego, czy zostanie wykorzystane ciepło, czy energia elektryczna, powstające w danej elektrowni. Do synergicznych technologii produkcji wodoru z energetyką jądrową można zaliczyć w szczególności[136]:

- termochemiczny rozkład wody (S-I; Cu-Cl; Ca-Br),
- termochemiczną elektrolizę hybrydową (HyS),
- wysokotemperaturową elektrolizę wody (SOEC),
- niskotemperaturową elektrolizę wody (AEL; PEM),
- zasilenie reformingu parowego metanu (SMR).

W zakresie technologii produkcji wodoru należy podkreślić ambitne plany rozwoju unijnego rynku elektrolizy zawarte w Strategii wodorowej UE. Moce zainstalowane elektrolizerów na terenie Państw Członkowskich do 2030 r. mają osiągnąć 40 GW, a dodatkowe 40 GW mocy ma pojawić się w państwach trzecich, z których wodór ma być importowany na potrzeby UE[137]. Zasilenie zainstalowanych elektrolizerów będzie wymagało znacznych nakładów energetycznych. Do wyprodukowania 1 kg wodoru w procesie elektrolizy potrzebne jest około 55 kWh[138] i 9 kg wody[139]. W przypadku wykorzystania wody morskiej cały proces zwiększa swoją energochłonność o około 3–4 kWh na każdy litr wody, która musi zostać poddana procesowi odwróconej osmozy[140,141].

Tym samym do dekarbonizacji wytwarzania wodoru w oparciu o produkcję elektrolityczną niezbędne będzie zapewnienie znacznego wolumenu czystej energii elektrycznej. Natomiast, jak wskazują analizy Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), Europa posiada jedną z najmniejszych zdolności do produkcji wodoru zielonego o koszcie wytworzenia poniżej 1,5 USD/kg do 2050 r.[142]. Tym samym europejska produkcja wodoru w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energetyki jądrowej (tzw. wodór różowy[143]) posiada znaczny potencjał do konkurencji kosztowej z produkcją wodoru z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (tzw. wodór zielony). W materiałach problemowych przygotowanych przez Francuskie Biuro Parlamentarne ds. Oceny Naukowej i Technologicznej[144] wskazano, że w warunkach europejskich tylko elektrownie jądrowe oraz hydroelektrownie łączą w sobie możliwość zapewnienia stabilnej produkcji wodoru, co wpływa na obniżenie jego kosztu, a jednocześnie posiadają istotny atut dekarbonizacyjny[145]. Obserwacje te znajdują potwierdzenie w raporcie przygotowanym przez Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) oraz Agencję Energii Atomowej (NEA), z którego wynika, że

---

[136] Technologie te są na różnych poziomach dojrzałości komercyjnej. Więcej na ten temat zob. R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen & J. O'Brien, *Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems*, Progress in Nuclear Energy, 123 (2020), 103317.
[137] Strategia wodorowa UE, s. 2–4.
[138] Uśrednione wielkości dla AEL i PEM z: International Renewable Energy Agency, *Green hydrogen cost reduction. Scaling up electrolysers to meet the 1.5 °C climate goal*, December 2020, s. 65–66. Dostęp: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf.
[139] Uwzględniając proces demineralizacji wody, wielkość ta może wzrosnąć nawet dwuipółkrotnie – zob. International Renewable Energy Agency, *Green hydrogen cost*..., s. 40.
[140] International Energy Agency, *The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*, June 2019, s. 43. Dostęp: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.
[141] Chińscy naukowcy pod koniec 2022 r. ogłosili przełom w badaniach i opracowanie technologii pozwalającej na pozyskanie wodoru poprzez rozszczepienie wody morskiej bez konieczności jej odsalania lub oczyszczania – zob. H. Xie, Z. Zhao, T. Liu, et al., *A membrane-based seawater electrolyser for hydrogen generation*, Nature 612, 673–678 (2022). https://doi.org/10.1038/s41586-022-05379-5.
[142] International Renewable Energy Agency, Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor, January 2022,s. 45. Dostęp: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf.
[143] Można również spotkać określenie „wodór fioletowy".
[144] Fr. *Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques* (OPECST).
[145] Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, *Les modes de production de l'hydrogème*, Avril 2021, s. 2. Dostep: https://www.senat.fr/fileadmin/Fichiers/Images/opecst/quatre_pages/OPECST_2021_0032_note_hydrogene.pdf.

uwzględniając koszt łańcucha wartości i produkcji wodoru oraz stabilność jego wytwarzania, a także większą efektywność wykorzystania zainstalowanych mocy, istnieje możliwość konkurencji kosztowej wodoru różowego z wodorem zielonym[146]. Dodatkowo należy wskazać na ogólną obserwację wynikającą z analiz, iż rozwój energetyki jądrowej również pośrednio przyczynia się do dekarbonizacji wytwarzania wodoru poprzez zapewnienie znacznych wolumenów zdekarbonizowanej energii elektrycznej w sieci[147].

Na całym świecie zwiększa się liczba projektów demonstracyjnych mających umożliwić produkcję wodoru w procesie elektrolizy, wykorzystując energetykę jądrową, w szczególności takie działania podejmowane są w Chinach, Kanadzie, Rosji, USA oraz Wielkiej Brytanii. Łączna planowana moc zainstalowana elektrolizerów w trwających pracach rozwojowych projektów demonstracyjnych produkujących wodór różowy szacowana jest na 250 MW[148]. Analizy przeprowadzone na przykładzie Wielkiej Brytanii wyraźnie wskazują, że wysoki udział energetyki jądrowej pozytywnie wpływa na możliwość stabilnej produkcji wodoru zlokalizowanej przy elektrowniach jądrowych, a także pozwala na zwiększenie produkcji wodoru za pomocą elektrolizerów zasilanych z sieci energetycznej poprzez dostarczenie do sieci taniej energii przy wysokim współczynniku obciążenia. Dodatkowo energetyka jądrowa sprzyja obniżeniu systemowych kosztów oraz zmniejszeniu emisji dla całego krajowego systemu energetycznego[149].

Za przykład konkretnych projektów łączących produkcję wodoru i energetykę jądrową mogą posłużyć cztery projekty realizowane w USA przy wsparciu Department of Energy – Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (EERE) oraz Office of Nuclear Energy (NE)[150]:

- Nine Mile Point Nuclear Power Station (Oswego w stanie New York) – produkcja wodoru w instalacji elektrolizy niskotemperaturowej, który ma być wykorzystywany do chłodzenia elektrowni. Przewidziane jest także uruchomienie oddzielnego projektu zakładającego instalację ogniw paliwowych, które będą dostarczać dodatkową energię do sieci;
- Davis–Besse Nuclear Power Station (Oak Harbor w stanie Ohio) – projekt demonstracyjny mający zbadać korzyści ekonomiczne elektrolizy niskotemperaturowej zasilanej energią jądrową, produkcja wodoru ma się rozpocząć do końca 2023 r.;
- Prairie Island Nuclear Generating Plant (Red Wing w stanie Minnesota) – projekt demonstracyjny wysokotemperaturowej elektrolizy, w którym rozpoczęcie produkcji wodoru ma nastąpić na początku 2024 r.;
- Palo Verde Generating Station (Tonopah w stanie Arizona) – projekt na etapie negocjacji, których przedmiotem jest rozpoczęcie produkcji wodoru w procesie niskotemperaturowej elektrolizy. Wyprodukowany wodór miałby być wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej w okresach dużego zapotrzebowania lub do produkcji chemikaliów i innych paliw. Przewidywany czas rozpoczęcia produkcji wodoru to 2024 r.

Każdy z wymienionych projektów wspieranych przez Department of Energy ma służyć realizacji celu „Hydrogen Shot", czyli obniżenia kosztów czystego wodoru (także wodoru różowego) o 80%, tj. do 1 USD za 1 kg wodoru, w ciągu jednej dekady. Projekty te mogą być również kwalifikowane jako działania nakierowane na wsparcie wykorzystania wodoru w procesie hydrogen-to-power ze względu na stabilność oraz elastyczność technologii jądrowych[151].

---

[146] Organisation for Economic Co-operation and Development & Nuclear Energy Agency, *The Role of Nuclear Power in the Hydrogen Economy. Cost and Competitiveness*, October 2022, s. 13–14. Dostęp: https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2022-09/7630_the_role_of_nuclear_power_in_the_hydrogen_economy.pdf.
[147] European Hydrogen Backbone, *Analysing future demand*..., s. 58; Swiss Re Corporate Solutions and ETH Zurichs, *Changing energy mix*..., s. 9; Organisation for Economic Co-operation and Development & Nuclear Energy Agency, *The Role of*..., s. 15.
[148] International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2021, October 2021, s. 117. Dostęp: https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf.
[149] Aurora Energy Research, Decarbonising hydrogen in a net zero economy, September 2021, s. 35–36. Dostęp: https://auroraer.com/wp-content/uploads/2021/09/20210927-Aurora-Hydrogen-Study-Decarbonising-hydrogen-in-a-net-zero-economy.pdf.
[150] Office of Nuclear Energy, *4 Nuclear Power Plants Gearing Up for Clean Hydrogen Production*, 9.12.2022. Dostęp [30 grudnia 2022 r.]: https://www.energy.gov/ne/articles/4-nuclear-power-plants-gearing-clean-hydrogen-production.
[151] Hydrogen4EU, *Charting pathways*..., s. 62.

Na gruncie europejskim warto wskazać na projekt analityczny The Hydrogen to Heysham (H2H) zrealizowany przez EDF Energy przy współpracy z brytyjskimi partnerami. Projekt ten miał na celu wykazać techniczną i komercyjną wykonalność produkcji wodoru w procesie elektrolizy przy wykorzystaniu energii elektrycznej pochodzącej bezpośrednio z elektrowni jądrowej. Analiza została przeprowadzona dla elektrowni jądrowej Heysham zlokalizowanej w Wielkiej Brytanii i obejmowała produkcję wodoru w systemie elektrolizerów o mocy 2 MW (1 x 1 MW alkaliczny i 1 x 1 MW PEM), zdolnych do produkcji do 800 kg wodoru dziennie. Przeprowadzone badania potwierdziły techniczną wykonalność takiej inwestycji przy jednoczesnym spełnieniu wymogów bezpieczeństwa jądrowego i tych wynikających z regulacji brytyjskich. Ślad węglowy wytworzonego wodoru wynosiłby zaledwie 24 g CO_2e/kWh H_2. Według szacunków powielenie rozwiązań bazowych z projektu w innych elektrowniach EDF w Wielkiej Brytanii stwarzałoby możliwość produkcji wodoru na poziomie 220 ton dziennie do 2035 r. i zainstalowania elektrolizerów o łącznej mocy ok. 550 MW[152].

W zestawieniu projektów wodorowych przygotowanym przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA) wyróżnionych zostało szesnaście projektów łączących wytwarzanie wodoru i energetykę jądrową: cztery wcześniej wymienione w USA, trzy w Chinach i Wielkiej Brytanii, dwa w Korei Płd. i Szwecji[153] oraz po jednym w Kanadzie i Rosji[154]. Dodatkowo plany rozwoju wytwarzania wodoru różowego uwzględniane są również w poszczególnych krajowych strategiach rozwoju gospodarki wodorowej. Takie zapowiedzi znalazły się w strategii przygotowanej przez rządy m.in.[155]: Brazylii, Czech, Kanady, Słowacji, Rosji, USA i Wielkiej Brytanii.

Analizując trendy regulacyjne w prawie UE, należy wskazać, iż na gruncie regulacji unijnych planowanych w ramach pakietu Fit for 55[156], przedstawionego w lipcu 2021 r., oraz pakietu dekarbonizacyjnego rynku wodoru i gazu, przedstawionego w grudniu 2021 r., wodór różowy będzie najprawdopodobniej kwalifikowany jako wodór niskoemisyjny (ang. *low carbon hydrogen*), tj. wodór, którego zawartość energii pochodzi ze źródeł nieodnawialnych, spełniający próg redukcji emisji gazów cieplarnianych, wynoszący 70%[157]. Próg redukcji emisji odnoszony jest do emisji pochodzącej ze stosowania paliw kopalnych (tj. emisyjność niższa niż 3,38 kg CO_2e/kg H_2) i ma dotyczyć całego cyklu życia wodoru, czyli włączając w to również transport i inne emisje nieprodukcyjne[158]. Jak przewiduje propozycja brzmienia art. 8 ust. 5 przekształcanej dyrektywy 2009/73/WE[159], do 31 grudnia 2024 r. Komisja Europejska przyjmie akt delegowany określający metodę oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom niskoemisyjnym. Omawiany próg 70% redukcji emisji gazów cieplarnianych jest wyższy niż ten

[152] EDF Energy R&D UK Centre, *Hydrogen Supply Programme. H2H Feasibility Report*, 2019. Dostęp: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866374/Phase_1_-_EDF_-_Hydrogen_to_Heysham.pdf.
[153] Szwedzki projekt HySkies ma produkować paliwa syntetyczne na bazie wodoru.
[154] International Energy Agency, Hydrogen Projects Database, last updated October 2022. Dostęp: https://www.iea.org/product/download/012159-000300-012147.
[155] Poszczególne strategie w kolejności wymienienia: Brazylia (Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), 2021), Czechy (Vodíková strategie České republiky, 2021), Kanada (Hydrogen Strategy for Canada. Seizing the Opportunities for Hydrogen, 2020), Słowacja (Národná vodíková stratégia „Pripravení na budúcnosť", 2021), Rosja (ПЛАН мероприятий „Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года", 2020), USA (DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Draft, 2022), Wielka Brytania (UK Hydrogen Strategy, 2021).
[156] Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Gotowi na 55: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej", Bruksela, 14.07.2021 r., COM(2021) 550 final. Dostęp: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN.
[157] Zgodnie z art. 2 pkt 10 wniosku w sprawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, Bruksela, 15.12.2021 r., COM(2021) 803 final. Dostęp: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:2f4f56d6-5d9d-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0014.01/DOC_1&format=PDF.
[158] International Energy Agency, Northwest European Hydrogen Monitor, November 2022, s. 7. Dostęp: https://iea.blob.core.windows.net/assets/38ceb32d-9d49-4473-84c7-6ba803f8de08/NorthwestEuropeanHydrogenMonitor.pdf.
[159] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (DzU UE. L. z 2009 r. Nr 211, str. 94 z późn. zm.).

przewidziany w rozporządzeniu delegowanym Komisji Europejskiej 2021/2139[160] do Taksonomii UE[161] określającym techniczne kryteria kwalifikacji inwestycji jako stanowiącej istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu. Rozporządzenie delegowane 2021/2139 określa wymóg ograniczenia przez instalację wytwórczą wodoru emisji gazów cieplarnianych na poziomie 73,4%, co daje 3 kg CO_2e/kg H_2. Jak wskazują analizy przeprowadzane dla różnych metod technologicznych wytwarzania wodoru przy udziale energetyki jądrowej, są to wielkości limitujące, które nie powinny stanowić bariery dla wytwarzania wodoru różowego[162]. Istotnym elementem, który należy zasygnalizować w kontekście przepisów unijnych i który ma wpływ na atrakcyjność regulacyjną produkcji wodoru przy wykorzystaniu energetyki jądrowej, będzie możliwość uwzględnienia wodoru różowego przy realizacji obowiązkowych celów wzrostu wykorzystania wodoru zielonego, przewidzianych w dyrektywie 2018/2001[163]. Należy zauważyć, iż obecnie trwają na poziomie unijnym dyskusje na temat dopuszczenia takiej możliwości w ramach wcześniej wspominanego pakietu dekarbonizacyjnego rynku wodoru i gazu, który zawiera propozycję[164] przekształcenia dyrektywy 2009/73/WE[165].

[160] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 poprzez ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji służących określeniu warunków, na jakich dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu lub w adaptację do zmian klimatu, a także określeniu, czy ta działalność gospodarcza nie wyrządza poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych (Tekst mający znaczenie dla EOG) (DzU UE. L. z 2021 r. Nr 442, str. 1 z późn. zm.).

[161] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (DzU UE. L. z 2020 r. Nr 198, str. 13 z późn. zm.).

[162] A. Valente et al., *Harmonised life-cycle indicators of nuclear-based hydrogen*, International Journal of Hydrogen Energy, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.083.

[163] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 z późn. zm.).

[164] Wniosek w sprawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, Bruksela, dnia 15.12.2021 r., COM(2021) 803 final. Dostęp: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:2f4f56d6-5d9d-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0014.01/DOC_1&format=PDF.

[165] P. Messad, *France slams 'hypocrisy' of low-carbon hydrogen critics*, Euractive, 20.12.2022. Dostęp [31 grudnia 2022 r.]: https://www.euractiv.com/section/energy/news/france-slams-hypocrisy-of-low-carbon-hydrogen-critics/.

Rozdział 8. BUDOWANIE ŁAŃCUCHA DOSTAW I LOKALNEJ WARTOŚCI DODANEJ – WYNIKI BADAŃ

Budowa elektrowni jądrowych w Polsce stanowi olbrzymie wyzwanie zarówno organizacyjne, jak i finansowe. Bardzo ważnym aspektem jest zaangażowanie polskich przedsiębiorstw oraz instytucji badawczo-rozwojowych w realizację inwestycji w jak największym stopniu, aby znacząca część poniesionych nakładów inwestycyjnych została w kraju. Podczas konferencji „Energetyka jądrowa – rozwiązania dla Polski", która odbyła się na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego we wrześniu 2022 r., dostawcy technologii starający się o kontrakt na budowę elektrowni deklarowali potencjalny udział polskich podmiotów w projekcie na poziomie od 40 do nawet 70%[166]. Jednak, aby ww. szacunki mogły się zrealizować, niezbędna jest duża mobilizacja wszystkich interesariuszy, w tym polskich przedsiębiorstw oraz instytucji państwowych. Kluczem do sukcesu jest nie tylko sprawna komunikacja pomiędzy wszystkimi podmiotami zainteresowanymi realizacją inwestycji, ale również szybkie tempo działania, przejrzyste wytyczne dla przedsiębiorstw chcących brać czynny udział w projekcie oraz odpowiednie zarządzanie ryzykiem projektowym po stronie instytucji państwowych, w tym głównego inwestora/podmiotu zamawiającego. Celem jest po pierwsze zmniejszenie barier wejścia na rynek przedsiębiorstw, które nie mają jeszcze doświadczenia w działalności w energetyce jądrowej, po drugie zamieszczenie w umowach z generalnym wykonawcą skutecznych zapisów o minimalnych progach wartościowych lub procentowych wykorzystania urządzeń i usług wyprodukowanych w Polsce w poszczególnych obszarach inwestycji.

Badanie i próba badawcza

Proces badawczy prowadzony był w okresie od października 2022 r. do stycznia 2023 r. W tym czasie przeprowadzono ponad 10 wywiadów pogłębionych z przedstawicielami instytucji europejskich, instytucji państwowych, przedsiębiorstw, instytucji naukowo-badawczych oraz potencjalnych dostawców technologii. Dodatkowo przeprowadzono dwa badania kwestionariuszowe (online), które skierowane były do polskich przedsiębiorstw oraz instytucji naukowo-badawczych. Celem badania było uporządkowanie wiedzy w zakresie procesu włączania polskich podmiotów do łańcucha dostaw przy realizacji polskiego programu jądrowego.

Ankieta skierowana do przedsiębiorstw miała na celu ocenę krajowego potencjału w zakresie możliwości włączenia przedsiębiorstw w proces budowy energetyki jądrowej w Polsce. Formularz wypełniło 17 podmiotów, co stanowi niewielki udział wśród wszystkich firm wykazujących zainteresowanie udziałem w krajowym programie jądrowym. Analizowane wyniki nie są reprezentatywne dla całego polskiego przemysłu, jednak mogą wskazywać pewne zapotrzebowania i wyzwania oraz kierunki rozwoju firm, chcących brać aktywny udział w budowie elektrowni jądrowych w Polsce. Wśród grupy podmiotów, które wzięły udział w badaniu, nieco ponad 40% (7 ankietowanych) stanowiły firmy, które mają już pewne doświadczenia w projektach związanych z energetyką jądrową. Głównie były to pojedyncze projekty w Finlandii, Niemczech, Francji czy Ukrainie. W przypadku jednej firmy produkty były dostarczane do większej liczby inwestycji (Słowacja, Wielka Brytania, Turcja, Czechy).

Druga z ankiet skierowana była do krajowych jednostek naukowo-badawczych i również służyła ocenie potencjału tych podmiotów w zakresie potencjalnego udziału w polskim programie jądrowym. Formularz wypełniło 11 jednostek, w tym 6 wydziałów lub instytutów uczelni akademickich oraz 5 niezależnych instytutów badawczych (lista poniżej).

1. Instytut Chemii i Techniki Jądrowej
2. Instytut Energetyki – Instytut Badawczy
3. Instytut Fizyki Jądrowej Polskiej Akademii Nauk
4. Narodowe Centrum Badań Jądrowych

[166] https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/firmy-staraj-ce-si-o-kontrakt-na-elektrowni-atom-szacuj-udzia-polskich-firm-na-40-70/

5. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
6. Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Centrum Energetyki Jądrowej Politechniki Gdańskiej
7. Wydział Energetyki i Paliw Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie
8. Wydział Fizyki Politechniki Warszawskiej
9. Wydział Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego
10. Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej
11. Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej

8.1. Kwalifikacja polskich podmiotów przez dostawców technologii

Zaczynając od przedsiębiorstw, bardzo ważne jest, aby wykazywały one inicjatywę w kontakcie z dostawcami technologii, dbając o bycie dostrzeżonym oraz pokazywanie swoich kompetencji. Jak największa liczba przedsiębiorstw posiadających potencjał technologiczny do budowania energetyki jądrowej w Polsce powinna w aktywny sposób zabiegać o wejście w łańcuchy dostaw głównych dostawców technologii. Kwalifikacja przedsiębiorstwa jako potencjalnego poddostawcy, w tym spełnienie wymogów organizacyjnych, technicznych i certyfikacyjnych, jest pierwszym krokiem w stronę znalezienia się w wąskim gronie firm zaakceptowanych jako potencjalny dostawca technologii lub usług oraz uczestnictwa w polskim programie jądrowym. W tym miejscu trzeba zaznaczyć, że nie wszystkie firmy muszą spełniać bardzo restrykcyjne wymagania norm dedykowanych energetyce jądrowej – zależy to od charakteru i przedmiotu prowadzonej działalności oraz miejsca zastosowania produktu lub usługi w elektrowni jądrowej. Kluczowa jest zatem wskazana wcześniej komunikacja pomiędzy zainteresowanym przedsiębiorstwem a głównym dostawcą technologii, w tym przejście procesu kwalifikacyjnego, w którym określone zostaną szczegółowe wymagania technologiczne oraz pozostałe wytyczne, które musi spełnić konkretne przedsiębiorstwo. W energetyce jądrowej bardzo ważny jest system zarządzania jakością w firmie oraz szczegółowa dokumentacja i nadzór procesu produkcji, tak aby w przypadku wystąpienia nieścisłości możliwa była szybka identyfikacja etapu produkcji, w którym znajduje się źródło niedokładności, oraz sprawne wyeliminowanie błędu lub jego naprawa. Błędy projektowe nie mogą mieć miejsca, w związku z czym tolerancja wykonania jest znacznie wyższa niż w przypadku produktów skierowanych do energetyki konwencjonalnej, w tym celu przeprowadzane są m.in. dodatkowe badania materiałowe.

Zgodnie z pozyskanymi informacjami w zrealizowanym badaniu przedsiębiorstw oraz dostawców technologii proces kwalifikacji przedsiębiorstw chcących brać udział w projekcie budowy elektrowni jądrowych można podzielić na 5 etapów (rys. 8.1).

Rys. 8.1. Proces kwalifikacji przedsiębiorstw przez dostawców technologii w energetyce jądrowej

Źródło: Opracowanie własne

1. Pierwszy kontakt pomiędzy potencjalnym podwykonawcą a dostawcą technologii zazwyczaj polega na zaprezentowaniu podstawowych informacji o firmie, np. poprzez formularz internetowy lub

podczas umówionego spotkania. W większości przypadków oczekuje się, że inicjatywa nawiązania kontaktu leży po stronie przedsiębiorstw – potencjalnych podwykonawców, zdecydowanie rzadziej dostawca technologii inicjuje kontakt z polskimi podmiotami. W tym kroku oczekuje się od potencjalnych kontrahentów prezentacji ogólnych informacji o działalności, przedstawienia referencji i posiadanego doświadczenia w projektach energetycznych.

2. Drugi etap stanowi szczegółowy formularz, który wysyłany jest przez dostawcę technologii. W tym kroku przedsiębiorstwa proszone są o podanie dokładnych informacji o obszarze działalności firmy, strukturze właścicielskiej, sytuacji kadrowej – strukturze zatrudnienia, sytuacji finansowej (np. sprawozdania finansowe z ostatnich lat), posiadanych certyfikatach oraz akredytacjach, wdrożonych systemach zarządzania jakością, wytwarzanych usługach i/lub produktach we wszystkich obszarach działalności firmy, a także własnym łańcuchu dostaw – przedsiębiorstwo musi posiadać dobrze dobranych dostawców. W tej fazie oceniane jest nie tylko doświadczenie przedsiębiorstwa i świadczone usługi lub wytwarzane produkty, ale również stabilność finansowa i organizacyjna spółki. Potencjalny podwykonawca musi wykazać, że jest w stanie dostarczać produkty lub świadczyć usługi w perspektywie średnio-/długoterminowej (10–15-letniej), czyli przynajmniej przez cały okres budowy elektrowni.
3. W trzecim etapie eksperci z ramienia dostawcy technologii dokonują audytu spółki potencjalnego podwykonawcy. Wizytacja zazwyczaj trwa nie więcej niż kilka dni i obejmuje pogłębione rozmowy o firmie, przegląd systemu jakości, procesów produkcji, infrastruktury itp.
4. W następnym, czwartym etapie dostawca technologii na podstawie zebranych informacji we wszystkich trzech poprzedzających etapach dokonuje oceny przedsiębiorstwa. Czas realizacji zależy od obszaru działalności spółki (np. przedsiębiorstwo usługowe czy produkcyjne, złożoność produktu itp.), w przypadku przedsiębiorstw produkcyjnych może trwać kilka tygodni. Efektem jest informacja zwrotna, czy w przedsiębiorstwie niezbędne jest wprowadzenie zmian w procesie świadczenia usług lub procesie produkcji, potrzeba wdrożenia zmian w systemie zarządzania jakością lub uzyskanie odpowiedniego certyfikatu itp. W przypadku spełnienia wszystkich wymogów podmiot wpisywany jest na listę zakwalifikowanych poddostawców (ang. *approved supplier list*).
5. Ostatnim piątym etapem jest wdrożenie niezbędnych zmian w przedsiębiorstwie, w sytuacji w której przeprowadzony audyt wykazał taką konieczność. Czas wdrażania i skala zmian jest oczywiście zależna od indywidualnej sytuacji przedsiębiorstwa oraz obszaru działalności. Z deklaracji przedsiębiorstw wynika, że wdrażanie nowych systemów jakości ogólnie (niekoniecznie związanych z działalnością w energetyce jądrowej) jest procesem złożonym, szczególnie dla przedsiębiorstw produkcyjnych i trwa w większości przypadków od kilku miesięcy do 2–3 lat.

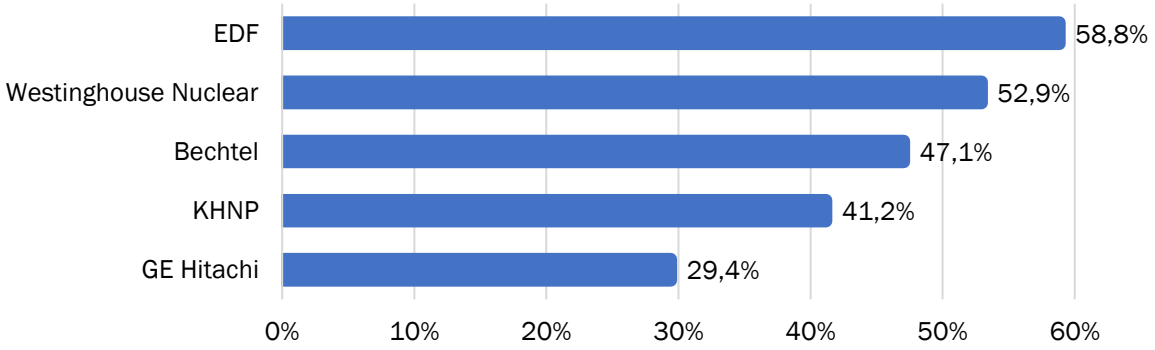
Proces kwalifikacji polskich przedsiębiorstw przez dostawców technologii i generalnych wykonawców oraz ich włączanie do łańcuchów dostaw jest kluczowym czynnikiem, który zadecyduje o udziale polskich podmiotów w budowie elektrowni jądrowych w Polsce. Bardzo ważny będzie okres najbliższych 2–4 lat, w którym zdecydowana większość przedsiębiorstw powinna wdrożyć odpowiednie systemy zarządzania jakością i być gotowa do czynnego udziału w inwestycji w momencie jej rozpoczęcia. Czas na przygotowania i wdrożenie zmian zależy oczywiście od etapu budowy, w którym dane produkty lub usługi będą wykorzystane. Przedsiębiorstwa muszą dać sobie szansę otrzymania oficjalnego zapytania ofertowego od generalnego wykonawcy, a w tym celu niezbędne jest funkcjonowanie na liście zatwierdzonych poddostawców. Można się również spodziewać, że budowa pierwszego bloku jądrowego będzie największym wyzwaniem pod względem angażowania polskich podmiotów. W przypadku kolejnych reaktorów i elektrowni szanse na wyższy local content powinny być znacznie większe.

Spośród 17 przedsiębiorstw, które brały udział w badaniu ankietowym, tylko 4 firmy posiadały certyfikaty i akredytacje upoważniające do udziału w projektach jądrowych, 12 firm nie posiadało takich poświadczeń, a 1 nie udzieliła odpowiedzi. Uzyskane certyfikaty udzielone były w 2 przypadkach przez

niezależne podmioty i organizacje, w 1 przypadku przez rządy i ich agencje oraz operatorów elektrowni, a tylko w 1 przypadku przez producentów reaktorów i dostawców technologii jądrowych. Dodatkowo jedynie 4 firmy aplikują aktualnie o udział w ramach prowadzonych lub proponowanych inwestycji jądrowych za granicą. Dane te nie są reprezentatywne, ale pokazują skalę wyzwania (potencjalnie czasochłonnego i w niektórych przypadkach kapitałochłonnego) związanego z procesem kwalifikacji polskich przedsiębiorstw przez dostawców technologii i generalnych wykonawców podczas doboru partnerów przy polskim programie jądrowym.

W odpowiedzi na pytanie o dotychczasową współpracę przy projektach jądrowych ponownie tylko 4 podmioty wykazały takie doświadczenie: w pierwszym przypadku współpracę z EDF, GE Hitachi, ČEZ, w drugim przypadku z EDF, w trzecim przypadku z GE Hitachi oraz w czwartym przypadku z Westinghouse Nuclear. Udział wskazanych podmiotów w projektach jądrowych odbywał się w zakresie dostaw zaworów regulacyjnych, produkcji konstrukcji stalowych, budowy instalacji pomocniczych elektrowni, demontażu wyłączonego bloku i zabezpieczaniu pozostałości po reaktorze w Finlandii i Niemczech, a także wykonania termomodernizacji pasów betonowych w elektrowni w Czarnobylu. Przychody badanych firm pozyskane z realizacji dotychczasowych projektów jądrowych nie stanowią dużego udziału w ich działalności. Ankietowani wskazali, że w latach 2015–2021 przychody wynikające z udziału w projektach jądrowych w przychodach ogółem stanowią: w przypadku dwóch podmiotów nie więcej niż 1%, w przypadku jednego podmiotu do 3%, a wyłącznie jednej firmy ok. 10%.

Rys. 8.2. Procentowy udział ankietowanych przedsiębiorstw budujących relacje biznesowe z poszczególnymi dostawcami technologii



Źródło: Opracowanie własne

Pomimo ogólnie małego doświadczenia polskich podmiotów w działalności bezpośrednio powiązanej z technologiami jądrowymi wydaje się, że firmy widzą dla siebie szansę w polskim projekcie jądrowym, ponieważ aktywnie poszukują relacji biznesowych z globalnymi liderami technologicznymi. Na pytanie o obecny kontakt, posiadane memoranda o współpracy, udział w szkoleniach lub inną realną (i deklarowaną) współpracę z dostawcami technologii aż 12 podmiotów (70% próby badawczej) wskazało takie działania. Najwięcej odpowiedzi otrzymał EDF (10), następnie Westinghouse (9), Bechtel (8), KHNP (7), GE Hitachi (5). Również podczas wywiadów pogłębionych respondenci informowali o dużym poruszeniu na rynku i zainteresowaniu udziałem w krajowym programie jądrowym.

Wśród badanych jednostek naukowo-badawczych 5 podmiotów zadeklarowało, że posiada akredytacje lub certyfikacje upoważniające do udziału w projektach jądrowych. W 4 przypadkach były to poświadczenia udzielone przez rządy i ich agencje (w tym autoryzacja PAA, PCBC, PCA, UDT), w 2 przypadkach niezależne podmioty i organizacje, a w 1 przypadku przez producentów reaktorów i dostawców technologii jądrowych. Jednocześnie 6 z 11 (55%) ankietowanych zadeklarowało doświadczenie swojej jednostki we współpracy przy projektach z zakresu energetyki jądrowej, w tym w 3 przypadkach z EDF, po 2 wskazania otrzymały również Westinghouse Nuclear, KHNP i GE Hitachi, a w

pojedynczych przypadkach również Bechtel oraz Framatome. Badane podmioty deklarują jednocześnie, że są obecnie w kontakcie (prowadzą współpracę) w 5 przypadkach z EDF, w 3 przypadkach z Westinghouse Nuclear oraz również w 3 z KHNP, w 2 z GE Hitachi, w 1 z Bechtel oraz w 1 z Framatome, a poza dostawcami technologii również z wieloma innymi organizacjami, takimi jak: CEA, IAEA, NEA OECD, KINGS, I2EN.

8.2. Wymagania techniczne i organizacyjne – sytuacja przedsiębiorstw i jednostek naukowo-badawczych

Wymagania techniczne i organizacyjne wobec przedsiębiorstw są jednym z najważniejszych zagadnień, analizując możliwość włączania polskich przedsiębiorstw w proces budowy elektrowni jądrowych. Wymagania wobec firm zależne są przede wszystkim od dwóch czynników: charakteru działalności – działalność usługowa czy produkcyjna – oraz przedmiotu działalności. Różnica w skali wyzwań związana z przedmiotem działalności jest najlepiej widoczna, patrząc na obszar elektrowni, w której produkt lub usługa ma być wykorzystywana. Najprostszy oraz najbardziej powszechny podział obiektów infrastrukturalnych w elektrowni jądrowej prezentuje się następująco:

a) wyspa jądrowa (reaktorowa),

b) wyspa konwencjonalna (turbinowa),

c) wyprowadzenie mocy,

d) pozostałe części infrastruktury elektrowni (ang. *Balance of Plant*),

e) budynki cywilne i otoczenie elektrowni.

Najbardziej restrykcyjne wymagania formułowane są wobec podmiotów, które chcą uczestniczyć w budowie wyspy jądrowej (reaktorowej). W tym obszarze bez względu na to czy podmiot świadczy usługi czy dostarcza produkty i technologie, niezbędne jest posiadanie norm dedykowanych energetyce jądrowej. Ogólnymi normami wskazywanymi powszechnie przez uczestników rynku jest np. ISO 19443 czy ASME NQA-1. Wyzwaniem dla polskich przedsiębiorstw może być również spełnienie wymagających testów sejsmicznych, które w większości branż nie są wymagane w Polsce ze względu na małą aktywność sejsmiczną w tym obszarze geograficznym. W zrealizowanych wywiadach naukowych respondenci zwracali uwagę na niedobór odpowiednich laboratoriów badań sejsmicznych w Polsce, szczególnie w odniesieniu do testowania produktów i urządzeń o dużych gabarytach. W niektórych przypadkach nie ma jednak wymogów realizacji testów z wykorzystaniem wstrząsarek, a jedynie testów obliczeniowych – w takiej sytuacji bariera jest niższa i nie powinno być problemu z wykonaniem tych działań w Polsce. Przedsiębiorstwa, które będą musiały testować i certyfikować swoje produkty za granicą, niewątpliwie mogą stanąć przed koniecznością poniesienia znaczących kosztów finansowych. Barierą jest także wymóg posiadania doświadczenia w realizacji projektów z zakresu energetyki jądrowej, szczególnie w przypadku dostarczania istotnych elementów wyposażenia bądź pracy w budynku reaktora. Powyższe czynniki sprawiają, że panuje duży sceptycyzm w kontekście udziału polskich przedsiębiorstw w budowie wysp reaktorowych.

W przypadku pozostałych obszarów elektrowni wymagania techniczne nie są tak restrykcyjne. Jak wcześniej wspomniano, bardzo istotnym aspektem budowy elektrowni jądrowej jest potrzeba prowadzenia szczegółowej dokumentacji i nadzoru każdego etapu procesu produkcji. Wdrożenie bardziej wymagających niż w przypadku energetyki konwencjonalnej systemów zarządzania jakością powinno być możliwe dla większości polskich przedsiębiorstw, a oferowany produkt czy usługa nie powinny bardzo się różnić od tych dedykowanych energetyce konwencjonalnej. Zmiana procesów produkcyjnych oraz ich dostosowanie do norm wymaganych w energetyce jądrowej może być jednak kosztochłonna i czasochłonna. W przypadku niektórych podmiotów produkcyjnych zmiany (np. infrastrukturalne) mogą kosztować miliony złotych, a brak pewności uczestnictwa w projekcie pomimo poniesienia znaczących

nakładów inwestycyjnych może odstraszać wiele podmiotów. W odniesieniu do tych obaw istotna będzie rola instytucji państwowych, zarówno w kwestii organizacji preferencyjnego finansowania dla przedsiębiorstw chcących wdrożyć nowe systemy jakości dla celów programu jądrowego, jak również zabezpieczenia dużej roli polskich przedsiębiorstw w projekcie podczas negocjacji z generalnym wykonawcą.

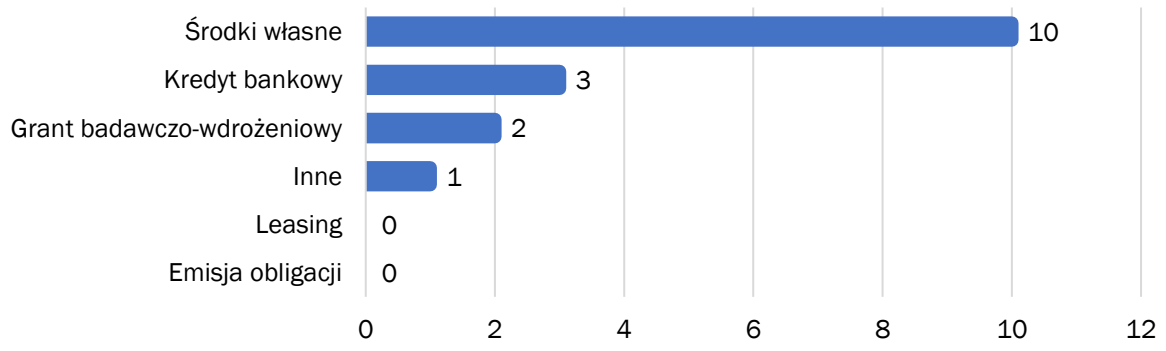
Różnice pomiędzy produktami dla energetyki konwencjonalnej oraz energetyki jądrowej, a także wyzwania związane z normami jakości i obszerną dokumentacją dobrze obrazuje wypowiedź przedstawiciela firmy produkcyjnej uczestniczącego w zrealizowanych wywiadach pogłębionych:

Produkty firmy przeznaczone do projektów nuklearnych są praktycznie identyczne z tymi produkowanymi dla energetyki konwencjonalnej. Jedyne różnice polegają na wysokiej jakości zarówno surowca, jak i końcowego produktu, uwzględniające jak najwyższe tolerancje, najmniejsze odchyłki. Wiąże się to ze zwiększeniem kosztów produkcji i bardziej restrykcyjną selekcją surowców i co za tym idzie, większą ilością kontroli i przeprowadzonych badań. Szczególną uwagę w takich komponentach należy przykładać do zmian gabarytów i właściwości surowców podczas obróbki. Ponadto każdy etap w takim projekcie musi być skrupulatnie dokumentowany, aby w przypadku niezgodności można je było zweryfikować na podstawie dokumentacji. Sam projekt musi być pozbawiony wad, a każda zmiana w projekcie musi być oficjalnie zgłoszona i zatwierdzona przez szereg projektantów.

Wymagania techniczne i organizacyjne – przedsiębiorstwa

Przedsiębiorstwa, które wzięły udział w badaniu ankietowym, są świadome wyzwań związanych z wdrażaniem nowych systemów zarządzania jakością oraz potrzeb kapitałowych związanych z usprawnieniami procesu produkcji. 8 firm zadeklarowało konieczność poniesienia nakładów inwestycyjnych, aby wziąć udział w polskim programie jądrowym, 6 podmiotów nie przeprowadziło jeszcze analizy w tym obszarze, a 3 firmy oświadczyły, że nie mają potrzeby ponoszenia dodatkowych kosztów. 5 podmiotów wskazało na orientacyjne potrzebne nakłady inwestycyjne od 100 do 500 tys. złotych, 1 podmiot ok. 20 tys. złotych, a 2 podmioty nie sprecyzowały konkretnej kwoty – w zależności od zapotrzebowania.

Rys. 8.3. Planowane źródła finansowania nakładów inwestycyjnych



Źródło: Opracowanie własne

W zakresie potencjalnych źródeł finansowania niezbędnych nakładów inwestycyjnych spośród 11 ankietowanych przedsiębiorstw, które udzieliły odpowiedzi (8 podmiotów, które zadeklarowały konieczność poniesienia nakładów, oraz 3, które jeszcze nie przeprowadziły dokładnej analizy w tym obszarze), zdecydowanie najwięcej wskazało środki własne (10 podmiotów). 3 przedsiębiorstwa wskazały kredyt bankowy, 2 grant badawczo-wdrożeniowy, a w 1 przypadku zadeklarowano również inne źródło – częściową przedpłatę od zleceniodawcy/generalnego wykonawcy. Co istotne, 55% wskazało tylko jedno źródło finansowania, a 45% rozważa pokrycie wydatków inwestycyjnych z różnych źródeł. Na pytanie, ile

podmiotów w związku z planowanym udziałem w polskim programie jądrowym planuje zwiększenie nakładów na badania i rozwój, aż 12 zadeklarowało zwiększenie wydatków na B+R, 4 podmioty zadeklarowały brak takich działań, 1 firma nie udzieliła odpowiedzi.

W kwestii silnych stron oraz przewag konkurencyjnych, które predestynują badane przedsiębiorstwa do udziału w polskim projekcie jądrowym, ankietowani wskazują przede wszystkim na: wieloletnie doświadczenie m.in. w zakresie projektów energetyki konwencjonalnej, stabilną pozycję rynkową, wykwalifikowaną kadrę techniczną i zarządzającą, duże zaplecze technologiczne i sprzętowe, rzetelność prowadzonej dokumentacji technicznej, znajomość polskiego rynku energetycznego, wieloletnie relacje z podmiotami krajowymi i zagranicznymi na rynku energetycznym, kompleksowość usług oraz posiadane już pewne doświadczenie w zakresie realizacji dostaw dla energetyki jądrowej na rynkach zagranicznych. Z kolei jako bariery i potrzeby badane podmioty wskazały potrzebę doszkolenia personelu w zakresie funkcjonowania na rynku energetyki jądrowej, brak wyspecjalizowanych kadr w swoich zespołach oraz na polskim rynku pracy, brak doświadczenia w działalności z zakresu energetyki jądrowej oraz brak udziału w łańcuchach dostaw energetyki jądrowej (konieczność nawiązania nowych relacji biznesowych), brak posiadanych certyfikacji i akredytacji dedykowanych technologiom jądrowym, potrzebę wdrożenia nowych systemów zarządzania jakością oraz wprowadzenia nowych metod produkcji, nieduży rozmiar przedsiębiorstwa i wynikającą z tego słabość kapitałową oraz ogólnie wyzwania związane z finansowaniem niezbędnych do poniesienia nakładów inwestycyjnych.

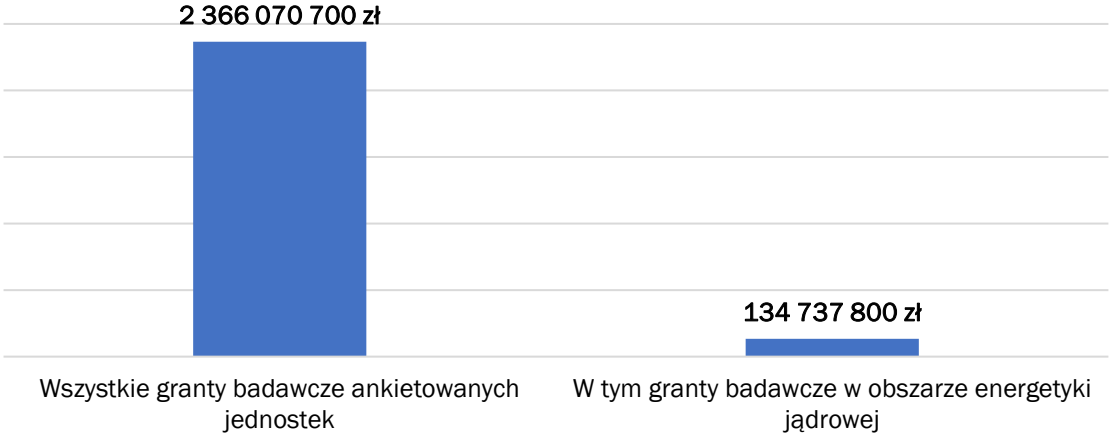
W odpowiedzi na pytanie o obszary, w których krajowe podmioty mają największe szanse na duży udział w polskim programie jądrowym, badane przedsiębiorstwa wskazały:

a) prace konstrukcyjne i budowlane (szczególnie roboty ziemne, żelbety, konstrukcje stalowe itp.),
b) montaż urządzeń,
c) doradztwo inżynieryjne,
d) aparaturę kontrolno-Pomiarową i automatykę (AKPiA),
e) armaturę, zawory itp.,
f) firmy projektowe,
g) producentów urządzeń ciśnieniowych,
h) ogólnie przedsiębiorstwa posiadające doświadczenie przy budowie elektrowni konwencjonalnych.

Wymagania techniczne i organizacyjne – jednostki naukowo-badawcze

Patrząc na możliwe zaangażowanie jednostek naukowo-badawczych w polskim programie jądrowym, trzeba oczywiście wziąć pod uwagę inne kryteria oceny możliwości współpracy przemysłowej i wdrożeniowej niż w przypadku przedsiębiorstw. Jedną z możliwości jest analiza otrzymanych grantów badawczych, grantów wdrożeniowych we współpracy z przemysłem oraz publikacji z zakresu technologii jądrowych. Analizując wyniki przeprowadzonego badania kwestionariuszowego, trzeba brać pod uwagę, że osoba lub osoby wypełniające ankietę mogą nie posiadać pełnej wiedzy na temat funkcjonowania całej reprezentowanej jednostki. Nie zmienia to faktu, że wyniki badania pokazują w dużym stopniu skalę działalności podmiotów w technologiach jądrowych oraz zaangażowanie w rozwijanie specjalizacji jądrowych zarówno w pracy badawczej, jak i wdrożeniowej.

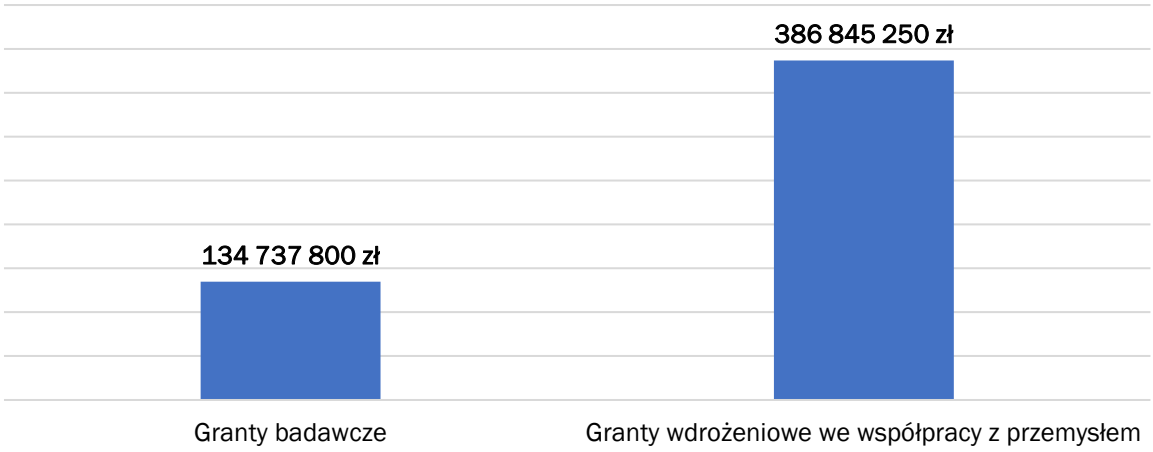
Rys. 8.4. Łączna wartość grantów badawczych, krajowych i międzynarodowych, realizowanych przez ankietowane jednostki w latach 2015–2021 w PLN (wszystkich, również poza energetyką jądrową oraz wyłącznie w obszarze energetyki jądrowej)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie zrealizowanego badania kwestionariuszowego

W odpowiedzi na prośbę o podanie łącznej liczby grantów badawczych, krajowych i międzynarodowych, realizowanych przez jednostkę w latach 2015–2021 (wszystkich, również poza energetyką jądrową), 9 na 11 ankietowanych wskazało odpowiedź „ponad 50", w jednym przypadku było to od 21 do 50 grantów, a również w jednym od 0 do 10. Łączna wartość zrealizowanych grantów we wszystkich obszarach działalności 10 jednostek (1 nie podała odpowiedzi) w podanym okresie pięcioletnim wyniosła według deklaracji ponad 2,366 mld złotych. Skala wartości różniła się pośród jednostek od 1 mln do ok. 930 mln złotych. Średnia wartość przypadająca na jednostkę to ok. 235 mln złotych.

Rys. 8.5. Łączna wartość grantów badawczych oraz grantów wdrożeniowych związanych z energetyką jądrową zrealizowanych przed badane jednostki w latach 2015-2021 [PLN]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie zrealizowanego badania kwestionariuszowego

W przypadku grantów badawczych związanych wyłącznie z energetyką jądrową 7 na 11 podmiotów zadeklarowało realizację od 0 do 5 grantów w okresie 2015–2021, 1 podmiot od 11 do 15 grantów, a 3 podmioty ponad 15 grantów. Łączna wartość zrealizowanych grantów przez wszystkie 11 jednostek wyniosła ponad 134,7 mln złotych, z czego bardzo istotna jest informacja, że wyłącznie 1 podmiot odpowiada za prawie 75% tej kwoty. Ciekawie prezentuje się sytuacja dotycząca grantów wdrożeniowych realizowanych we współpracy z przemysłem w latach 2015–2021. 6 instytucji zadeklarowało realizację od 0 do 10 grantów we wskazanym okresie, 2 jednostki od 21 do 50 grantów, 2 jednostki ponad 50

grantów, a jedna nie udzieliła odpowiedzi. Łączna wartość grantów wdrożeniowych wyniosła ponad 386,8 mln złotych, z czego ponownie jedna jednostka (inna niż w przypadku grantów badawczych) odpowiadała za znaczącą większość tej kwoty – prawie 87%.

Drugim miernikiem działalności jednostek naukowo-badawczych w energetyce jądrowej jest działalność publikacyjna. W odpowiedzi na pytanie o liczbę publikacji naukowych (*double blind review*) związanych z obszarami energetyki jądrowej w latach 2015–2021, 3 jednostki wskazały ponad 100 publikacji, 1 jednostka 51–100 publikacji, 1 jednostka 21–50 publikacji, a pozostałe 6 jednostek od 0 do 20 publikacji.

Analizując swoje silne strony, badane jednostki naukowo-badawcze wskazywały na 3 główne obszary. Po pierwsze, wysoki poziom kompetencji wśród unikalnych specjalizacji takich jak:

a) analizy bezpieczeństwa reaktorów jądrowych oraz ochrona radiologiczna i dozymetria pod kątem energetyki jądrowej (np. znajomość kodów obliczeniowych stosowanych do analiz, w tym bezpieczeństwa, reaktorów jądrowych),

b) analizy dotyczące ciepła powyłączeniowego, reakcji rozszczepienia oraz własności fizycznych fragmentów rozszczepienia,

c) chemia jądrowa, chemia radiacyjna, radiobiologia,

d) analizy cieplno-przepływowe w układach energetycznych (posiadanie własnych oraz komercyjnych narzędzi obliczeniowych),

e) wyprowadzenie mocy z siłowni jądrowych,

f) coupling EJ z technologiami wytwarzania wodoru,

g) dodatkowo jeden podmiot wskazał wysokie kompetencje w zakresie obszaru ogólnie wyspy jądrowej (obliczenie neutronowe, cieplno-przepływowe, awarii ciężkich, projektowanie reaktora i urządzeń elektrowni).

Po drugie, silna współpraca zagraniczna oraz ugruntowane relacje z lokalnymi i zagranicznymi ośrodkami jądrowymi, np.:

a) „doświadczenie w pracy w dużych ośrodkach jądrowych, m.in. CERN, Brookhaven National Laboratory, GSI Helmholtz Centre for Heavy Ion Research”,

b) „szeroka międzynarodowa współpraca w obszarze naukowo-badawczym, dydaktycznym, szkoleniowym oraz instytucjonalnym, np. IAEA, OECD, itp.”.

Po trzecie, specjalistyczne zaplecze badawcze, laboratoria wyposażone w nowoczesny sprzęt badawczy oraz zaawansowane oprogramowania wiodących światowych producentów, np.:

a) „cztery akredytowane laboratoria, oferujące usługi w zakresie: wzorcowania przyrządów dozymetrycznych, badania dawek indywidualnych i środowiskowych, ekspertyzy radiometryczne oraz skażeń ludzi i środowiska”,

b) „magazyn materiałów jądrowych i odpadów promieniotwórczych, 4 akceleratory elektronów, 2 źródła Co-60 dużej aktywności, jedyne w Polsce Akredytowane Laboratorium Dozymetrii Biologicznej”,

c) „laboratoria do pracy w komorach gorących i komorach alfa, laboratoria izotopowe 3 klasy II, 15 klasy III, 4 klasy Z.”.

Wśród barier i potrzeb niezbędnych do zaadresowania jednostki naukowo-badawcze poruszają wiele kwestii. Do najważniejszych należą, po pierwsze, kwestie braku wsparcia finansowego oraz zamówień na oferowane analizy badawcze, np.:

a) „Niedostosowana do programu PPEJ struktura Narodowego Centrum Nauki. Brak sekcji wspierających badania naukowe dla PPEJ".

b) „Brak planu dotyczącego przygotowania infrastruktury wspierającej ej w Polsce, brak finansowania takich laboratoriów".

c) „Niewystarczające środki do stabilnej aktualizacji infrastruktury dydaktycznej, szczególnie w zakresie dostępu do najnowszych wersji specjalistycznego oprogramowania".

d) „Wsparcie w zakresie uatrakcyjnienia studiów prowadzonych na wydziale – budowa nowego laboratorium i rozbudowa istniejącego".

e) „Wsparcie w rozwój zaawansowanych pracowni pomiarowych".

f) „Potrzeba faktycznych zleceń na wykonywanie oceny bezpieczeństwa reaktorów jądrowych i wykonywanie analiz bezpieczeństwa – jak do tej pory powstaje więcej artykułów prasowych niż rzetelnych opracowań i analiz".

Po drugie duże problemy kadrowe, zarówno wśród kadr badawczo-naukowych, jak również kwestii dydaktycznych, np.:

a) „Odejście znaczącej części kadry na emerytury w krótkiej perspektywie czasowej oraz trudność z zachęceniem nowych osób do podjęcia pracy w tematyce".

b) „Kadra naukowo-dydaktyczna może okazać się zbyt mała w stosunku do potrzeb".

c) „Konieczność zwiększenia zatrudnienia o pracowników dedykowanych do realizacji prac w ramach polskiego programu jądrowego".

d) „Wydział ma ograniczone zdolności związane z zatrudnianiem nowych pracowników – Wydział dostaje ograniczone środki na prowadzenie edukacji, co wystarcza na utrzymanie około 5 pracowników zajmujących się energetyką jądrową. Zwiększenie liczby pracowników będzie możliwe po otrzymaniu dodatkowego wsparcia lub zleceń na wykonywanie obliczeń i analiz w zakresie energetyki jądrowej".

e) „Niskie zainteresowanie studentów kierunkami jądrowymi (przynajmniej do teraz)".

f) „Brak zorganizowanego systemu praktyk i staży studenckich w zakresie EJ".

g) „Brak programu kształcenia kadr, w szczególności na poziomie doktorskim i podoktorskim, w ramach Polskiego Programu Energetyki Jądrowej. Na razie dominują ogólniki".

W kwestii udziału krajowych podmiotów w polskim programie jądrowym ankietowane jednostki badawczo-naukowe są bardzo zgodne. Na prośbę o wskazanie grup podmiotów, które mają największe szanse na duży udział local content w projekcie budowy energetyki jądrowej, ankietowani wskazali przede wszystkim firmy budowlane i montażowe. Ponadto wskazane zostały również przedsiębiorstwa zapewniające wymagane zasilanie elektroenergetyczne urządzeń elektrowni jądrowych, firmy produkujące osprzęt AKPiA, podmioty zajmujące się aspektami wyprowadzenia mocy z elektrowni, producenci urządzeń zasilania wodą wtórnego obiegu chłodzenia EJ oraz układów parowych, a po zbudowaniu elektrowni firmy zajmujące się odpadami promieniotwórczymi.

8.3. Finalny wybór poddostawcy przez generalnego wykonawcę

W przypadku, w którym proces kwalifikacji przedsiębiorstw jako zatwierdzonych podwykonawców odbędzie się sprawnie i wiele firm z różnych sektorów gospodarki wdroży wymagane systemy zarządzania jakością i ewentualne dostosowania projektowe produktów lub usług, trzeba pamiętać, że to dopiero połowa sukcesu. Firmy znajdujące się na liście „approved supplier list" o udział w projekcie będą musiały

konkurować z podmiotami zagranicznymi, które często mają znacznie większe doświadczenie w działalności na rynku energetyki jądrowej, a w niektórych przypadkach są również bardziej konkurencyjne cenowo. Badane podmioty komunikowały takie ryzyko np. w przypadku rynku stali, który został bardzo mocno dotknięty przez kryzys energetyczny, co powoduje, że ceny produktów są wyższe o ok. 20% niż konkurencji z Korei Płd. czy Chin. Dodatkowo przewagę posiadają te przedmioty, które funkcjonują w łańcuchach dostaw dostawców technologii od wielu lat i mają mocno ugruntowaną pozycję.

W tym miejscu bardzo dużą rolę odegrają instytucje państwowe, w tym główny inwestor. Pomimo deklaracji medialnych potencjalnych dostawców technologii o planowanym udziale local content na poziomie 40–70%, trzeba pamiętać, że z punktu widzenia wykonawcy wybór doświadczonych podmiotów, które zostały sprawdzone przy okazji innych inwestycji oraz przedsiębiorstw, które oferują niższą cenę za swoje produkty i usługi, jest logicznym działaniem, ograniczającym zarówno ryzyka projektowe, jak również maksymalizujące interes biznesowy. W konsekwencji, aby zapewnić polskim podmiotom szansę na duży udział w budowie elektrowni jądrowych w kraju, niezbędne jest zawarcie w umowach skutecznych zapisów o minimalnych progach wartościowych lub procentowych wykorzystania urządzeń i usług wyprodukowanych w Polsce w poszczególnych obszarach inwestycji. Niezbędne będzie również precyzyjne określenie, czym jest tzw. local content – np. czy oddział lub spółka zależna podmiotu zagranicznego wytwarzający produkty lub świadczący usługi w Polsce (m.in. posiadający w swoich strukturach znaczący udział polskich pracowników) może zostać uznany za podmiot krajowy, czyli klasyfikujący się jako „local content". Innymi słowy, niezbędne jest wyrównanie szans polskich podmiotów, które dopiero wchodzą na rynek energetyki jądrowej z podmiotami zagranicznymi, które na tych rynkach funkcjonują od lat i są silniejsze kapitałowo lub pochodzą z państw, w których koszty pracy oraz koszty materiałów i energii są znacznie niższe niż w Polsce. Bez działań na szczeblu rządowym, które „wymuszą" pewien poziom udziału polskich podmiotów w finalnych łańcuchach dostaw dla elektrowni jądrowych w Polsce, może dojść do sytuacji, w której przedsiębiorstwa wzorowo przygotują się do uczestnictwa w programie jądrowym, spełniając wszystkie normy techniczne i jakościowe, ale mimo to nie zostaną wyłonione jako finalny poddostawca. Mogłoby to skutkować poniesieniem nakładów kapitałowych i czasowych, które zostałyby w znacznym stopniu utracone, do czego nie można dopuścić.

W zrealizowanym badaniu ankietowym przedsiębiorstwa i jednostki naukowo-badawcze jako warunki, które muszą zostać spełnione, aby osiągnąć duży udział krajowych podmiotów w procesie budowy elektrowni jądrowych w Polsce, wskazywały najczęściej na takie aspekty jak:

- skoordynowane działania jednostek badawczo-rozwojowych i przemysłowych,
- przygotowanie silnego centrum zarządzania i kontroli projektów jądrowych,
- prowadzenie spójnej i stabilnej polityki energetycznej państwa,
- zobowiązanie zagranicznych dostawców technologii do przestrzegania polskiego prawa i polskich standardów,
- sprzyjające uwarunkowania do inwestowania, rozwoju, ewentualnie przebranżowienia kadr,
- rozbudowa kompetencji polskich firm w obszarze wyspy jądrowej,
- uruchomienie programów szkoleniowych oraz B+R we współpracy przemysłu ze światem nauki,
- kampanie marketingowe, promocyjne, informacyjne, edukacyjne,
- „Pełne uznanie energii jądrowej na terenie UE jako zrównoważonego (bezemisyjnego) źródła energii na równi z tzw. energią odnawialną. Wynegocjowanie rozsądnego okresu przejściowego dla transformacji od źródeł kopalnych".

8.4. Sytuacja kadrowa w energetyce jądrowej oraz w energetyce konwencjonalnej

Sytuacja kadrowa w zakresie specjalizacji jądrowych w Polsce jest dość skomplikowana. Ze względu na niewielkie perspektywy pracy w obszarze technologii jądrowych w Polsce zainteresowanie karierą w powiązanych specjalizacjach było w ostatnich latach bardzo małe. Nie oznacza to jednak, że krajowe kompetencje zupełnie nie istnieją. Wraz z dyskutowanymi projektami budowy elektrowni jądrowych w Polsce na przestrzeni dekad zainteresowanie energetyką jądrową w pewnych okresach rosło, co przekładało się na przyrost liczby specjalistów posiadających wiedzę i wykształcenie w różnych obszarach technologii jądrowych, aby następnie gwałtownie maleć po kolejnych decyzjach o porzuceniu planów rozwoju energetyki jądrowej. Wydaje się, że największe kompetencje Polska posiadała w latach 70 i 80. Najbardziej znane i największe reaktory jądrowe eksploatowane w tamtych czasach w Polsce to dwa reaktory badawcze EWA oraz MARIA. Ten drugi działa oczywiście do dziś i jest jedynym czynnym reaktorem jądrowym w kraju. Od lat 60 działały również tzw. zestawy krytyczne o niewielkiej mocy, wykorzystywane jako modele reaktorów badawczych – ANNA, AGATA, MARYLA oraz podjęta została próba budowy reaktora uniwersyteckiego WANDA w Akademii Górniczo-Hutniczej[167]. Jednocześnie w latach 80. rozpoczęto budowę elektrowni jądrowej „Żarnowiec". Wizja przyszłości, w której energetyka jądrowa oraz technologie jądrowe stanowią ważną część życia gospodarczego, przyciągała znaczącą liczbę osób, które rozwijały swoje umiejętności nie tylko na uczelniach, ale również w instytutach badawczych. Sytuację zmieniła katastrofa elektrowni w Czarnobylu oraz zmiany ustrojowe w Polsce w 1989 r. Po porzuceniu planów rozwoju energetyki jądrowej oraz dużych zmianach w możliwości wyjazdu za granicę polskich obywateli, wiele osób posiadających kompetencje w energetyce jądrowej wyemigrowało. W trakcie następnych trzech dekad było kilka większych prób pobudzenia zainteresowania technologiami jądrowymi oraz inicjatyw budowy elektrowni jądrowych w Polsce, jednak żadna z nich nie zakończyła się sukcesem. Znajomość historii rozwoju kompetencji jądrowych w Polsce jest istotna, aby zrozumieć obecną sytuację i liczebność wyspecjalizowanych kadr w tym obszarze. Przez 30 lat kadry wykształcone w latach 1960–1990, które zdecydowały pozostać się w kraju, rozwijały powiązane dziedziny nauki na uczelniach oraz w instytucjach badawczych, pomimo niewielkiego zainteresowania dedykowanymi kierunkami studiów oraz ograniczonego finansowania badań. Obecnie spośród wysoko wykształconych kadr w poprzednim ustroju większość jest już w wieku emerytalnym, a te kończące studia w latach 80. osiągną wiek emerytalny w najbliższych kilku latach. Liczebność młodszych kadr, kształconych od 1989 r. do dzisiaj, jest niestety niewielka, a małe zainteresowanie studiami wynikało z niewielkich możliwości pracy w kraju. Trzeba zaznaczyć, że studia o specjalizacji związanej z energetyką jądrową są prowadzone na wysokim poziomie, a znacząca część absolwentów wyjeżdża do pracy za granicę. W trakcie przeprowadzonych wywiadów pogłębionych przedstawiciele polskich firm działających na rynku energetyki jądrowej informowali, że podczas kontaktów z podmiotami zagranicznymi, w tym spółkami eksploatującymi elektrownie jądrowe, współpracowali z polskimi ekspertami reprezentującymi stronę zamawiającego.

Podsumowując sytuację kadr wyspecjalizowanych w dziedzinach z obszaru technologii jądrowych, należy stwierdzić, że wciąż istnieją krajowe kompetencje w tym obszarze, ale brakuje ciągłości w zastępowalności kadr oraz transferu całej wiedzy. Część kompetencji niestety już teraz trzeba odtworzyć od nowa. Dotyczy to przede wszystkim instytucji naukowych oraz badawczo-rozwojowych, które nie posiadają odpowiednich środków finansowych na prowadzenie zaawansowanych i innowacyjnych badań ani zatrudnianie młodych specjalistów. Jest to oczywiście bezpośrednim skutkiem braku realizacji programów jądrowych w ostatnich dekadach. Podobnie wygląda sytuacja nielicznych przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku technologii jądrowych. Jeden z przedstawicieli przemysłu posiadający pewne kompetencje w obszarze technologii jądrowych informował w wywiadzie pogłębionym o niewielkiej liczbie zamówień na usługi pomiarowe, choć zadeklarował gotowość i sprawność posiadanej infrastruktury:

Posiadamy pracownię izotopową klasy drugiej oraz własnego Inspektora Ochrony Radiologicznej. Wykorzystujemy izotopy do pomiarów przepływów np. wody w układach zamkniętych, gdzie jest problem

[167] https://nuclear.pl/polska,doswiadczalne,reaktory-doswiadczalne,0,0.html

z zamontowaniem innego typu aparatury. Pracownia jest coraz rzadziej wykorzystywana, lecz cała infrastruktura jest dostępna w firmie, np. składowiska odpadów promieniotwórczych, magazyny źródeł otwartych, śluza sanitarna, kanalizacja ścieków aktywnych i laboratoryjnych.

Z pozytywnych informacji należy wskazać wysoki poziom krajowych kompetencji m.in. w zakresie wytwarzania radioizotopów dla medycyny (radiofarmaceutyków). Oczywiście wytwarzanie izotopów promieniotwórczych ma miejsce w reaktorze MARIA[168] przez Narodowe Centrum Badań Jądrowych – Ośrodek Radioizotopów POLATOM, ale kompetencje w tym obszarze posiada jeszcze kilka ośrodków naukowo-badawczych w kraju, np. Środowiskowe Laboratorium Ciężkich Jonów Uniwersytetu Warszawskiego czy Instytut Chemii i Techniki Jądrowej PAN. Z informacji otrzymanych podczas przeprowadzonych wywiadów pogłębionych z ekspertami branżowymi wynika, że temat radiofarmaceutyków jest bardzo istotny na poziomie unijnym, co powoduje, że w programach unijnych dostępne będą duże środki finansowe dla tego rodzaju specjalizacji. Duże zainteresowanie tematem przejawiane jest przede wszystkim w Belgii oraz Holandii.

Znacznie bardziej optymistycznie wygląda sytuacja kadrowa w energetyce konwencjonalnej. Polskie przedsiębiorstwa oraz instytucje badawczo-rozwojowe posiadają wysokie kompetencje we wszystkich obszarach projektowania, budowy oraz eksploatacji elektrowni konwencjonalnych. Otwiera to możliwość doszkolenia kadry inżynierskiej w zakresie specyfiki funkcjonowania rynku energetyki jądrowej, chociaż nie zastąpi to kształcenia kadr wyspecjalizowanych stricte w technologiach jądrowych. Większość badanych przedsiębiorstw poprzez kwestionariusze ankietowe lub wywiady pogłębione potwierdza zamiar doszkalania posiadanych kadr pod kątem projektów jądrowych. Zamiary zatrudniania nowych kadr, zarówno badawczo-naukowych, jak i technicznych, są już wyraźnie mniejsze, chociaż zależeć to będzie od skali zapotrzebowania na produkty i usługi danych firm – podmioty są gotowe na taki scenariusz. Ścieżka doszkalania osób już pracujących w sektorze energetycznym poprzez kursy oraz studia podyplomowe wskazywana jest przez podmioty jako niewystarczająca do pracy we wszystkich obszarach elektrowni jądrowych. Niezbędne będzie równoległe pełne szkolenie nowych kadr dedykowanych energetyce jądrowej, co obrazuje przykładowa opinia przedstawiciela przedsiębiorstwa funkcjonującego na rynku energetyki jądrowej:

Przez niektóre uczelnie są prowadzone studia podyplomowe, lecz możliwe jest podczas nich jedynie „odświeżenie informacji", lecz nie jest to ścieżka do wykształcenia fachowców ds. energetyki jądrowej. Przykład Finlandii – przed pracą na nastawni konieczne jest ponad 60-dniowe szkolenie, a żeby zdobyć certyfikat, należy odbyć 4-letni kurs zakończony egzaminem.

W kontekście etapu budowy elektrowni jądrowych w Polsce przez wielu uczestników rynku wskazywane są braki kadrowe występujące w całej branży energetycznej, głównie na stanowiskach technicznych, np. spawaczy, energetyków, mechaników. Zgłaszane są ogólne potrzeby kształcenia większej liczby inżynierów oraz specjalistów technicznych z wykształceniem średnim, np. spawaczy.

Analiza sytuacji wyspecjalizowanych kadr w obszarze gospodarki jądrowej przedsiębiorstw, które wzięły udział w badaniu ankietowym, potwierdza niewielką liczbę wysoko wykształconych pracowników o tych kompetencjach na polskim rynku. Tylko 2 spośród 17 firm zadeklarowały posiadanie wyspecjalizowanej kadry naukowo-badawczej z obszaru technologii jądrowych, a tylko 4 firmy posiadanie wyspecjalizowanych kadr technicznych. Jednocześnie firmy widzą potrzebę rozszerzania zespołów o specjalistów z branży jądrowej, zwłaszcza w obszarze kadr technicznych (13 odpowiedzi) i nieco mniejszą w obszarze kadr naukowo-badawczych (7 odpowiedzi). Jedynie 3 podmioty spośród wszystkich ankietowanych nie przewidują nowych naborów kadrowych. W pytaniu o wykształcenie/dyscyplinę kadr, na które przedsiębiorstwo widzi zapotrzebowanie, 13 ankietowanych wskazało nauki inżynierskie, 3 firmy nie udzieliły odpowiedzi, a w sekcji odpowiedzi inne 3 podmioty wskazały: *„BHP"*, *„bezpieczeństwo jądrowe, licencjonowanie, planowanie awaryjne, badania środowiskowe, cyberbezpieczeństwo"* oraz *„W projektach jądrowych realizować chcemy dokładnie te same usługi, które realizujemy dla projektów*

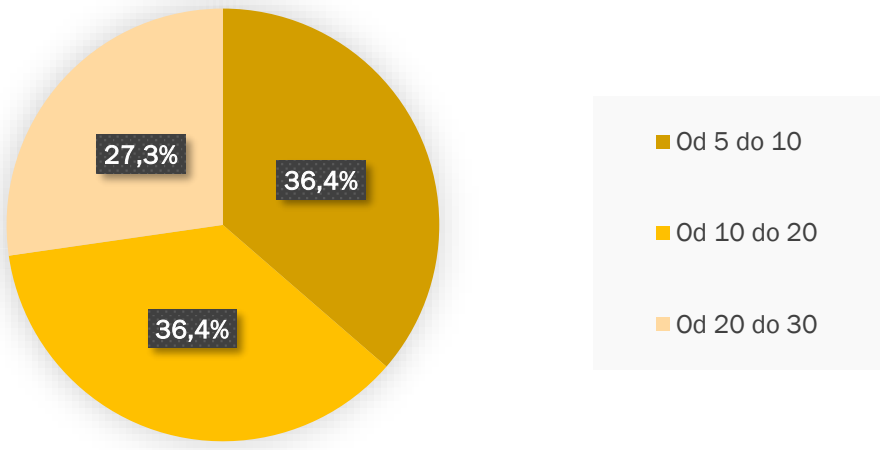
[168] https://www.ncbj.gov.pl/wykorzystanie/wytwarzanie-izotopow-promieniotworczych

konwencjonalnych. Usługi te trzeba będzie jednak rozszerzyć o wymagania norm, rozporządzeń itd. dedykowanych EJ i w tym kierunku chcemy rozwijać swoje kadry". Żaden ankietowany podmiot nie widzi w swojej działalności zapotrzebowania na specjalistów z obszaru fizyki czy chemii jądrowej.

Kompetencje kadrowe w energetyce jądrowej – jednostki naukowo-badawcze

Analiza krajowej sytuacji wyspecjalizowanych kadr w obszarze gospodarki jądrowej nie jest zadaniem prostym. W zrealizowanym badaniu kwestionariuszowym udział wzięło wyłącznie 11 jednostek naukowo-badawczych, chociaż należących do czołowych instytucji w tym zakresie w państwie. Pomimo że próba badawcza nie jest reprezentatywna, uzyskane wyniki odzwierciedlają ogólną sytuację kadrową w instytucjach naukowych i mogą służyć do wstępnych wniosków w zakresie zarządzania krajowymi kadrami przy realizacji polskiego programu jądrowego.

Rys. 8.6. Przeciętna liczebność kadr naukowo-badawczych wyspecjalizowanych w obszarze energetyki jądrowej w 11 ankietowanych instytucjach



Źródło: Opracowanie własne na podstawie zrealizowanego badania kwestionariuszowego

Spośród 11 badanych jednostek naukowo-badawczych prawie wszyscy ankietowani wskazali, że posiadają kadry naukowo-badawcze wyspecjalizowane w obszarze energetyki jądrowej – 10 na 11 podmiotów. Liczebność różniła się w zależności od jednostki, od 5 do maksymalnie 36 osób. Łączna deklarowana liczba wyspecjalizowanych kadr w obszarze technologii jądrowych w badanych instytucjach to ok. 163 osób. W przypadku kadr technicznych, również wyspecjalizowanych w obszarze energetyki jądrowej, 5 podmiotów zadeklarowało posiadanie pracowników o tym profilu, a 6 nie. Łącznie w badanych instytutach pracuje ok. 58 specjalistów technicznych. Na pytanie o potrzeby zwiększenia kadr dedykowanych projektom jądrowym wszyscy ankietowani zadeklarowali takie zainteresowanie i wyłącznie w obszarze kadry naukowo-badawczej.

Poza działalnością badawczą, 9 z 11 ankietowanych podmiotów prowadzi działalność dydaktyczną w dyscyplinach związanych z energetyką jądrową. Trudno wskazać dokładną liczbę studentów nawet w badanych instytucjach, ponieważ wyłącznie 7 udzieliło odpowiedzi w tym zakresie. Niemniej, w przypadku studiów I stopnia suma wyniosła 432 osoby, w przypadku studiów II stopnia 235 osób, a w przypadku studiów III stopnia tylko 29 osób.

8.5. Szkolenia i spotkania informacyjne dla przedsiębiorstw – oczekiwane wsparcie merytoryczne i organizacyjne

Ze względu na niewielkie krajowe doświadczenie w budowie i eksploatacji elektrowni jądrowych inwestycja budowy wielu reaktorów w stosunkowo krótkim czasie wymaga bardzo szczegółowego planu, sprawnego włączania polskich przedsiębiorstw do łańcuchów dostaw energetyki jądrowej. Wyniki przeprowadzonych badań pokazują ogólne potrzeby wsparcia merytorycznego i organizacyjnego zgłaszane przez przedsiębiorstwa oraz jednostki badawczo-rozwojowe w obecnym etapie planowania inwestycji.

- **Harmonogram postępowania dla przedsiębiorstw**. Badani wskazują zainteresowanie przejrzystym harmonogramem działań dla przedsiębiorstw zainteresowanych udziałem w polskim programie jądrowym. Istnieje potrzeba prezentacji jasnych wytycznych oraz instrukcji w zakresie sposobu postępowania przedsiębiorstw, określenia terminów i czasu trwania poszczególnych etapów przygotowawczych, określenia, z którymi konkretnymi instytucjami powinny się kontaktować w celu pozyskiwania najważniejszych informacji, jakie certyfikaty trzeba posiadać i jakie kryteria trzeba spełnić, aby być obecnym na liście zaakceptowanych poddostawców itp. Część przedsiębiorstw zgłasza problem z brakiem przejrzystych informacji dotyczących zakresu wymagań i perspektywy czasowej, w której poszczególne podmioty muszą się dostosować do wytycznych.

- **Katalog wymagań technicznych i certyfikacyjnych**. Zgłaszana jest potrzeba stworzenia przejrzystego katalogu dotyczącego wymagań technicznych, w tym certyfikacyjnych, dla poszczególnych branż oraz konkretnych produktów i usług. Niezbędna byłaby współpraca ze wszystkimi dostawcami technologii w zakresie stworzenia katalogu wymagań technicznych i certyfikacyjnych, w którym zainteresowane przedsiębiorstwa szybko mogłyby sprawdzić wymagania dotyczące ich działalności oraz oszacować czas i nakłady finansowe niezbędne do dostosowania produktów i systemów zarządzania jakością do wymagań poszczególnych dostawców technologii. Przykładem potrzeby jest wypowiedź przedstawiciela przemysłu podczas zrealizowanych wywiadów pogłębionych:

  Rzecz, którą można by poprawić podczas takich spotkań, to forma materiałów szkoleniowych, bowiem oprócz komplementarnego zestawu wiedzy, powinny one zawierać broszury dla potencjalnych firm, które w miarę przejrzysty i uproszczony sposób będą prezentować podział inwestycji na elementy o różnym poziomie wymagań i informowałyby, jakie byłyby to wymagania.

- **Pogłębione szkolenia merytoryczne w podziale na poszczególne branże i produkty**. Szkolenia wskazujące dokładne różnice w wymaganiach dla poszczególnych branż istniejących w energetyce konwencjonalnej vs energetyce jądrowej oraz informujące o ważnych i mniej ważnych obszarach, na których przedsiębiorstwa muszą się skupiać w projektach energetyki jądrowej (np. jak wskazała jedna z badanych osób, „wskazanie błędów w myśleniu o tym, co jest wspólne i czym się różnią projekty jądrowe od konwencjonalnych"). Potrzebne są również szkolenia techniczne, być może połączone z warsztatami i ćwiczeniami praktycznymi, w obszarze konkretnych specjalizacji.

- **Stworzenie oficjalnych instrukcji i wskazówek dotyczących procedury aplikowania do dostawców technologii.** Istnieje potrzeba wsparcia zarówno merytorycznego, jak również organizacyjnego w procesie kontaktu i kwalifikacji przedsiębiorstw jako zweryfikowanych poddostawców usług i produktów przez dostawców technologii.

- **Szkolenia i spotkania informacyjne o możliwych źródłach finansowania**. Samo uzyskiwanie certyfikatów nie powinno stanowić dla większości przedsiębiorstw bariery finansowej. W przypadku szczególnie przedsiębiorstw produkcyjnych wyzwaniem może być natomiast wdrażanie kosztochłonnych i czasochłonnych zmian w procesie produkcji, dostosowań infrastrukturalnych (np. miejsce i specjalne warunki składowania produktów) oraz ogólnie nowych systemów zarządzana jakością. Koszt i złożoność dostosowań zależą oczywiście od sytuacji konkretnego przedsiębiorstwa oraz branży, w której funkcjonuje. W niektórych przypadkach koszty zmian mogą wynieść miliony

złotych, co w sytuacji braku pewności otrzymania kontraktu od generalnego wykonawcy stanowi duże ryzyko. Niezbędna byłaby organizacja szkoleń i spotkań informacyjnych o możliwych źródłach finansowania opisanych dostosowań oraz wsparcia finansowego ogólnie w pozyskiwaniu certyfikatów i akredytacji.

- **Stworzenie jednego, merytorycznego centrum kontaktu dla przedsiębiorstw i instytucji badawczych.** W procesie badawczym zgłaszana była potrzeba wyłonienia jednego centrum/podmiotu/zespołu, który będzie odgrywał rolę punktu pierwszego kontaktu i informacji dla podmiotów zainteresowanych udziałem w polskim programie jądrowym. Zespół koordynacyjny powinien nadzorować proces włączania polskich przedsiębiorstw w łańcuchy dostaw energetyki jądrowej oraz wspierać polskie podmioty w kontaktach i negocjacjach z globalnymi dostawcami technologii.

Spośród wydarzeń organizacyjnych i merytorycznych zrealizowanych w ostatnim roku badani w większości chwalili szkolenie zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, które skierowane było do 3 grup przedsiębiorstw – budowlanych, elektrycznych i metalowych. Jednocześnie zgłaszane były oczekiwania kursów o bardziej szczegółowym programie merytorycznym dla poszczególnych branż, produktów i usług, które odbywałyby się cyklicznie przez dłuższy okres, np. kilku tygodni, o mniejszym obciążeniu godzinowym w danych sesjach szkoleniowych. Doceniany był udział w szkoleniu potencjalnych dostawców technologii i wyrażana nadzieja na kursy, w których firmy zagraniczne w bardziej szczegółowy sposób przedstawią normy techniczne i oczekiwania wobec firm z poszczególnych branż.

8.6. Zarządzanie local contentem podczas budowy elektrowni jądrowych w Polsce – wnioski

Analizując zagadnienie włączania krajowych przedsiębiorstw w proces budowy energetyki jądrowej w Polsce, trzeba stwierdzić, że krajowy potencjał w zakresie budowy samych elektrowni jest duży, jednak istnieją równie istotne bariery z zakresu kompetencji jądrowych we wszystkich obszarach łańcucha wartości (projektowanie, budowa, eksploatacja, likwidacja elektrowni) wynikające z braku realizacji programów jądrowych i niskiego priorytetu badań z obszaru technologii jądrowych w ostatnich kilku dekadach.

Wraz z coraz intensywniejszą debatą publiczną o polskim programie jądrowym oraz realizacją studiów i badań rynkowych uwidaczniają się główne elementy zarządzania tzw. local contentem. Bazując na zrealizowanych badaniach, wyróżnić można następujące obszary:

1. Zarządzanie procesem kwalifikacji przedsiębiorstw przez dostawców technologii oraz włączanie polskich podmiotów w łańcuchy dostaw kluczowych liderów technologicznych.
2. Zarządzanie procesem wdrażania nowych systemów zarządzania jakością, dostosowywania infrastruktury i zakupu urządzeń, uzyskiwania certyfikatów oraz akredytacji z zakresu energetyki jądrowej szczególnie przez przedsiębiorstwa, które nie miały do tej pory żadnego doświadczenia w pracy przy inwestycjach jądrowych. Wdrażanie mechanizmów ograniczania ryzyka inwestycyjnego dla podmiotów gospodarczych, które nawet po spełnieniu wymogów technicznych i organizacyjnych mogą nie zostać wybrane jako poddostawcy usług i produktów dla projektu.
3. Zarządzanie i centralne koordynowanie kontaktów biznesowych pomiędzy wszystkimi interesariuszami (w tym instytucjami państwowymi, dostawcami technologii oraz przedsiębiorstwami i instytucjami badawczo-rozwojowymi). Minimalizacja chaosu informacyjnego oraz dużej liczby sprzecznych informacji medialnych, a także barier związanych z zaangażowaniem w program wielu podmiotów z różnych krajów, posługujących się innym systemem miar czy różnymi normami jakościowymi.
4. Organizacja szkoleń i spotkań informacyjnych, a także kampanii medialnych, mających na celu zachęcenie jak największej liczby firm do przeprowadzenia audytu przedsiębiorstwa i identyfikacji indywidualnych możliwości uczestnictwa w programie jądrowym. Stworzenie prostych i przejrzystych katalogów wymagań technicznych i certyfikacyjnych dla produktów i usług we wszystkich obszarach

budowy elektrowni jądrowej, tak aby umożliwiały każdemu zainteresowanemu podmiotowi jak najwcześniejsze poznanie skali wyzwań, niezbędnego czasu i nakładów finansowych potrzebnych na przygotowanie się do udziału w przedsięwzięciu. Szczególnie istotne będzie to na wczesnym etapie, w którym umowy z generalnym wykonawcą nie zostały jeszcze oficjalnie podpisane i brakuje szczegółowych informacji o wymaganiach technicznych i certyfikacyjnych dla poszczególnych produktów i usług.

5. Dostosowanie programów i warunków kształcenia młodych kadr do zapotrzebowania zgłaszanego zarówno przez rynek energetyki jądrowej, jak i konwencjonalnej. Promocja i nadanie wyższego priorytetu kierunkom technicznych w szkołach wyższych, w tym z zakresu energetyki jądrowej, fizyki jądrowej, chemii jądrowej, radioizotopów i innych dziedzin jądrowych, a także programów kształcenia szkół średnich technicznych, w celu znacznego zwiększenia liczby absolwentów kierunków technicznych, w tym na potrzeby przemysłu ogółem – np. spawaczy i mechaników. Nawiązanie współpracy z wiodącymi ośrodkami naukowymi na świecie specjalizującymi się w technologiach jądrowych, w tym w zakresie uruchomienia nowych kierunków kształcenia kadr, zapewniającego możliwość wymiany zagranicznej oraz odbycie praktyk w zagranicznych elektrowniach jądrowych i laboratoriach badawczych.
6. Zadbanie o zastępowalność kadrową w instytutach badawczych i jednostkach badawczo-rozwojowych posiadających kompetencje w dziedzinie technologii jądrowych. Zapewnienie odpowiedniego poziomu finansowania badań oraz warunków do odbudowy większych zespołów badawczych, w tym włączania młodych kadr do pracy w instytutach, aby zapobiec utracie kompetencji wynikających ze zmian pokoleniowych. Wykorzystanie istniejącego potencjału w poszczególnych specjalizacjach jądrowych, w tym skonsolidowanie krajowych kompetencji z zakresu radiofarmaceutyków i wykorzystanie szans wynikających z nowych programów unijnych skierowanych dla tej specjalizacji.
7. Zadbanie o zawarcie odpowiednich zapisów w umowach z dostawcami technologii oraz generalnymi wykonawcami budowy elektrowni jądrowych w Polsce i realizacja innych działań, które zabezpieczą minimalny udział wykorzystania urządzeń i usług wyprodukowanych w Polsce w poszczególnych obszarach inwestycji. Realizacja działań mających na celu wyrównanie szans na udział w projekcie polskich podmiotów, które dopiero wchodzą na rynek energetyki jądrowej i muszą konkurować z podmiotami zagranicznymi, które na tych rynkach funkcjonują od lat i są znacznie silniejsze kapitałowo lub pochodzą z państw, w których koszty pracy oraz koszty materiałów i energii są znacznie niższe niż w Polsce.

Atom dla Polski – podsumowanie konferencji z dnia 22 września 2022 r.

Zgodnie z oficjalnymi planami Polska za kilka lat powinna rozpocząć budowę pierwszych bloków elektrowni jądrowej. Trzy firmy, które złożyły polskiemu rządowi oferty – EDF, Westinghouse i KHNP zaprezentowały szczegóły swoich propozycji podczas konferencji „Atom dla Polski", zorganizowanej przez Klub Energetyczny oraz Wydział Zarządzania UW w Warszawie.

Mimo różnic rozwiązań technologicznych i biznesowych jeden element jest wspólny dla wszystkich trzech ofert – wszystkie deklarują, że w pierwszej fazie udział polskich przedsiębiorstw w inwestycji (local content) może wynosić ok. 50 proc. wartości, a w dalszych fazach udział ten będzie rósł.

EDF

Francuski EDF proponuje Polsce budowę reaktorów reaktor wodno-ciśnieniowych trzeciej generacji EPR. Spółka EDF posiada działające reaktory we Francji, Wielkiej Brytanii, Finlandii i Chinach, a obecnie planuje budowę 6 reaktorów EPR w Indiach.

– Nasze rozwiązania są bardzo elastyczne w razie spadków zapotrzebowania na energię. Możemy zmieniać w ciągu 20 minut ilość wytwarzanej energii od 20 proc. do 100 proc., w zależności od poziomu obciążenia sieci i precyzyjnie sterować zdolnością naszej elektrowni do wytwarzania energii – wskazał prezes EDF Polska Thierry Deschaux. Prezes Deschaux podkreślił udział polskich firm w realizacji przedsięwzięcia. – Rozmawialiśmy z setką krajowych firm, żeby wzięły udział w budowię elektrowni jądrowej w Polsce. Chcemy zaangażować firmy z Polski i to nie będzie koniec. Już certyfikowaliśmy 70 firm, które mogą zacząć pracować z nami w całej Europie – powiedział prezes EDF Polska podczas konferencji. – Od początku deklarowaliśmy, że dla pierwszych reaktorów polskiego programu jądrowego local content będzie wynosił nawet 50 procent, a przy budowie wszystkich sześciu reaktorów finalny udział polskich firm wyniesie 60-70 procent – dodał prezes EDF Polska. Deschaux wskazał również, że w Wielkiej Brytanii firma buduje obecnie dwa reaktory i ponad 60 procent wartości projektu jest zakontraktowane z firmami brytyjskimi, tzw. local content.

KHNP

Z kolei Min Hwan Chang, reprezentant koreańskiego koncernu KHNP, oszacował, że na początku miejscowy polski wkład mógłby wynieść niecałe 50 proc., ale w trakcie kolejnych budów sięgnąłby 50, a następnie 70 proc. Koreańczycy oferują budowę sześciu bloków z reaktorami APR1400. Jak zaznaczył Min Hwan Chang, KHNP w razie wyboru koreańskiej oferty, przewiduje współpracę z polskimi firmami w trzech etapach:
– W pierwszym współpraca dotyczyłaby tego, co polskie firmy mogą dostarczyć od razu. W drugim – to co mogą już dostarczyć, ale we współpracy z firmami koreańskimi, trzeci etap dotyczy tego, co można dostarczyć po jakimś czasie, po nabyciu odpowiednich kompetencji – tłumaczył.
Dodał, że KHNP dołoży wszelkich starań, aby przez 60 lat eksploatacji elektrowni jądrowych polskie firmy mogły produkować wszystko, co niezbędne dla eksploatacji i serwisowania siłowni. Min Hwan Chang z koreańskiego KHNP wskazywał również na wiarygodność firmy i zdolność budowy na czas i w budżecie na przykładzie elektrowni Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Liczy ona 4 reaktory APR1400, które KHNP zaproponowało Polsce; dwa już działają, budowa dwóch dobiega końca.

Zgodnie z harmonogramem – podkreślał Chang- wskazując, że pierwszy działający już blok powstawał 6 lat. Jak dodał przedstawiciel koreańskiego koncernu, koszt projektu Barakah zamknie się w 24 mld dol., co oznacza 20 proc. wzrost z początkowo planowanych 20 mld dol. Najważniejszym czynnikiem tego wzrostu jest inflacja w ciągu ponad 10 lat budowy – ocenił Chang.

Westinghouse

Amerykański Westinghouse złożył we wrześniu 2022 r. polskiemu rządowi ofertę wybudowania reaktora AP1000, które działają w USA w liczbie 3, a 4 kolejne są budowane w Chinach. – Mamy oświadczenie w budowie łańcucha dostawców, w 50 proc. chcielibyśmy korzystać z dostaw polskiego przemysłu – powiedział wiceprezes ds. nowych projektów jądrowych Westinghouse Joel Eacker.
– Szacujemy zlecenia dla polskich firm na ponad 100 mld zł w całym projekcie – zaznaczył szef polskiego oddziału Westinghouse Mirosław Kowalik, podkreślając, że interesem Polski jest by jak najwięcej pieniędzy zostało w kraju. Przypomniał, że Westinghouse ma już biuro w Krakowie i od roku przygotowuje studium wykonalności, intensywnie współpracując z podwykonawcami. -Podpisaliśmy już memoranda z licznymi firmami, pozwalające na wymianę informacji technicznych. Mamy już wiedzę, kogo i w jakim momencie wykorzystać. Wiele polskich firm już pracuje dla biznesu jądrowego – zaznaczył Kowalik. Wiceprezes Westinghouse Joel Eacker, prezentując zalety reaktora AP1000 podczas konferencji zorganizowanej przez Klub Energetyczny i Wydział Zarządzania UW przypomniał, że ma on pasywne systemy bezpieczeństwa, nie wymagające żadnego zasilania do działania, wiele elementów ze starszych sprawdzonych modeli, ale też i najnowsze technologie, w tym modułową konstrukcję. Sam blok jest znacznie mniejszy od produktów konkurencji, budowa wymaga znacznie mniejszej ilości materiałów, takich jak beton i stal, AP1000 ma też pierwszy w energetyce jądrowej w pełni cyfrowy system sterowania i kontroli oraz wysoki współczynnik wykorzystania – mówił Eacker. W razie wyboru, pierwszy polski AP1000 byłby 11. z serii – zaznaczył, dodając, że firma jest przekonana, iż jest w stanie dostarczyć produkt na czas i w budżecie.

Panele i dyskusje

W pozostałych czterech panelach dyskusja dotyczyła między innymi rozwiązań SMR oraz znaczenia tej technologii dla przyszłości polskiej energetyki. Nie zabrakło również rozmów na temat współpracy biznesu ze światem nauki oraz budowy kadr dla energetyki jądrowej w Polsce. Oddzielny panel dyskusyjny poświęcony był również kwestiom bezpieczeństwa i środowiska w kontekście wykorzystywania technologii jądrowej. Bardzo ciekawa dyskusja wywiązała się także podczas panelu dyskusyjnego poświęconego lokalnemu łańcuchowi dostaw i wartości. Uczestnicy panelu dyskutowali na temat potrzeby powstania biznesowego ekosystemu energetyki jądrowej w Polsce. Punktem wyjścia do dyskusji była prezentacja wstępnych wyników raportu przygotowanego przez zespół Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
Zgodnie z przyjętym przez Radę Ministrów harmonogramem, budowa pierwszej polskiej elektrowni jądrowej powinna rozpocząć się w 2026 r., a w 2033 r. uruchomiony zostać pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy około 1-1,6 GW. Według informacji Ministerstwa Klimatu i Środowiska kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę bloków jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do 9 GWe.
Polski rząd planuje, że wybór konkretnej technologii do budowy elektrowni jądrowej powinien nastąpić w październiku 2022 roku.

Partner złoty

Partner srebrny

Partner brązowy

Patronaty honorowe

Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego

Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego powstał w 1972 r.

Jest najstarszą i wiodącą w Europie Środkowo-Wschodniej jednostką kształcącą w zakresie Zarządzania. Wysoki poziom kształcenia, badań naukowych oraz umiędzynarodowienie Wydziału znajdują odzwierciedlenie w rankingach i ocenach Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego oraz niezależnych instytucji, działających na rzecz doskonalenia jakości kształcenia.

Od wielu lat Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego wyróżniany jest w międzynarodowym rankingu uczelni wyższych Eduniversal, którego kryteriami są między innymi: umiędzynarodowienie studiów, posiadane akredytacje, członkostwo w międzynarodowych stowarzyszeniach naukowych, aktywność pracowników na polu naukowo-badawczym oraz wyniki głosowania rektorów i dziekanów tysiąca szkół biznesu z całego świata. Wydział Zarządzania posiada 5 na 5 tzw. palmes of excellence, przyznawanych najlepszym uczelniom i wydziałom biznesowym. Jest to najwyższa kategoria, w której znajdują się najlepsze uczelnie biznesowe na świecie, mające globalny zasięg działania. Od 2022 roku możemy się poszczycić zdobyciem tzw. „trzech koron" akredytacyjnych (AMBA, EQUIS, AACSB).

Od 2019 r. na Wydziale funkcjonuje, Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami klimatu, a jego celem jest prowadzenie badań naukowych, analiz rynkowych oraz studiów wykonalności z dziedziny różnych obszarów energetyki, mobilności miejskiej i współdzielonej oraz transportu niskoemisyjnego, jak również ocena skutków przemian środowiskowych i klimatycznych jakie towarzyszą ww. procesom.

Instytut Energetyki – Instytut Badawczy

Instytut Energetyki – Instytut Badawczy (IEn) jest jednym z największych w Polsce instytutów prowadzących badania w zakresie technologii energetycznych. Instytut jest nowoczesnym centrum badawczo-wdrożeniowym podległym Ministerstwu Klimatu i Środowiska.

Działalność Instytutu obejmuje szeroki obszar badań energetycznych: od prac eksperckich na potrzeby sektora elektroenergetycznego, po najbardziej zaawansowane przyszłościowe technologie generacji energii, jak ogniwa paliwowe, czyste technologie węglowe i odnawialne źródła energii. Atutem Instytutu jest doświadczona kadra naukowa i inżynieryjno-techniczna oraz nowoczesna, często unikalna baza laboratoryjna. Instytut jest członkiem Komitetu Wykonawczego European Energy Research Alliance EERA i uczestniczy w realizacji licznych międzynarodowych projektów badawczych Unii Europejskiej.

Misją Instytutu Energetyki jest rozwój innowacyjnych technologii prowadzących do stworzenia zrównoważonego i bezpiecznego systemu energetycznego. Instytut Energetyki swoimi działaniami badawczo-wdrożeniowymi, eksperckimi i doradczymi wspiera zrównoważone formy generacji i konsumpcji energii, oszczędność i efektywność energetyczną, czyste metody wykorzystania paliw kopalnych i włączanie odnawialnych źródeł energii do systemów energetycznych.

Instytut rozpoczął prace w obszarze energetyki jądrowej w latach 80, XX w. Obecnie obszarem prac Instytutu w tematyce energetyki jądrowej jest wyprowadzenie mocy i wykorzystanie obiegów siłowni jądrowych jako źródła ciepła lub pary dla procesów wytwarzania wodoru w wysokotemperaturowych elektrolizerach oraz obiegach termochemicznych.

Wybrane opracowania w obszarze EJ:

- Boiski M., Chemicz S., Dryll M., Hercog J., Kupecki J., Motylinski K., Świątkowski B., Opracowanie podziału instalacji współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz sposobu ich separacji, a także określenie narzędzi do obliczeń statycznych i dynamicznych modelu (2021)
- Milewski J., et al., Hydrogen Production in Solid Oxide Electrolyzers coupled with Nuclear Reactors. Int J Hydrogen Energy 2021;46(72):35765-76
- Bocian P., Boski M., Futyma K., Glot B., Hercog J., Kupecki J., Motylinski K., Świątkowski B., Projekt koncepcyjny instalacji badawczo-demonstracyjnej obiegu wtórnego o charakterze przemysłowym współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz określenie możliwych sposobów wykorzystania energii cieplnej HTGR w układzie odbiorczym (2021)

Zakończone projekty (2021 r.):

- Projekt koncepcyjny instalacji badawczo-demonstracyjnej obiegu wtórnego o charakterze przemysłowym współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz określenie możliwych sposobów wykorzystania energii cieplnej HTGR w układzie odbiorczym (w ramach projektu Gospostrateg goHTR)
- Opracowanie podziału instalacji współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz sposobu ich separacji, a także określenie narzędzi do obliczeń statycznych i dynamicznych modelu (w ramach projektu Gospostrateg goHTR)
- Analiza porównawcza układów energetycznych dedykowanych do niskoemisyjnej i wielkoskalowej produkcji wodoru (we współpracy z Politechniką Warszawską)

Klub Energetyczny

Klub Energetyczny to przestrzeń do dyskusji o najważniejszych zagadnieniach szeroko pojętego sektora energetycznego ujęta w trzech wymiarach: administracyjno-politycznym, biznesowym i naukowym.

Formuła spotkań to ekskluzywne seminaria eksperckie off the record z udziałem najważniejszych ministrów w rządzie odpowiedzialnych za energetykę, prezesów firm energetycznych oraz przedstawicieli najważniejszych energetycznych think tanków.

Posiedzenia Klubu odbywają się od września 2020 roku.

Dyskusje mają charakter spotkań fizycznych, dzięki czemu można bez skrępowania rozmawiać o najważniejszych problemach i wyzwaniach. Sesje trwające ok. 2 godzin odbywają się raz w miesiącu w formule zamkniętej. Na kilka dni przed posiedzeniem Klubu Energetycznego jego członkowie otrzymują merytoryczny brief na temat, który będzie poruszany podczas zbliżającego się spotkania.

Po spotkaniu przygotowywane jest podsumowanie zgodnie z zasadą Chatham House, gdzie przedstawiane są tezy, które padły podczas dyskusji bez cytowania konkretnych osób. Podsumowanie otrzymują tylko członkowie Klubu.

Klub tworzy grono ok. 40 osób zaangażowanych w transformację energetyczną.