



MONITOR POLSKI

DZIENNIK URZĘDOWY RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

Warszawa, dnia 16 października 2020 r.

Poz. 946

**UCHWAŁA NR 141
RADY MINISTRÓW**

z dnia 2 października 2020 r.

w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”

Na podstawie art. 19 ust. 2 ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2019 r. poz. 1295 i 2020 oraz z 2020 r. poz. 1378) oraz art. 108d ust. 1 ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz. U. z 2019 r. poz. 1792 oraz z 2020 r. poz. 284 i 322) Rada Ministrów uchwala, co następuje:

§ 1. Przyjmuje się aktualizację Programu polskiej energetyki jądrowej, zwanego dalej „Programem”, stanowiącego załącznik do uchwały.

§ 2. Okres realizacji Programu ustala się na lata 2020–2033 (z perspektywą do 2040 r.).

§ 3. Koordynowanie i nadzorowanie realizacji Programu powierza się ministrowi właściwemu do spraw energii.

§ 4. Traci moc uchwała nr 15/2014 Rady Ministrów z dnia 28 stycznia 2014 r. w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. poz. 502).

§ 5. Uchwała wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

Prezes Rady Ministrów: *M. Morawiecki*





Załącznik do uchwały nr 141 Rady Ministrów
z dnia 2 października 2020 r. (poz. 946)

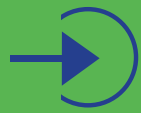


Program polskiej energetyki jądrowej

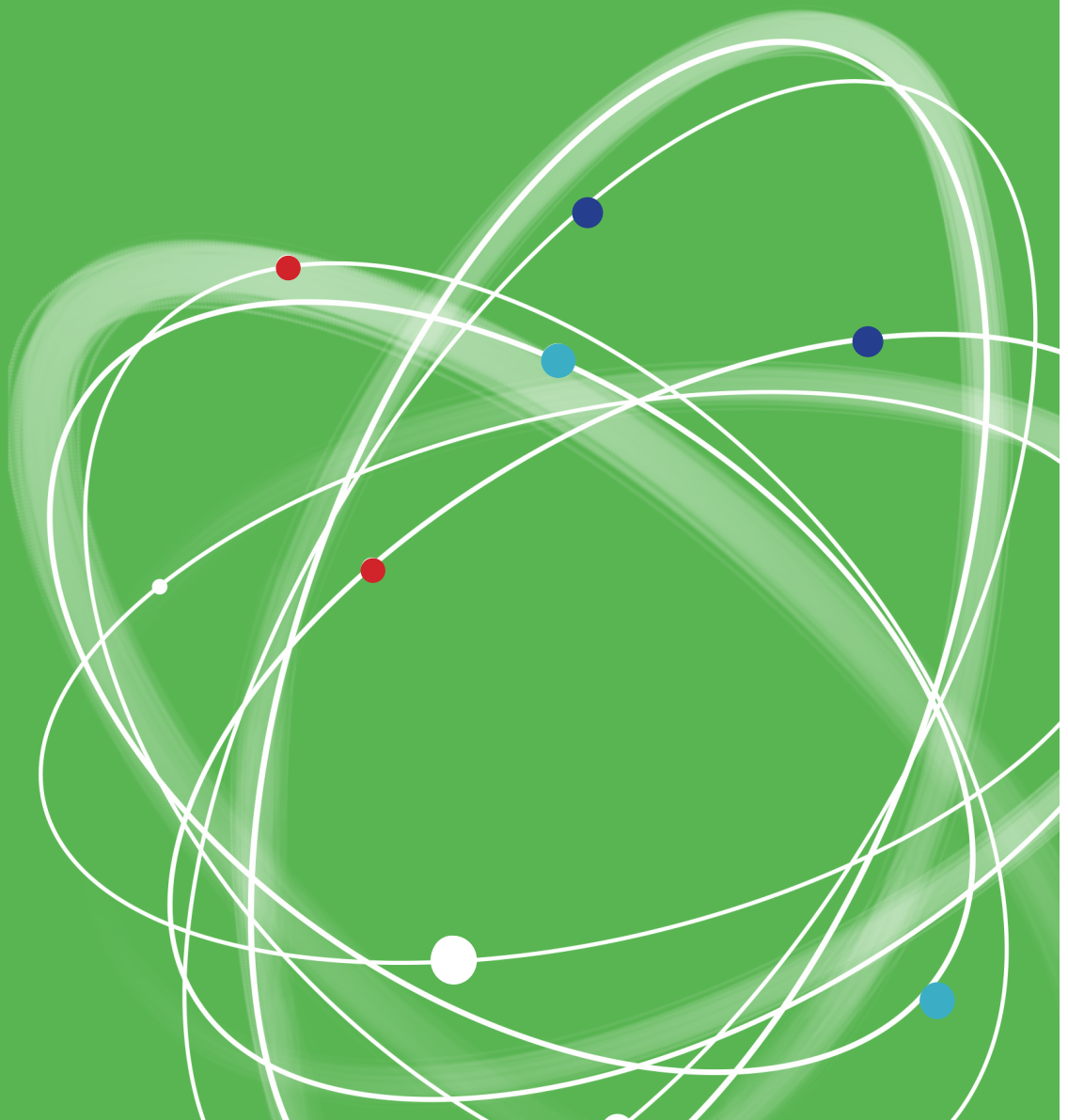


Spis treści

	Wprowadzenie	4
	Cel Programu polskiej energetyki jądrowej	6
	1.1. Uzasadnienie	7
	1.1.1. Bezpieczeństwo energetyczne	7
	1.1.2. Środowisko i klimat	8
	1.1.3. Ekonomia	10
	1.2. Model finansowy	12
	1.3. Technologia	13
	1.4. Lokalizacje	15
	Zadania	17
	2.1. Rozwój zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej	18
	2.2. Rozwój infrastruktury	19
	2.2.1. Wymagane zmiany w krajowym systemie energetycznym (KSE)	20
	2.2.2. Infrastruktura transportowa	21
	2.2.3. Pozostałe inwestycje towarzyszące	22
	2.3. Wsparcie krajowego przemysłu w przygotowaniach do udziału w budowie i eksploatacji elektrowni jądrowych.	23
	2.4. Wzmocnienie dozoru jądrowego.	24
	2.4.1. Rola i zadania Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki	24
	2.4.2. Wzmocnienie kadrowe	24
	2.4.3. System organizacji wsparcia technicznego	25
	2.4.4. Zaplecze sprzętowe oraz infrastrukturalne PAA	25
	2.5. Komunikacja i informacja społeczna	25
	Załączniki	27
	Załącznik 1. Harmonogram realizacji inwestycji	28
	Załącznik 2. Zadania do wykonania w ramach Programu PEJ	29
	Załącznik 3. Wydatki związane z realizacją Programu PEJ	33
	Załącznik 4. System monitorowania i mierniki realizacji Programu PEJ	36
	Załącznik 5. Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii	37
	Załącznik 6. Wnioski ze strategicznej oceny oddziaływania na środowisko	63
	Załącznik 7. Powiązania z innymi dokumentami strategicznymi	64
	Załącznik 8. Wyniki badania opinii publicznej z 2020 r.	66



Wprowadzenie



→ Wprowadzenie

Celem *Programu polskiej energetyki jądrowej (Program PEJ)* jest budowa oraz oddanie do eksploatacji w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do ok. 9 GWe w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, wodne ciśnieniowe reaktory jądrowe generacji III(+).

Od przyjęcia pierwszej wersji *Programu PEJ* w 2014 r.¹ uzasadnienie do wdrożenia energetyki jądrowej nie zmieniło się. Opiera się ono na trzech filarach: bezpieczeństwo energetyczne, klimat i środowisko, ekonomia.

W zakresie bezpieczeństwa energetycznego wprowadzenie elektrowni jądrowych do mixu energetycznego oznaczać będzie jego wzmocnienie głównie poprzez dywersyfikację bazy paliwowej w polskiej elektroenergetyce, dywersyfikację kierunków dostaw nośników energii pierwotnej, zastąpienie starzejącego się parku wysokoemisyjnych bloków węglowych pracujących w podstawie obciążenia systemu dyspozycyjnymi jednostkami bezemisyjnymi odpornymi na politykę regulacyjną w zakresie zaostrożania wymogów klimatycznych.

W kontekście środowiskowym energetyka jądrowa to radykalne, skokowe obniżenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery z sektora elektroenergetycznego oraz niskie środowiskowe koszty zewnętrzne. Przykłady dużych, przemysłowych i wysokorozwiniętych państw i regionów takich jak Francja, Szwecja oraz kanadyjska prowincja Ontario dowodzą, że energetyka jądrowa przyczynia się do skutecznej, szybkiej i głębokiej dekarbonizacji elektroenergetyki. We wszystkich tych przypadkach radykalnie zredukowano emisje do poziomu znacznie poniżej 100 kg CO₂/MWh opierając się głównie na energetyce jądrowej (Francja) lub na kombinacji energetyki jądrowej i dużej energetyki wodnej (Szwecja, Ontario).

W kontekście gospodarczym elektrownie jądrowe mogą zahamować wzrost kosztów energii dla odbiorców, a nawet je obniżyć, licząc pełny rachunek dla odbiorcy końcowego. Wynika to z faktu, że są one najtańszymi źródłami energii przy uwzględnieniu pełnego rachunku kosztów (inwestorskie, systemowe, sieciowe, środowiskowe, zdrowotne, inne zewnętrzne) oraz czynnika długiego czasu pracy po okresie amortyzacji. Dotyczy to zarówno odbiorców indywidualnych jak i odbiorców biznesowych, a w szczególności zabezpiecza rozwój przedsiębiorstw energochłonnych (np. przemysł hutniczy, chemiczny). Energetyka jądrowa, z uwagi na nawet ponad 80 letni okres pracy instalacji jest też ważną inwestycją dzięki której realizowana jest solidarność międzypokoleniowa.

Zakładany model inwestycji obejmuje realizację projektu z wykorzystaniem jednej technologii – co pozwoli m.in. na uzyskanie efektu skali, jednego współ-

inwestora strategicznego powiązanego z dostawcą technologii oraz zachowanie kontroli Skarbu Państwa nad realizacją *Programu*. Przewiduje się zastosowanie jedynie dużych i sprawdzonych reaktorów typu wodnego ciśnieniowego, o mocy jednostkowej powyżej 1 000 MWe, m.in. z uwagi na bogate doświadczenie eksploatacyjne oraz znakomitą charakterystykę bezpieczeństwa.

Wytypowane lokalizacje elektrowni jądrowych są tożsame z lokalizacjami określonymi w *Programie PEJ* z 2014 r. Brak zmian w tym zakresie sprawia, że rodzaj i skala oddziaływania na środowisko pozostają takie same, dlatego nie jest też wymagane przeprowadzenie ponownej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko². Szczególnie atrakcyjne są lokalizacje nadmorskie oraz lokalizacje centralne, w których obecnie znajdują się duże elektrownie systemowe. Biorąc pod uwagę stan zaawansowania prac lokalizacyjnych i inne uwarunkowania, lokalizacja dla pierwszej elektrowni jądrowej (EJ) w Polsce zostanie wybrana spośród lokalizacji nadmorskich.

Główne działania administracji rządowej są ujęte w 5 podstawowych zadaniach, których realizacja umożliwi osiągnięcie celu programu. Są to: rozwój zasobów ludzkich, rozwój infrastruktury, wsparcie krajowego przemysłu, wzmocnienie systemu dozoru jądrowego oraz komunikacja i informacja społeczna.

Na wszystkich etapach realizacji *Programu PEJ* priorytetem jest bezpieczeństwo jądrowe. Ranga tego zagadnienia jest na tyle wysoka, że zgodnie z polskim ustawodawstwem poświęcony jest temu oddzielny dokument strategiczny pod nazwą *Strategia i polityka w zakresie rozwoju bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej*, który przyjmuje Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego ds. klimatu. Z tego względu niniejszy dokument nie zawiera rozdziału poświęconego odrębnie kwestiom bezpieczeństwa jądrowego. Dotyczy to także kwestii postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym. Temu zagadnieniu również poświęcony jest oddzielny strategiczny dokument rządowy w postaci *Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym*³.

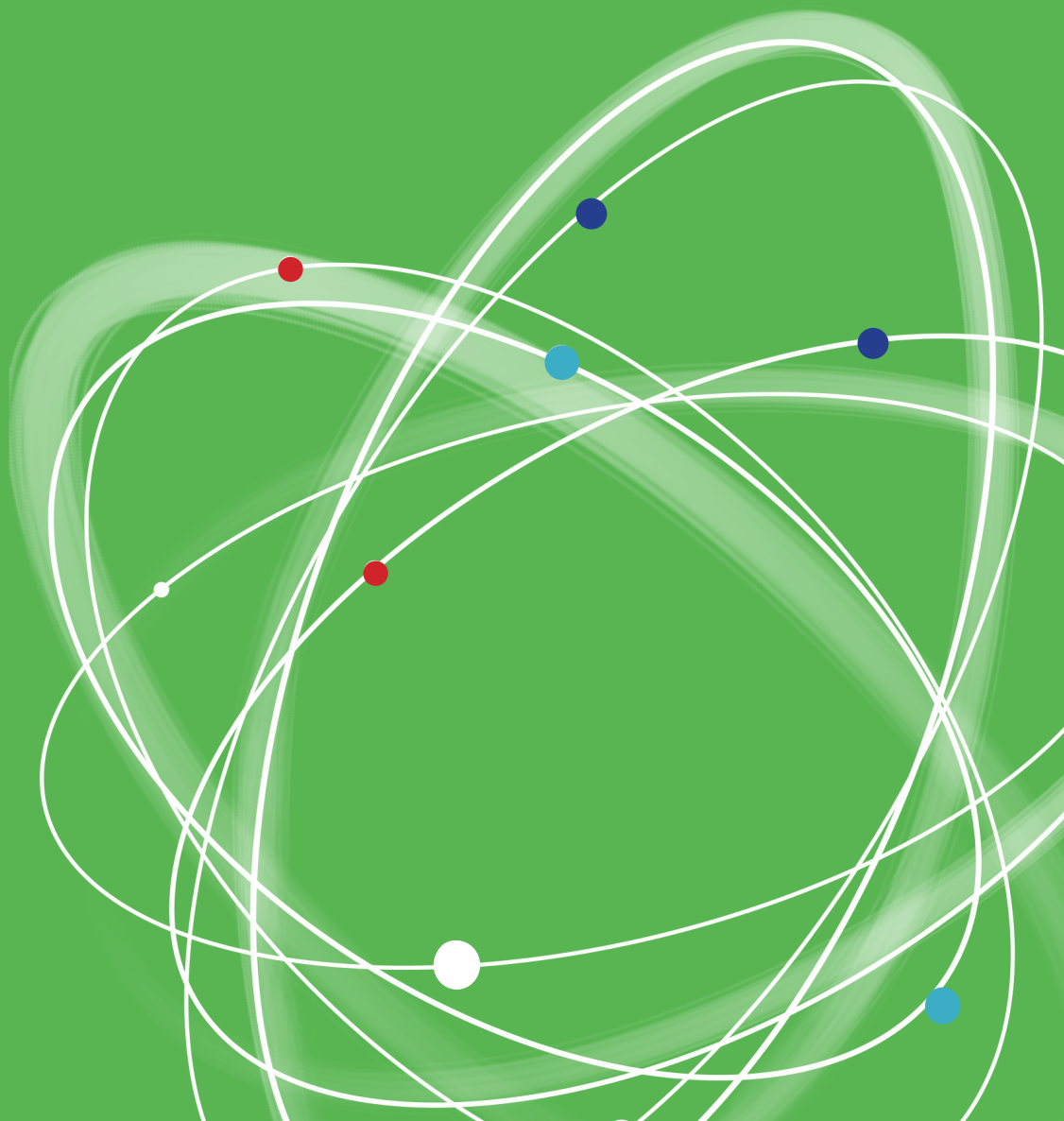
¹ Uchwała Nr 15/2014 Rady Ministrów z dnia 28 stycznia 2014 r. w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. poz. 502).

² Uzyskano odstąpienie od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko: <https://www.gov.pl/web/klimat/informacja-o-odstapieniu-od-przeprowadzenia-strategicznej-oceny-oddziaływania-na-srodowisko2>.

³ Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym przyjęty uchwałą Nr 195 Rady Ministrów z dnia 16 października 2015 r. w sprawie „Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym” (M.P. poz. 1092).



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej





CELEM PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ JEST BUDOWA 6 – 9 GWe MOCY ZAINSTALOWANEJ W ENERGETYCE JĄDROWEJ W OPARCIU O DUŻE, SPRAWDZONE REAKTORY PWR.

1.1. Uzasadnienie

1.1.1. Bezpieczeństwo energetyczne

Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce przyczyni się znacząco do podniesienia poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz umożliwi zastąpienie starzejących się wysokoemisyjnych bloków węglowych, pracujących w podstawie obciążenia systemu, nowymi jednostkami bezemisyjnymi⁴. W szczególności energetyka jądrowa spowoduje zwiększenie poziomu dywersyfikacji zarówno bazy paliwowej w elektroenergetyce, jak i kierunków dostaw nośników energii pierwotnej.

● ● ● Dywersyfikacja bazy paliwowej w elektroenergetyce

Budowa i eksploatacja EJ przyczyni się do dywersyfikacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej, a w szerszym ujęciu do dywersyfikacji bazy paliwowej polskiej elektroenergetyki i sektora energii w ogóle (poprzez wprowadzenie paliwa jądrowego). Przewiduje się, że udział EJ w miksie energetycznym ok. 2045 r. będzie wynosił ok. 20%, natomiast udział w podstawie obciążenia systemu będzie znacząco większy.

Paliwo jądrowe ma kluczową zaletę – posiada najwyższą gęstość energii wśród wszystkich innych paliw (węgiel, gaz, biomasa, olej opałowy, wodór). Stosunek energii zawartej w paliwie jądrowym do jego objętości i masy jest nieporównanie korzystniejszy niż w przypadku innych paliw. W połączeniu z możliwością dostaw z wielu kierunków geograficznych i wieloma różnymi drogami (transport morski, kolejowy, drogowy, w szczególnych sytuacjach nawet lotniczy) stwarza to możliwość niezawodnych dostaw w każdych warunkach.

Należy wspomnieć też o unikalnej, w odniesieniu do

innych źródeł energii, możliwości zmagazynowania na terenie elektrowni dodatkowych zapasów gotowego paliwa jądrowego lub zapasów uranu w zakładach cyklu paliwowego, co gwarantuje ciągłość dostaw energii elektrycznej nawet w stanach niestabilności międzynarodowej sytuacji politycznej i gospodarczej oraz w ekstremalnych sytuacjach pogodowych. Udowodniona odporność elektrowni jądrowych na warunki pogodowe – w tym huraganowe wiatry, mroźne i śnieżne zimy oraz ulewne deszcze i powodzie to następna zaleta tej technologii⁵.

Kolejna pozytywna cecha energetyki jądrowej z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego (ale również ekonomicznego) to niski udział kosztu tego paliwa w koszcie produkcji energii.

Koszt całego cyklu paliwowego stanowi 10–15% łącznego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w EJ. Przykładowo, wzrost ceny paliwa jądrowego o 50% powoduje wzrost kosztu produkcji energii w EJ zaledwie o ok. 6%. Są to proporcje odwrotne w stosunku do gazu ziemnego, gdzie 70-80% kosztów produkcji energii stanowią koszty paliwa, zatem wszystkie większe wahania cen gazu na rynku światowym wyraźnie odbijają się na kosztach produkcji energii w blokach gazowych.

Częste zmiany kosztów wytwarzania, a w szczególności niekontrolowane ich wzrosty i wywołane tym zmiany cen energii dla odbiorców, są niekorzystne dla gospodarki, ponieważ uniemożliwiają długofalowe planowanie inwestycji przedsiębiorstwom i hamują rozwój gospodarczy. Wdrożenie energetyki jądrowej będzie działało stabilizująco na poziom cen energii elektrycznej na krajowym rynku w perspektywie co najmniej 60 lat.

⁴ Komitet Problemów Energetyki PAN; „Polska energetyka w horyzoncie 2050: Wybrane zagadnienia technologiczne”, Gliwice, Warszawa 2018.

⁵ <https://www.nei.org/news/2019/heat-waves-hurricanes-intensify-nuclear-plants>;
<https://www.nei.org/news/2018/hurricane-michael-nuclear-industry-response>.

Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

W przyszłości nie można wykluczyć możliwości pozyskiwania uranu w Polsce ze złóż niekonwencjonalnych oraz budowy zakładów cyklu paliwowego. Praktyka innych państw wskazuje, że wybór odpowiedniego partnera biznesowego i dostawcy technologii może ułatwić realizację tego typu zamierzeń.

• • • **Dywersyfikacja kierunków dostaw nośników energii pierwotnej**

Paliwo jądrowe umożliwi również dywersyfikację kierunków dostaw nośników energii pierwotnej poprzez jego zakup od państw należących do NATO lub innych stabilnych politycznie i o ugruntowanej gospodarce rynkowej, z którymi Polskę łączą dobre relacje. Ponadto, jako członek UE i Europejskiej Wspólnoty Energii Atomowej, Polska korzystać będzie na wsparciu i zapewnieniu dostaw paliwa w ramach unijnych mechanizmów koordynacji zakupów. Daje to realne możliwości wyboru – rynek uranu i usług cyklu paliwowego jest konkurencyjny i nie jest uzależniony od jednego dostawcy lub usługodawcy – przy jednoczesnym ograniczeniu, w ramach praktyk Euratomu, zależności od ewentualnych działań monopolistycznych ze strony konkretnego producenta paliwa.

• • • **Zastąpienie starzejącego się majątku wytwórczego pracującego w podstawie obciążenia systemu**

W ostatnich latach zbilansowanie zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej staje się coraz bardziej zagrożone z uwagi na starzejący się majątek wytwórczy. Ponadto, coraz bardziej ambitna polityka klimatyczno-energetyczna UE powoduje, iż stare jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym lub brunatnym muszą zostać zastąpione nowymi, bezemisyjnymi, stabilnymi i dyspozycyjnymi źródłami energii. Prognozy operatora systemu przesyłowego wskazują, że największe odstawienia będą miały miejsce w latach 2030-2040. *Program PEJ* zakłada, że właśnie w tym okresie zostaną uruchomione pierwsze bloki jądrowe, które będą pracowały w podstawie obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego. Budowa bloków jądrowych, umożliwi realizację celu neutralności klimatycznej zgodnie z postanowieniami porozumienia paryskiego⁶ (emisje CO₂), pozytywnie wpłynie na gospodarkę (brak wysokich kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, brak wysokich kosztów paliwa) oraz zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski poprzez dywersyfikację źródeł energii oraz zmniejszenie zależności od importu nośników energii. W kontekście UE, bezemisyjna energetyka oparta na paliwie jądrowym pozwala na osiągnięcie ambitnych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych i nie jest obciążona kosztem emisji w ramach wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU-ETS).

⁶ Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz. U. z 2017 r. poz. 36).

1.1.2. Środowisko i klimat

Rola energetyki jądrowej w zapobieganiu zmianom klimatu

Według Podsumowania dla Decydentów raportu opracowanego przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) energetyka jądrowa jest bardzo ważnym elementem przeciwdziałania zmianom klimatu⁷. Trzy z czterech zaprezentowanych w raporcie scenariuszy modelowych zakłada wzrost mocy zainstalowanej w źródłach jądrowych, a czwarty reprezentuje „status quo”, budowę nowych elektrowni w miejsce tych zamkniętych. Analogiczne wnioski płyną z raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej „Energetyka jądrowa w czystym systemie energetycznym”⁸, z którego wynika, że brak przedłużania okresu eksploatacji istniejących elektrowni jądrowych oraz realizacji inwestycji w nowe moce jądrowe w gospodarkach rozwiniętych oznaczałoby dodatkowe 4 mld ton emisji CO₂ do roku 2040. Energetyka jądrowa, jako dysponowalne źródło pracujące w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego, wspólnie z dysponowalnymi mocami gazowymi pracującymi w szczytach umożliwi stabilne wprowadzanie odnawialnych źródeł energii (OZE) na masową skalę, co wspólnie wyznacza kierunek transformacji energetycznej i ma pomóc osiągnąć cel neutralności klimatycznej. Bez energetyki jądrowej niemożliwym jest maksymalizacja wykorzystania OZE i osiągnięcie optymalnej redukcji emisji z powodu konieczności znacznej redukcji generacji opartej o gaz ziemny. Doświadczenia takich państw jak Niemcy, ale też USA, czy Chiny pokazują, że bez wykorzystania bezemisyjnych źródeł w podstawie systemu, wielkie nakłady na rozbudowę mocy OZE nie przynoszą pożądanych efektów redukcji emisji⁹. Z kolei przykłady dużych, przemysłowych i wysokorozwiniętych państw takich jak Francja, Szwecja oraz regionów jak kanadyjska prowincja Ontario dowodzą, że energetyka jądrowa przyczynia się do skutecznej, szybkiej i głębokiej dekarbonizacji elektroenergetyki. We wszystkich tych przypadkach radykalnie zredukowano emisje do poziomu znacznie poniżej 100 kg CO₂/MWh opierając się głównie na energetyce jądrowej (Francja) lub na kombinacji energetyki jądrowej i dużej energetyki wodnej (Szwecja, Ontario).

⁷ Summary for Policymakers. Global Warming of 1.5°C, an IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.

⁸ IEA, „Nuclear Power in a Clean Energy System”, Paris 2019.
⁹ N. A. Sepulveda, J. D. Jenkins, F. J. de Sisternes, R. K. Lester, The Role of Firm Low-Carbon Electricity Resources in Deep Decarbonization of Power Generation. *Joule*, 2018; DOI: 10.1016/j.joule.2018.08.006.



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

● ● ● Kontekst europejski

Polityka energetyczna Polski musi uwzględniać nowe cele polityki energetycznej określone na poziomie UE. Polska, jako kraj członkowski UE, czynnie uczestniczy w tworzeniu wspólnej polityki energetycznej, a także wdraża jej główne cele w specyficznych warunkach krajowych, biorąc pod uwagę utrzymanie konkurencyjności gospodarki krajowej, ochronę interesów odbiorców oraz posiadane zasoby energetyczne.

Dążąc do realizacji celów porozumienia paryskiego, w grudniu 2019 r. UE przyjęła ogólnoeuropejski cel osiągnięcia całkowitej neutralności klimatycznej w 2050 r. W tym kontekście KE podjęła prace nad podniesieniem celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 z 40% do co najmniej 50%. Wagę tych zamierzeń podkreśla ustanowienie tzw. Europejskiego Zielonego Ładu (EZŁ)¹⁰, który zastąpi Strategię Europa 2020 jako główny dokument o charakterze strategicznym dla UE. Zobowiązanie polityczne zawarte w Komunikacie nt. EZŁ ma zostać przekształcone w zobowiązanie prawne po przyjęciu przez Parlament Europejski i Radę wniosku ustawodawczego w sprawie europejskiego prawa o klimacie, przedstawionego przez KE 4 marca 2020 r.¹¹.

Te uwarunkowania w kontekście polskiej transformacji energetycznej wymuszają włączenie bezemisyjnej energetyki jądrowej do mixu energetycznego, jako podstawy zrównoważonego systemu elektroenergetycznego kraju.

● ● ● Czyste środowisko dzięki różnorodności

Podsektor wytwarzania energii elektrycznej w Polsce będzie podążać ścieżką obniżania emisyjności w tym poprzez stopniowe ograniczanie udziału paliw kopalnych. Wykorzystywane technologie wytwarzania energii będą tworzyły sprawną konfigurację zapewniającą nie tylko zmniejszenie negatywnego wpływu na środowisko, ale także bezpieczeństwo dostaw oraz akceptowalne ceny energii elektrycznej.

Środowiskowe zalety energetyki jądrowej to przede wszystkim brak bezpośrednich emisji CO₂ podczas pracy (w ciągu ostatnich 50 lat uniknięto około 55-60 Gt CO₂), a także brak emisji innych szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi substancji: NO_x, SO₂, CO, pyłów, rtęci i innych metali ciężkich oraz wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA).

¹⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład”, COM(2019) 640 final.

¹¹ Wniosek w sprawie projektu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniającego rozporządzenie (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), COM(2020) 80 final.

Wysoki stopień bezpieczeństwa użytkowania EJ zapewniają wypracowane przez lata procedury bezpieczeństwa oraz ilość systemów technicznych zapewniających takie bezpieczeństwo. Dzięki temu energetyka jądrowa ma najniższy spośród wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej wskaźnik wypadkowości i śmiertelności w całym cyklu żywotnym wliczając w to wytwarzanie paliwa jądrowego¹².

Łącznie, w tym dzięki bezemisyjności energetyki jądrowej, uniknięto 1,84 mln przedwczesnych zgonów w okresie od 1970 r. do 2009 r.¹³. Energetyka jądrowa to także bardzo małe zużycie betonu i stali na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej¹⁴, oszczędność cennych surowców: metali ziem rzadkich i srebra wykorzystywanych w technologiach źródeł energii OZE¹⁵, najmniejsze wykorzystanie powierzchni na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej¹⁶ oraz nawet 80–100 letni okres sprawnej eksploatacji¹⁷. Energetyka jądrowa jest również ważnym elementem ochrony bioróżnorodności, co potwierdza wielu renomowanych specjalistów ochrony przyrody¹⁸. Mając na uwadze powagę sytuacji klimatycznej jak również spodziewane wykluczenie biomasy z listy źródeł niskoemisyjnych, a także obserwowany w Europie Zachodniej rosnący sprzeciw społeczny wobec dużych projektów OZE, energetyka jądrowa może być w przyszłości ważnym elementem ograniczającym negatywne oddziaływania niektórych projektów na ptaki drapieżne, nietoperze, owady etc. poprzez możliwość rezygnacji z realizacji projektów pozyskiwania energii wykazujących negatywny wpływ na przyrodę na rzecz budowy nowych elektrowni jądrowych¹⁹.

¹² „Not without your approval: a way forward for nuclear technology in Australia”, House of Representatives Standing Committee on Energy and Environment, Canberra 2019; Table 1.4: Mortality rate per PWh (PetaWatt – million billion watt-hours) of electricity generated, citing K. Emanuel, Massachusetts Institute of Technology.

¹³ P. A. Kharecha, J. E. Hansen, Prevented Mortality and Greenhouse Gas Emissions from Historical and Projected Nuclear Power, *Environmental Science & Technology* 2013 47 (9), 4889-4895 DOI: 10.1021/es3051197.

¹⁴ P. F. Peterson, H. Zhao, R. Petroski, Metal And Concrete Inputs For Several Nuclear Power Plants, University of California, Berkeley 2005.

¹⁵ IAEA, Nuclear Power for sustainable development, 2017, s. 5.

¹⁶ EJ cechuje się najniższym wskaźnikiem wynoszącym 0,1 m²/MWh, przy odpowiednio 0,2 m²/MWh dla węgla i gazu, 1,0 m²/MWh dla energetyki wiatrowej oraz 10 m²/MWh dla fotowoltaiki. Zob. U. Fritsche i in., Energy and land use – Global land outlook working paper, United Nations Convention to Combat Desertification, International Renewable Energy Agency, 2017, 10.13140/RG.2.2.24905.44648, tabela 2.

¹⁷ EJ Turkey Point w USA, bloki nr 3 i 4, EJ Peach Bottom w USA, bloki nr 2 i 3. Ponadto do NRC złożone zostały wnioski o wydłużenie eksploatacji do 80 lat dla: EJ Surry bloki nr 1 i 2, EJ North Anna bloki nr 1 i 2 oraz EJ Oconee bloki nr 1, 2 i 3.

¹⁸ B. W. Brook, C. J. A. Bradshaw, Key role for nuclear energy in global biodiversity conservation, *Conservation Biology*, Vol. 29, No. 3, 2015.

¹⁹ A. Gasparatos i in., Renewable energy and biodiversity: Implications for transitioning to a Green Economy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, April 2017, 70: 161-184.



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

Mniej wyeksponowaną, a znaczącą środowiskowo zaletą, jest możliwość ucieplownienia EJ. Elektrociepłownia jądrowa to jedyna bezemisyjna technologia produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co ma znaczenie zwłaszcza w przypadku państw z licznymi systemami ciepłowniczymi²⁰. Dodatkowo paliwo jądrowe może podlegać recyklingowi i zostać ponownie użyte w reaktorze (tzw. zamknięty cykl paliwowy), co wpisuje się w zasady gospodarki obiegu zamkniętego oraz zrównoważonego rozwoju.

Należy oczywiście mieć na względzie, że energetyka jądrowa wymaga szczególnej dbałości o bezpieczeństwo eksploatacji. Budowane obecnie duże reaktory lekkowodne charakteryzują się wysokimi parametrami bezpieczeństwa uwzględniającymi doświadczenia z awarii w Three Mile Island (1979) oraz Czarnobylu (1986) i Fukushima (2011). Zapewniają one bezpieczeństwo w razie wystąpienia różnorodnych zdarzeń wewnętrznych, niesprawności lub uszkodzeń systemów lub urządzeń, błędów personelu oraz skrajnych zdarzeń lub zagrożeń zewnętrznych. W szczególności są one wyposażone w obudowy bezpieczeństwa odporne na warunki awaryjne, oraz skrajne zagrożenia powodowane przez człowieka, takie jak uderzenie dużego samolotu pasażerskiego lub wybuchy, jak również na różne skrajne zagrożenia naturalne. W efekcie znaczące skutki radiacyjne nawet (bardzo mało-prawdopodobnych) ciężkich awarii ze stopniem rdzenia reaktora byłyby ograniczone do bliskiego otoczenia elektrowni, a ponadto ograniczone w czasie. Nowoczesne reaktory posiadają pasywne jak i aktywne systemy bezpieczeństwa, które w razie awarii zapewniają chłodzenie rdzenia reaktora lub w razie ciężkiej awarii schładzanie stopionego rdzenia i obudowy bezpieczeństwa, nawet w przypadku braku zasilania energią elektryczną (wykorzystują one powszechne i niezawodne prawa fizyki, np. grawitację lub różnicę ciśnień).

Dodatkowym aspektem technicznym eksploatacji, wyróżniającym elektrownie jądrowe na tle innych źródeł, jest postępowanie z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym. Odpady i wypalone paliwo wymagają przechowywania i składowania w kontrolowanych warunkach w odizolowaniu od środowiska przez długi okres. Wypalone paliwo w ciągu kilku pierwszych lat po wyładowaniu z reaktorów będzie przechowywane i chłodzone w basenach przy-reaktorowych, a przez następnych kilkadziesiąt lat bezpiecznie przechowywane w przechowalniku wypalonego paliwa na terenie elektrowni. W ciągu 60 lat funkcjonowania energetyki jądrowej osiągnięto znaczące postępy w technologiach zarządzania odpadami i wypracowane zostały odpowiednie metody postępowania. Odpady wysokoaktywne i wypalone paliwo mogą w części zostać przetworzone i podlegać recyklingowi, a ich pozostałości w formie skompresowanej składowane będą docelowo w głębokich formacjach geologicznych,

²⁰ Doświadczenia z eksploatacji istnieją w Szwajcarii, Czechach, na Węgrzech i Słowacji. Prace koncepcyjne realizowane zostały w Finlandii, Francji, Wielkiej Brytanii i Polsce (EJ Żarnowiec).

z zachowaniem możliwości ponownego użycia wypalonego paliwa jako materiału do produkcji paliwa MOX (mieszanka tlenków plutonu i uranu) stosowanego już obecnie w reaktorach II i III generacji oraz jako materiału do produkcji paliwa jądrowego w reaktorach prędkich²¹. W Polsce obecnie znaczna część odpadów promieniotwórczych pochodzi jednak spoza sektora energii, głównie z medycyny, a w szczególności z diagnostyki i terapii onkologicznych. Oznacza to, że krajowa infrastruktura odpadowa, w tym składowiska odpadów promieniotwórczych, musi istnieć niezależnie od wdrożenia energetyki jądrowej. Polska posiada 60-letnie doświadczenie w bezpiecznym postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym z reaktorów badawczych, w tym z wykorzystaniem Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych (KSOP) w Róźnie.

Należy podkreślić, że energetyka jądrowa jako jedyna spośród technologii produkcji energii elektrycznej podchodzi do tych zagadnień systemowo i zapewnia izolację odpadów od środowiska i ludności na etapie całego cyklu życiowego oraz po zakończeniu eksploatacji. Również jedynie w tym przypadku gromadzi się środki finansowe na postępowanie z odpadami i likwidację elektrowni. Koszty z tym związane uwzględnione są w koszcie energii elektrycznej. W przypadku pozostałych źródeł energii kwestia odpadów z całego cyklu życia nie stanowi jak dotąd przedmiotu znacznego zainteresowania i nie doczekała się systemowego podejścia zarówno w wymiarze technicznym i organizacyjnym (metody utylizacji lub recyklingu), jak i finansowym (fundusz likwidacji).

1.1.3. Ekonomia

Koszty energii elektrycznej dla odbiorców mają kluczowe znaczenie dla gospodarki i społeczeństwa ze względu na ich wpływ na ceny usług, konkurencyjność krajowego przemysłu oraz dobrobyt ludności.

Elektrownia jądrowa, jako stabilne źródło wytwórcze o długim okresie eksploatacji, generuje bardzo niski koszt środowiskowy oraz systemowy co może przyczynić się do zahamowania wzrostu kosztów energii dla odbiorców końcowych, uwzględniający pełen zakres kosztów skojarzonych z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Potwierdza to analiza wykonana przez Biuro Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., na zlecenie Ministerstwa Klimatu. Analiza wykazała m.in., że:

²¹ Najbardziej zaawansowane projekty budowy głębokich składowisk realizowane są w Finlandii, Szwecji, Francji oraz USA, więcej na ten temat: NEA OECD, *Management and Disposal of High-Level Radioactive Waste: Global Progress and Solutions*, Paris 2020 [<http://www.oecd-nea.org/rwm/pubs/2020/7532-DGR.pdf>].



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

według rachunku całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, przy zapewnieniu odpowiednich warunków rozwoju, elektrownie jądrowe są jednymi z najtańszych jednostek wytwórczych w perspektywie 2050 r.,

w perspektywie 2045 r. optymalna wielkość mocy jądrowych powinna wynosić ok. 7,7 GWe netto, co oznacza udział EJ w strukturze produkcji energii elektrycznej na poziomie 27%, rozszerzona perspektywa analizy wskazuje na opłacalność budowy ok. 10 GWe netto EJ do 2050 r.,

elektrownie jądrowe przyczyniają się do ograniczenia zapotrzebowania na gaz ziemny w sektorze elektroenergetycznym, minimalizując wpływ kapitału związany z importem surowca oraz wrażliwość cen energii elektrycznej na wahania cen gazu,

koszty systemowe rosną wraz z rosnącym udziałem źródeł pogodowo-zależnych w produkcji energii elektrycznej, znacząco zwiększając całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej w systemie, źródła dysponowalne takie jak elektrownie jądrowe pozwalają ograniczyć generowanie tych kosztów zapewniając bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego,

uśrednione koszty całkowite wytwarzania energii w 2020 roku wynoszą 360 PLN/MWh. W 2045 r. najniższe będą w scenariuszu, w którym EJ powstaje drogą wolnej optymalizacji (374 PLN/MWh), najwyższe zaś w scenariuszu bez EJ (388 PLN/MWh). Wydłużona perspektywa modelu wskazuje na dalszy spadek kosztu całkowitego przy kontynuacji rozwoju EJ (340 PLN/MWh w 2050 r.), oraz wzrost rozbieżności względem scenariuszy bez EJ (376 PLN/MWh w 2050 r.).

Większość obecnie pracujących EJ, ze spleconym kapitałem, charakteryzuje się kosztami na poziomie 80-120 PLN/MWh²², a koszty te uwzględniają nie tylko koszty inwestorskie, ale również koszty bilansowania. Pozostałe elementy kosztu gwarancji dostaw energii (tj. inne koszty systemowe, takie jak koszty rozwoju sieci, bilansowania systemu i rezerwowania) ze względu na wysoką

dyspozycyjność, stabilność pracy i możliwość nadążania za zapotrzebowaniem są w przypadku źródeł jądrowych pomijalne. Inne źródła dysponowalne (węgiel, gaz) charakteryzują się kosztami systemowymi na podobnym poziomie, ale są obciążone wysokimi kosztami paliwa oraz kosztami emisji gazów cieplarnianych (system EU-ETS). Z kolei OZE cechują się średnimi lub niskimi kosztami inwestorskimi (LCOE), ale wielokrotnie wyższymi kosztami systemowymi. Elektrownie słoneczne (fotowoltaiczne) i wiatrowe, zarówno lądowe, jak i morskie, wymagają rezerwowania stabilnymi i elastycznymi mocami bloków gazowych, elektrowni wodnych lub innych źródeł dysponowalnych. Ze względów technologicznych i kosztowych, możliwości magazynowania nadwyżek energii z OZE w perspektywie krótko- i średniookresowej pozostaną niewystarczające w stosunku do potrzeb polskiego systemu elektroenergetycznego, podobnie jak potencjał usług DSR/DSM.

Na potrzeby debaty publicznej konkurencyjność poszczególnych technologii wytwórczych bardzo często określana jest za pośrednictwem uśrednionego, zdyskontowanego kosztu jednostkowego wytwarzania energii rozpoznawalnego pod angielskim akronimem LCOE (Levelised Cost of Electricity). Metodyka LCOE nie uwzględnia pełnego rachunku kosztów skojarzonych z wytwarzaniem energii skupiając się wyłącznie na perspektywie inwestora. Spółki energetyczne w większości państw UE traktują inwestycje w nowe źródła wytwórcze jako inwestycje czysto finansowe, o szybkim zwrocie i niskim ryzyku, bez uwzględnienia ich strategicznego charakteru dla państwa i gospodarki.

Wytwórcy wykorzystujący technologie uznawane za priorytetowe (np. wysokosprawna kogeneracja czy źródła odnawialne) zwolnieni są z szeregu obowiązków (np. w zakresie zapewniania rezerw regulacyjnych) albo lub mają szczególne przywileje (np. gwarancja/priorytet odbioru energii niezależnie od kosztu) w przeciwieństwie do pozostałych uczestników rynku. Prowadzi to do obniżenia poziomów ryzyk inwestycyjnych (np. związanych z brakiem możliwości zbycia energii), a zatem redukcji kosztu kapitału, zwiększenia dostępności kredytów i finalnie do poprawy ich konkurencyjności względem pozostałych źródeł. Jednocześnie, preferencyjne warunki jednych technologii wpływają negatywnie na pozostałych uczestników rynku energii. Ocena ekonomiczna projektów oparta o LCOE odzwierciedla te zależności wyłącznie poprzez różnicowanie poziomów WACC poszczególnych technologii, co może prowadzić do mylących wniosków w zakresie rzeczywistej konkurencyjności porównywanych rozwiązań silnie zależnej od obowiązujących warunków regulacyjnych. Jednocześnie operatorzy systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych (a co za tym idzie – ogół odbiorców energii) muszą zapewniać usługi umożliwiające integrację wszystkich źródeł wytwórczych, mimo że wartość tych usług może być istotnie różna w zależności od wykorzystanej technologii (w szczególności w zakresie źródeł nisterowalnych). Standardowo wykorzystywana metodyka LCOE nie różnicuje projektów w tym zakresie zakładając

²² Na podstawie m. in.: Nuclear Costs in Context, NEI, September 2019 (USA), <https://www.tvo.fi/en/index/investors/keyfigures.html> (Finlandia, TVO, w 2019 roku historyczne minimum – koszt produkcji energii 16,83 EUR/MWh), Electric Power Statistics Information System <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/> (Korea Płd.), <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx> (Szwecja), Sprawozdania roczne Rosenergoatomu (Rosja), Kernkraftwerk Goesgen Geschäftsbericht 2016 (Szwajcaria), Informacje uzyskane przez MK od operatorów EJ w innych krajach.



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

pełną socjalizację kosztów systemowych, co ponownie może prowadzić do mylących wniosków dla decydentów.

Rząd tworząc strategię energetyczną państwa, mając na uwadze długoterminowy rozwój kraju i odpowiedzialność za całe państwo, społeczeństwo i gospodarkę, nie może przyjmować krótkoterminowej perspektywy inwestorów sektora energetycznego dążących do maksymalizacji zysków. Priorytetem rządu jest utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju rozumianego jako zapewnienie ciągłości dostaw energii po minimalnym koszcie dla odbiorcy końcowego, z uwzględnieniem wymogów bezpieczeństwa, technicznych (w tym systemowych) oraz środowiskowych.

W tym kontekście **elektrownie jądrowe są jednostkami wytwórczymi mogącymi realnie obniżyć koszt całkowity wytwarzania energii. Nie stanie się to jednak samoczynnie, ponieważ muszą zostać spełnione określone warunki.**

Najważniejsze z nich to zapewnienie akceptowalnych kosztów budowy i eksploatacji oraz wybór/stworzenie odpowiedniego modelu biznesowego, w tym struktury finansowania.

Koszty EJ są silnie zależne od polityki państwa. Państwo (rząd) ma duży wpływ na ryzyko i wiarygodność projektu, a zatem na koszty kapitału (premia za ryzyko). Wyznaczenie celu rozwoju EJ i jego konsekwentna realizacja pozwala znacząco zmniejszyć ryzyko projektu i w konsekwencji przyczynia się do obniżenia kosztu kapitału.

Rząd ma także wpływ, choć mniejszy, na koszty kontraktu z wykonawcą EPC (Engineering, Procurement, Construction – formuła całościowego wykonawstwa, obejmującego projektowanie, dostawę, budowę, rozruch, przekazanie do eksploatacji), poprzez wybór wykonawcy z odpowiednim doświadczeniem i kompetencjami, określenie jasnego podziału ryzyka między stronami projektu (ryzyko regulacyjne i polityczne po stronie państwa), wybór ewentualnych zagranicznych partnerów biznesowych z doświadczeniem w budowie i/lub eksploatacji EJ oraz zastosowanie odpowiedniej skali zamówienia (im więcej bloków w tego samego typu, tym niższy koszt jednostkowy). Docelowo, powyższe działania umożliwią uzyskanie niskich kosztów wytwarzania energii w planowanych EJ.

Aby niskie koszty energii z EJ przetożyły się na niskie koszty energii dla gospodarki niezbędny jest odpowiedni model biznesowy. Model ten powinien uwzględniać interesy odbiorców energii i uniknąć ryzyka zjawiska nadmiernych zysków dla inwestorów, które można zaobserwować w przypadku niektórych

nowych inwestycji energetycznych na świecie, realizowanych w dużym stopniu jako inwestycje czysto finansowe (zarabiają na nich głównie banki i inwestorzy, a cena sprzedaży energii jest znacznie wyższa od faktycznego kosztu wytwarzania energii). Model taki musi spełniać szereg wymagań, w tym m.in. zgodność z prawem i dokumentami strategicznymi UE, zwłaszcza w zakresie wytyczonych kierunków rozwoju unijnego rynku energii w perspektywie 2050 roku i dalej (należy pamiętać, że bloki jądrowe zostaną uruchomione w latach 2033-2043 i mogą pracować nawet 80-100 lat). Szczegóły omówionych tu analiz ekonomicznych zawiera Załącznik 5.

1.2. Model finansowy

Na świecie stosuje się różne modele realizacji inwestycji jądrowych, w zależności od polityki danego kraju, kształtu lokalnego rynku energii i rodzaju inwestora. Nowe projekty realizuje się w większości w oparciu o takie modele (a właściwie sposoby sprzedaży energii) jak:

- umowy długoterminowe (PPA) np. w USA, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Turcji,
- kontakty różnicowe (CfD) np. w Wielkiej Brytanii, planowany w Rumunii i rozważany w Czechach,
- model taryfowy (RAB) np. w Wielkiej Brytanii,
- modele spółdzielcze (np. Mankala w Finlandii i Exeltium we Francji).

Model biznesowy dla polskich EJ przewidzianych w *Programie PEJ* zakłada:

- wybranie jednej wspólnej technologii reaktorowej dla wszystkich EJ,
- wybranie jednego wspólnego inwestora strategicznego powiązanego z dostawcą technologii,
- nabycie przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce celowej realizującej inwestycje w energetykę jądrową w Polsce (PGE EJ 1 Sp. z o.o.),
- docelowo po wyborze jednego wspólnego inwestora strategicznego powiązanego z dostawcą technologii, utrzymanie przez Skarb Państwa przynajmniej 51% udziałów w spółce.



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

Wybranie jednej technologii reaktorowej dla wszystkich planowanych w *Programie PEJ* elektrowni jądrowych oznacza niższe koszty budowy i eksploatacji dzięki efektom skali:

- powtarzalność projektów – EJ tego samego typu, ten sam generalny wykonawca, duży kontrakt z niską ceną jednostkową dla konkretnych projektów EJ, efektywniejsze wykorzystanie doświadczeń (tzw. lesson learned) pomiędzy budową poszczególnych bloków,
- niższe ceny urządzeń, wyposażenia i części zamiennych – duże wieloletnie zamówienia, rabaty cenowe,
- niższe koszty szkolenia załóg i pracowników firm remontowych,
- wzrastający udział polskich przedsiębiorstw wraz z budową kolejnych bloków, stała i rosnąca współpraca z generalnym wykonawcą,
- większy zakres transferu technologii do polskiej gospodarki i szybsza budowa EJ – zarówno dzięki efektowi uczenia się firm, jak i skupieniu kompetencji i zaangażowania instytucji dozoru jądrowego i technicznego na jednej technologii,
- w przypadku dalszego rozszerzenia *Programu PEJ* (po 2050 roku) duża liczba bloków tego samego typu będzie uzasadnieniem do ewentualnego zlokalizowania w Polsce zakładów produkcji zestawów paliwowych, co wpisuje się w opisany wcześniej element bezpieczeństwa energetycznego.

Wczesny wybór jednego partnera biznesowego (współinwestora strategicznego) ułatwi zorganizowanie taniego finansowania budowy EJ. Zagraniczny inwestor wniesie swoje doświadczenie w budowie i/lub eksploatacji EJ oraz zwiększy wiarygodność projektu, dzięki czemu możliwe będzie pozyskanie atrakcyjnych kosztowo kredytów eksportowych i innych źródeł kapitału. Takie podejście pomoże zapewnić strategiczne partnerstwo na poziomie polityczno-gospodarczym i znacząco przyspieszyć proces przygotowania projektów jądrowych.

Zachowanie kontroli nad spółką celową przez polski rząd zapewni bezpośrednią kontrolę nad procesem decyzyjnym *Programu PEJ* i umożliwi pełnienie skutecznego nadzoru właścicielskiego nad spółką realizującą inwestycje w energetykę jądrową. Ograniczy to również ryzyka wpływające na poziom kosztów finansowych w projekcie jądrowym, czego konsekwencją będzie niższy koszt kapitału inwestycyjnego i docelowo niższa cena energii elektrycznej dla społeczeństwa. Wpisuje się to w strategię zapewnienia bezpieczeństwa ener-

getycznego oraz pozwoli zagwarantować, że EJ przyniosą korzyści całej gospodarce i całemu społeczeństwu, a nie jedynie inwestorom.

1.3. Technologia

Jednym z głównych czynników wpływających na wielkość nakładów inwestycyjnych oraz rozmiar ryzyka związanego z realizacją budowy, jest dojrzałość technologii i doświadczenia z budowy i eksploatacji bloków danego typu. Od czasu przyjęcia przez Radę Ministrów *Programu PEJ* w 2014 r. dokonał się istotny postęp we wdrażaniu niektórych typów (modeli) reaktorów²³, a dodatkowo pozyskano liczne doświadczenia w toku prac dotyczących wyboru lokalizacji dla pierwszej elektrowni jądrowej.

Sprawdzone konstrukcje

W ciągu ostatnich kilkunastu lat światowy rynek energetyki jądrowej zdominowały wielkoskalowe bloki energetyczne z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi o mocach rzędu 1000 – 1650 MWe netto. Potwierdzają to także liczne plany budowy nowych jednostek tego typu i relatywnie niewielka liczba planowanych inwestycji z reaktorami wrzącymi i z reaktorami ciężkowodnymi²⁴. Na terenie Europy obecnie nie ma już aktywnych projektów z reaktorami BWR (Boiling Water Reactor – reaktor wodny wrzący), a niemal wszystkie realizowane opierają się na PWR (Pressurized Water Reactor – reaktor wodny ciśnieniowy). Przyczyn tego stanu jest wiele, a do najważniejszych należą:

²³ W tym okresie miały miejsce uruchomienia pierwszych reaktorów typu EPR: Taishan-1 (13.12.2018); AP-1000: Haiyang-1 (22.10.2018), Haiyang-2 (09.01.2019), Sanmen-1 (21.09.2018), Sanmen-2 (05.11.2018) w Chinach oraz kolejnych reaktorów APR1400: Shin Kori 3 (20.12.2016) oraz Shin Kori 4 (29.08.2019) w Korei Płd. Wkrótce planowane jest rozpoczęcie produkcji przez reaktory APR1400 w ZEA (blok 1 został podłączony do sieci 19.08.2020).

²⁴ Reaktory wodne ciśnieniowe w ostatnich latach zbudowano lub buduje się w Europie m.in. w Finlandii, Francji, Wielkiej Brytanii, Szwajcarii, Białorusi, Rosji, na Węgrzech (planowana budowa jest w ostatnim stadium przygotowań). W innych częściach świata w USA, Korei Południowej, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Turcji, Chinach, Pakistanie, Indiach, Brazylii, Bangladeszu, Iranie. Planu budowy bloków ciężkowodnych występują w Europie tylko w przypadku Rumunii, gdzie w 1990 r. zawieszono projekt budowy bloków 3 i 4 w EJ Cernavodă. Istnieje wola, żeby wkrótce wznowić budowę i trwać w tym zakresie prace przygotowawcze.



Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

największe spośród wszystkich technologii reaktorowych doświadczenie z budowy i eksploatacji (najbardziej rozpowszechniony na świecie typ reaktora),

brak negatywnych doświadczeń w zakresie bezpieczeństwa (ani jednej awarii z dużymi uwolnieniami do środowiska),

powszechna znajomość technologii PWR przez instytucje dozoru jądrowego (z nielicznymi wyjątkami np. Kanada, Argentyna, Rumunia),

mniejszy obszar oddziaływania radiacyjnego w przypadku ewentualnej awarii EJ z reaktorami PWR w stosunku do EJ z BWR i EJ z PHWR,

większa liczba oferentów reaktorów PWR niż BWR i ciężkowodnych, co zapewnia konkurencyjność ofert i obniża koszty,

niższe koszty eksploatacji bloków PWR względem BWR.

Z doświadczeń pozyskanych w toku badań lokalizacyjnych i środowiskowych wynika, że łączne rozpatrywanie obiektów typu PWR, BWR i PHWR będzie w nieuzasadniony sposób komplikować proces w boru technologii jądrowej, proces administracyjny, a także zwiększy koszty tych działań, także w zakresie wydatków publicznych. Należy zatem skoncentrować się na najbardziej sprawdzonych konstrukcjach, jakimi są wielkoskalowe ciśnieniowe reaktory lekkowodne. Wczesne ograniczenie wyboru technologii do tej grupy znacznie uprości i skróci te procesy oraz obniży koszty. Tego typu rozwiązanie zastosowano m.in. w Czechach dla projektu budowy nowych bloków w EJ Temelin oraz dla najnowszego projektu bloku nr 5 w EJ Dukovany.

Rekomendowany wybór technologii PWR dotyczy, również z przyczyn opisanych wyżej, dostępnych na rynku reaktorów o mocach rzędu 1000-1650 MW netto. Dla polskiej energetyki priorytetem jest jak najszybsze zastąpienie wysokoemisyjnych mocy węglowych generacją bezemisyjną i niedopuszczenie do powstania luki w systemie, która może się pojawić tuż po 2030 r. Duże, sprawdzone reaktory jądrowe gwarantują szybkie i pewne efekty w zakresie przyrostu mocy w KSE oraz szybką i skuteczną dekarbonizację wzorem Francji, Szwecji i kanadyjskiej prowincji Ontario.

● ● ● Konstrukcje w opracowaniu

Z innych typów konstrukcji reaktorów można wymienić znajdujące się obecnie w fazie rozwojowej tzw. małe re-

aktory modularne (small modular reactor – SMR), których wdrożenia komercyjnego można oczekiwać ok. 2040 r. Do chwili obecnej nie zawarto jeszcze żadnych kontraktów na budowę, brak jest też pełnej dokumentacji projektowej i dokumentacji realizacyjnej (projekty budowlane) mogącej być przedmiotem weryfikacji. Na obecnym etapie nie jest więc możliwe wiarygodne i rzetelne oszacowanie przyszłych kosztów tego typu obiektów. Przyjęta w wielu przypadkach przez projektantów filozofia zarówno konstrukcji zintegrowanej, jak i „dostawiania” kolejnych reaktorów (modułów) co kilka lat wskazuje na możliwe problemy eksploatacyjne i wysokie koszty prac remontowych (co przyznają sami projektanci). Charakterystyka techniczna reaktorów SMR wskazuje, że nie przewyższają one pod żadnym względem dużych reaktorów, a w niektórych obszarach znacząco im ustępują, np. w zakresie sprawności termodynamicznej, co oznacza generowanie m.in. większej ilości odpadów promieniotwórczych na każdą megawatogodzinę wyprodukowanej energii elektrycznej. „Modułowość” EJ z reaktorami SMR oznacza także, że cała część technologiczna elektrowni miałyby być produkowana i składana w zakładach projektanta i zaledwie kilku przedsiębiorstw silnie z nim powiązanych. W takim przypadku udział lokalnych przedsiębiorstw w budowie, eksploatacji i remontach EJ będzie bardzo ograniczony, gdyż producent nie będzie miał interesu w sprzedaży licencji na produkcję modułów, które będą jego jedynym źródłem dochodów z budowy EJ.

Oczekiwanie ok. 20 lat na doświadczenia eksploatacyjne reaktorów SMR (o ile gdziekolwiek na świecie zostaną zbudowane²⁵) uniemożliwi Polsce odbudowę likwidowanych mocy, osiągnięcie celów polityki klimatyczno-energetycznej UE oraz doprowadzi do dalszego wzrostu kosztów energii ze wszystkim opisanymi wcześniej konsekwencjami gospodarczymi i społecznymi. Decyzje inwestycyjne w zakresie budowy EJ muszą zostać podjęte jak najszybciej. Podkreślić należy również niewielką moc jednostek SMR, która nie jest pożądana z punktu widzenia celów *Programu PEJ*, ponieważ prowadziłaby do niepotrzebnego wzrostu liczby obiektów jądrowych na terenie kraju niezbędnych do zapewnienia założonych celów w zakresie produkcji energii elektrycznej. Pochodną małej skali tych reaktorów jest także bardzo wysoki koszt jednostkowy mocy zainstalowanej (już na etapie deklaracji producentów wyższy od realnie uzyskiwanych w inwestycjach z dużymi reaktorami), co jeszcze bardziej podkreśla niecelowość zastosowania takich technologii do realizacji celów *Programu PEJ*.

Jednocześnie rząd będzie monitorował postęp w rozwoju SMR na świecie. Jeśli projekty te będą realizowane i pojawią się doświadczenia z budowy i eksploatacji to należy rozważyć wykorzystanie SMR w ciepłownictwie, obok ucieplonych EJ.

²⁵ Nie są brane pod uwagę reaktory SMR o charakterze demonstratorów technologii, budowane w państwach nienależących do OECD i/lub o nietypowych zastosowaniach, np. pływająca EJ.



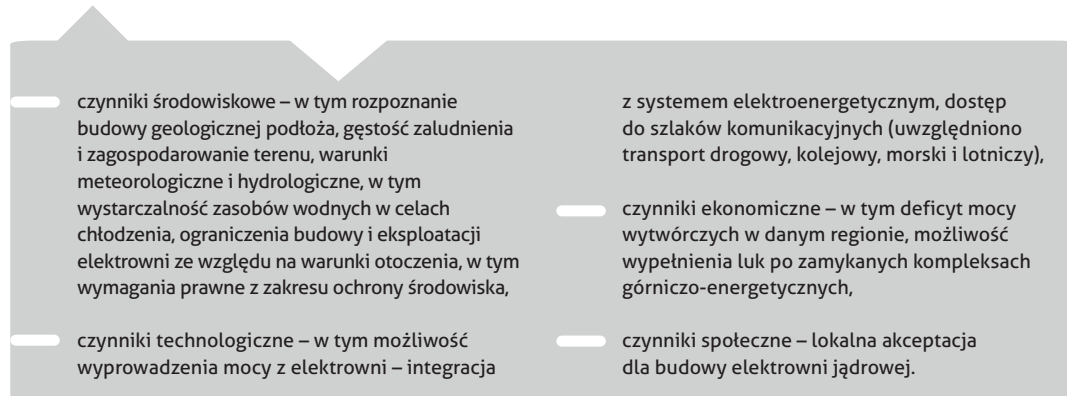
Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

Oprócz małych reaktorów wodnych ciśnieniowych należy wspomnieć o reaktorach wysokotemperaturowych (ang. high temperature reactor – HTR), które nie stanowiąc alternatywy dla wielkoskalowych lekkowodnych bloków jądrowych, mogłyby być wykorzystywane głównie jako źródło ciepła technologicznego. Projekt badawczy w tym zakresie jest realizowany w Narodowym Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) i warty jest kontynuowania. W przypadku powodzenia projektu i rozwoju technologii HTR na świecie w długiej perspek-

tywie zasadnym będzie rozważenie wykorzystania jej w Polsce dla potrzeb przemysłu. Nie nastąpi to jednak przed 2040 r.

1.4. Lokalizacje

Wybór optymalnego miejsca budowy elektrowni jądrowej wymaga analizy wielu czynników²⁶. Wśród nich znalazły się m.in.:



Prawdopodobne lokalizacje

Miejsca prawdopodobnej budowy elektrowni jądrowych są tożsame z lokalizacjami określonymi w *Programie PEJ* z 2014 r. Brak zmian w tym zakresie sprawia, że rodzaj i skala potencjalnego oddziaływania na śro-

dowisko pozostają takie same, dlatego nie jest wymagane przeprowadzenie ponownej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Na poniższym schemacie przedstawiono najważniejsze dotychczasowe działania w procesie zmierzającym do wyboru lokalizacji elektrowni jądrowej.



Najbardziej korzystne położenie posiadają:

lokalizacje nadmorskie – Lubiatowo-Kopalino oraz Żarnowiec, dla których prace w zakresie badań środowiskowych i lokalizacyjnych są najbardziej zaawansowane. Przemawiają za nimi m.in.: znaczne zapotrzebowanie na energię elektryczną i brak dużych, dysponowalnych źródeł wytwórczych w tym rejonie, dostęp do wody chłodzącej, możliwość transportu ładunków wielkogabarytowych drogą morską;

²⁶ Obecnie badania lokalizacyjne są prowadzone zgodnie z ustawą z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz. U. z 2019 r. poz. 1792 ze zm.) oraz z przepisami wykonawczymi, w tym z rozporządzeniem Rady Ministrów z 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi lokalizacji obiektu jądrowego oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego (Dz. U. z 2012 r., poz. 1025).

Cel Programu polskiej energetyki jądrowej

lokalizacje wykorzystywane obecnie przez elektrownie systemowe – m.in. Bełchatów oraz Pątnów z uwagi na rozwiniętą sieć przesyłową, transportową i inną infrastrukturę, położenie w centrum Polski oraz fakt, że budowa EJ na tych terenach po wygaszeniu eksploatowanych elektrowni pozwoli na utrzymanie miejsc pracy.

Pozostałe potencjalne lokalizacje to (w kolejności alfabetycznej): Chelmno, Choczewo, Chotcza, Dębogóra,

Gościeradów, Karolewo, Kopań, Kozienice, Krzymów, Krzywiec, Lisowo, Małkinia, Nieszawa, Nowe Miasto, Pniewo, Pniewo-Krajnik, Połaniec, Stepnica-1, Stepnica-2, Tczew, Warta-Klempicz, Wiechowo, Wyszków.

Biorąc pod uwagę stan zaawansowania prac oraz inne uwarunkowania, miejsce budowy pierwszej elektrowni jądrowej zostanie wybrane spośród lokalizacji nadmorskich.

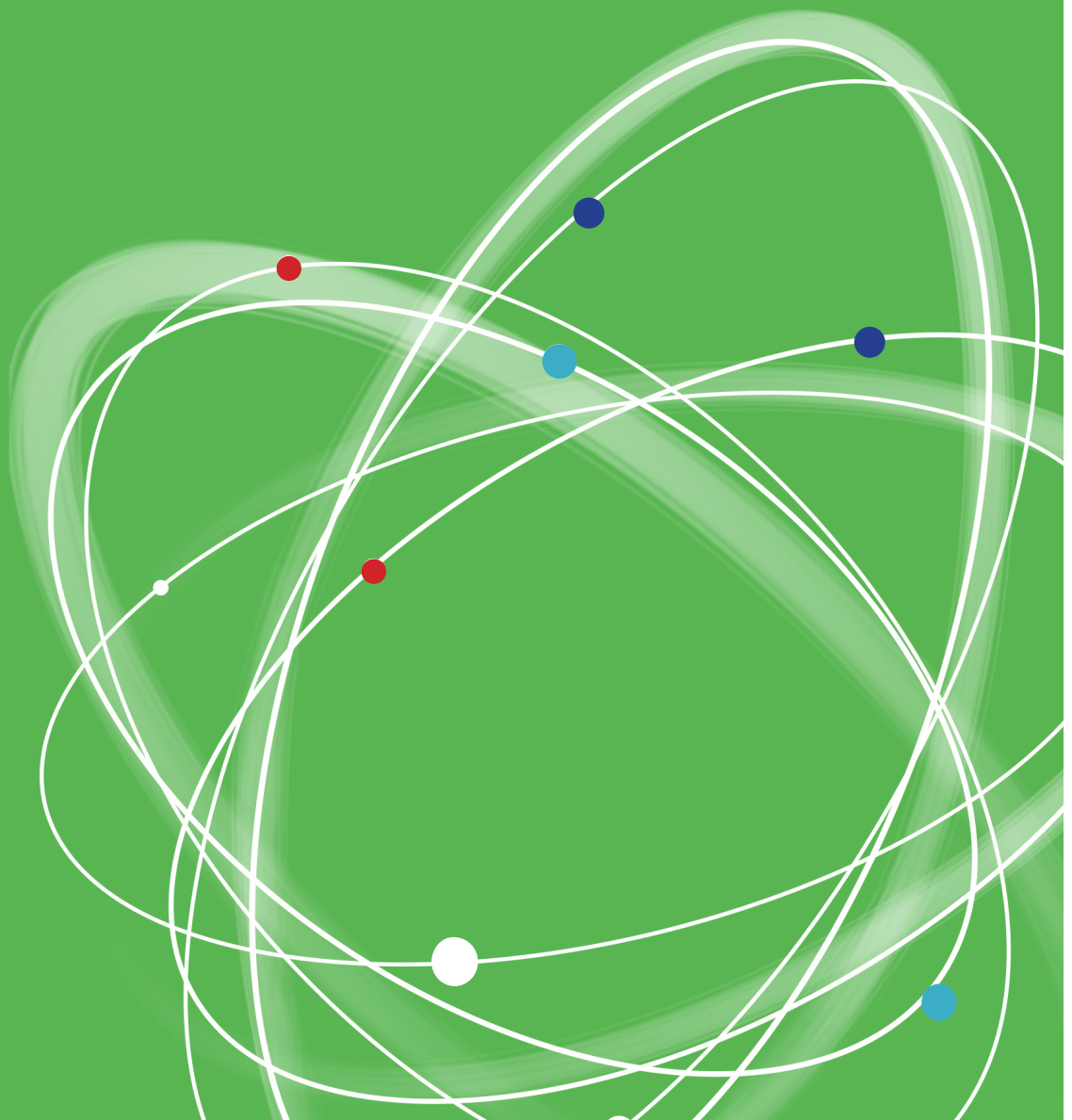
Potencjalne lokalizacje elektrowni jądrowych



Opracowanie: Departament Energii Jądrowej Ministerstwa Klimatu
Źródła: <https://www.naturalearthdata.com/>, dane własne instytucji



Zadania



Zadania

2.1. Rozwój zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej

Głównym zadaniem w zakresie rozwoju zasobów ludzkich jest przygotowanie wykwalifikowanych kadr do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych oraz wypełnienia zadań dozoru jądrowego.

Zapewnienie wysoko wykształconej i dobrze wyszkolonej kadry zdolnej aktywnie współtworzyć unikalną kulturę bezpieczeństwa jest jednym z najważniejszych zadań podczas przygotowań do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej. W związku z koniecznością zapewnienia wysokich kompetencji i wydajności pracowników sektora energetyki jądrowej kluczowe jest odpowiednie planowanie, szkolenie i zarządzanie personelem.

Głównym uwarunkowaniem w zakresie przygotowania kadr jest fakt, że obecnie Polska nie dysponuje wystarczającymi zasobami ludzkimi przygotowanymi specjalnie na potrzeby energetyki jądrowej. Wraz z podjęciem decyzji o włączeniu energetyki jądrowej do krajowego mixu energetycznego Polska musi z wyprzedzeniem zaplanować ilość i strukturę kadr, która będzie potrzebna na każdym etapie budowy i funkcjonowania elektrowni jądrowej.

Jest to konieczne, aby wystarczająco wcześniej wdrożyć do krajowego systemu oświaty programy edukacyjne i szkoleniowe oraz zapewnić na czas odpowiednich pracowników przyszłej elektrowni jądrowej oraz regulatora. Niedawne doświadczenia z wdrażania energetyki jądrowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich wskazują, że niedostateczne przygotowanie zasobów kadrowych może doprowadzić do opóźnienia uruchomienia EJ. Należy przy tym zaznaczyć, że odpowiedzialność za nieterminowe przygotowanie kadr dla EJ w ZEA ponosi rząd oraz operator/inwestor elektrowni, a nie dostawca technologii.

Polska uczestniczy w programach modelowania rozwoju kadr dla energetyki jądrowej przy użyciu narzędzia *Stella Architect* w ramach współpracy z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej (MAEA). Narzędzie to zostało opracowane na podstawie najlepszych światowych praktyk oraz zrealizowanych projektów jądrowych. Jeden z modułów *Nuclear Power Human Resource Model* pozwala na stworzenie modelu rozwoju kadr dostosowanego do polskich wymagań i konkretnej wybranej technologii. Należy podkreślić, że budowa elektrowni jądrowych i towarzyszących im obiektów wiąże się z utworzeniem na budowie i w jej otoczeniu tysięcy dobrze płatnych miejsc pracy. Budowa jednego bloku wymaga zatrudnienia łącznie 3-4 tys. pracowników do prac budowlanych i montażowych o szerokim spektrum zawodów i poziomie wykształcenia – od robotników po odpowiednim przeszkoleniu do pracy na budowie

objektu jądrowego, przez spawaczy-ślusarzy, mechaników, operatorów dźwigów, kierowców pojazdów budowlanych, elektryków, automatyków, geodetów, elektro monterów, monterów rurociągów, zbrojarzy, betoniarzy, aż po inżynierów, architektów i przedstawicieli wielu innych zawodów. 80-90% pracowników to osoby o wykształceniu technicznym, zawodowym i przyuczone do wykonywania ww. prac. Zgodnie z metodologią MAEA wielkość zatrudnienia w przypadku eksploatacji elektrowni jednoblokowej można oszacować na 500-700 osób (w zależności od m.in. mocy), z tego 200-300 techników i 300-400 innych specjalistów. Wielkość zatrudnienia dla elektrowni dwublokowej wynosi ok. 1000 osób²⁷.

W związku z powyższym w celu identyfikacji potrzeb i stworzenia optymalnego mechanizmu przygotowania kadr na potrzeby realizacji *Programu PEJ* niezbędna jest realizacja następujących zadań:

1. Ocena krajowego potencjału w zakresie zasobów ludzkich, a w szczególności:

- określenie stanu przygotowania kadry dla energetyki jądrowej u głównych interesariuszy *Programu PEJ* oraz określenie stanu przygotowania sektorów edukacji i nauki pod kątem kształcenia w zakresie energetyki jądrowej. Przygotowanie musi objąć przede wszystkim stacjonarne studia wyższe w zakresie energetyki jądrowej oraz specjalizację jądrową, m.in. na kierunkach: inżynierii materiałowej, mechanicznym, elektrycznym, elektronicznym, automatyki, budownictwa i ochrony środowiska. Istotną składową systemu kształcenia kadr będzie także szkolnictwo techniczne i zawodowe,

- aktualizacja treści podręczników i podstaw programowych w szkołach podstawowych i ponadpodstawowych innych niż techniczne i zawodowe pod kątem przekazywanej wiedzy na temat energetyki jądrowej,

- określenie możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury jądrowej w Polsce pod kątem edukacji i szkolenia kadr (ze szczególnym uwzględnieniem reaktora badawczego MARIA w NCBJ w Świerku oraz instalacji Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych w Otwocku i Różanie – składowisko odpadów promieniotwórczych);

2. Identyfikacja potrzeb w zakresie liczebności i kwalifikacji zawodowych pracowników, niezbędnych

²⁷ IAEA, Workforce Planning for New Nuclear Power Programmes, IAEA Nuclear Energy Series, No. NG-T-3.10, Vienna 2011.

 **Zadania**

w różnych fazach realizacji projektu jądrowego, roli dostawcy technologii w rozwoju kadr dla energetyki jądrowej, systemu szkoleń i współpracy międzynarodowej;

3. Porównanie potrzeb kadrowych z obecnym stanem zatrudnienia i wykształcenia oraz ustalenie działań dla likwidacji wykrytych w tym zakresie luk. Rolą instytucji wdrażających projekt jądrowy powinno być stymulowanie uczelni w podejmowaniu skoordynowanych działań zmierzających do otwierania nowych kierunków związanych z energetyką jądrową i rozwoju już istniejących. Konieczne jest wypracowanie odpowiednich programów i uzupełnień oraz oszacowanie ilościowe potrzeb, aby możliwe było zaplanowanie naboru studentów, mogących w przyszłości zasilić zasoby kadrowe elektrowni jądrowej;
4. Utworzenie mechanizmu współpracy w zakresie budowy kapitału ludzkiego na potrzeby energetyki jądrowej, który zajmie się m.in. zmianą przepisów prawa pod kątem nowych zawodów jądrowych oraz wsparciem polskiego zaplecza naukowo-badawczego w celu przygotowania oferty kierunków studiów wyższych, studiów podyplomowych i szkoleń specjalistycznych z zakresu energetyki jądrowej;

Dokumentem określającym zadania oraz harmonogram ich realizacji będzie *Plan rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej*, uwzględniający m.in. potrzeby kadrowe podmiotów zaangażowanych w realizację inwestycji i eksploatację elektrowni i możliwości ich zaspokojenia w kraju i za granicą, system rekrutacji oraz ścieżki rozwoju zawodowego. Każda instytucja publiczna wdrażająca program jądrowy powinna przygotować również własny plan rozwoju kadr, zgodnie z zaleceniami MAEA²⁸. W 2016 r. opracowany został *Ramowy plan rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej*²⁹, który określa cele i zadania w okresie poprzedzającym przygotowanie planu docelowego.

Docelowy *Plan* zostanie oparty na precyzyjnej wiedzy dotyczącej rozmiaru i dynamiki realizacji projektu jądrowego w Polsce, wybranej technologii, a także poziomu i rodzaju zasobów ludzkich oraz możliwości edukacyjno-szkoleniowych. Na obecnym etapie projektu jądrowego opierając się na opracowaniach MAEA można w sposób uśredniony określić przybliżone dane typowej obsady kadrowej dla organizacji zajmujących się budową, przekazaniem do użytkowania oraz eksploatacją elektrowni jądrowych³⁰.

²⁸ tamże.

²⁹ Zaakceptowany przez Ministra Energii w dniu 30 czerwca 2016 r.

³⁰ IAEA, Commissioning of Nuclear Power Plants: Training and Human Resource Considerations, IAEA Nuclear Energy Series NG-T-2.2, Vienna 2008.

2.2. Rozwój infrastruktury

Obszar inwestycji dedykowany budowie EJ podlega specjalnemu przygotowaniu. Inwestycje towarzyszące z reguły nie są częścią samej elektrowni, co więcej nie znajdują się na jej terenie, ale są niezbędne do jej budowy oraz prawidłowego i bezpiecznego funkcjonowania. Prace wykonywane w obszarze inwestycji dla całego projektu budowy EJ odzwierciedlają zakres prac budowlanych i instalacyjnych wykonywanych podczas budowy dużego obiektu przemysłowego. Wyjątkowość projektu polega m.in. na długości okresu budowy oraz rozległości zakresu prac i ich skomplikowaniu. Dodatkowo konieczne jest przestrzeganie restrykcyjnych norm jakości i procedur prowadzenia budowy oraz międzynarodowych wytycznych i zaleceń.

Prace opisane w kolejnych podrozdziałach obejmują dostosowanie lub budowę i przebudowę istniejącej infrastruktury przesyłowej, transportowej i innej niezbędnej do budowy i eksploatacji EJ.

Powstaną nowe odcinki dróg, linii kolejowych, konstrukcja morska do rozładunku elementów wielkogabarytowych, sieci wodno-kanalizacyjne, w tym oczyszczalnie ścieków, a także przeprowadzona zostanie modernizacja infrastruktury już istniejącej. Przygotowana infrastruktura będzie służyła nie tylko EJ, ale zaspokoi również lokalne potrzeby i tym samym stanowić będzie trwały wkład w rozwój regionu.

Sprawne przeprowadzenie prac, które uzyskają status inwestycji towarzyszących umożliwiła ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących³¹ („ustawa inwestycyjna”).

Przyjęty model rozwoju infrastruktury oparty będzie o najlepsze praktyki. Właściwa koordynacja działań i ścisła współpraca wszystkich uczestników pozwoli na monitorowanie poszczególnych zadań, przypisanych z podziałem odpowiedzialności za budowę, modernizację i utrzymanie. W miarę potrzeb przyjęte rozwiązania będą podlegały weryfikacji i ciągłym ulepszeniom.

W celu realizacji zadań infrastrukturalnych przygotowano już szereg instrumentów planistycznych, a kolejne są w opracowaniu. W ramach prac przygotowawczych do budowy elektrowni jądrowej w 2015 r. powstał *Plan koordynacji infrastruktury krajowej*. Dokument zawiera zestawienie istniejącej infrastruktury do wykorzystania na potrzeby EJ, wykaz koniecznych modyfikacji lub rozbudowy oraz plan działań umożliwiający rozpoczęcie współpracy z podmiota-

³¹ Dz. U. z 2018 r. poz. 1537 ze zm.

Zadania

mi zewnętrznymi. Sporządzono także *Analizę przestrzenno-własnościową* (2015 r.) oraz *Analizę trasy drogi dojazdowej do lokalizacji* (2016 r.). Dokonano uzgodnień co do zapisów *Planu zagospodarowania przestrzennego województwa pomorskiego 2030* z uwagi na najbardziej prawdopodobne usytuowanie pierwszej EJ nad morzem. Potrzeby infrastrukturalne znalazły swoje odzwierciedlenie również w *Kontrakcie Terytorialnym dla Województwa Pomorskiego*³².

W drugiej połowie 2020 r. gotowe będą szczegółowe opracowania – *Studium Transportowe*, *Studium zaopatrzenia w wodę i odprowadzenia ścieków* i *Studium korytarza wysokiego napięcia*. Ponadto planowane elementy infrastruktury EJ w obszarach morskich i w pasie nadbrzeżnym zostały uwzględnione w projekcie *Planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000*³³. W drugiej połowie 2021 r. będzie gotowe studium *Obszaru Funkcjonalnego Rozwoju Energetyki Jądrowej*, będące uszczegółowieniem *Planu zagospodarowania przestrzennego województwa pomorskiego 2030*.

2.2.1. Wymagane zmiany w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE)

● ● ● Główne uwarunkowania

W celu zapewnienia niezawodnej pracy EJ konieczne jest przyłączenie jej do KSE w sposób gwarantujący bezpieczne wyprowadzenie mocy w głąb kraju oraz zasilanie jej potrzeb własnych w stanach normalnej pracy sieci oraz w stanach pozakłóceńowych.

Z uwagi na wielkość mocy, EJ będą przyłączone do krajowej sieci przesyłowej (KSP) obejmującej linie i stacje o napięciu 400 i 220 kV. Przyłączenie EJ będzie wymagało działań inwestycyjnych i dostosowawczych po stronie operatora systemu przesyłowego (OSP) o skali uzależnionej od lokalizacji. KSP stanowi strukturę dobrze rozbudowaną na południu kraju, natomiast w części północnej od kilku lat realizowana jest jej intensywna rozbudowa. Należy mieć zatem na uwadze, że lokalizacje na północy kraju lub oddalone od miejsc zużycia energii oraz obecnej infrastruktury przesyłowej będą najprawdopodobniej wymagały budowy nowych elementów KSP. Należy również zakładać, że zasilanie potrzeb własnych EJ będzie wspierane przez lokalną sieć dystrybucyjną o napięciu 110 kV.

³² Uchwała Nr 234 Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2014 r. w sprawie zatwierdzenia Kontraktu Terytorialnego dla Województwa Pomorskiego (M.P. poz. 1144) w wersji zmienionej uchwałą Nr 77 Rady Ministrów z dnia 19 maja 2017 r. w sprawie zatwierdzenia zmiany Kontraktu Terytorialnego dla Województwa Pomorskiego (M.P. poz. 540).

³³ <https://www.umgdy.gov.pl/?p=30680>.

Działania w zakresie rozwoju KSE



Rolę OSP w Polsce pełni spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE). Przyłącze EJ powinno zostać zbudowane przez inwestora przy współpracy z PSE oraz lokalnym operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD). PSE oraz właściwy OSD powinni odpowiadać za rozbudowę KSP i sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia przyłączenia EJ. Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej zlokalizowanej w jednej z lokalizacji nadmorskich jest zgodne z kierunkami rozwoju określonymi w uzgodnionym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 28 maja 2020 r. *Planie Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (PRSP) na lata 2021-2030*³⁴.

Na etapie prac przygotowawczych należy ustalić, w zależności od technologii, mocy oraz lokalizacji EJ, podstawowe cechy i kluczowe parametry układu przyłączenia, m.in.:

- odległość pomiędzy miejscem przyłączenia a lokalizacją EJ oraz układ stacji elektroenergetycznej, do której jest przyłączona elektrownia,
- wymaganą liczbę torów liniowych wyprowadzających moc z EJ,
- sposób przyłączenia i wynikający z niego układ zasilania potrzeb własnych EJ,
- kryteria niezawodności pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej wpływających na pracę EJ, wraz ze sposobem ich zapewnienia.

Docelowy zakres rozbudowy KSP w celu przyłączenia EJ określony zostanie po złożeniu przez inwestora wniosku o wydanie warunków przyłączenia (zawierającego m.in. ostateczną lokalizację EJ oraz jej moc).

Przygotowanie i realizacja inwestycji sieciowych na potrzeby wyprowadzenia dużej mocy wymaga okresu co najmniej kilku lat (na gruncie obowiązujących, ogólnych regulacji prawnych ok. 7–10 lat). W uzasadnionych przypadkach możliwe będzie stosowanie przepisów szczególnych umożliwiających skuteczną i terminową realizację inwestycji.

Ułatwienia w prowadzeniu inwestycji sieciowych dla energetyki jądrowej wprowadziła ustawa inwestycyjna. Ponadto od kilku lat obowiązuje ustawa o strategicz-

³⁴ <https://www.pse.pl/-/plan-rozwoju-systemu-przesylowego-do-2030-roku-zatwierdzony-przez-ure>.

Zadania

nych inwestycjach w zakresie sieci przesyłowych³⁵ stanowiąca istotne wsparcie dla procesu inwestycyjnego.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej³⁶. W przypadku gdyby wyprowadzenie mocy z EJ było dokonywane liniami objętymi statusem PCI³⁷ (co jest możliwe z uwagi na korytarz TEN-E póln.–płd.), możliwe będzie skorzystanie z dodatkowych przywilejów w zakresie przyspieszonej ścieżki w wydawaniu pozwoleń na budowę takiej infrastruktury przesyłowej.

Należy również podkreślić, że proces przyłączenia EJ do KSE odbywać się będzie na podstawie Rozporządzenia Komisji 2016/631 ustanawiającego kodeks sieci³⁸.

• • • Dotychczasowe działania

Przeprowadzone dotychczas przez inwestora i PSE wstępne analizy potwierdziły możliwość przyłączenia EJ do sieci przesyłowej w rozważanych lokalizacjach. PSE ukończyły już część zadań inwestycyjnych na północy kraju w oparciu o zatwierdzony plan rozwoju a zakończenie pozostałych zaplanowane jest przed końcem 2030 r. Powstająca infrastruktura sieciowa będzie wykorzystana m. in. do wyprowadzania mocy z OZE oraz umożliwienia funkcjonowania połączeń transgranicznych. Szybkie tempo rozwoju OZE, przede wszystkim lądowych i morskich elektrowni wiatrowych, których przyłączenie jest planowane wcześniej niż EJ, spowoduje wykorzystanie zdolności przesyłowej obecnie infrastruktury sieciowej. Dlatego też dla przyłączenia i wyprowadzenia pełnej mocy EJ wymagane będą dodatkowe inwestycje sieciowe.

• • • Aspekty lokalizacyjne

Istnieje możliwość budowy EJ w kilku lokalizacjach. Z punktu widzenia uwarunkowań pracy KSE korzystne jest sytuowanie EJ w lokalizacjach nadmorskich i w miejscu wygaszanych dużych elektrowni systemowych. Liczba korzystnych dla KSE lokalizacji EJ jest ograniczona, zatem zostanie rozważona możliwość rezerwacji wybranych lokalizacji na potrzeby energetyki jądrowej.

³⁵ Ustawa z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2020 r. poz. 191 ze zm.).

³⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013 r., s. 39).

³⁷ Projekty infrastruktury energetycznej będące przedmiotem wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej (ang. Projects of Common Interest).

³⁸ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112, z 27.04.2016 r.).

Należy również zwrócić uwagę, że w rejonie rekomendowanej jako pierwszej lokalizacji EJ przewidywany jest także rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Wyprowadzenie mocy zarówno z elektrowni jądrowej i ze źródeł morskich jest realizowane i w pełni wykonalne zgodnie z PRSP.

Wyprowadzenie mocy z obu źródeł zostanie zrealizowane poprzez ustalenie obu miejsc przyłączenia w odaleniu od siebie.

2.2.2. Infrastruktura transportowa

Elementy infrastruktury transportowej niezbędne do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej obejmują inwestycje w zakresie transportu drogowego, kolejowego, morskiego (w tym porty) oraz lotniczego. Pozwólą one m.in. na przewóz wszelkiego rodzaju materiałów budowlanych, wyposażenia, sprzętu i pracowników na teren EJ.

W najbardziej prawdopodobnych lokalizacjach EJ w północnej Polsce zidentyfikowano potrzeby inwestycyjne w zakresie poszczególnych rodzajów infrastruktury transportowej.

Infrastruktura transportu drogowego wymaga m.in. budowy głównej drogi transportowej o parametrach drogi wojewódzkiej (DW) od drogi ekspresowej S6 (węzeł Strzebielino) do DW nr 213, dróg dojazdowych od DW 213 do samej EJ oraz zapewnienia dobrego połączenia z lotniskami i lądowiskami. Zadania te będą obejmować zarówno budowę jak i przebudowę lub modernizację infrastruktury (poszerzenie/wzmocnienie dróg, remont/budowa obiektów inżynierskich).

Infrastruktura transportu kolejowego (towarowego i osobowego) wymaga m.in. prac na linii kolejowej nr 202 na odcinku Gdynia Chylonia – Słupsk³⁹, odtworzenia istniejącego lub budowy nowego odcinka linii kolejowej zelektryfikowanej⁴⁰ (np. odbudowy w całości nieczynnej linii kolejowej nr 230 na odcinku Wejherowo-Garczegorze, w tym budowy bocznic kolejowej do samej lokalizacji EJ czy rozebranej bocznic kolejowej nr 230A z Rybna Kaszubskiego do dawnej stacji kolejowej EJ Żarnowiec). Ponadto prace obejmą wzmocnienie nasypów i przebudowę/budowę obiektów inżynierskich, budowę nowej bocznic kolejowej, rozbudowę lokalnych stacji kolejowych i przystanków pasażerskich.

³⁹ Inwestycja ujęta w Krajowym Programie Kolejowym oraz w Kontrakcie Terytorialnym dla Województwa Pomorskiego.

⁴⁰ Elektryfikacja kolei jest przykładem rozwiązania w zakresie transportu bezemisijnego.

Zadania

Morska infrastruktura logistyczna umożliwi dostarczenie na miejsce budowy EJ znacznej ilości materiałów oraz wielkogabarytowych i wysokotonażowych elementów wyposażenia. Jej ogromną zaletą jest brak ograniczeń występujących w transporcie lądowym. Konieczna będzie budowa nowej dedykowanej konstrukcji morskiej do rozładunku wraz z drogą techniczną w bezpośrednim jej sąsiedztwie, w celu jej połączenia z terenem EJ. Transport morski na potrzeby budowy i eksploatacji EJ będzie odbywał się z wykorzystaniem istniejących portów Gdańsk i Gdynia, pełniących funkcję portów pośrednich. Po przeładunku na mniejsze jednostki pływające, materiały i elementy wyposażenia trafią do nowo wybudowanej konstrukcji morskiej w pobliżu EJ.

Infrastruktura transportu lotniczego będzie obejmować m.in. budowę lądowiska dla śmigłowców w bezpośrednim sąsiedztwie EJ lub modernizację istniejących lądowisk na terenie województwa pomorskiego na potrzeby transportu materiałów i urządzeń oraz ratownictwa medycznego. Transport materiałów i urządzeń na teren budowy EJ będzie mógł odbywać się z istniejących lotnisk za pomocą transportu drogowego lub kolejowego.

2.2.3. Pozostałe inwestycje towarzyszące

Pozostałe elementy infrastruktury niezbędne do budowy i eksploatacji EJ obejmują m.in. inwestycje w zakresie sieci wodociągowej, sieci kanalizacyjnej, sieci telekomunikacyjnych i teletechnicznych, bazy noclegowo-mieszkaniowej, zasilania placu budowy linią 110 kV.

W najbardziej prawdopodobnych lokalizacjach EJ w północnej Polsce zidentyfikowano szereg istotnych elementów infrastruktury.

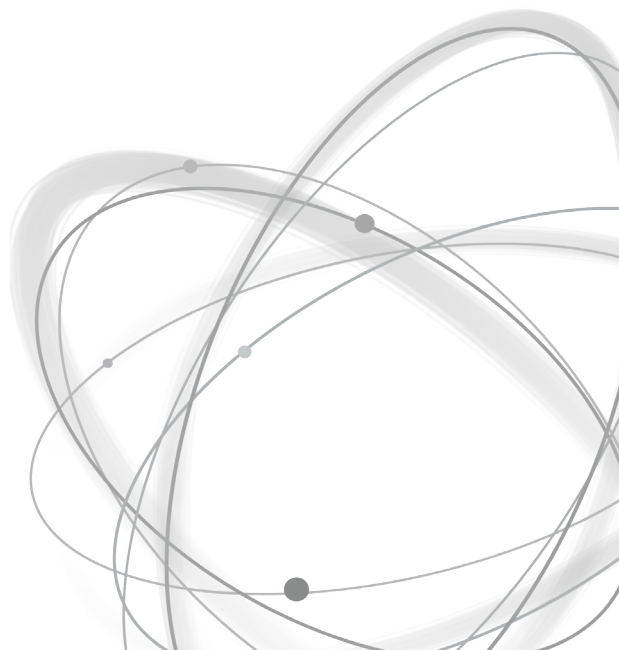
Sieć wodociągowa zapewni zasilanie w wodę placu budowy EJ na cele socjalno-bytowe. Obejmuje ona ujęcia wody i stację uzdatniania wody. **Sieć kanalizacyjna** zagwarantuje odprowadzenie i oczyszczenie ścieków z placu budowy. Zalicza się do niej budowę nowej oczyszczalni ścieków z siecią kanalizacyjną i ze zrzutem ścieków oczyszczonych do odbiornika. Infrastruktura ta będzie służyć też na potrzeby lokalne.

Baza noclegowo-mieszkaniowa pozwoli na zakwaterowanie pracowników na czas budowy EJ oraz umożliwi późniejsze wykorzystanie podczas eksploatacji EJ przez pracowników. Oprócz obiektów stałych przewiduje się także kontenerową bazę zakwaterowania w bezpośrednim sąsiedztwie EJ na potrzeby pracowników tymczasowych budowy. Baza będzie zaopatrzona w wodę, kanalizację, zasilanie elektroenergetyczne, gaz, telekomunikację, sieć ciepłowniczą, usługi w zakresie ochrony zdrowia itp.

Sieci telekomunikacyjne i teletechniczne umożliwią łączność przewodową i bezprzewodową na czas budowy i eksploatacji EJ oraz na potrzeby zarządzania kryzysowego. Stabilne i pewne zasilanie na etapie budowy EJ i w stanach awaryjnych zapewni budowa linii 110 kV i stacji elektroenergetycznej 110/15 kV.

Do rozpoczęcia budowy EJ należy także zapewnić: zaplecze medyczne i ratunkowe, transport publiczny, rozbudowę krajowego systemu wykrywania skażeń promieniotwórczych, rozbudowę narodowej infrastruktury bezpieczeństwa, w tym łączności alarmowej i zarządzania kryzysowego.

Ponadto potrzebne będą obiekty biurowe, zakłady utylizacji i gospodarki odpadami komunalnymi, w tym budowlanymi, zapewnienie dostępności paliw (olej napędowy, olej opałowy, benzyna) oraz gazów technicznych (azot, tlen, acetylen itd.) oraz inne elementy istotne dla EJ jak: aktywna sieć geodezyjna EUPOS, tereny zamknięte – wyłączone z powszechnego użytkowania, laboratoria dozymetryczne do wzorcowania przyrządów mierniczych.



 **Zadania**

2.3. Wsparcie krajowego przemysłu w przygotowaniach do udziału w budowie i eksploatacji elektrowni jądrowych

W procesie przygotowania do budowy oraz w trakcie budowy, eksploatacji i likwidacji elektrowni jądrowych należy dążyć do racjonalnej maksymalizacji udziału krajowych podmiotów.

Przełoży się to nie tylko na ich bezpośredni sukces komercyjny i rozwój całych nowych branż, ale przysłuży się całej gospodarce. Polska gospodarka może skorzystać głównie na transferze technologii i wiedzy (np. doświadczenie z realizacji mega-projektów) oraz realizacji dużej ilości projektów o wysokiej wartości dodanej. Zakres zaangażowania zależny będzie od wielkości samego programu jądrowego, podjętych uprzednio działań dostosowawczych, a także ustaleń inwestora z dostawcą technologii oraz generalnym wykonawcą budowy. Obok korzyści technologicznych, organizacyjnych lub kompetencyjnych, uczestniczące w budowie EJ w Polsce krajowe przedsiębiorstwa, bazując na zdobytym doświadczeniu i kontaktach, będą miały większą możliwość włączenia się w światowe łańcuchy dostaw sektora jądrowego i w sektorach pokrewnych.

Polski przemysł już od wielu lat świadczy usługi oraz dostarcza produkty dla energetyki jądrowej za granicą, głównie w UE, ale również w innych częściach świata. W ostatnich 10 latach blisko 70 krajowych przedsiębiorstw uczestniczyło w międzynarodowych projektach jądrowych jako podwykonawcy.

Zidentyfikowano ponadto kolejną grupę blisko 200 polskich przedsiębiorstw, które przy niewielkich działaniach dostosowawczych, możliwych do zrealizowania w stosunkowo krótkim czasie, mogą rozpocząć działalność w tej branży⁴¹.

Proces przygotowania krajowego przemysłu do współpracy z sektorem jądrowym jest czasochłonny, natomiast w przypadku podjęcia takich działań na możliwie wczesnym etapie *Programu PEJ* będzie bardziej efektywny i mniej kosztowny. Poniesione wydatki zwrócą się poprzez rozwój polskich przedsiębiorstw, zatem jest to inwestycja w rozwój polskiej gospodarki i reindustrializację kraju. Istniejące programy wsparcia dla krajowego przemysłu są niewystarczające w kontekście współpracy z sektorem jądrowym. Opierając się o sprawdzone wzorce innych państw realizujących pro-

gramy jądrowe (np. Zjednoczone Królestwo, Finlandia), wszelkie działania na rzecz krajowych przedsiębiorstw powinny być skoordynowane na poziomie rządowym.

Przyszłe działania będą się koncentrować na kilku głównych płaszczyznach:

- wsparcie krajowych przedsiębiorstw w pozyskiwaniu i wdrażaniu kosztownej certyfikacji jakościowej,
- działania informacyjno-szkoleniowe w obszarze funkcjonowania kodów, norm i standardów obowiązujących w tej branży przemysłu,
- promocja i wsparcie krajowych przedsiębiorstw na arenie międzynarodowej w celu pozyskiwania zagranicznych zleceń,
- usprawnienie transferu technologii jądrowych do krajowych przedsiębiorstw,
- wsparcie inicjatyw klastrowych lub innych w celu zrzeszania zainteresowanych przedsiębiorstw.

Powyższe zestawienie nie ma charakteru zamkniętego i jest wynikiem przeprowadzonych dotychczas przez ministra właściwego ds. energii analiz w zakresie możliwości zaangażowania krajowego przemysłu w projekt jądrowy.

Podstawowym narzędziem planistycznym i umożliwiającym właściwą koordynację działań w ww. zakresie będzie *Program wsparcia krajowego przemysłu do współpracy z energetyką jądrową*. Program będzie zawierał informacje na temat szczegółowych działań i harmonogram ich realizacji.

Do czasu opracowania i zatwierdzenia przedmiotowego programu minister właściwy ds. energii będzie podejmował działania stymulujące, głównie o charakterze szkoleniowym, informacyjnym oraz promocyjnym na poziomie międzynarodowym. Realizowane będą seminaria szkoleniowe o charakterze technicznym oraz profilowane misje gospodarcze do krajów w których istnieje możliwość wypromowania polskich podmiotów.

W przyszłości dostawca technologii jądrowej oraz generalny wykonawca dokonają oceny możliwości oraz określą ścieżkę podnoszenia kompetencji polskich przedsiębiorstw. W uzgodnieniu z ministrem właściwym ds. energii określą oni również konkretną listę produktów i usług, których wykonanie może być zlecone przedsiębiorstwom krajowym. Zostaną również określone narzędzia oraz ścieżka podnoszenia kompetencji polskich przedsiębiorstw celem zwiększania udziału w realizacji projektu w przypadku sukcesywnej

⁴¹ Katalog polskich przedsiębiorstw z branży jądrowej „Polish Industry for Nuclear Energy 2019” <https://www.gov.pl/web/polski-atom/przemysl3>

 **Zadania**

budowy więcej niż jednego reaktora w tej samej technologii. Takie analizy będą integralną częścią umowy z wybranym podmiotem. Rolą ministra właściwego ds. energii będzie dbałość o to, aby udział polskiego przemysłu był jak największy przy zachowaniu priorytetu, jakim jest sprawne przeprowadzenie inwestycji.

2.4. Wzmocnienie dozoru jądrowego

2.4.1. Rola i zadania Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki

Prezes Państwowej Agencji Atomistyki (Prezes PAA) jest niezależnym organem regulacyjnym, którego rolą jest zapewnienie, aby stosowanie promieniowania jonizującego i energii jądrowej nie powodowało zagrożenia dla zdrowia i życia ludności oraz środowiska naturalnego. W trakcie realizacji *Programu PEJ*, podstawowym zadaniem Prezesa PAA będzie sprawowanie nadzoru oraz egzekwowanie przestrzegania wymagań i norm bezpieczeństwa dla elektrowni jądrowych oraz innych obiektów jądrowych.

Prezes PAA będzie realizował swoje funkcje na wszystkich etapach cyklu życiowego obiektów jądrowych, począwszy od etapu oceny środowiskowej i lokalizacji, przez projektowanie, budowę, rozruch, eksploatację, aż do ich likwidacji. Jego zadaniem będzie sprawdzenie i potwierdzenie wypełnienia przez inwestora wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. W tym celu Prezes PAA dokona oceny przedłożonej dokumentacji i wykona niezbędne analizy bezpieczeństwa. Prezes PAA i inspektorzy dozoru jądrowego będą również prowadzić kontrole obiektu jądrowego w trakcie jego budowy, rozruchu i eksploatacji.

Dla efektywnego wykonywania powierzonych zadań Prezes PAA musi posiadać odpowiednie uprawnienia zagwarantowane prawnie, niezależność w podejmowaniu decyzji dotyczących bezpieczeństwa jądrowego, adekwatne zasoby finansowe i organizacyjne oraz kompetentny personel ekspercki wspomagającego go urzędu (PAA).

2.4.2. Wzmocnienie kadrowe

Zdolność PAA do efektywnego wypełniania zadań dozoru jądrowego zależy przede wszystkim od posiadania wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Nadzór regulacyjny nad realizacją inwestycji w zakresie projektowania, budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej jest nowym wyzwaniem dla Prezesa PAA, wymagającym wzmocnienia obecnej kadry PAA o pracowników wyspecjalizowanych w wielu dziedzinach technicznych – takich jak: energetyka, elektrotechnika, automatyka, mechanika, budow-

nictwo, inżyniera materiałowa, fizyka, chemia, geologia – oraz posiadających umiejętności postępowania się narzędziami do obliczeń w zakresie analiz bezpieczeństwa, obejmujących analizy deterministyczne oraz probabilistyczne.

Efektywne wykonywanie zadań przez pracowników dozoru jądrowego wymaga wieloletniego budowania kompetencji. Międzynarodową praktyką jest przyjmowanie do pracy w dozorcze jądrowym doświadczonych pracowników z branży energetyki jądrowej. W sytuacji braku dostępnych kadr na rynku krajowym, jak w przypadku Polski, niezbędne jest co najmniej kilkuletnie wdrażanie pracownika do pracy w charakterze inspektora dozoru jądrowego lub analityka dozoru jądrowego. PAA przygotowuje i wdroży system szkoleń dla kadry w zakresie technologii jądrowej oraz metodologii i kryteriów przeprowadzenia oceny dozorczej, a także prowadzenia kontroli obiektów jądrowych. Szkolenia te będą realizowane w dużej mierze we współpracy z zagranicznymi instytucjami dozoru jądrowego. Od momentu wyboru dostawcy technologii jądrowej, pogłębiona zostanie wymiana informacji i doświadczeń z instytucją dozoru jądrowego kraju dostawcy. Z uwagi na długotrwały proces dochodzenia do samodzielnej i efektywnej realizacji zadań dozorczych oraz brak doświadczonych specjalistów w kraju, niezbędne jest zatrudnienie około 80-90% postulowanej kadry co najmniej na trzy lata przed otrzymaniem wniosku o wydanie zezwolenia na budowę pierwszej elektrowni jądrowej. Ten kilkuletni okres zostanie wykorzystany na intensywne przygotowanie kadry PAA do realizacji zadań związanych z procesem wydawania zezwoleń i nadzorem nad budową i eksploatacją elektrowni jądrowej.

Potrzeba wzmocnienia kadrowego wiąże się przede wszystkim z koniecznością zapewnienia odpowiednich zasobów finansowych po stronie PAA. Okres realizacji inwestycji elektrowni jądrowych będzie stwarzał duży popyt na nielicznych krajowych specjalistów. Sytuacja ta będzie wiązać się z ryzykiem odpływu kadry do prywatnego sektora oferującego atrakcyjne wynagrodzenie. Z punktu widzenia efektywności działań w zakresie wykonywania dozoru jądrowego należy traktować to jako zagrożenie, w związku z czym muszą zostać podjęte działania zapobiegawcze, w dużej mierze oparte na niwelacji dysproporcji zarobkowej między PAA a komercyjnym sektorem jądrowym. Analiza wynagrodzeń pracowników instytucji dozoru jądrowego w wybranych krajach europejskich, realizujących programy jądrowe o podobnych celach do programu polskiego, wskazuje, że średnie wynagrodzenie jest tam wyższe o ok. 50 do 150% w stosunku do aktualnych wynagrodzeń w PAA. W związku z powyższym w odniesieniu do stanowisk wymagających specjalistycznej wiedzy oraz unikalnych kompetencji zapewnione zostaną konkurencyjne warunki zatrudnienia w stosunku do rynkowych, które pozwolą na pozyskanie i utrzymanie ekspertów.

 **Zadania****2.4.3. System organizacji wsparcia technicznego**

PAA będzie odpowiedzialna za ocenę spełnienia wymagań bezpieczeństwa oraz wydawanie stosownych zezwoleń i opinii. Na Prezesie PAA i pracownikach PAA będzie spoczywać końcowa odpowiedzialność za dokonanie prawidłowej oceny dozоровej oraz reglamentację działalności związanej z budową, rozruchem, eksploatacją i likwidacją obiektu jądrowego.

Istotną część analiz i ekspertyz w obszarze technologii jądrowej oraz poszczególnych dziedzin technicznych będzie musiała zostać zlecona podmiotom zewnętrznym. Ze względu na rozległy zakres oraz złożoność zagadnień technicznych, dozór jądrowy nie jest w stanie samodzielnie wykonać całej pracy analitycznej w ramach oceny dokumentacji przedłożonej przez inwestora na potrzeby procesów projektowania, budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej. Dla wielu specjalistycznych zagadnień, niezbędne do przeprowadzenia analizy będą wymagać większego nakładu osobowego, aniżeli pozwolą na to zasoby kadrowe PAA. Ponadto, niektóre analizy i ekspertyzy będą wykonywane jednorazowo na potrzeby konkretnego etapu inwestycji, dlatego bardziej ekonomicznie uzasadnione jest zlecenie takich prac na zewnątrz, aniżeli utrzymywanie zatrudnienia i kształcenie dodatkowych pracowników.

Praktyka związana z korzystaniem z organizacji wsparcia eksperckiego jest wspólna dla wszystkich regulatorów jądrowych. Zgodnie z zaleceniami MAEA, regulator jądrowy winien korzystać z usług tego rodzaju niezależnych organizacji technicznych, wykonujących pracę analityczną, wspierającą dozоровy proces decyzyjny. Organizacje te dysponują specjalistami i oprogramowaniem oraz sprzętem laboratoryjnym w wąskich dziedzinach wiedzy. Ekspertyzy, badania i analizy wykonane przez organizacje eksperckie będą wykorzystywane przez PAA przy ocenie bezpieczeństwa elektrowni jądrowej, na wszystkich etapach procesu inwestycyjnego.

PAA będzie miała zapewnione finansowanie na potrzeby podjęcia współpracy oraz wykonania usług przez organizacje wsparcia eksperckiego. Koszty poniesione na ten cel zostaną częściowo zwrócone do budżetu państwa przez inwestora. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo atomowe koszty uzasadnionych czynności dokonywanych w toku oceny wniosku o wydanie zezwolenia przez laboratoria i organizacje eksperckie ponosi jednostka organizacyjna występująca z wnioskiem o wydanie zezwolenia. Dodatkowo koszty badań laboratoryjnych oraz innych czynności wskazanych w toku kontroli przez organy dozoru jądrowego, a także opinii wydanych przez wskazane przez Prezesa Agencji laboratoria i organizacje eksperckie będzie ponosić kontrolowana jednostka organizacyjna.

2.4.4. Zaplecze sprzętowe oraz infrastrukturalne PAA

W celu właściwej realizacji zadań na potrzeby *Programu PEJ*, PAA dokona zakupu odpowiedniego sprzętu i oprogramowania, przeznaczonych do wykonywania analiz bezpieczeństwa oraz oceny dokumentacji złożonej przez inwestora. Ponadto, rozbudowany zostanie system monitoringu radiacyjnego kraju wraz z programami wspomagającymi podejmowanie decyzji w sytuacjach kryzysowych. System monitoringu musi pozwalać organowi dozoru jądrowego na niezależną ocenę sytuacji radiacyjnej wokół elektrowni jądrowej oraz jej wpływu na środowisko i ludność. W tym celu Prezes PAA będzie prowadził cykliczne pomiary obejmujące wszystkie komponenty środowiska, które pozwolą na weryfikację wyników monitoringu radiacyjnego wykonywanego przez operatora obiektu. W strukturach PAA zostanie również utworzona ekipa dozometryczna, dysponująca odpowiednim sprzętem do udzielenia wsparcia w prowadzeniu pomiarów dozometrycznych w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego.

Wraz z pozyskaniem nowego personelu oraz zakupem wyposażenia potrzeby lokalowe PAA ulegną podwojeniu i niezbędne będzie zapewnienie własnej siedziby, której PAA obecnie nie posiada. Siedziba będzie musiała spełnić wymogi zapewnienia bezpieczeństwa informacyjnego, całodobowej służby awaryjnej, a także inne niezbędne warunki związane z realizacją zadań na rzecz bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju. Dodatkowo, przy każdej lokalizacji elektrowni jądrowej przed rozpoczęciem budowy zostanie utworzone biuro zamiejscowe dla inspektorów dozoru jądrowego nadzorujących w sposób stały realizację inwestycji.

2.5. Komunikacja i informacja społeczna

Poparcie społeczne dla energetyki jądrowej, podobnie jak dla wielu innych obiektywnie bezpiecznych technologii, rośnie wraz ze wzrostem poziomu wiedzy na jej temat. Rola edukacji i informacji społecznej jest kluczowa w procesie realizacji *Programu PEJ*⁴². Istotne jest zapewnienie społeczeństwu aktualnej, obiektywnej i rzetelnej wiedzy z zakresu energii i energetyki jądrowej, opartej na podstawach naukowych. Przyczyni się to do wzrostu poziomu edukacji i zwiększenia świadomości obywateli na temat tej technologii.

Stabilne i świadome poparcie społeczne dla energetyki jądrowej jest jednym z najważniejszych warunków realizacji *Programu PEJ*.

⁴² ASM Centrum Badań i Analiz Rynku Sp. z o.o., Raport końcowy z badania sondażowego dotyczącego opinii społeczeństwa na temat rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, zrealizowanego na zlecenie Ministerstwa Energii, grudzień 2017.

Zadania

W Polsce za budowę elektrowni jądrowej opowiada się 57% badanych⁴³.

Szczegóły badania znajdują się w Załączniku 8: Wyniki badania opinii publicznej z 2020 r.

Jeszcze większe poparcie dla realizacji tej inwestycji jest wśród mieszkańców gmin potencjalnych lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej, gdzie 71% badanych opowiada się za budową elektrowni⁴⁴.

Jednocześnie należy podkreślić, że temat ten jest trudny technicznie, wieloaspektowy, budzący skrajne skojarzenia i emocje społeczne oraz że bywa wykorzystywany przez krajowe i zagraniczne grupy interesów do celów politycznych jako element dezinformacji społeczeństwa.

Upředzenia na temat energetyki jądrowej są często zdeterminowane brakiem informacji oraz bazują na arbitralnych lub niepełnych danych. Brak wiedzy na temat głównych przyczyn awarii EJ w Three Mile Island w 1979 r., w Czarnobylu w 1986 r. i w Fukushima w 2011 r. oraz decyzja z 1990 r. o zaniechaniu budowy w Polsce elektrowni jądrowej niosą za sobą szereg negatywnych skojarzeń i mitów, związanych przede wszystkim z takimi kwestiami jak: przekonanie o szkodliwym wpływie elektrowni na otoczenie oraz zdrowie ludzi i zwierząt oraz obawa wystąpienia poważnej awarii.

W związku z powyższym główne zadania informacyjne i edukacyjne państwa będą polegać na:

- zwiększeniu świadomości obywateli w zakresie energii i energetyki jądrowej ze wskazaniem na całościowe spektrum zagadnień z nią związanych,
- przekazywaniu wiedzy na temat zasad eksploatacji i bezpieczeństwa elektrowni i innych obiektów jądrowych, zasad i bezpieczeństwa w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi,
- informowaniu społeczeństwa o korzyściach gospodarczych i politycznych wynikających z rozwoju energetyki jądrowej tj. wzrostu poziomu bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju gospodarczego,

- informowaniu społeczeństwa o korzyściach indywidualnych wynikających z rozwoju energetyki jądrowej tj. nowych miejsc pracy, rozwoju regionu, w którym będzie zlokalizowana elektrownia, ustabilizowaniu cen energii,

- reagowaniu na potrzeby społeczne w zakresie dostępu do informacji, w szczególności o bezpieczeństwie eksploatowanych obiektów, realizacji programu jądrowego w Polsce, w odpowiadaniu na zapytania obywateli oraz informowaniu o możliwościach weryfikowania informacji na temat bieżącej sytuacji radiacyjnej w Polsce i na świecie.

Szczegółowy zakres działań oraz narzędzia służące do ich realizacji określać będzie *Strategia komunikacji Programu PEJ*. *Strategia* wskaże sposoby budowania świadomości istnienia *Programu PEJ*, jego wagi i korzyści z realizacji. Określi cele i szczegółowe zadania wraz narzędziami służącymi do ich realizacji. W *Strategii* znajdą się konkretne działania edukacyjno-informacyjne wraz z ich zakresem tematycznym, harmonogramem oraz podmiotami, które będą odpowiadać za ich realizację.

W *Strategii komunikacji Programu PEJ* zostanie uwzględniona rola edukacyjno-informacyjna organizacji pozarządowych oraz uczelni wyższych i instytutów badawczych, które mogą pełnić funkcję wspomagającą.

W ramach realizacji *Programu PEJ* najważniejsze role komunikacyjne pełnią: **minister właściwy do spraw energii wraz z obstugującym go urzędem** (art. 108a pkt 3 ustawy – Prawo atomowe) oraz w zakresie informowania o kwestiach bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej **PAA**. Ponadto za informowanie społeczeństwa w zakresie stanu bezpieczeństwa eksploatacyjnego obiektów odpowiedzialni są operatorzy i inwestorzy obiektów jądrowych i składowisk odpadów promieniotwórczych. Istotną rolę w tym zakresie będą pełnił Lokalne Centra Informacyjne prowadzone przez inwestora obiektu energetyki jądrowej zgodnie z wymogami ustawy – Prawo atomowe (art. 39m).

Zapewnienie wysokiego poziomu wiedzy i utrzymanie stabilnego poziomu akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej będzie możliwe poprzez systematyczne działania oparte o kompetentną, jasną i interesującą komunikację. Główną zasadą działania wszystkich podmiotów będzie pełna transparentność.

⁴³ Badanie IMAS International na reprezentatywnej próbie 2028 Polaków w wieku 18-64 lata, zrealizowane techniką CAWI w terminie 31.07-12.08.2020, na zlecenie Ministerstwa Klimatu.

⁴⁴ PSB, Raport z badania „Postawy Polaków wobec energetyki jądrowej” na zlecenie PGE EJ1 Sp. z o.o., grudzień 2019.



Załączniki





Załącznik 1. Harmonogram realizacji inwestycji

Harmonogram budowy EJ	
2021 r.	– wybór technologii dla EJ1 i EJ2
2022 r.	– uzyskanie decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej dla EJ1 (zatwierdzenie wyboru lokalizacji EJ1) – podpisanie umowy z dostawcą technologii i głównym wykonawcą EPC
2023 r.	– rozpoczęcie prac wstępnych i przygotowawczych w lokalizacji EJ1 – podpisanie umowy przyłączeniowej z OSP dla EJ1 – rozpoczęcie prac nad wyborem lokalizacji dla EJ2
2025 r.	– wydanie zezwolenia na budowę EJ1 przez Prezesa PAA
2026 r.	– uzyskanie pozwolenia na budowę i rozpoczęcie budowy EJ1
2028 r.	– uzyskanie decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej dla EJ2 (zatwierdzenie wyboru lokalizacji EJ2)
2029 r.	– rozpoczęcie prac wstępnych i przygotowawczych w lokalizacji EJ2 – podpisanie umowy przyłączeniowej z OSP dla EJ2
2031 r.	– wydanie zezwolenia na budowę EJ2 przez Prezesa PAA
2032 r.	– wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja pierwszego bloku EJ1 – uzyskanie pozwolenia na budowę i rozpoczęcie budowy EJ2
2033 r.	– wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji pierwszego bloku EJ1
2034 r.	– wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja drugiego bloku EJ1
2035 r.	– wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji drugiego bloku EJ1
2036 r.	– wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja trzeciego bloku EJ1
2037 r.	– wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji trzeciego bloku EJ1
2038 r.	– wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja pierwszego bloku EJ2
2039 r.	– wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji pierwszego bloku EJ2
2040 r.	– wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja drugiego bloku EJ2
2041 r.	– wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji drugiego bloku EJ2
2042 r.	– wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja trzeciego bloku EJ2
2043 r.	– wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji trzeciego bloku EJ2

 Załączniki

Załącznik 3. Wydatki związane z realizacją Programu PEJ

Wykonane i przewidywane wydatki w latach 2020–2033 związane z realizacją Programu PEJ (w tys. zł)
Środki budżetu państwa w ramach programu wieloletniego Programu PEJ

Lp.	Instytucja	Wydatki do 2033 r.	W tym wydatki w latach 2020–2033			
			2020	2021	2022	2023
	1	2	3	4	5	6
1.	Urząd obsługujący ministra właściwego do spraw energii	188.000	1.000	900	23.500	25.500
	w tym:					
	a) Wsparcie udziału polskiego przemysłu w Programie PEJ	57.700	100	100	8.000	10.000
	b) Działania informacyjno-edukacyjne	111.300	900	800	15.000	15.000
	c) Rozwój zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej	13.000				
	d) Wykonywanie analiz związanych z wdrażaniem i aktualizacją Programu PEJ oraz dokumentów powiązanych	6.000			500	500
2.	Państwowa Agencja Atomistyki – wzmocnienie dozoru jądrowego	400.350	961	1.563	19.318	35.498
	a) Wzmocnienie kadrowe i budowa kompetencji PAA	222.596			7.437	12.410
	b) Dostosowanie zaplecza sprzętowego i infrastrukturalnego PAA do zadań wynikających z Programu PEJ	87.326	961	1.514	5.011	12.738
	c) System wsparcia techniczno-ekspertyzowego dla PAA	86.049		49	6.500	10.000
	d) Wykonywanie zadań kontrolnych oraz pozostałych zadań towarzyszących realizacji zadań PAA wynikających z Programu PEJ	4.379			370	350
RAZEM: pozycja 1 i 2		588.350	1.961	2.463	42.818	60.998

 Załączniki

Lp.	Instytucja	W tym wydatki w latach 2020–2033				
		2024	2025	2026	2027	2028
		7	8	9	10	11
1.	Urząd obsługujący ministra właściwego do spraw energii	28.500	30.500	17.500	12.500	10.500
	w tym:					
	a) Wsparcie udziału polskiego przemysłu w Programie PEJ	13.000	15.000	2.000	2.000	1.500
	b) Działania informacyjno-edukacyjne	14.000	14.000	14.000	9.000	7.500
	c) Rozwój zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	d) Wykonywanie analiz związanych z wdrażaniem i aktualizacją Programu PEJ oraz dokumentów powiązanych	500	500	500	500	500
2.	Państwowa Agencja Atomistyki – wzmocnienie dozoru jądrowego	31.428	31.136	34.188	29.981	32.398
	a) Wzmocnienie kadrowe i budowa kompetencji PAA	13.487	15.534	16.921	18.357	19.591
	b) Dostosowanie zaplecza sprzętowego i infrastrukturalnego PAA do zadań wynikających z Programu PEJ	6.591	5.232	6.897	5.754	6.937
	c) System wsparcia techniczno-ekspertskiego dla PAA	11.000	10.000	10.000	5.500	5.500
	d) Wykonywanie zadań kontrolnych oraz pozostałych zadań towarzyszących realizacji zadań PAA wynikających z Programu PEJ	350	370	370	370	370
RAZEM: pozycja 1 i 2		59.928	61.636	51.688	42.481	42.898

 Załączniki

Lp.	Instytucja	W tym wydatki w latach 2020–2033				
		2029	2030	2031	2032	2033
		12	13	14	15	16
1.	Urząd obsługujący ministra właściwego do spraw energii	10.500	10.100	6.000	5.500	5.500
	w tym:					
	a) Wsparcie udziału polskiego przemysłu w Programie PEJ	1.500	1.500	1.000	1.000	1.000
	b) Działania informacyjno-edukacyjne	7.500	7.100	2.500	2.000	2.000
	c) Rozwój zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej	1.000	1.000	2.000	2.000	2.000
	d) Wykonywanie analiz związanych z wdrażaniem i aktualizacją Programu PEJ oraz dokumentów powiązanych	500	500	500	500	500
2.	Państwowa Agencja Atomistyki – wzmocnienie dozoru jądrowego	33.484	34.421	37.954	37.704	40.316
	a) Wzmocnienie kadrowe i budowa kompetencji PAA	21.100	21.924	23.944	24.706	27.185
	b) Dostosowanie zaplecza sprzętowego i infrastrukturalnego PAA do zadań wynikających z Programu PEJ	6.535	6.627	8.140	7.128	7.261
	c) System wsparcia techniczno-ekspertyzowego dla PAA	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
	d) Wykonywanie zadań kontrolnych oraz pozostałych zadań towarzyszących realizacji zadań PAA wynikających z Programu PEJ	349	370	370	370	370
RAZEM: pozycja 1 i 2		43.984	44.521	43.954	43.204	45.816

 Załączniki

Załącznik 4. System monitorowania i mierniki realizacji Programu PEJ

Program PEJ będzie monitorowany na poziomie celu, zadań, działań i kierunków interwencji. Monitoringiem objęte będą również mierniki realizacji poszczególnych działań.

Minister właściwy ds. energii monitoruje realizację Programu PEJ i jest odpowiedzialny za opracowanie, co dwa lata, sprawozdania z realizacji Programu PEJ i przedłożenie go Radzie Ministrów, zgodnie z wymogami ustawy – Prawo atomowe (art. 108e).

Miernik	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rozwój zasobów ludzkich													
Przygotowanie i wdrożenie Planu rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej (%)	10	20	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
Rozwój infrastruktury													
Przygotowanie inwestycji towarzyszących (% udział)	–	22	38	56	72	88	90	92	92	94	96	98	100
Wsparcie krajowego przemysłu w przygotowaniach do udziału w budowie i eksploatacji elektrowni jądrowych													
Zaangażowanie krajowego przemysłu (skumulowany % udział w całości wartości projektu)	–	–	–	–	5	10	12	15	20	25	30	35	40
Liczba projektów informacyjno-szkoleniowych (szt.)	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Liczba misji zagranicznych lub forów biznesowych w kraju (szt.)	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Liczba pozyskanych certyfikacji jądrowych przez polskie przedsiębiorstwa (szt.)	–	10	12	12	10	8	6	6	4	4	4	4	4
Wzmocnienie dozoru jądrowego – Państwowej Agencji Atomistyki													
Zatrudnienie specjalistów dozoru jądrowego (% docelowej liczby [L ₀] zatrudnionych pracowników na potrzeby Programu PEJ, gdzie [L ₀] = 110 osób)	25	56	75	78	83	88	88	93	93	96	98	100	100
Szkolenia przeznaczone na wdrożenie zatrudnionych specjalistów (łącznie liczba osobodni szkoleniowych rocznie)	540	1080	1480	1560	1620	1740	1740	1840	1840	1880	1920	1960	1960
Rozbudowa sieci stacji wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych (% docelowej liczby [L ₀] funkcjonujących stacji wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych, gdzie [L ₀] = 145 stacji)	26	26	31	38	45	52	59	66	72	79	86	93	100
Komunikacja i informacja społeczna													
Przygotowanie i wdrożenie strategii komunikacji programu energetyki jądrowej (%)	1	14	30	45	55	65	70	75	80	85	90	95	100

 **Zatęczniki****Załącznik 5. Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz z odnawialnych źródeł energii****1. Streszczenie i kluczowe wnioski z badania**

Przedmiotowa analiza została opracowana na zlecenie Ministerstwa Klimatu przez Biuro Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej przy współpracy merytorycznej i analitycznej Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Badanie zostało przeprowadzone przy zastosowaniu metodyki kosztu całkowitego pozwalającej na uwzględnienie dodatkowych kosztów skojarzonych z wytwarzaniem energii elektrycznej, nie uwzględnianych przy standardowej ocenie inwestycji energetycznych. Analiza zawiera wariantową optymalizację kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, przedstawiającą wpływ rozwoju energetyki jądrowej na kształt oraz koszt struktury mocy wytwórczych oraz produkcji energii elektrycznej. Ponadto przeprowadzono również analizę wrażliwości kosztu całkowitego wytwarzania energii poszczególnych technologii energetycznych.

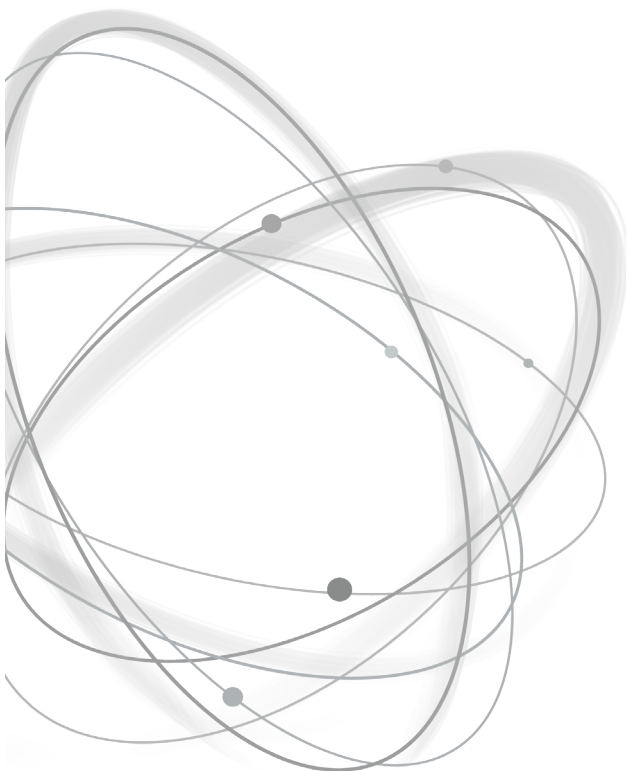
Badania doprowadziły do 5 kluczowych wniosków:

- według rachunku całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, przy zapewnieniu odpowiednich warunków rozwoju, elektrownie jądrowe są jednymi z najtańszych jednostek wytwórczych w perspektywie 2050 r.,
- w perspektywie 2045 r. optymalna wielkość mocy jądrowych będzie wynosić ok. 7,7 GWe netto, co oznacza udział EJ w strukturze produkcji energii elektrycznej na poziomie 27%, rozszerzona perspektywa analizy wskazuje na optymalność budowy ok. 10 GWe netto EJ do 2050 r.,
- elektrownie jądrowe przyczyniają się do ograniczenia zapotrzebowania na gaz ziemny w sektorze elektroenergetycznym, minimalizując wpływ kapitału związany z importem surowca oraz wrażliwość cen energii elektrycznej na wahania cen gazu,
- koszty systemowe rosną wraz z rosnącym udziałem źródeł pogodowo-zależnych w produkcji energii elektrycznej, znacząco zwiększając całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej w systemie; źródła dysponowalne takie jak elektrownie jądrowe pozwalają ograniczyć generowanie tych kosztów zapewniając bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego,
- uśrednione koszty całkowite wytwarzania energii w 2020 roku wynoszą 360 PLN/MWh. W 2045 r. najniższe będą w scenariuszu w którym EJ powstaje drogą wolnej optymalizacji (374 PLN/MWh), najwyższe zaś w scenariuszu bez EJ (388 PLN/MWh). Wydłużona perspektywa modelu wskazuje na dalszy spadek kosztu całkowitego przy kontynuacji rozwoju EJ (340 PLN/MWh w 2050 r.), oraz wzrost rozbieżności względem scenariuszy bez EJ (376 PLN/MWh w 2050 r.).

W dalszej części przedstawione zostały szczegółowe opisy i rezultaty rozważanych scenariuszy, założenia ekonomiczno-techniczne oraz metodyka optymalizacji.

2. Metodyka kosztu całkowitego

Rolą państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, definiowanego jako zdolność do utrzymania 100% ciągłości dostaw energii po optymalnym

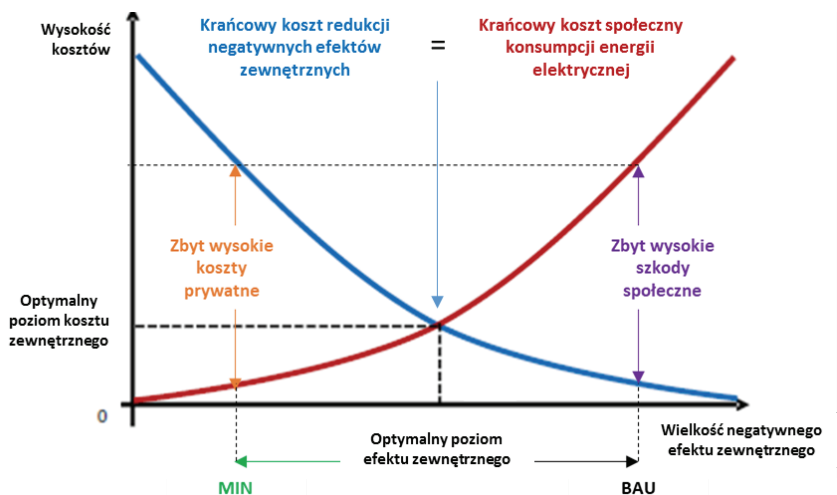


Zatączniki

koszcie dla odbiorców końcowych, z uwzględnieniem wymagań systemowych (technicznych) i środowiskowych. W tym celu, rząd wyznacza długoterminową, korzystną ekonomicznie strategię energetyczną, wytyczając kierunki rozwoju sektora.

Przy wyznaczaniu strategii, państwo wykorzystuje m.in. metodykę kosztu całkowitego (MKC) różniącą się istotnie od inwestorskiego rachunku ekonomicznego. Nadzrędnym celem MKC jest minimalizowanie całkowitych kosztów ponoszonych przez gospodarkę i społeczeństwo z tytułu wytwarzania energii, przy uwzględnieniu pośrednich kosztów funkcjonowania sektora energetycznego. Powstające przy produkcji energii elektrycznej efekty uboczne, takie jak emisja zanieczyszczeń czy niezbilansowanie systemu, obarczają strony trzeciej częścią kosztów działalności elektrowni, które nie są uwzględniane w koszcie energii na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnej. Wspomniane efekty uboczne tworzą grupę kosztów zewnętrznych do których zaliczane są: koszty systemowe (rezerwa mocy, sieci, bilansowanie), środowiskowe (zdrowie, ekosystem) i makroekonomiczne (bezpieczeństwo, bilans import-eksport, zatrudnienie).

Metodyka kosztu całkowitego przypisuje koszty zewnętrzne bezpośrednio do ich źródła, dążąc do sprawiedliwego rozdziału kosztu między inwestorów, odbiorców końcowych i pozostałych uczestników rynku energii. Struktura mocy wytwórczych oraz produkcji energii elektrycznej, zoptymalizowana pod kątem kosztu całkowitego, pozwala na efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów, co przekłada się na poprawę konkurencyjności cenowej polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym i rodzimym oraz pozwala na zmniejszenie ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Realne obniżenie kosztów wymaga odpowiednich zmian regulacyjnych, dostosowujących rynek energii do założeń metodyki. Wykorzystywany powszechnie rachunek inwestorski ukierunkowany jest z kolei na maksymalizację indywidualnych zysków inwestora. W takim modelu koszty zewnętrzne wytwarzania energii nie są uwzględniane jako koszt inwestora i są przenieszone na pozostałych uczestników rynku oraz odbiorców końcowych. Prowadzi to do powstania struktury mocy wytwórczych w KSE, której wykorzystanie może być nieoptymalne pod względem kosztowym dla społeczeństwa.



Rysunek 1. Mechanika optymalizacji kosztów zewnętrznych w metodyce „kosztu całkowitego” – rysunek poglądowy; MIN – minimalne technicznie możliwe ograniczenie efektu zewnętrznego, BAU – Business as Usual, projektowanie systemu bez uwzględnienia kosztów zewnętrznych

Rolą państwa jest opracowanie strategii godzącej zarówno interes odbiorców końcowych jak i interes inwestorów sektora energetycznego. Ze względu na niekompletne odwzorowanie kosztów w obecnie funkcjonującym rynku energii, potrzebne są działania regulacyjne umożliwiające racjonalne ograniczenie kosztów zewnętrznych. Administracja rządowa ma na celu kreowanie optymalnych mechanizmów rynkowych, które umożliwią inwestorom zrealizowanie inwestycji założonych w strategii oraz otrzymanie uzasadnionego

zwrotu z zainwestowanego kapitału, z jednoczesnym poszanowaniem wpływu na środowisko i pozostałych uczestników rynku (aspekty systemowe). Końcowym efektem zastosowania metodyki kosztu całkowitego jest uzyskanie minimalnej ceny energii, przy której odbiorca końcowy kupując energię elektryczną spłaca nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne sektora energetycznego, bez konieczności ponoszenia nieuzasadnionych technicznie i ekonomicznie kosztów zewnętrznych.

Załączniki

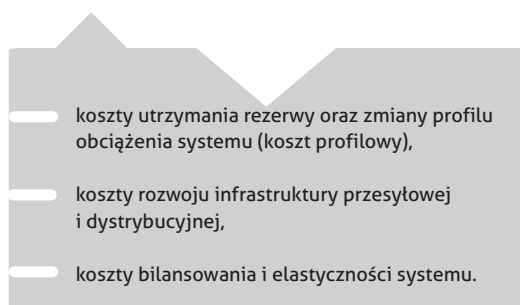
● ● ● Koszty systemowe

System elektroenergetyczny funkcjonuje jak system naczyń połączonych, w którym wytwarzanie, przesył, dystrybucja i wykorzystanie energii elektrycznej są od siebie współzależne. Czynnikiem szczególnie istotnym, determinującym sposób zarządzania systemem, są parametry pracy dostępnej i przyszłej bazy wytwórczej. Zróżnicowanie technologii w zakresie elastyczności pracy, stabilności i przewidywalności generacji, średniego wykorzystania mocy, awaryjności czy możliwości doboru dogodnej lokalizacji ma bezpośredni wpływ na koszt funkcjonowania systemu jako całości. Im większe jest odchylenie właściwości źródła wytwórczego od parametrów pozwalających na bezpieczne funkcjonowanie systemu, tym wyższe koszty generowane są w pozostałych jego elementach.

Najniższe koszty systemowe generują źródła dysponowalne (ang. *dispatchable*), charakteryzujące się możliwością produkcji energii na żądanie zgodnie z profilem zapotrzebowania odbiorców, wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy w ciągu roku oraz możliwością budowy w dogodnych węzłach sieciowych, blisko centrów zapotrzebowania na energię.

Koszty utrzymania systemu znacząco rosną w przypadku źródeł niesterowalnych takich jak technologie wiatrowe i słoneczne. Nieprzewidywalność pracy i brak pewności dostaw, ograniczenia lokalizacyjne spowodowane warunkami wietrznymi i słonecznymi, praca asynchroniczna zmniejszająca inercję dostępną w systemie oraz niska koncentracja mocy są czynnikami utrudniającymi bezpieczne i efektywne ekonomiczne zarządzanie systemem.

Skutkuje to powstawaniem istotnych kosztów systemowych pomijanych przez inwestorów przy ocenie ekonomicznej źródeł niesterowalnych. Koszty te obejmują:



Największym składnikiem kosztowym są koszty profilowe związane z trwałą zmianą efektywności wykorzystania majątku wytwórczego. Rozwój technologii niesterowalnych, mających pierwszeństwo dostępu do sieci, ogranicza ilość dostępnych godzin pracy technologiom dysponowalnym, odpowiedzialnym za bezpieczną pracę systemu. Systematyczne skracanie czasu

pracy utrudnia uzyskanie zwrotu z inwestycji w źródła dysponowalne, zwiększając niepewność co do możliwości pełnej amortyzacji majątku. Przekłada się to na rosnące niebezpieczeństwo powstania kosztów osieroconych w sektorze, będących skutkiem przedwczesnego zamykania istniejących jednostek wytwórczych. Rosnąca niepewność inwestycyjna, skorelowana ze wzrostem udziału niesterowalnych OZE w produkcji energii elektrycznej, prowadzi do systematycznego wzrostu średnioważonego kosztu kapitału (WACC) nowych, dysponowalnych elektrowni systemowych. Prowadzi to do odkładania lub nie podejmowania decyzji inwestycyjnych dotyczących przyszłych sterowalnych źródeł wytwarzania. Finalnie zwiększony poziom ryzyka, przekładający się na wzrost kosztów finansowania elektrowni dysponowalnych niezbędnych do zabezpieczenia niestabilnej generacji OZE, zwiększa całkowity koszt produkcji energii z systemu elektroenergetycznego. W metodyce kosztu całkowitego, ze względu na niezmienną WACC poszczególnych technologii w całym okresie prognozy, koszty profilowe waloryzujące zmianę efektywności wykorzystania majątku zostały w całości przypisane do niesterowalnych OZE, będących źródłem zaburzenia opłacalności pozostałych uczestników systemu.

Koszty systemowe zostały uwzględnione w modelowaniu w sposób dynamiczny – jednostkowy koszt systemowych źródeł niesterowalnych rośnie wraz ze wzrostem penetracji poszczególnych technologii w produkcji energii elektrycznej. Optymalizator buduje niestabilne źródła OZE uwzględniając zarówno spadek kosztów technologii, jak i wzrost kosztów systemowych, wyznaczając optymalną ilość tych źródeł poprzez minimalizację całkowitych kosztów rozwoju systemu elektroenergetycznego.

● ● ● Koszty środowiskowe

Racjonalne ograniczanie negatywnego wpływu sektora energii na środowisko oraz zdrowie obywateli wymaga identyfikacji, wyceny, a następnie uwzględnienia wszystkich kosztów środowiskowych przy optymalizacji krajowej strategii energetycznej. Identyfikacja negatywnych efektów środowiskowych, skojarzonych z produkcją energii elektrycznej, została przeprowadzona w pełnym cyklu produkcyjnym uwzględniając wydobycie surowców energetycznych, transport, konwersję i finalne wykorzystanie energii. Wykorzystane w analizie międzynarodowe badania⁴⁵ pozwoliły na przybliżoną ocenę ekonomiczną wpływu sektora elektroenergetycznego na ludzkie zdrowie, ekosystem oraz wielkość upraw rolniczych.

⁴⁵ NEEDS (2004-2008) – New Energy Externalities Developments for Sustainability <http://www.needs-project.org/>; European Commission (1990-2005), External Costs of Energy – <http://www.externe.info/>

Załączniki

Modelowa analiza rozpoczyna się od określenia wielkości emisji toksycznych substancji, takich jak pyły zawieszone ($PM_{2,5}$, PM_{10}), tlenki siarki (SO_x), tlenki azotu (NO_x) czy metale ciężkie, oraz energii emitowanej w formie szkodliwego hałasu, ciepła lub promieniowania. Za pośrednictwem modeli matematycznych określany jest promień rozproszenia szkodliwych czynników wokół elektrowni oraz natężenie negatywnych efektów środowiskowych w badanym obszarze. Na podstawie funkcji określających wpływ koncentracji poszczególnych efektów na jakość powietrza, wody pitnej, gleby oraz upraw rolniczych wyznaczany jest wzrost prawdopodobieństwa występowania chorób oraz degradacji okolicznych ekosystemów. Otrzymane współczynniki pozwalają na przeprowadzenie jednostkowej wyceny wpływu emisji na zdrowie oraz środowisko. Obliczone w ten sposób wskaźniki kosztowe wykorzystywane są jako składowe kryterium optymalizacji ekonomicznej sektora.

3. Opis wariantów i przedstawienie wyników optymalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym

Analiza ekonomiczna na potrzeby *Programu PEJ* została przeprowadzona z wykorzystaniem metodyki kosztu całkowitego KSE, opracowanej przez Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, przy współpracy merytorycznej i analitycznej Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Model optymalizacyjny krajowego systemu elektroenergetycznego został sporządzony w systemie PLEXOS od Energy Exemplar, szeroko wykorzystywanym przez PSE oraz ENTSO-E do analiz wystarczalności generacji oraz analiz potrzeb rozwoju sieci przesyłowych. Metodyka kosztu całkowitego, oprócz kosztów prywatnych (inwestorskich), uwzględnia w kryterium optymalizacyjnym kierunkową wycenę kosztów systemowych i środowiskowych opartą na dostępnej wiedzy literaturowej (patrz podrozdział 5.). Przeprowadzona analiza ma charakter analityczny i nie przedstawia scenariuszy alternatywnych do prognoz przedstawionych w *projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 (PEP2040)*. Przeprowadzone symulacje mają na celu weryfikację opłacalności rozwoju energetyki jądrowej w Polsce z punktu widzenia państwa i całej gospodarki. Na potrzeby analizy opracowano 4 scenariusze, umożliwiające ocenę wpływu rozwoju sektora jądrowego na efektywność ekonomiczną krajowego systemu elektroenergetycznego:

Scenariusz I – Wolna optymalizacja – optymalizacja w modelu kosztu całkowitego

struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych,

scenariusz utworzony w celu znalezienia najbardziej efektywnej kosztowo struktury wytwórczej KSE oraz zweryfikowania zasadności rozwoju elektrowni jądrowych w Polsce (sprawdzenie czy optymalizator podejmie samodzielną decyzję o rozwoju EJ);

Scenariusz II – Wariant strategiczny – optymalizacja w modelu kosztu całkowitego

założono rozwój energetyki jądrowej zgodnie z zakładanym harmonogramem inwestycji oraz cykl życia jednostek na poziomie 60 lat,
założono rozwój morskiej energetyki wiatrowej zgodnie z założeniami ustawy o promowaniu energii z morskich farm wiatrowych,
utrzymano w mocy ustawę odległościową dla lądowej energetyki wiatrowej, zgodnie ze stanem prawnym obowiązującym na wrzesień 2020,
plan odstawić jednostek wytwórczych zgodny z projektem PEP2040 (wrzesień 2020),

w pozostałym zakresie struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych;

Scenariusz III – Brak energetyki jądrowej (MKC) – optymalizacja w modelu kosztu całkowitego

wymuszono brak rozwoju energetyki jądrowej,
w pozostałym zakresie struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych,
scenariusz opracowany w celu przedstawienia wpływu braku decyzji o rozwoju energetyki jądrowej na kształt systemu elektroenergetycznego oraz zmianę w koszcie całkowitym wytwarzania energii elektrycznej;

Scenariusz IV – Brak energetyki jądrowej (MI) – optymalizacja w modelu inwestorskim

wariant porównawczy względem modelu kosztu całkowitego,
wymuszono brak rozwoju energetyki jądrowej,
w pozostałym zakresie struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, bez uwzględnienia kosztów systemowych i środowiskowych,
scenariusz opracowany w celu przedstawienia wpływu braku decyzji o rozwoju energetyki jądrowej na kształt systemu elektroenergetycznego oraz zmianę w koszcie całkowitym wytwarzania energii elektrycznej.

 Załączniki

Jako podstawę optymalizacji wykorzystano prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną zgodną z *Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 (PRSP'20)* wraz z niezbędnymi ekstrapolacjami. Opracowane prognozy przedstawiają docelowy horyzont 2045 r., wydłużone spektrum analizy pozwala jednak na wnioskowanie nt. kosztów i struktury produkcji energii elektrycznej do 2050 r.

Ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego KSE oraz ciągłości dostaw dla odbiorców końcowych, założono utrzymanie technicznej możliwości pełnego pokrycia zapotrzebowania z wykorzystaniem generacji krajowej. Polska nie odpowiada za dostępność generacji poza granicami kraju, w związku z czym prognozowana struktura mocy wytwórczych oraz produkcji energii elektrycznej zakłada zerowy bilans importowo-eksportowy energii elektrycznej. Jest to założenie modelowe niezbędne do odpowiedniego zwymiarowania inwestycji potrzebnych do zachowania samowystarczalności KSE na wypadek braku dostępności energii z importu.

Założeniem obligatoryjnym każdego scenariusza jest wypełnienie sektorowego celu OZE dla elektroenergetyki w roku 2030, wynoszącego 33,32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto.

Zgodnie z opracowanym przez inwestora harmonogramem projektu, pierwszy reaktor jądrowy może zostać przyłączony do krajowego systemu elektroenergetycznego w 2033 r.. W obu scenariuszach uwzględniających rozwój EJ (S.I i S.II) wskazana data została potraktowana jako ograniczenie uniemożliwiające wcześniejszą budowę tych elektrowni. Czas budowy pojedynczego reaktora określony został na poziomie 6 lat, a, podstawowy czas eksploatacji na poziomie 60 lat. Ze względu na zrównoleglenie prac budowlanych prowadzonych na projekcie średnie tempo przyłączania nowych bloków jądrowych do sieci wynosi 2 lata⁴⁶. **Obliczenia uwzględniają koszty likwidacji EJ i postępowania z odpadami promieniotwórczymi, natomiast nie uwzględniają kosztów rozbiórki i postępowania z odpadami w przypadku pozostałych źródeł energii.**

Biorąc pod uwagę komunikaty⁴⁷ inwestorów oraz prognozowany wzrostowy trend cen uprawnień do emisji CO₂⁴⁸, w modelowaniu uwzględniono konwersję bloku

energetycznego el. Ostrołęka C na paliwo gazowe⁴⁹. Prognozy uwzględniają również budowę dwóch bloków gazowo-parowych w elektrowni Dolna Odra⁵⁰.

Technologie CCS (Carbon Capture and Storage) i IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) zostały uwzględnione w optymalizacji, jednak nie powstały w żadnym scenariuszu. Powodem są zbyt wysokie nakłady inwestycyjne oraz wysoki koszt kapitału wynikający z braku dojrzałości komercyjnej tych technologii.

Magazyny energii oraz technologie wodorowe nie zostały uwzględnione w optymalizacji ze względu na zbyt wysokie koszty tych instalacji w średnio i długoterminowej perspektywie (mimo uwzględnienia prognozowanego spadku kosztów tych technologii). W przypadku przetomu technologicznego, umożliwiającego wielkoskalowe, systemowe zastosowania technologii magazynowych bądź powszechną komercjalizację magazynów w mikroskali, część szczytowych elektrowni gazowych (ang. Open Cycle Gas Turbine – OCGT) powstających w prognozach będzie mogła zostać zastąpiona tymi rozwiązaniami. Należy mieć jednak na uwadze, że spełnienie kryterium samowystarczalności generacji krajowej bez stabilnych źródeł dysponowalnych, wymagać będzie znaczącego przewymiarowania mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych powyżej krajowego zapotrzebowania, aby umożliwić zabezpieczenie niezbędnego wolumenu energii na wypadek długotrwałego (kilkudniowego) braku dostaw z tych źródeł. Elektrownie dysponowalne (jądrowe i gazowe), odnawialne źródła energii oraz magazyny są technologiami komplementarnymi, które w odpowiednich proporcjach zapewniają bezpieczne, ekonomiczne i niskoemisyjne funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego w przyszłości.

Koszty systemowe i środowiskowe zostały uwzględnione jako dodatkowe, jednostkowe koszty zmienne przypisane do poszczególnych technologii wytwórczych. Wielkość jednostkowych kosztów systemowych generowanych przez źródła niesterowalne na przestrzeni całej prognozy zmienia się dynamicznie w zależności od udziału tych źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Początki rozwoju źródeł pogodowo-zależnych, w granicach do 10-20% udziału w produkcji energii elektrycznej, charakteryzują się umiarkowanym jednostkowym kosztem systemowym (25-35 PLN/MWh). Po przekroczeniu

⁴⁶ Założenie konserwatywne, w praktyce tempo przekazywania reaktorów do eksploatacji może wynosić do 1 reaktora na rok przy odpowiedniej optymalizacji prac oraz wykorzystania ekip budowlanych i maszyn.

⁴⁷ 2 czerwca 2020 r. spółki PKN Orlen, Energa i Enea podpisały porozumienie dotyczące warunków budowy bloku energetycznego Ostrołęka C. Zawarte porozumienie przewiduje kontynuację inwestycji w Ostrołęce ze zmianą założeń z technologii dotychczas realizowanej opartej na węglu na technologię opartą na paliwie gazowym.

⁴⁸ KOBiZE CAKE: „Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”.

⁴⁹ 3 września 2020 r. spółki PKN Orlen i PGNiG podpisały list intencyjny dotyczący analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji. Spółki podały, że projekt budowy CCGT w Ostrołęce zakłada wybudowanie do końca 2024 r. bloku gazowo-parowego o projektowanej mocy nominalnej ok. 750 MW netto.

⁵⁰ 30 stycznia 2020 r. w Elektrowni Dolna Odra, należącej do PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy Kapitałowej PGE, podpisano kontrakt na budowę dwóch nowych bloków energetycznych zasilanych paliwem gazowym o łącznej mocy ok. 1400 MW – oficjalny komunikat ze strony pgegiel.pl.



Załączniki

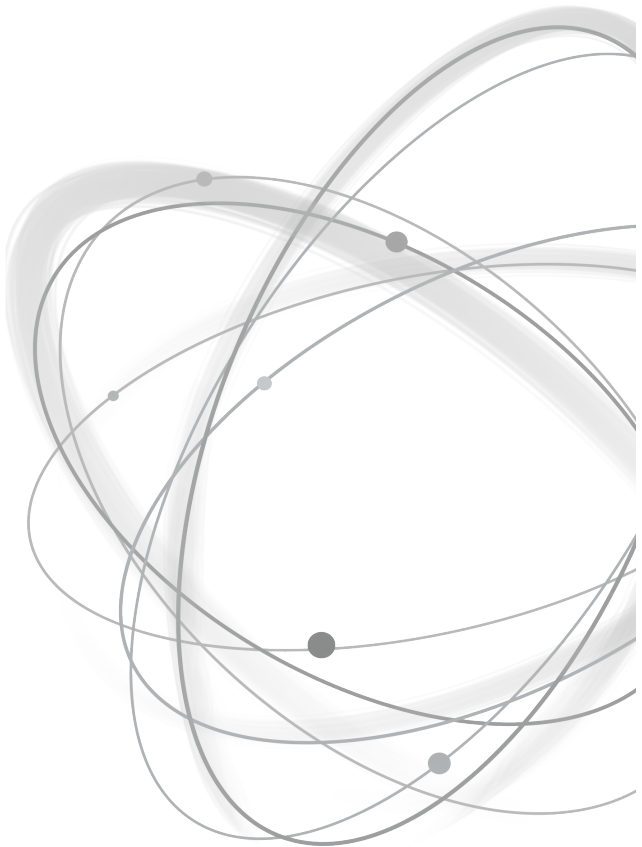
putapu ok. 30% penetracji łącznej generacji źródeł niesterowalnych, negatywne efekty niestabilnej generacji przybierają na sile (ok. 60 PLN/MWh), prowadząc do nieliniowego wzrostu kosztów systemowych generowanych przez źródła pogodowo-zależne (przy 50% penetracji jest to już ok. 110 PLN/MWh), a co za tym idzie całkowitego kosztu eksploatacji krajowego systemu elektroenergetycznego⁵¹. Uwzględnienie w analizie kosztów systemowych nie ma na celu dyskredytowanie potrzeby rozwoju odnawialnych źródeł energii. Źródła te są potrzebne w krajowym systemie elektroenergetycznym ze względów klimatycznych, środowiskowych jak również z uwagi na konieczną dywersyfikację źródeł energii oraz zmniejszenie uzależnienia od paliw kopalnych. Wykorzystana metodyka kosztu całkowitego wskazuje wyłącznie na konieczność racjonalizacji tempa oraz skali rozwoju tych technologii odnawialnych do poziomu, który pozwoli na bezpieczną pracę systemu oraz zapewni stabilne, społecznie akceptowalne ceny dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Pozostałe założenia techniczno-ekonomiczne wykorzystane w modelowaniu, w tym prognozowane ścieżki spadku nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych poszczególnych technologii na przestrzeni lat 2020-2050 zostały opisane w podrozdziale 5.

Przedstawione wyniki modelowania sektora elektroenergetycznego mają charakter analityczny i nie są scenariuszami alternatywnymi do prognoz przedstawionych w *projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 (PEP2040)*. Wariantowa analiza struktur mocy wytwórczych oraz produkcji energii elektrycznej miała na celu weryfikację opłacalności rozwoju energetyki jądrowej w Polsce z punktu widzenia państwa i całej gospodarki. Opłacalność ta została potwierdzona w scenariuszu I (wolnej optymalizacji), którego głównym założeniem było swobodne kształtowanie struktury wytwórczej w oparciu o optymalizację ekonomiczną funkcjonowania KSE, uwzględniającą koszty systemowe i środowiskowe. Optymalizator zdecydował o budowie pierwszego bloku elektrowni jądrowej o mocy 1,1 GWe w 2035 r., rozbudowując sektor jądrowy do 7 reaktorów w 2045r., kończąc na 9 blokach jądrowych o łącznej mocy 9,9 GWe w 2050 r. (wydłużona perspektywa modelowa). Optymalizator, decydując się na rozwój technologii długowiecznych, w celu weryfikacji zasadności inwestycji w elektrownie wykraczające czasem życia poza spektrum prognozy, rozważa okres dalszy niż zadana data końcowa analizy symulując wartości zapotrzebowania na energię i bilansu z roku ostatniego (brak efektu końca świata). Wyniki wolnej optymalizacji wykazują, że elektrownie jądrowe są ekonomicznie uzasadnione i pozwolą zabezpieczyć stabilność cen energii elektrycznej wykraczając dale-

ko poza horyzont prognozy – podstawowy techniczny czas życia pierwszego reaktora będzie dobiegał końca w okolicach 2095 r.

Budowa pierwszego reaktora jądrowego w 2035 r. w scenariuszu wolnej optymalizacji jest wynikiem minimalizacji kosztów całkowitych ponoszonych w całym okresie prognozy, bez uwzględnienia rozstrzygnięć strategicznych i ograniczeń prawnych względem którejkolwiek technologii – kryterium decyzyjnym jest efektywność ekonomiczna całego systemu. Biorąc pod uwagę niewielkie rozbieżności harmonogramowe między wynikiem optymalizacji kosztowej bez ograniczeń oraz zakładanym harmonogramem PPEJ, budowa pierwszego bloku jądrowego w 2033 r. jest w pełni uzasadniona. Wynik wolnej optymalizacji potwierdza ekonomiczną opłacalność oraz racjonalność rozwoju 6-9 GWe mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych jako kierunku strategicznego PEP2040.



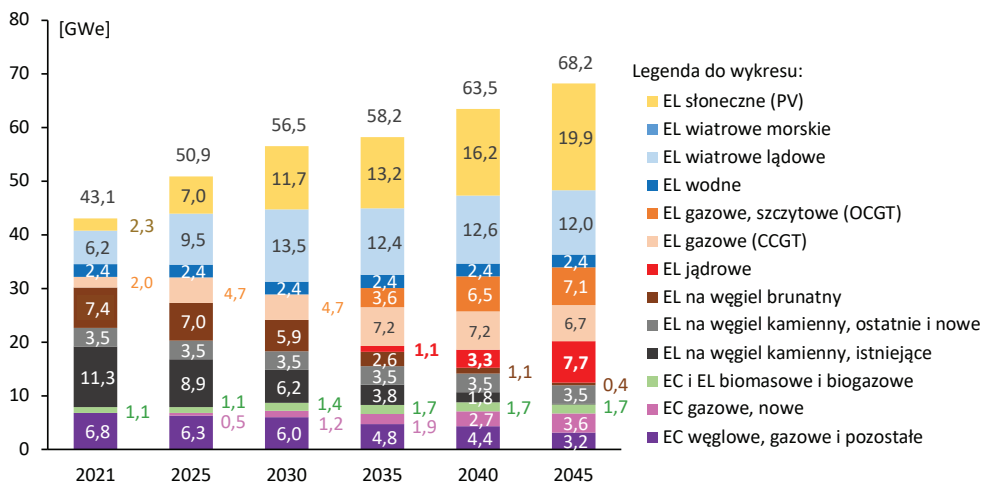
⁵¹ OECD-NEA The Cost of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, str. 120-127: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>

Załączniki

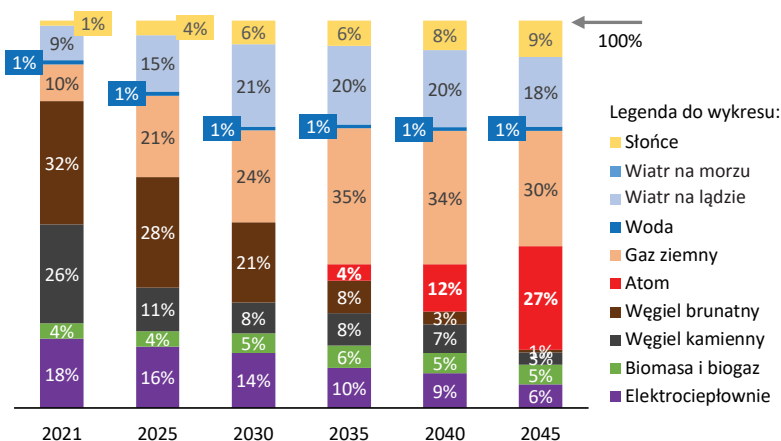
**3.1. Scenariusz I
– Wolna optymalizacja,
model kosztu całkowitego**

W scenariuszu wolnej optymalizacji (S.I) pierwszy blok EJ powstaje w 2035 r. Kolejne bloki przyłączane są średnio co 2 lata rozbudowując bazę wytwórczą do 7 bloków EJ w 2045 r, o łącznej mocy 7,7 GWe. Wydużona perspektywa modelu wskazuje, że do 2050 roku powstaje finalnie 9 reaktorów jądrowych o łącznej mocy 9,9 GWe. Udział EJ w produkcji energii elektrycznej w 2035 r. wynosi 4%, w 2040 r. 12% i zwiększa się do 27% w 2045 r., oraz 32% w 2050 r. Utrzymanie stabilnej podstawy ogranicza w stosunku do pozosta-

tych scenariuszy rozwój el. gazowo-parowych (CCGT) – dodatkowe 5,2 GWe względem 2020 r. Gazowe źródła szczytowe (OCGT) są budowane ze względu na potrzeby bilansowe systemu – łącznie 7,1 GWe w 2045 r. Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne i uwzględniane przez model koszty systemowe, pierwsza morska farma wiatrowa powstaje w 2046 r. (poza podstawową perspektywą modelu). Lądowe farmy wiatrowe rozwijają się dynamicznie do poziomu 12-13 GWe mocy zainstalowanej, natomiast fotowoltaika do poziomu 20 GWe. Kolejne inwestycje w te technologie ograniczają rosnące koszty systemowe, przewyższające korzyści ekonomiczne dla systemu wynikające z szacowanego spadku kosztu technologii.



Rysunek 2. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW]; Scenariusz I – Wolna optymalizacja



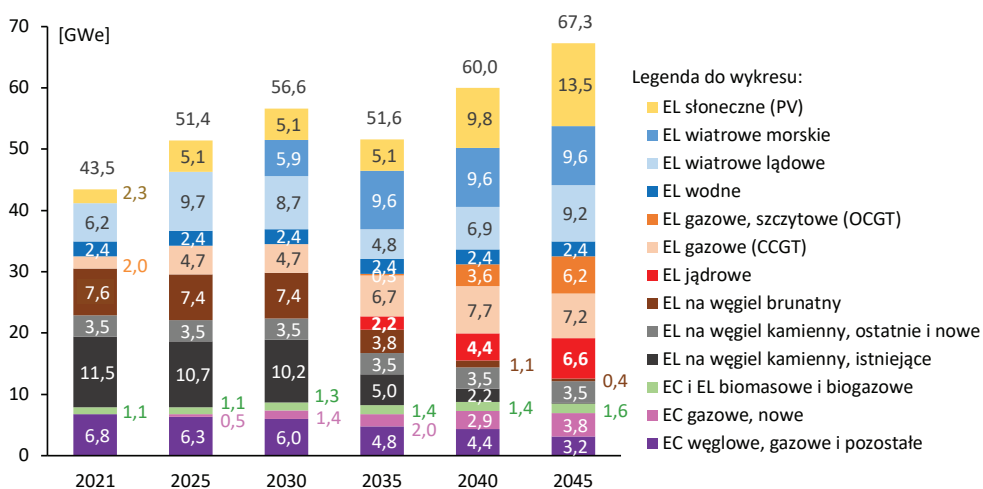
Rysunek 3. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%]; Scenariusz I – Wolna optymalizacja

Załączniki

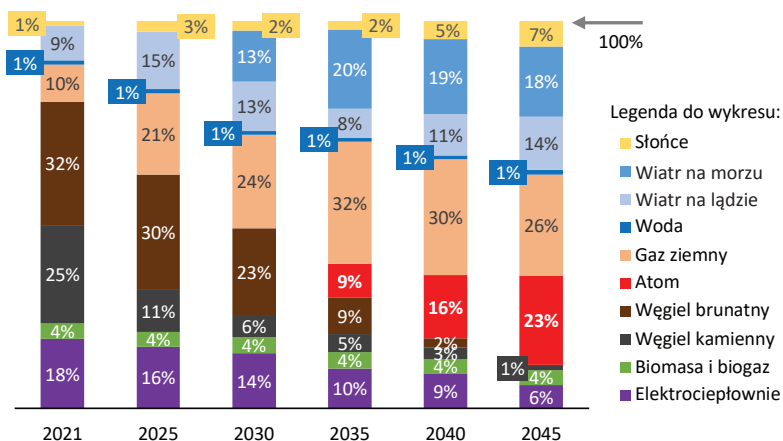
3.2. Scenariusz II –
Wariant strategiczny,
model kosztu całkowitego

Zgodnie z kierunkiem strategicznym projektu PEP2040 w zakresie rozwoju energetyki jądrowej, w modelu zaimplementowano budowę 6 reaktorów jądrowych o łącznej mocy 6,6 GWe w 2045 r. Pierwszy blok jądrowy pojawia się w 2033 r. kolejne przyłączane są co 2 lata. Udział EJ w produkcji energii elektrycznej wynosi 9% w 2035 r. i następnie rośnie do 16% w 2040 r., oraz 23% w 2045 r. Wcześniejsze wdrożenie EJ pozwala na ograniczenie zużycia gazu do produkcji energii elektrycznej (spadek z 35% do 32% w 2035 r. względem scenariusza I). Wczesny rozwój morskich farm wiatrowych (MFW), zgodny z projektem ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, został zamodelowany

z założeniem równomiernego przyłączania MFW z tempem 1 GWe/rok zaczynając od 2026 r., kończąc na 9,6 GWe w 2034 r. Przyjęte założenie ma na celu racjonalny rozkład projektów w czasie. W przypadku spełnienia warunków formalnych i technicznych, oraz gotowości po stronie inwestora, możliwe jest wcześniejsze przyłączenie do sieci (w przypadku umów przyłączeniowych wskazujących daty wcześniejsze niż założone w prognozie). Zaimplementowane decyzje strategiczne skutkują ograniczeniem rozwoju fotowoltaiki (S.II – 13,5 GWe vs S.I. – 19,9 GWe w 2045 r.) oraz lądowych farm wiatrowych (S.II – 9,2 GWe vs S.I. – 12 GWe w 2045 r.). Wartości mocy zainstalowanej w PV oraz LFW na przestrzeni lat 2025-2035 są wypadkową decyzji strategicznych w zakresie rozwoju sektora morskich farm wiatrowych oraz minimalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w KSE. Wcześniejszy rozwój MFW (zapewniony poprzez ustawę), skutkuje



Rysunek 4. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW];
Scenariusz II – Wariant strategiczny



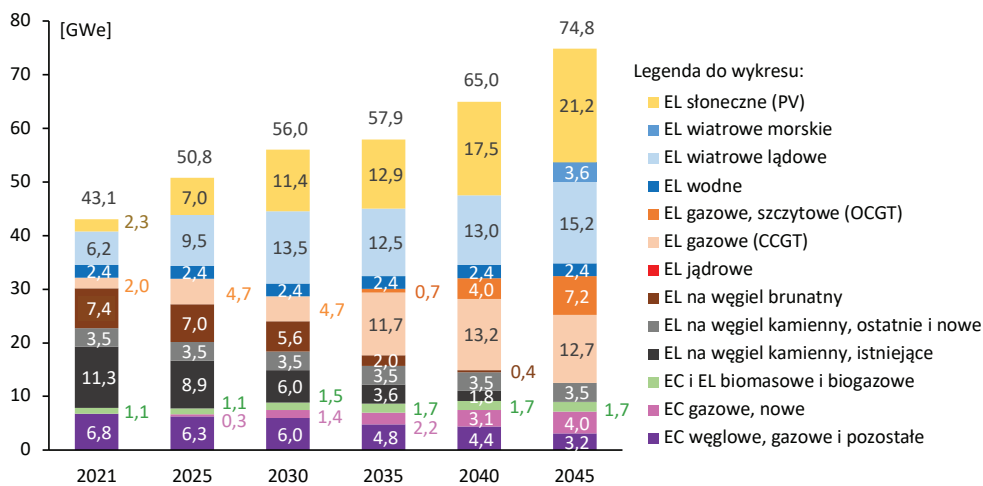
Rysunek 5. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%];
Scenariusz II – Wariant strategiczny

Załączniki

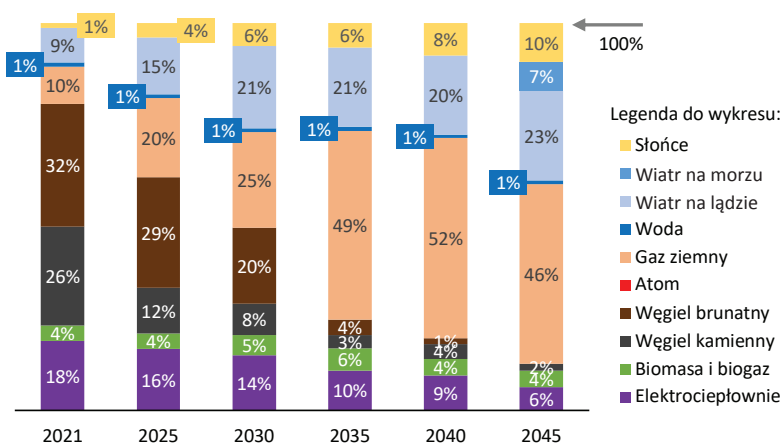
znaczącym wzrostem produkcji energii elektrycznej ze źródeł niesterowalnych na przestrzeni lat 2025-2035. Ze względu na potrzebę zapewnienia bilansu mocy oraz produkcji energii w KSE, a także minimalizacji całkowitych kosztów transformacji, obok źródeł niesterowalnych rozwijane są źródła dysponowalne zabezpieczające pracę systemu. Dodatkowo zwiększanie produkcji niestabilnej energii w latach 2025-2035, w którym następuje kumulacja odstawień starych źródeł węglowych, zwiększało by jednocześnie już duże potrzeby inwestycyjne w źródła dysponowalne, niezbędne do zachowania rezerwy mocy. Model unika nadmiernej kumulacji nakładów inwestycyjnych w latach 2025-2035, w wyniku czego brak jest rozbudowy mocy zainstalowanej PV oraz LFW. Większy rozwój tych technologii w omawianym okresie jest możliwy, jednakże, biorąc pod uwagę prognozowaną sytuację bilansową w KSE, skutkowałoby wzrostem kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

3.3. Scenariusz III – Brak energetyki jądrowej, model kosztu całkowitego

W scenariuszu III, opartym o model kosztu całkowitego, bloki gazowo-parowe (BGP) przejmują rolę źródła podstawowego (rozbudowa do 12,7 GWe mocy w 2045r.). Skutkuje to znaczącym wzrostem wykorzystania gazu do produkcji energii elektrycznej (wzrost kolejno z 45% do 49% w 2035 r., z 34% do 52% w 2040 r., oraz z 30% do 46% w 2045 r. względem scenariusza I). Przy braku energetyki jądrowej optymalizator decyduje o wcześniejszej budowie morskich farm wiatrowych (MFW) niż w scenariuszu wolnej optymalizacji – pierwsza farma pojawia się w 2042 r. zamiast 2046 r. Łączna moc zainstalowana MFW wynosi 3,6 GWe w 2045 r. Rośnie również moc zainstalowana w fotowoltaice (z 19,9 GWe do 21,2 GWe w 2045 r. względem scenari-



Rysunek 6. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW]; Scenariusz III – Brak en. jądrowej (MKC)



Rysunek 7. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%]; Scenariusz III – Brak en. jądrowej (MKC)

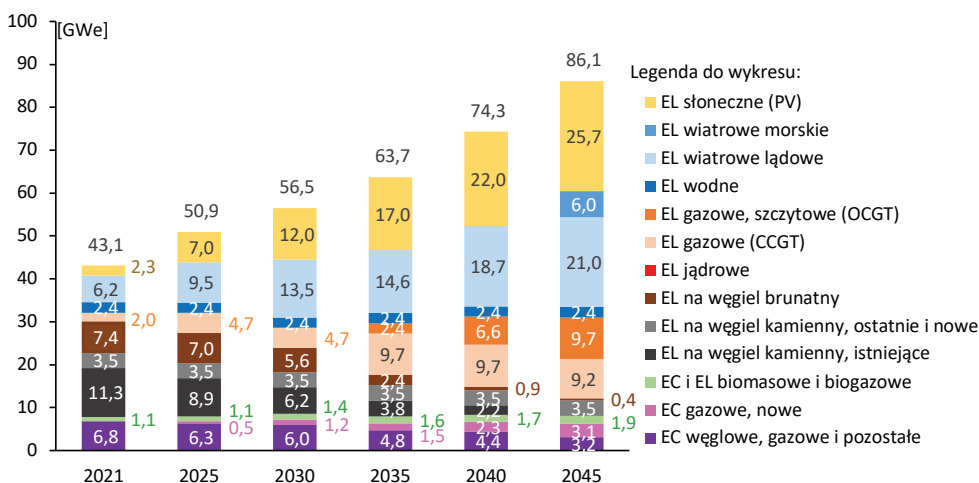
Załączniki

sza I). Zmienia się również moc zainstalowana w farmach wiatrowych na lądzie (z 12,0 GWe do 15,2 GWe w 2045 r. względem scenariusza I). Brak głębszego rozwoju tej technologii spowodowany jest wysokim kosztem systemowym wynikającym z dużej penetracji lądowej energii wiatrowej w systemie elektroenergetycznym.

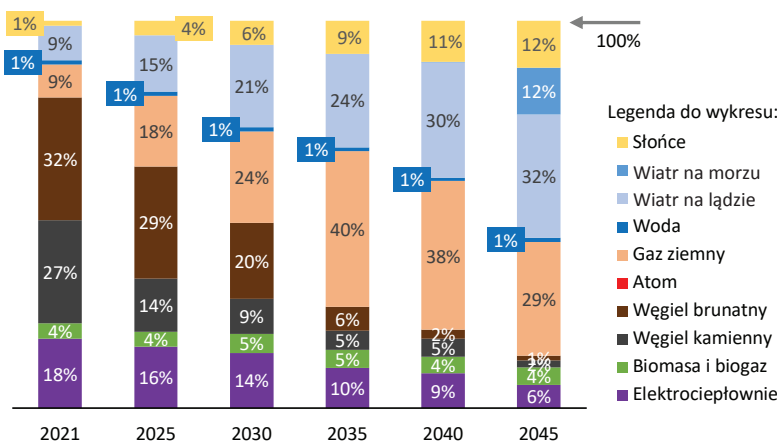
3.4. Scenariusz IV – Brak energetyki jądrowej, model inwestorski (MI)

W scenariuszu IV, opartym o model inwestorski, wymuszony brak energetyki jądrowej powoduje znaczący wzrost mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych (zarówno morskich jak i lądowych), ze względu na brak uwzględnienia kosztów systemowych. Moc zainstalowana w farmach

wiatrowych na lądzie rośnie z poziomu 15,2 GWe do 21 GWe względem scenariusza III, a w przypadku morskiej farm wiatrowych z poziomu 3,6 GWe do 6 GWe w 2045 roku. Podobny wzrost następuje również dla fotowoltaiki, która rośnie z poziomu 21,2 GWe do 25,7 GWe. Do 2045 r. powstaje odpowiednio 9,2 GWe bloków gazowo-parowych (BGP) oraz 9,7 GWe gazowych elektrowni szczytowych (OCGT).. Mimo istotnej rozbudowy majątku gazowego w scenariuszu IV, udział tego paliwa w produkcji energii rośnie nieznacznie na przestrzeni lat 2035-2043 względem scenariusza I, spada natomiast względem scenariusza III. Porównanie ze scenariuszem I wskazuje, że znaczna ilość nowego majątku pracuje w rezerwie. Niskie wykorzystanie mocy gazowych, wynikające ze znaczącej rozbudowy źródeł niesterowalnych (56% udziału w produkcji energii), istotnie zwiększa ryzyko przedwczesnego, ekonomicznego zamknięcia nowych elektrowni.



Rysunek 8. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW]; Scenariusz IV – Brak en. jądrowej (MI)



Rysunek 9. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%]; Scenariusz IV – Brak en. jądrowej (MI)

Załączniki

Ryzyko to jest potęgowane w przypadku pojawienia się na rynku konkurencyjnych cenowo magazynów energii. Dynamiczny rozwój OZE, bez uwzględnienia kosztów systemowych, może prowadzić do efektu przeinwestowania w moce wytwórcze, które nie uzyskają zwrotu z zainwestowanego kapitału.

3.5. Analiza porównawcza kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym

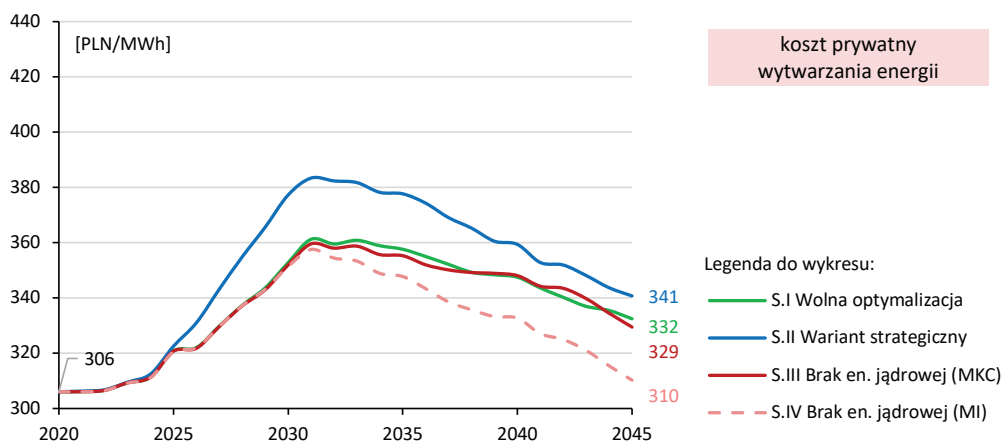
Porównanie ekonomiki poszczególnych scenariuszy zostało przeprowadzone na trzech poziomach kosztów wytwarzania energii elektrycznej: kosztu prywatnego, kosztu zewnętrznego i kosztu całkowitego. Analizowane krzywe odzwierciedlają koszty sektora wytwórczego (amortyzacja, koszty operacyjne stałe i zmienne, paliwo, uprawnienia do emisji itp.), systemu elektroenergetycznego (koszty profilowe, bilansowania oraz rozwoju sieci) oraz społecznego (koszty środowiskowe) ponoszone w danym roku, w odniesieniu do rocznego wolumenu energii wyprodukowanej w systemie. Przedstawione wskaźniki nie są więc tożsame z cenami hurtowymi oraz detalicznymi energii elektrycznej – przedstawiają średni całkowity koszt ponoszony przez gospodarkę w związku z wyprodukowaniem i dostawą energii (bez podatków i opłat). Zastosowane wskaźniki niwelują konieczność uwzględniania w porównaniu kosztów wszelkich mechanizmów wsparcia (rynek mocy, aukcje OZE, system wsparcia MFW), ponieważ uwzględniają zwrot wszelkich kosztów ponoszonych przez inwestorów.

Na poziomie kosztów prywatnych scenariusz II jest wariantem najdroższym, scenariusze I i III są do siebie bardzo zbliżone, natomiast wariant IV jest wariantem o najniższym koszcie prywatnym (jako jedyny optymalizuje właśnie ten koszt). Istotnym zaburzeniem, powodującym

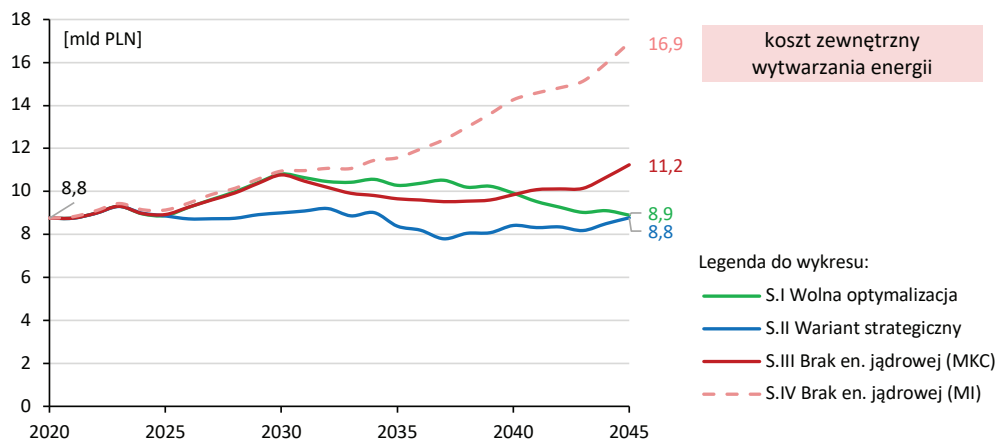
dynamiczny wzrost kosztów prywatnych KSE do 2030 r. we wszystkich scenariuszach, jest spodziewany wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ spowodowany możliwym podniesieniem celu ograniczania emisji gazów cieplarnianych na 2030 r. do poziomu 50% redukcji względem emisji bazowej z 1990 r. Różnica między scenariuszem II i pozostałymi scenariuszami (widoczna od 2025 r.) spowodowana jest strategiczną decyzją o szybkiej rozbudowie morskich farm wiatrowych, m.in. w celu budowy odpowiednich kompetencji i potencjału gospodarczego w tym obszarze, które na chwilę obecną wymagają systemu wsparcia dla uzasadnienia wcześniejszej opłacalności inwestycji. Średnioroczny koszt wytwarzania energii w scenariuszu II stabilizuje się w okolicach rozpoczęcia pracy pierwszego bloku jądrowego w 2033 r., a następnie maleje wraz z pojawianiem się kolejnych bloków EJ w systemie.

Scenariusz wolnej optymalizacji (S.I), w którym decyzją optymalizatora wybudowane zostało 7,7 GWe elektrowni jądrowych, jest porównywalny kosztowo ze scenariuszem III. Warto odnotować, że wdrożenie pierwszego reaktora jądrowego w 2035 r., nie doprowadziło do wzrostu kosztu prywatnego wytwarzania energii elektrycznej. Potwierdza to brak negatywnego wpływu elektrowni jądrowych na średni koszt wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, a także konkurencyjność tej technologii w długoterminowej perspektywie rozwoju sektora elektroenergetycznego.

Na poziomie kosztów zewnętrznych (Rysunek 11) najkorzystniejszy jest scenariusz II (wariant strategiczny). Rozwój dużo stabilniejszych, bardziej przewidywalnych morskich farm wiatrowych oraz wysoce dyspozycyjnych elektrowni jądrowych pozwala ograniczyć wzrost kosztów systemowych i środowiskowych do poziomu 8,8 mld PLN/rocznie w 2045 r. Scenariusz I (wolna optymalizacja) wykazuje stabilny, ale nieco wyższy koszt zewnętrzny na poziomie 8,9 mld PLN/rocznie



Rysunek 10. Średnioroczny, jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym (wyłącznie koszt inwestorski) [PLN/MWh]

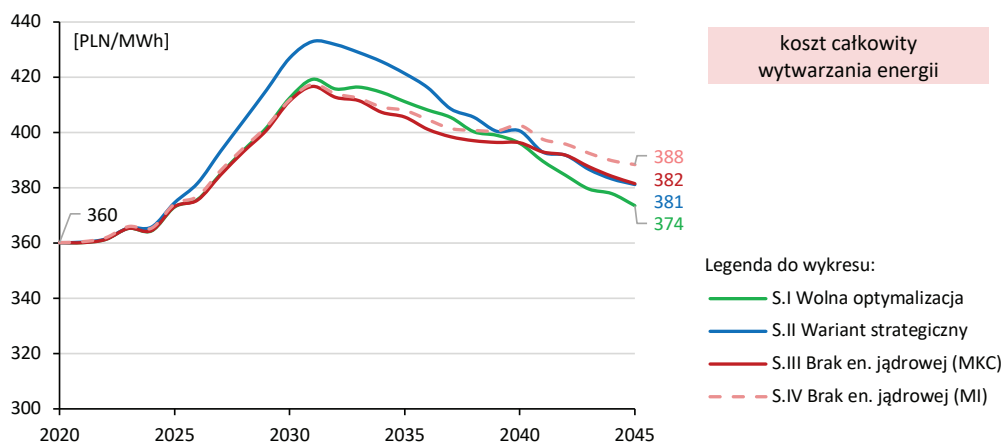
 Załączniki


Rysunek 11. Średnioroczny koszt zewnętrzny wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym [mld PLN]

w 2045r. Ze względu na najniższy koszt całkowity tego scenariusza (Rysunek 12), uwzględniający koszty prywatne, systemowe i środowiskowe, wyższe koszty zewnętrzne są społecznie uzasadnione (całkowita suma kosztów jest wciąż najmniejsza). **Najwyższe koszty zewnętrzne, a zarazem tendencję do dalszego wzrostu, wykazują scenariusze III i IV zakładające brak rozwoju energetyki jądrowej, co potwierdza również dalsza perspektywa modelowania do 2050 r.** Scenariuszem oskrajnie wysokim koszcie jest scenariusz IV, optymalizowany w modelu inwestorskim. Brak uwzględnienia kosztów systemowych przy doborze technologii powoduje wzrost kosztów zewnętrznych do poziomu 16,9 mld PLN/rocznie w 2045 r.

Optymalnym pod względem przebiegu oraz wysokości całkowitego kosztu wytwarzania energii elektrycznej

jest scenariusz wolnej optymalizacji (S.I). Jednostkowy koszt całkowity tego scenariusza wynosi 374 PLN/MWh w 2045. Scenariusze bez energetyki jądrowej (S.III i S.IV) są rozbieżne względem rozwiązania optymalnego po 2040 r. przy czym najwyższy koszt wykazuje scenariusz oparty o optymalizację w modelu inwestorskim (S.IV – 388 PLN/MWh). Wydłużona perspektywa modelu do 2050 r. wskazuje na rosnącą rozbieżność między scenariuszami I oraz IV. Zjawisko to potwierdza, że brak uwzględnienia kosztów systemowych przy optymalizacji struktury wytwórczej prowadzi do nadmiernej socjalizacji tych kosztów przez wzrost opłat przenoszonych na obywateli. Scenariusz strategiczny (S.II) dowodzi, że wdrożenie energetyki jądrowej pozwala na obniżenie kosztu całkowitego wytwarzania energii. Po przyłączeniu drugiego bloku jądrowego w 2035 r. następuje przyspieszona redukcja kosztów scenariusza II, a przy-



Rysunek 12. Średnioroczny, jednostkowy koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym [PLN/MWh]

Załączniki

łączenie trzeciego reaktora sprowadza krzywą kosztu całkowitego na trajektorię podobną do krzywej scenariusza wolnej optymalizacji (S.I). Przesunięcie krzywej z wariantu strategicznego (S.II), względem scenariusza wolnej optymalizacji (S.I), wynika z wyższych kosztów wczesnego rozwoju morskich farm wiatrowych zakładanego jako decyzja strategiczna Rządu. Wzrost kosztu całkowitego tego scenariusza skorelowany jest z rozpoczęciem inwestycji w MFW w 2026 r., a różnice zaczynają maleć po wykorzystaniu limitu 9,6 GWe mocy zainstalowanej objętej wsparciem w 2034 r.

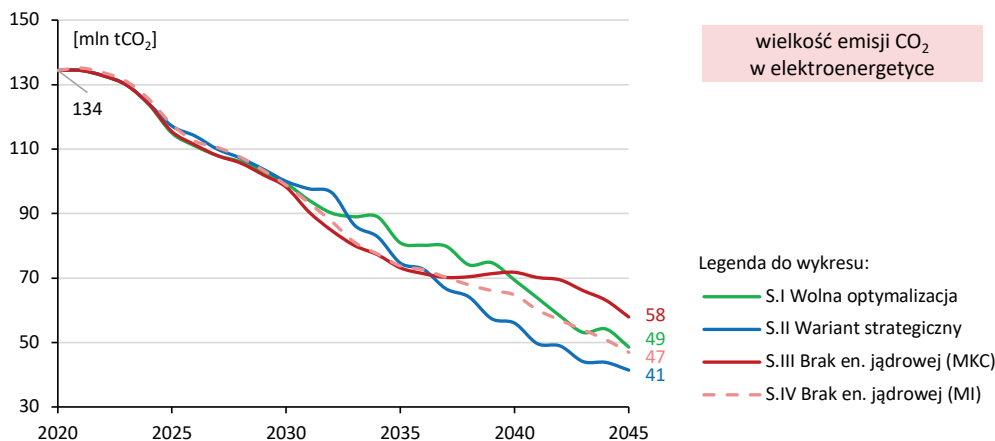
3.6. Analiza porównawcza potencjału redukcji emisji CO₂ oraz prognoz wykorzystania gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach

Największy potencjał redukcji emisji CO₂ zapewnia scenariusz strategiczny (S.II), w którym końcowa wartość rocznych emisji spada ze 134 mln tCO₂ w 2020 r. do 41 mln w 2045 r. (prawie 70%). W porównaniu ze scenariuszem braku rozwoju energetyki jądrowej, optymalizowanym w modelu kosztu całkowitego (S.III), scenariusz strategiczny pozwala na uniknięcie emisji blisko 93 mln t CO₂ na przestrzeni 25 lat.

Wskaźniki emisyjności sektora elektroenergetycznego, podobnie jak wielkość emisji, systematycznie spadają w kolejnych latach prognozy. Wdrożenie energetyki jądrowej w scenariuszu strategicznym (S.II) pozwala na osiągnięcie ok. 16,5% niższego wskaźnika emisyjności w 2045 r. względem scenariuszy bez EJ (S.III). W przypadku scenariusza strategicznego (S.II) różnica

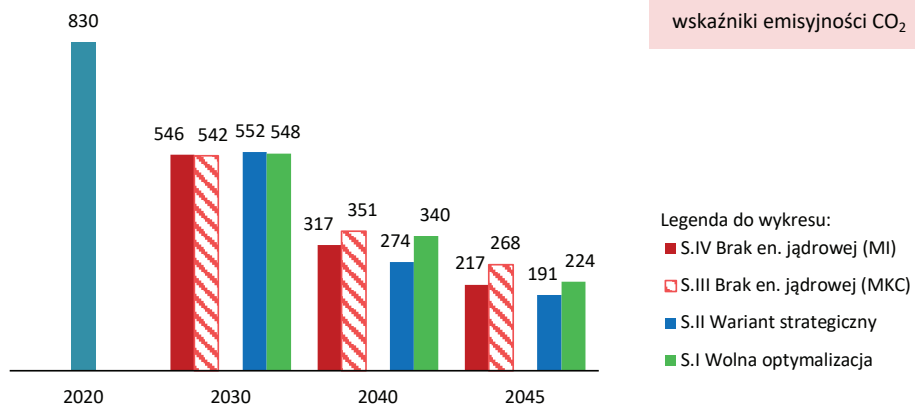
w emisyjności względem scenariuszy bez energetyki jądrowej wynosi blisko 30%. Wynika to z ograniczenia zużycia gazu ziemnego w obu scenariuszach uwzględniających EJ (S.I i S.II), co pozwala na szybszą redukcję emisji CO₂.

Istotną kwestią z punktu widzenia strategii dywersyfikacji kierunków dostaw paliw gazowych, a także ograniczania wyptywu kapitału związanego z importem surowca, jest ograniczenie długoterminowego oraz szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w elektrowniach i elektrociepłowniach. Ze względu na rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, dopasowanie rozwoju infrastruktury gazowej do chwilowego szczytu zapotrzebowania powoduje nieefektywną alokację krajowego kapitału. Oba scenariusze jądrowe (S.I i S.II) gwarantują stabilne oraz ograniczone wykorzystanie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej. Scenariusz bez energetyki jądrowej, oparty o model kosztu całkowitego (S.III), wykazuje najwyższe szczytowe zapotrzebowanie w wielkości 20,8 mld m³, a także najwyższe średnie zapotrzebowanie na gaz ziemny w elektroenergetyce. Brak zero-emisyjnej podstawy obciążenia, stymulujący głębszy rozwój OZE, oraz uwzględnienie kosztów systemowych ograniczających spadek wykorzystania mocy dysponowalnych, powoduje przeniesienie ciężaru produkcji stabilnej energii na elektrownie gazowe. Scenariusz IV, oparty o model inwestorski, ogranicza zużycie gazu rozbudowując dużo większe ilości OZE. Spadające zapotrzebowanie na gaz po 2040 roku w tym scenariuszu stwarza ryzyko przeinwestowania i braku pełnej amortyzacji infrastruktury przesyłowej oraz mocy wytwórczych.

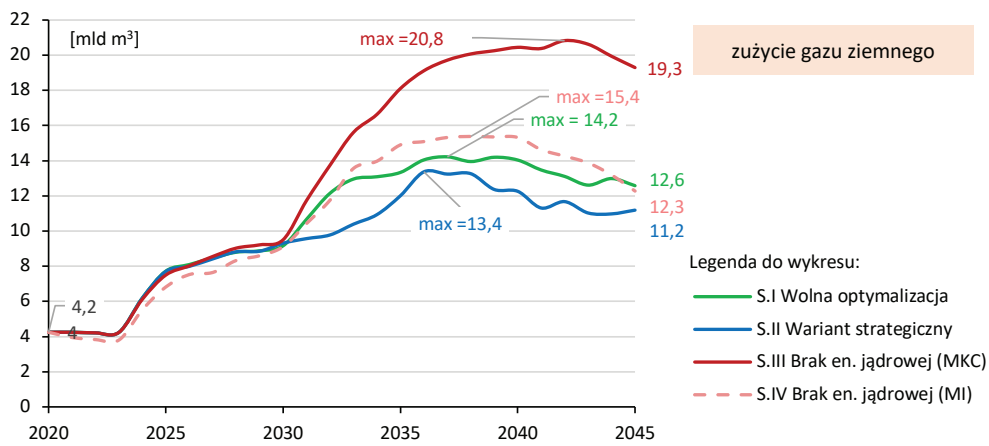


Rysunek 13. Wielkość emisji CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach [mln tCO₂]

Załączniki



Rysunek 14. Wskaźniki emisyjności CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach [kgCO₂/MWh]



Rysunek 15. Zużycie gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach [mld m³]

 Załączniki

4. Wyniki analizy wrażliwości kosztu całkowitego wytwarzania energii

Poniższe wykresy przedstawiają wyniki analizy wrażliwości kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne źródła. Poziom kosztu został obliczony punktowo na rok 2035, przy założeniu że każda technologia OZE jest rozpatrywana indywidualnie w hipotetycznym systemie elektroenergetycznym, w którym produkuje 30% energii elektrycznej. Przedstawione w tej sekcji koszty systemowe i środowiskowe są wyznaczone na podstawie tych samych założeń co w podrozdziale 3, ale nie są tożsame z kosztami jakie zostały wykorzystane do optymalizacji. Model optymalizacyjny dobiera wysokość kosztów systemowych skójarzonych z niesterowalnymi źródłami energii w sposób dynamiczny, zależnie od zmieniającego się na przestrzeni lat 2020-2050 udziału tych źródeł w produkcji energii elektrycznej. Analiza wrażliwości przedstawia całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej z poszczególnych technologii oddanych do eksploatacji w ustalonym roku i w zadanych warunkach pracy systemu (udział źródeł niesterowalnych), zbliżonym do daty przyłączenia pierwszego reaktora jądrowego do systemu elektroenergetycznego. Rezultaty analizy wrażliwości wskazują na dużą zależność kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł jądrowych od szeregu czynników związanych w szczególności z fazą inwestycyjną. Jednocześnie wpływ cen paliw na koszt całkowity ze źródeł jądrowych jest dużo niższy, będąc na marginalnym poziomie. Ceny uprawnień do emisji CO₂ nie mają bezpośredniego wpływu na koszty EJ, wpływają jednak w sposób pośredni na jej konkurencyjność względem technologii opartych o paliwa kopalne.

Wyniki pokazują, że energetykę jądrową charakteryzuje najniższy uśredniony koszt całkowity ze wszystkich analizowanych źródeł dla średnioważonego kosztu kapitału (WACC) niższego od 6%. Jednocześnie wraz ze wzrostem kosztu finansowania, uśredniony, zdyskontowany koszt całkowity produkcji energii elektrycznej dla technologii jądrowych rośnie najszybciej. Przykładowo, koszt całkowity produkcji energii elektrycznej dla energetyki jądrowej wzrósłby o ponad 350% w przypadku podniesienia kosztu kapitału z 0% do 15%, gdzie dla porównaniu taki sam wzrost kosztu kapitału dla energetyki gazowej powoduje tylko 25% wzrost kosztu całkowitego. Pokazuje to jak ważnym elementem inwestycji w energetykę jądrową jest opracowanie efektywnego modelu finansowania, który wraz z istotnym wsparciem państwa pozwoli na możliwe zmniejszenie kosztu kapitału elektrowni jądrowej, czyniąc ją tanim źródłem energii dla społeczeństwa i gospodarki.

Podobną zależność, choć w mniejszym stopniu, można zaobserwować analizując wrażliwość kosztu całkowitego na wydłużenie czasu budowy inwestycji. Na przykład, koszt całkowity produkcji energii elektrycznej

z technologii jądrowej rośnie o ponad 20% przy wydłużeniu czasu budowy elektrowni jądrowej o 5 lat. Dla porównania, ten sam okres wydłużenia czasu budowy dla technologii gazowej CCGT, powoduje, że całkowity koszt produkcji energii elektrycznej rośnie jedynie o 5%.

Podkreślić należy, że uśredniony, zdyskontowany koszt całkowity energii produkowanej w źródłach jądrowych zależy wyraźnie od współczynnika wykorzystania mocy. Z przeprowadzonych analiz wynika, że koszt ten może spaść z poziomu ponad 750 PLN/MWh, w sytuacji kiedy współczynnik wykorzystania mocy wynosi 30%, nawet do poziomu ok. 300 PLN/MWh, kiedy współczynnik ten wynosi 90% (przy założeniu WACC=6%). Jest to stosunkowo największy spadek uśrednionego kosztu całkowitego ze wszystkich źródeł konwencjonalnych. W przypadku OZE, początkowy silny spadek kosztu całkowitego wraz ze wzrostem współczynnika wykorzystania mocy hamuje po osiągnięciu jego wartości na poziomie około 25-30%, ze względu na rosnący udział kosztów systemowych.

Energetyka jądrowa to technologia, której koszt energii elektrycznej zależy w największym stopniu od wspomnianego wcześniej kosztu kapitału oraz poniesionych nakładów inwestycyjnych. Z analizy wrażliwości wynika, że wzrost (spadek) tych nakładów o 50% powoduje wzrost (spadek) uśrednionego kosztu całkowitego od 25% do 41% w zależności od przyjętego kosztu kapitału. Duża wrażliwość na zmianę poziomu nakładów jest cechą charakterystyczną dla tej technologii. Podobne zależności (choć w mniejszym stopniu) można zaobserwować w przypadku morskich farm wiatrowych, jak i źródeł węglowych z CCS. Najmniejsza wrażliwość na zmianę nakładów inwestycyjnych, podobnie jak w przypadku kosztu kapitału i wydłużeniu czasu budowy, występuje dla źródeł gazowych.

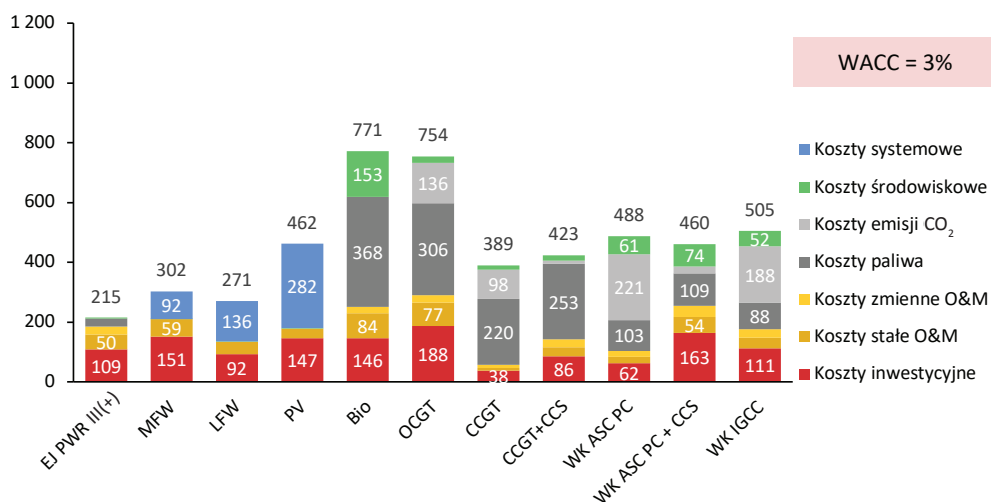
Odwrotna sytuacja następuje przy badaniu wrażliwości kosztu całkowitego na cenę paliwa podstawowego. Udział kosztów paliwa w cenie energii elektrycznej produkowanej w źródłach jądrowych stanowi niewielki ułamek kosztów. Z tego powodu wrażliwość cenowa na zmianę kosztu tego paliwa również jest bardzo niska. Poniższe analizy pokazują, że wzrost (lub spadek) ceny paliwa powoduje wzrost kosztu całkowitego produkcji energii elektrycznej ze źródeł jądrowych jedynie od 2% do 6% w zależności od przyjętego kosztu kapitału. Dla porównania taka sama zmiana ceny gazu powoduje zmianę kosztu całkowitego dla źródeł CCGT od 24 do 28%. Wysoką wrażliwość na cenę paliwa podstawowego wykazują również źródła opalane biomasą i w mniejszym stopniu źródła węglowe. Wrażliwość kosztu całkowitego odnawialnych źródeł energii, ze względu na brak paliwa podstawowego, jest zerowa, pamiętać należy jednak o konieczności uwzględnienia potrzebnej rezerwy mocy na wypadek braku korzystnych warunków pogodowych.

Załączniki

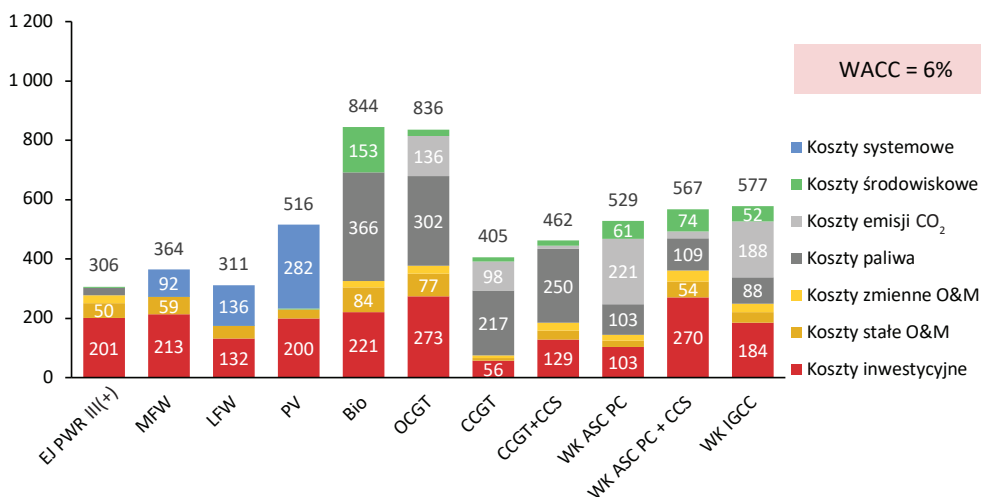
Energetyka jądrowa, jako źródło zeroemisyjne, nie musi ponosić kosztów związanych z uprawnieniami do emisji CO₂. Podobnie jak w przypadku odnawialnych źródeł energii wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w żaden sposób nie wpływa na zwiększenie kosztów całkowitych energii elektrycznej generowanej przez te źródła. Największą wrażliwość na zmianę cen uprawnień do emisji CO₂ przejawiają źródła węglowe, a także w mniejszym stopniu źródła gazowe. Zgodnie z analizami wzrost tych cen o 50% powodu-

je 17-23% wzrost kosztu całkowitego energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł węglowych oraz od 11 do 13% wzrost kosztu całkowitego źródeł gazowych. Jest to szczególnie ważne w kontekście polityki klimatycznej UE oraz jej wpływu na polski majątek wytwórczy. Ponownie konieczność zapewnienia rezerwy mocy dla niesterowalnych OZE zwiększa w sposób pośredni wrażliwość całego systemu elektroenergetycznego na ceny zastosowanego w rezerwie paliwa podstawowego.

Wykres nr 1. Dekompozycja uśrednionego, zdyskontowanego kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej – WACC=3%; technologie energetyczne oddawane do eksploatacji w 2035 r.; 30% penetracji danej technologii niesterowalnej w systemie

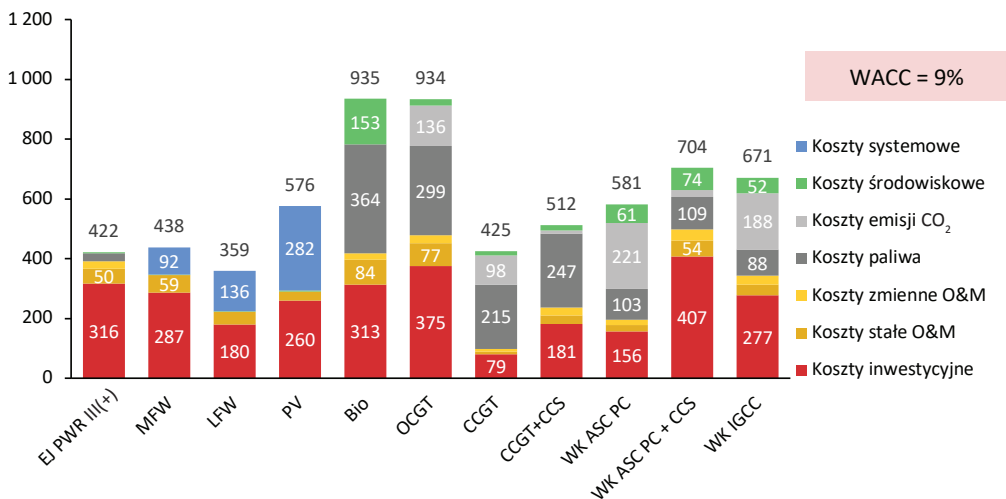


Wykres nr 2. Dekompozycja uśrednionego, zdyskontowanego kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej – WACC=6%; technologie energetyczne oddawane do eksploatacji w 2035 r.; 30% penetracji danej technologii niesterowalnej w systemie

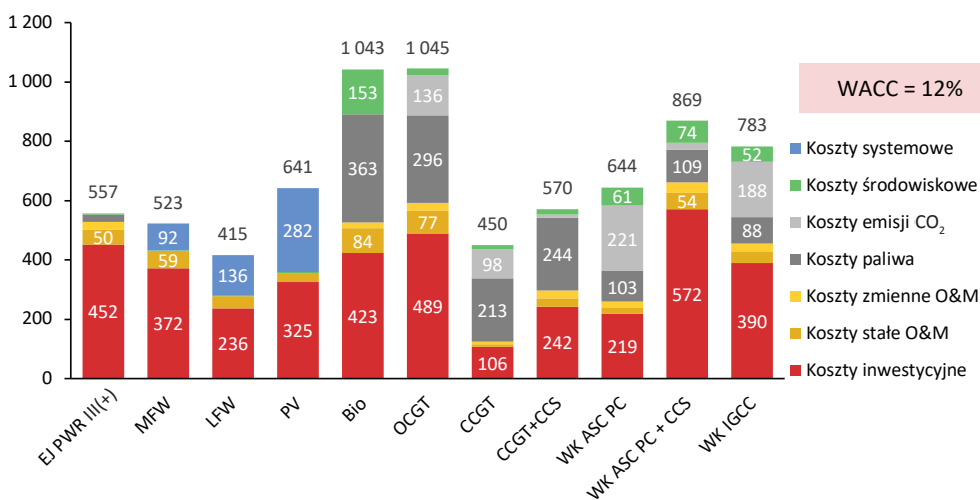


Załączniki

Wykres nr 3. Dekompozycja uśrednionego, zdyskontowanego kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej – WACC=9%; technologie energetyczne oddawane do eksploatacji w 2035 r.; 30% penetracji danej technologii niesterowalnej w systemie

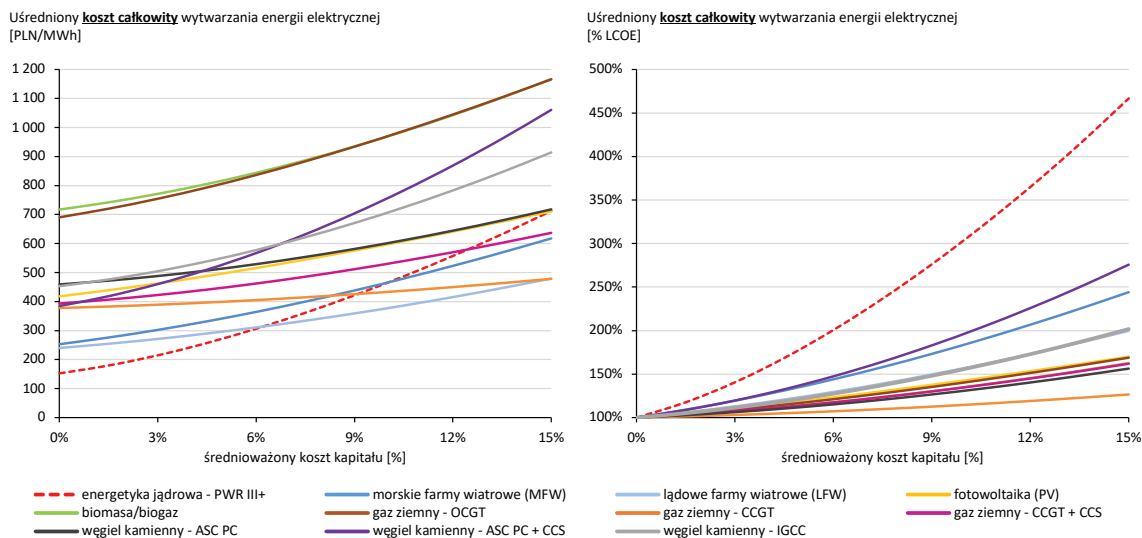


Wykres nr 4. Dekompozycja uśrednionego, zdyskontowanego kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej – WACC=12%; technologie energetyczne oddawane do eksploatacji w 2035 r.; 30% penetracji danej technologii niesterowalnej w systemie



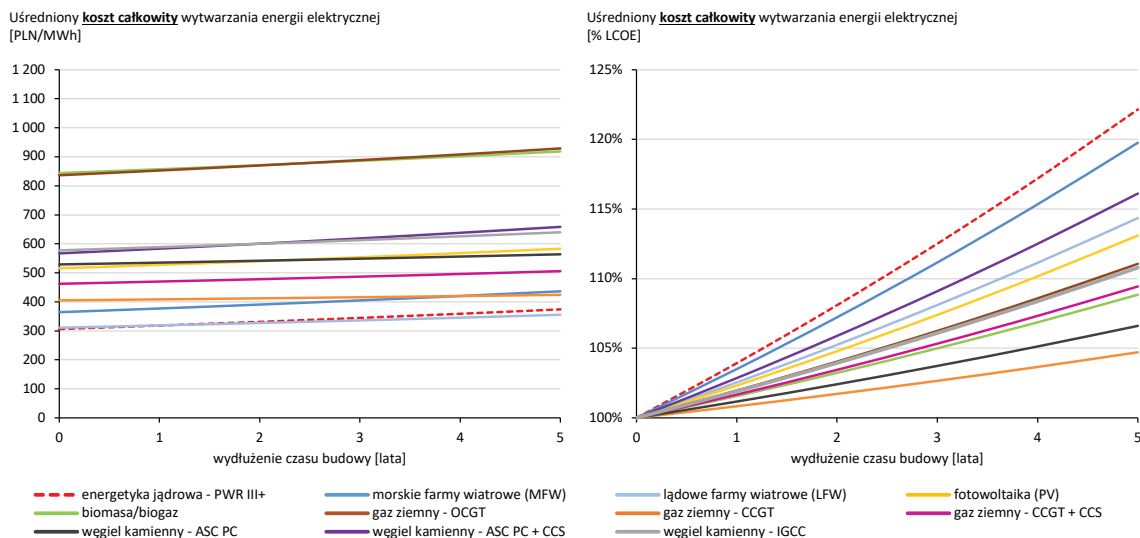
Załączniki

Wykresy nr 5 i 6. Analiza wrażliwości kosztów całkowitych wytwarzania energii elektrycznej w 2035 r.
 Parametr zmienny: średnioważony koszt kapitału (WACC);
 Parametry stałe: 30% penetracji danej technologii niesterowalnej w systemie



Źródło: Analiza Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

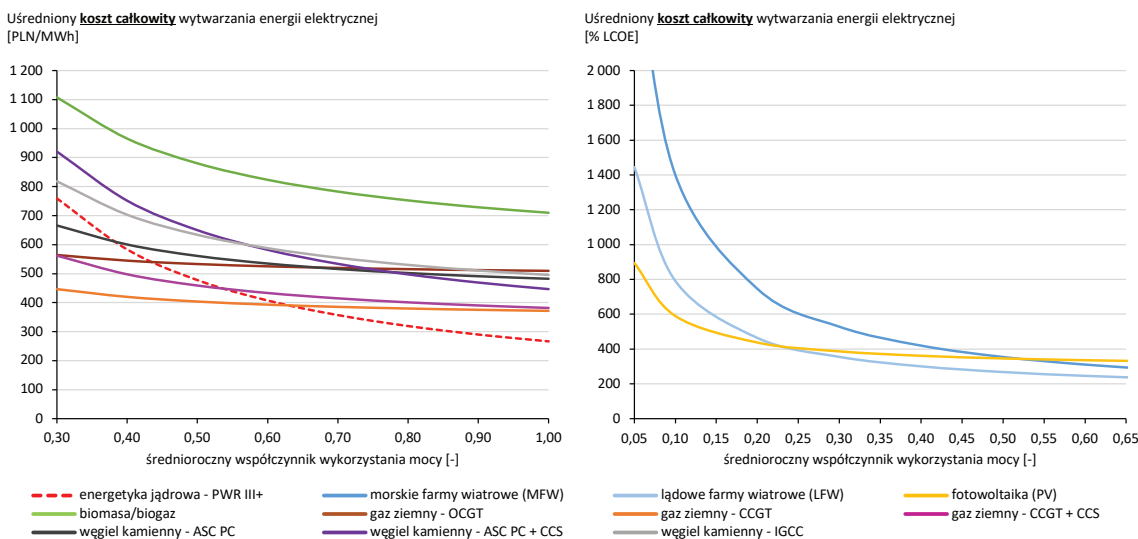
Wykresy nr 7 i 8. Analiza wrażliwości kosztów całkowitych wytwarzania energii elektrycznej w 2035 r.
 Parametr zmienny: wydłużenie czasu budowy inwestycji;
 Parametry stałe: WACC – 6%, 30% penetracji danej technologii OZE w systemie.



Źródło: Analiza Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

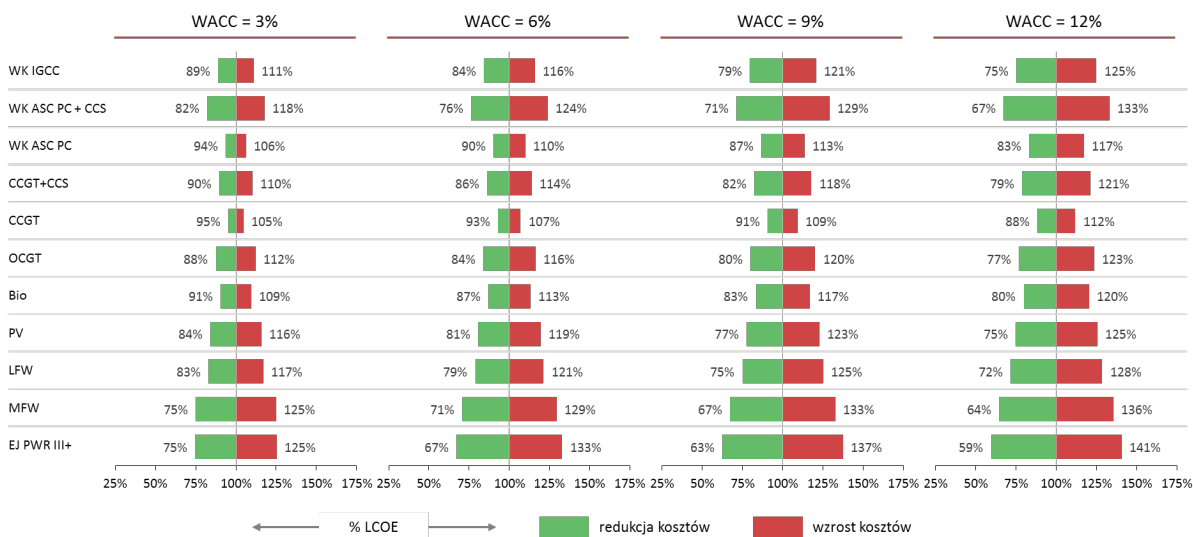
Załączniki

Wykresy nr 9 i 10. Analiza wrażliwości kosztów całkowitych wytwarzania energii elektrycznej w 2035 r.
 Parametr zmienny: współczynnik wykorzystania mocy (CF);
 Parametry stałe: WACC – 6%, 30% penetracji danej technologii OZE w systemie.



Źródło: Analiza Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

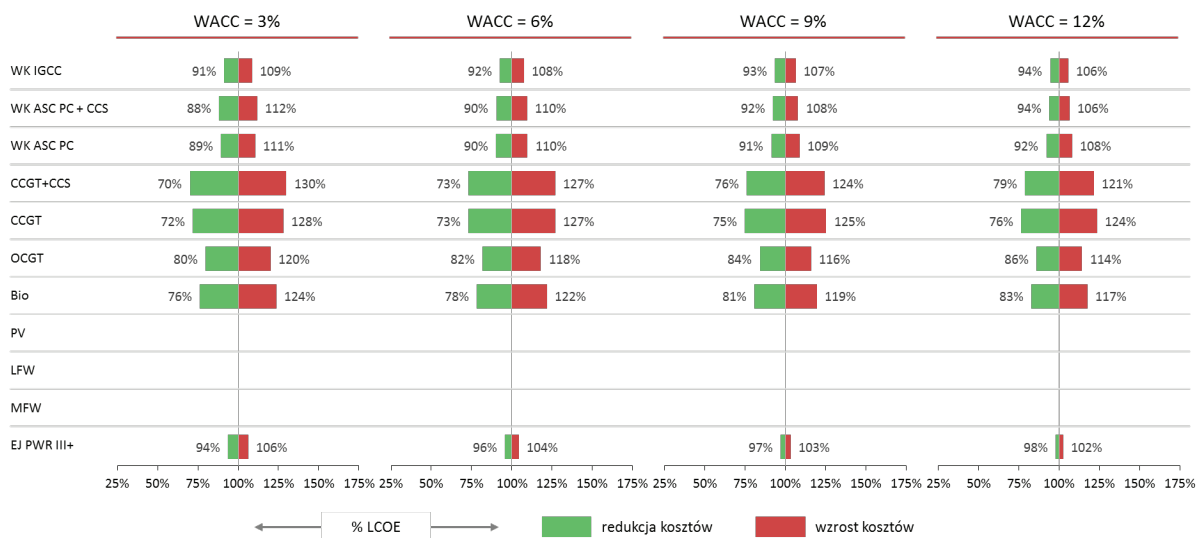
Wykres nr 11. Analiza wrażliwości kosztów całkowitych wytwarzania energii elektrycznej w 2035 r.
 Parametr zmienny: wielkość nakładów inwestycyjnych, kontraktowych (+/-50%),
 Parametry stałe: 30% penetracji danej technologii OZE w systemie.



Źródło: Analiza Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

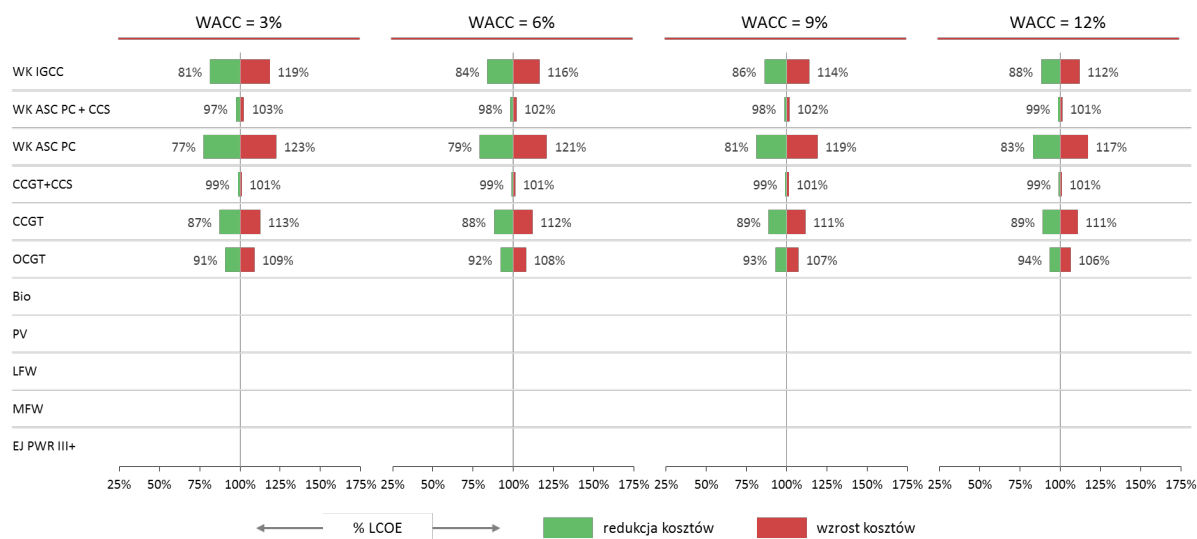
Załączniki

Wykres nr 12. Analiza wrażliwości kosztów całkowitych wytwarzania energii elektrycznej w 2035 r.
 Parametr zmienny: cena paliwa podstawowego (+/-50%).



Źródło: Analiza Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Wykres nr 13. Analiza wrażliwości kosztów całkowitych wytwarzania energii elektrycznej w 2035 r.
 Parametr zmienny: cena uprawnień do emisji CO₂ (+/-50%).



Źródło: Analiza Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

 Załączniki

5. Główne założenia techniczno-ekonomiczne

Przyjęte założenia techniczno-ekonomiczne zostały skonsultowane i są kierunkowo zbieżne z założeniami stosowanymi przez operatora systemu przesyłowego do długoterminowego prognozowania zmian struktury wytwórczej sektora elektroenergetycznego. Wszystkie wskaźniki ekonomiczne wykorzystane w badaniu zostały przyjęte na podstawie ścieżek prognostycznych określanych jako realistyczne lub średnie. Prognozy optymistyczne oraz pesymistyczne zostały pominięte ze względu na brak możliwości określenia faktycznego kosztu technologii, zwłaszcza w przypadku nowych gałęzi sektora mogących powstać w Polsce takich jak morskie elektrownie wiatrowe, energetyka jądrowa czy technologie CCS. Przyjęcie wartości średnich uznano za założenie najbardziej racjonalne oraz obarczone najmniejszym ryzykiem przeszacowania lub niedoszacowania kosztów technologii.

Wszystkie przedstawione w dokumencie wartości kosztowe zostały wyrażone w cenach stałych PLN2018. Wskaźniki kosztowe wyrażone w cenach stałych innego roku bazowego oraz w innej walucie zostały zwaloryzowane z wykorzystaniem inflacji prezentowanej przez Bank Światowy (CPI) oraz Europejski Bank Centralny (HICP) odpowiednio do obszaru i waluty, oraz sprowadzone do waluty polskiej (PLN).

Na potrzeby analizy wykorzystano wartości średnioroczne współczynników wykorzystania mocy oraz sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Podejście to ma za zadanie odzwierciedlić realne warunki pracy poszczególnych technologii w systemie elektroenergetycznym, w których jednostki nie pracują zgodnie z warunkami nominalnymi deklarowanymi przez producentów technologii.

Tabela 1. Jednostkowe nakłady inwestycyjne, kontraktowe – Overnight Cost (OVN) [mln PLN/GWe netto]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	22 346	21 657	21 147	20 576	19 996	19 444
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	15 010	13 396	11 953	10 692	9 590	8 627
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	6 462	5 880	5 298	5 032	4 761	4 486
Fotowoltaika (PV)	3 903	3 518	3 129	2 956	2 782	2 632
Biomasa	13 802	13 733	13 502	13 233	12 957	12 700
Gaz ziemny – OCGT	2 326	2 203	2 148	2 108	2 078	2 057
Gaz ziemny – CCGT	3 266	3 133	3 069	3 017	2 975	2 942
Gaz ziemny – CCGT + CCS	8 002	7 478	7 155	6 894	6 669	6 471
Węgiel kamienny – ASC PC	7 363	7 363	7 363	7 363	7 363	7 363
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	20 684	20 113	19 708	19 247	18 776	18 332
Węgiel kamienny – IGCC	14 536	13 816	13 434	13 125	12 863	12 643

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19⁵², International Energy Agency (IEA) – WEO'19⁵³ oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) – PRSP'20⁵⁴; opracowanie Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

⁵² NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, Mid Scenarios

⁵³ IEA (2019), World Energy Outlook 2019, EU Stated Policies scenarios

⁵⁴ PSE (2020), Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030

 **Załączniki**
Tabela 2. Jednostkowe koszty stałe O&M (FOM) [mln PLN/GW netto]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	371	371	371	371	371	371
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	405	344	292	247	210	178
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	156	150	143	138	133	127
Fotowoltaika (PV)	47	42	38	35	33	32
Biomasa	411	411	411	411	411	411
Gaz ziemny – OCGT	45	45	45	45	45	45
Gaz ziemny – CCGT	39	39	39	39	39	39
Gaz ziemny – CCGT + CCS	124	124	124	124	124	124
Węgiel kamienny – ASC PC	121	121	121	121	121	121
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	295	295	295	295	295	295
Węgiel kamienny – IGCC	199	199	199	199	199	199

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19; opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Tabela 3. Jednostkowe koszty zmienne O&M (VOM) [PLN/MWh]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	26	26	26	26	26	26
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	–	–	–	–	–	–
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	–	–	–	–	–	–
Fotowoltaika (PV)	–	–	–	–	–	–
Biomasa	20	20	20	20	20	20
Gaz ziemny – OCGT	26	26	26	26	26	26
Gaz ziemny – CCGT	10	10	10	10	10	10
Gaz ziemny – CCGT + CCS	26	26	26	26	26	26
Węgiel kamienny – ASC PC	18	18	18	18	18	18
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	37	37	37	37	37	37
Węgiel kamienny – IGCC	29	29	29	29	29	29

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19; VOM elektrowni jądrowych zawiera opłatę na poczet funduszu likwidacyjnego zgodnie z rozporządzeniem RM z dnia 10 października 2012 r.⁵⁵; opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

⁵⁵ 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.


Zatęczniki
Tabela 4. Ścieżki cenowe uprawnień do emisji CO₂ [EUR2018/tCO₂]

	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	25	35	54	60	60

Źródło: Biuro Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na podstawie prognoz Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych KOBiZE

Tabela 5. Koszty paliwa [PLN/GJ] oraz uprawnień do emisji CO₂ [PLN/tCO₂]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Węgiel kamienny	12,5	10,7	10,9	11,2	11,2	11,2
Biomasa (w tym odpadowa)	23,0	23,6	24,2	24,7	25,3	25,9
Gaz ziemny	26,3	27,3	27,3	28,7	30,4	32,1
Paliwo jądrowe	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4

Źródło: International Energy Agency (IEA) – WEO'19 oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) – PRSP'20; opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Tabela 6. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy (CF) [%]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	44,5%	45,7%	46,9%	48,2%	49,5%	50,8%
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	35,4%	36,2%	36,9%	37,6%	38,4%	39,1%
Fotowoltaika (PV)	10,6%	11,5%	12,4%	13,2%	14,1%	15,0%
Biomasa	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%
Gaz ziemny – OCGT	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Gaz ziemny – CCGT	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
Gaz ziemny – CCGT + CCS	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
Węgiel kamienny – ASC PC	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
Węgiel kamienny – IGCC	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) – PRSP'20; opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

 **Załączniki**
Tabela 7. Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%
Biomasa	25,3%	25,3%	25,3%	25,3%	25,3%	25,3%
Gaz ziemny – OCGT	35,4%	36,6%	37,9%	37,6%	37,6%	37,6%
Gaz ziemny – CCGT	51,2%	51,8%	52,4%	52,3%	52,3%	52,3%
Gaz ziemny – CCGT + CCS	45,4%	45,5%	45,6%	45,5%	45,5%	45,5%
Węgiel kamienny – ASC PC	38,8%	39,0%	39,1%	39,0%	39,0%	39,0%
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	30,9%	33,9%	37,7%	36,9%	36,9%	36,9%
Węgiel kamienny – IGCC	40,7%	43,4%	46,5%	45,8%	45,8%	45,8%

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19 oraz dane zagregowane Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE); opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Tabela 8. Cykl życia inwestycji – czas życia, czas budowy [lata]; harmonogram ponoszenia nakładów inwestycyjnych [% CAPEX]

	Czas życia	Czas budowy	%CAPEX Rok 1	%CAPEX Rok 2	%CAPEX Rok 3	%CAPEX Rok 4	%CAPEX Rok 5	%CAPEX Rok 6
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	60	6	10%	20%	20%	20%	20%	10%
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	25	3	40%	40%	20%	0%	0%	0%
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	25	3	80%	10%	10%	0%	0%	0%
Fotowoltaika (PV)	25	1	100%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasa	30	4	40%	30%	20%	10%	0%	0%
Gaz ziemny – OCGT	30	2	80%	20%	0%	0%	0%	0%
Gaz ziemny – CCGT	30	3	80%	10%	10%	0%	0%	0%
Gaz ziemny – CCGT + CCS	30	3	80%	10%	10%	0%	0%	0%
Węgiel kamienny – ASC PC	40	6	10%	20%	20%	20%	20%	10%
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	40	6	10%	20%	20%	20%	20%	10%
Węgiel kamienny – IGCC	40	6	10%	20%	20%	20%	20%	10%

Źródło: Instytutu Fraunhoffera⁵⁶ (czas życia instalacji) oraz prognozy National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19 (pozostałe parametry); opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

⁵⁶ Fraunhofer Institute (2018), Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies 2018

Załączniki

Koszty systemowe – opracowanie własne Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na bazie źródeł:

- OECD-NEA (2018), The Full Costs of Electricity Provision,
- OECD-NEA (2012), Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems
- IEA (2014), The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems
- Hirth et. al. (2015), Integration costs revisited-An economic framework for wind and solar variability
- Ueckerdt et al. (2013), What are the costs of variable renewables Energy

- AGORA Energiewende (2015), The Integration Costs of Wind and Solar Power
- Imperial Collegue of London (2013), Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation

Koszty środowiskowe – opracowanie własne Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na bazie źródeł:

- NEEDS (2004-2008) – New Energy Externalities Developments for Sustainability
- European Commission (1990-2005), External Costs of Energy

Wykorzystane środowisko analityczne – oprogramowanie PLEXOS od Energy Exemplar

Wykorzystane do obliczeń oprogramowanie jest narzędziem posiadającym cechy typowego modelu obiektowego. Podstawowym jego zadaniem jest rozwiązanie zestawu równań z określoną funkcją celu, polegające na wykonaniu zadania optymalizacji w postaci minimalizacji całkowitego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w długoterminowym horyzoncie planistycznym. Analizy prowadzone są w oparciu o dostarczone dane wejściowe oraz zadane ograniczenia. Sparametryzowany mo-

del obliczeniowy pozwala na znalezienie optymalnej kombinacji nowych inwestycji w sektorze wytwarzania, przy minimum kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym, w długoterminowym horyzoncie planistycznym.

Sformułowanie zadania obliczeniowego realizowane jest w postaci poniższego zadania optymalizacji (funkcji celu):

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_y \sum_g DF_y \times (\text{BuildCost}_g \times \text{GenBuild}_{g,y}) + \\ & + \sum_y DF_y \times \left[\text{FOMCharge}_g \times 1000 \times \text{PMAX}_g \left(\text{Units}_g + \sum_{i \leq y} \text{GenBuild Units}_{g,i} \right) \right] + \\ & + \sum_t DF_{t \in y} \times L_t \times \left[\text{VoLL} \times \text{USE}_t + \sum_g (\text{SRMC}_g \times \text{GenLoad}_{g,t}) \right] \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

gdzie:

GenBuild(g,y) – liczba jednostek wytwórczych wybudowana w roku y dla generatora (technologii) g,
 GenLoad_{g,t} – poziom obciążenia jednostki wytwórczej g w okresie t,
 USE_t – energia niedostarczona w przedziale t rozdziału na jednostki wytwórcze,
 D – stopa dyskonta, gdzie $DF_y = 1/(1 + D)^y$
 jest stopą dyskontową zastosowaną na rok,
 aDF_t jest czynnikiem dyskonta w okresie t,
 Lt – czas trwania rozdziału obciążeń w okresie t [godziny],
 BuildCost_g – koszt budowy generatora g [PLN] (overnight build cost),
 PMAX_g – maksymalna zdolność wytwórcza z każdej jednostki generacyjnej g [MW],

Units_g – liczba zainstalowanych jednostek wytwórczych generatora g,
 VoLL – koszty wynikające z utraty obciążenia (koszt niedostarczonej energii) [PLN/MWh],
 SRMC_g – krótkotrwały koszt wytwarzania dla generatora g wyznaczony zgodnie z formułą: jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej x cena paliwa + jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej x wskaźnik emisji CO₂ paliwa x cena uprawnień do emisji CO₂ + inne koszty zmienne (w tym koszty systemowe i środowiskowe)[PLN/MWh],
 FOMCharge_g – koszty stałe wynikające z utrzymania i konserwacji generatora g [PLN].


Załączniki

Do podstawowych ograniczeń funkcji celu należą m.in.:

- równanie bilansu mocy w danym stanie pracy systemu w zadanym okresie,
- indywidualne ograniczenia wynikające z obszaru dopuszczalnej generacji mocy jednostek istniejących i budowanych,
- ograniczenie/wymuszenie łącznej mocy jednostek z danej technologii,
- uwzględnienie wyłączeń awaryjnych oraz wyłączeń remontowych,
- ograniczenia paliwowe i produkcyjne – np. limity dzienne, roczne,
- ograniczenia emisyjne,
- wymuszenie dotyczące wymogu spełnienia celu OZE (w elektroenergetyce),
- ograniczenia dotyczące dostosowania jednostek wytwórczych do wymagań środowiskowych.

Narzędzie cechuje się dużą elastycznością konfiguracji działań. Pozwala określić bardzo szczegółowe dane wejściowe lub estymować wiarygodne wyniki z ograniczonej ilości dostępnych danych. Podstawowymi danymi wejściowymi wykorzystywanymi do obliczeń są:

- godzinowa prognoza zapotrzebowania na energię,
- ceny paliw i praw do emisji CO₂,
- parametry techniczno-ekonomiczne istniejących źródeł wytwórczych,
- parametry techniczno-ekonomiczne potencjalnych nowych źródeł wytwórczych,
- profile wytwarzania energii w źródłach niedyspozycyjnych: wiatrowych, fotowoltaicznych, wodnych, a także w jednostkach kogeneracyjnych,
- określenie wymaganej rezerwy systemowej w systemie elektroenergetycznym.

Przeprowadzane analizy pozwalają na sporządzanie zestawień danych wyjściowych dotyczących m. in:

- kierunków rozwoju źródeł wytwórczych,
- produkcji w poszczególnych źródłach wytwórczych,
- zużycia paliw i emisji CO₂,
- dostępnych mocy wytwórczych i ich wycofań,
- kosztów oraz nakładów w zakresie systemu elektroenergetycznego.

Lista skrótów i akronimów:

- LCOE – Levelized Cost of Electricity, odpowiednik pl. uśredniony, zdyskontowany koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej
- OZE – odnawialne źródła energii
- N-OZE – niesterowalne odnawialne źródła energii
- NPP PWR III(+)
- ang. Nuclear Power Plant with Pressurized Water Reactor of generation III+, pl. elektrownie jądrowe z reaktorami wodno-ciśnieniowymi generacji III(+)
- OCGT – ang. Open Cycle Gas Turbine, pl. turbina gazowa w cyklu otwartym
- CCGT – ang. Combined Cycle Gas Turbine, pl. BGP – blok gazowo-parowy
- CCS – ang. Carbon Capture and Storage, pl. instalacje wychwyty i składowania CO₂
- ASC PC – ang. Advanced Supercritical Pulverized Coal, pl. elektrownie węglowe na parametry super-nadkrytyczne
- ASC + CCS – ang. Advanced Supercritical + Carbon Capture and Storage, pl. elektrownie węglowe na parametry super-nadkrytyczne z instalacją wychwyty i składowania CO₂
- IGCC – ang. Integrated Gasification Combined Cycle, pl. blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (w analizie węglowego)

 Załączniki**Załącznik 6. Wnioski ze strategicznej oceny oddziaływania na środowisko**

Ocena skutków wdrożenia *Programu PEJ* zawarta jest w Prognozie oddziaływania na środowisko. Wnioski ze strategicznej oceny, zawierające uzasadnienie przyjętego Programu zawarto w dokumencie pod nazwą „Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny

oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu polskiej energetyki jądrowej”. Do *Programu PEJ*, poprzez niniejszy załącznik, wprowadzono następujące zapisy będące efektem przeprowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko:

zasadniczym celem i pozytywnym skutkiem środowiskowym wdrożenia *Programu PEJ* ma być minimalizacja negatywnych oddziaływań, związanych obecnie z działaniem sektora energetycznego, szczególnie poprzez obniżenie kosztów społecznych związanych z produkcją energii jak również redukcję emisji gazów cieplarnianych.

z punktu widzenia oddziaływania na środowisko niezwykle istotnym aspektem jest wybór lokalizacji przyszłych elektrowni jądrowych. Przy wyborze lokalizacji należy uwzględnić oraz przeanalizować możliwości technologiczne i efektywność ekonomiczną skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w EJ. Jak wykazano w Prognozie Oddziaływania na Środowisko, jest to wariant pozwalający na znaczącą minimalizację negatywnych skutków środowiskowych EJ. Możliwość zastosowania układu kogeneracyjnego powinna być jednym z czynników rozważanych przy wyborze lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce.

Działania ograniczające możliwą skalę konfliktów społecznych

Rozwój nowych kierunków pozyskiwania energii elektrycznej w Polsce, a w szczególności rozwój energetyki jądrowej, wymaga zgody i akceptacji społeczeństwa. Rozwój energetyki jądrowej powinien być prowadzony w sposób zapobiegający eskalacji potencjalnych konfliktów społecznych, przy pełnej transparentności działań i dialogu ze wszystkimi zainteresowanymi stronami. Ważne jest, aby oprócz stosowania najlepszych praktyk i technologii zapewniających bezpieczeństwo elektrowni jądrowej, zrealizować zamierzone cele, tj. dostarczać energii taniej i „czystej ekologicznie”, dbając o stan środowiska i poprawiając jakość życia mieszkańców kraju.

Finalnie elektrownie jądrowe muszą stać się elementem dywersyfikującym źródła energii, prowadząc do zaspokojenia potrzeb i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Każdy obywatel musi mieć przy tym niezbywalne prawo do informacji na temat funkcjonowania elektrowni i jej wpływu na otoczenie (o ile informacja nie będzie zagrażała bezpieczeństwu obiektu).

Do tego niezbędne jest wprowadzenie programu informacyjnego i edukacyjnego. Program ten nie może mieć charakteru propagandy na rzecz energetyki jądrowej. Powinien natomiast dostarczać społeczeństwu rzetelnych informacji oraz wskazywać na atuty i wady energii jądrowej i jej miejsce wśród innych metod pozyskiwania energii.

Działania na etapie oceny oddziaływania na środowisko

Kompleksowe uwzględnienie niezbędnej infrastruktury która musi zostać wybudowana na potrzeby lokalizacji EJ i wydanie jednej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla całego przedsięwzięcia.

Wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach powinien zostać złożony po zakończeniu wstępnych prac eksperckich mających na celu ocenę wpływu na środowisko dla minimum dwóch równorzędnych lokalizacji. Wybór ostatecznej lokalizacji powinien nastąpić po zakończeniu wstępnej oceny wpływu elektrowni jądrowej na środowisko. Wyniki powinny zostać opublikowane i udostępnione społeczeństwu. Dopiero na podstawie uzyskanych informacji powinien zostać dokonany wybór lokalizacji. Dla wybranej lokalizacji złożony zostanie wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Takie podejście zagwarantuje, że kwestie ochrony środowiska będą rozważane na tym samym poziomie istotności co kwestie społeczne i gospodarcze.



Załącznik 7. Powiązania z innymi dokumentami strategicznymi

Plany dotyczące wprowadzenia energetyki jądrowej pozostają w obszarze zainteresowań państwa polskiego od długiego czasu. Jeszcze w 1990 r. mimo zamknięcia projektu budowy EJ Żarnowiec zarówno Rada Ministrów w *Założeniach polityki energetycznej państwa do 2010 r.*, jak i Sejm w uchwale dotyczącej tego dokumentu⁵⁷ przewidywały możliwość wdrożenia energetyki jądrowej po roku 2000. W 2005 r. Rada Ministrów zdecydowała o umieszczeniu energetyki jądrowej w *Polityce energetycznej Polski do 2025 r.*⁵⁸ w celu dywersyfikacji źródeł energii oraz w celu ograniczenia emisji dwutlenku węgla i siarki. Kolejnym dokumentem rządowym o bardzo dużym znaczeniu dla dalszych prac nad wdrożeniem energetyki jądrowej w Polsce była uchwała Rady Ministrów nr 4/2009 z dnia 13 stycznia 2009 r.⁵⁹ uznająca za niezbędne przygotowanie *Programu PEJ*. Jako uzupełnienie do ww. uchwały Rada Ministrów w dniu 11 sierpnia 2009 r. przyjęła ramowy harmonogram działań dla energetyki jądrowej. W 2011 r. Sejm przyjął na wniosek Rady Ministrów pakiet ustaw umożliwiających budowę w Polsce elektrowni jądrowych (tylko 1 głos sprzeciwu). Pakiet legislacyjny był szeroko konsultowany ze społeczeństwem na kilku etapach (projekt założeń, projekt ustawy, rozporządzenia). W 2014 r. Rada Ministrów przyjęła *Program PEJ* po kilkukrotnych, dokładnych i długotrwałych konsultacjach społecznych, w tym transgranicznych⁶⁰.

W obecnej konfiguracji dokumentów strategicznych *Program PEJ* jest zgodny ze *Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju* (dalej SOR)⁶¹ – średniookresową strategią rozwoju kraju. W rozdziale SOR „Energia” zawarto cel „Zapewnienie powszechnego dostępu do energii pochodzącej z różnych źródeł”, który jest realizowany przez „Kierunek Interwencji IV.1. Wspieranie pozyskiwania i wykorzystania energii z nowych źródeł”, a w ramach niego Projekt Strategiczny *Program polskiej energetyki jądrowej*. W zakresie *Programu PEJ*, SOR mówi o kontynuacji prac nad programem w celu dywersyfikacji źródeł energii, zmniejszenia wpływu energetyki na środowisko, rozwoju ośrodków naukowo-badawczych oraz polskiego przemysłu (w tym także z uwzględnieniem działalności eksportowej).

⁵⁷ Uchwała Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 9 listopada 1990 r. w sprawie założeń polityki energetycznej Polski do 2010 r. (M.P. Nr 43 poz. 332).

⁵⁸ Polityka energetyczna Polski do 2025 r., dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. (M.P. Nr 42 poz. 562).

⁵⁹ Uchwała Nr 4/2009 Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2009 r. w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej (niepubl.).

⁶⁰ Uchwała Nr 15/2014 Rady Ministrów z dnia 28 stycznia 2014 r. w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. poz. 502).

⁶¹ Uchwała Nr 8 Rady Ministrów z dnia 14 lutego 2017 r. w sprawie przyjęcia *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju* do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) (M.P. poz. 260).

W wymiarze europejskim *Program PEJ* jest zgodny ze strategią Komisji Europejskiej z 2018 r. pn. „Czysta planeta dla wszystkich”⁶². *Program* wpisuje się także w cele dokumentu pn. *Europejski Zielony Ład*⁶³, który zastąpi Strategię Europa 2020 jako główny dokument o charakterze strategicznym dla UE.

Cel *Programu PEJ* jest zgodny z obowiązującą *Polityką energetyczną Polski do 2030 roku*⁶⁴, realizując cel nr 4 *Polityki: Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej*. Pozostaje zgodny również z projektem *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku*⁶⁵, realizując kierunek nr 5 *Polityki: Wdrożenie energetyki jądrowej* (cel: obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz bezpieczeństwo pracy systemu). Równocześnie, wdrożenie energetyki jądrowej stanowi jedno z najważniejszych działań w wymiarze „bezpieczeństwo energetyczne” zidentyfikowanych w *Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu*⁶⁶. Działanie to cechuje pozytywna interakcja z innymi wymiarami *KPEiK*: „obniżenie emisyjności” oraz „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”.

Program PEJ uwzględnia także cele sektorowej strategii pn. *Polityka ekologiczna państwa 2030 – strategia rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej*⁶⁷, w szczególności cel szczegółowy nr 1 *Poprawa jakości środowiska i bezpieczeństwa ekologicznego*.

Cel *Programu PEJ* koresponduje z programem rozwoju elektromobilności – jednym z flagowych projektów SOR i kluczowym dokumentem strategicznym w tym obszarze, którym jest Plan Rozwoju Elektromobilności „Energia do przyszłości”, przyjęty przez Radę Ministrów dnia 16 marca 2017 r. Wdrożenie bezemisyjnego źródła energii elek-

⁶² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dnia 28 listopada 2018 r., „Czysta planeta dla wszystkich, Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki”, COM(2018) 773 final.

⁶³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład”, COM(2019) 640 final.

⁶⁴ Uchwała nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” (niepubl.) zmieniona uchwałą nr 157/2010 Rady Ministrów z dnia 29 września 2010 r. (niepubl.). Ogłoszona w Monitorze Polskim jako załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11).

⁶⁵ Opublikowany przez Ministerstwo Energii w dniu 8 listopada 2019 r. [<https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>].

⁶⁶ Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030, przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r.

⁶⁷ Uchwała nr 67 Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2019 r. w sprawie przyjęcia „Polityki ekologicznej państwa 2030 – strategii rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej” (M.P. poz. 794).


Załączniki

trycznej, jakim jest energetyka jądrowa, pozwoli osiągnąć podstawowy cel rozwoju elektromobilności, czyli radykalne obniżenie emisji CO₂ w sektorze transportu.

Cel *Programu PEJ* znajduje odzwierciedlenie także w szeregu innych rządowych dokumentów strategicznych:



Energetyka jądrowa była obecna także w innych strategiach, w tym w *Strategii Rozwoju Kraju 2020*⁶² oraz

w *Strategii Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.*⁶³.

⁵⁶ Uchwała Nr 7 Rady Ministrów z dnia 15 stycznia 2013 r. w sprawie Strategii Innowacyjności i Efektywności Gospodarki „Dynamiczna Polska 2020” (M.P. poz. 73).

⁵⁷ Protokół ustaleń Nr 33/2011 posiedzenia Rady Ministrów w dniu 16 sierpnia 2011 r.

⁵⁸ Protokół ustaleń Nr 46/2013 posiedzenia Rady Ministrów w dniu 29 października 2013 r.

⁵⁹ Uchwała Nr 67 Rady Ministrów z dnia 9 kwietnia 2013 r. w sprawie przyjęcia „Strategii rozwoju systemu bezpieczeństwa narodowego Rzeczypospolitej Polskiej 2022” (M.P. poz. 377).

⁶⁰ Uchwała Nr 102 Rady Ministrów z dnia 17 września 2019 r. w sprawie przyjęcia „Krajowej Strategii Rozwoju Regionalnego 2030” (M.P. poz. 1060).

⁶¹ Uchwała Nr 234 Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2014 r. w sprawie zatwierdzenia Kontraktu Terytorialnego dla Województwa Pomorskiego (M.P. poz. 1144) w wersji zmienionej Uchwałą Nr 77 Rady Ministrów z dnia 19 maja 2017 r. w sprawie zatwierdzenia zmiany Kontraktu Terytorialnego dla Województwa Pomorskiego (M.P. poz. 540).

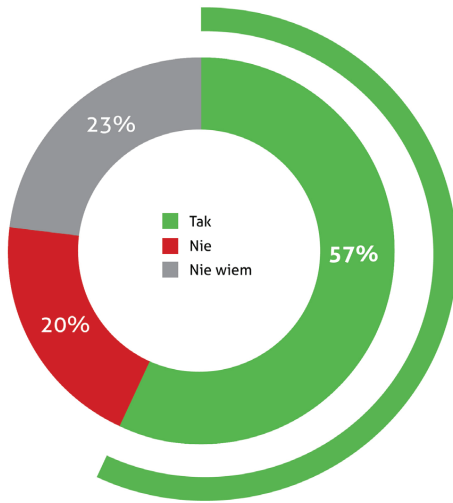
⁶² Uchwała Nr 157 Rady Ministrów z dnia 25 września 2012 r. w sprawie przyjęcia Strategii Rozwoju Kraju 2020 – M.P. poz. 882.

⁶³ Uchwała nr 58 Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. w sprawie przyjęcia Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” – M.P. poz. 469.

Załączniki

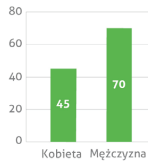
Załącznik 8. Wyniki badania opinii publicznej z 2020 r.

Czy elektrownia jądrowa w Polsce jest potrzebna?

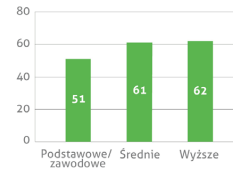


Za budową elektrowni jądrowej wypowiedziały się odpowiednio następujące grupy badanych:

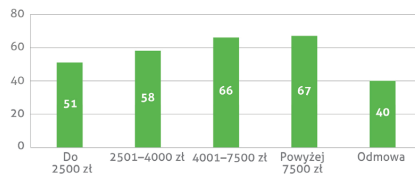
Płeć (%)



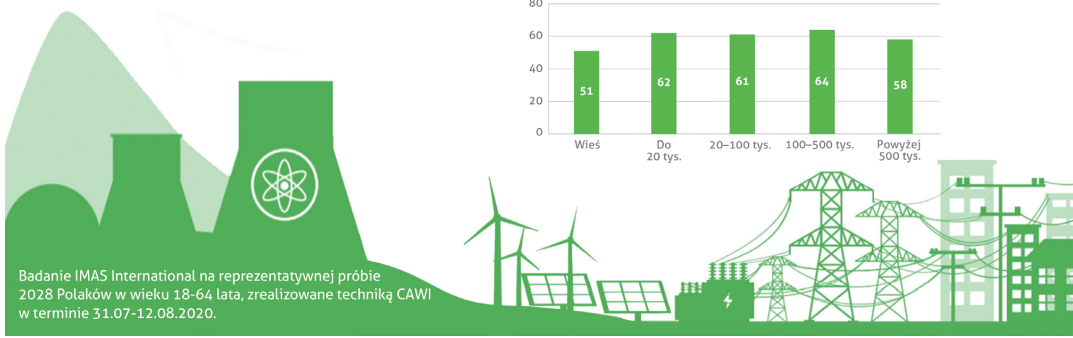
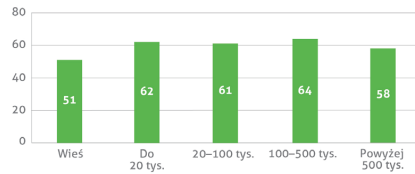
Wykształcenie (%)



Dochód (%)

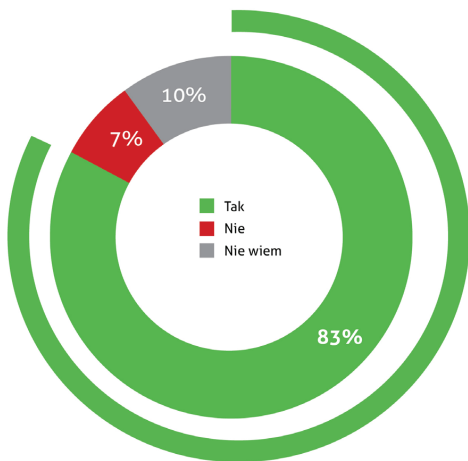


Miejsce zamieszkania (%)

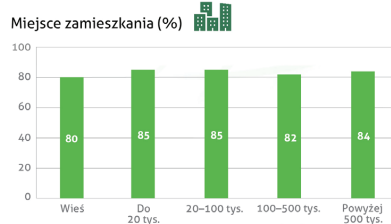
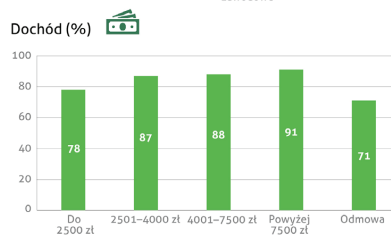
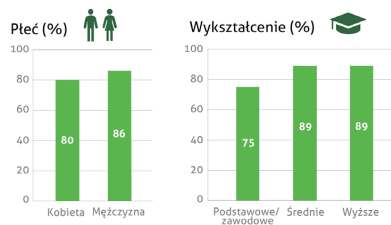


Badanie IMAS International na reprezentatywnej próbie 2028 Polaków w wieku 18-64 lata, zrealizowane techniką CAWI w terminie 31.07-12.08.2020.

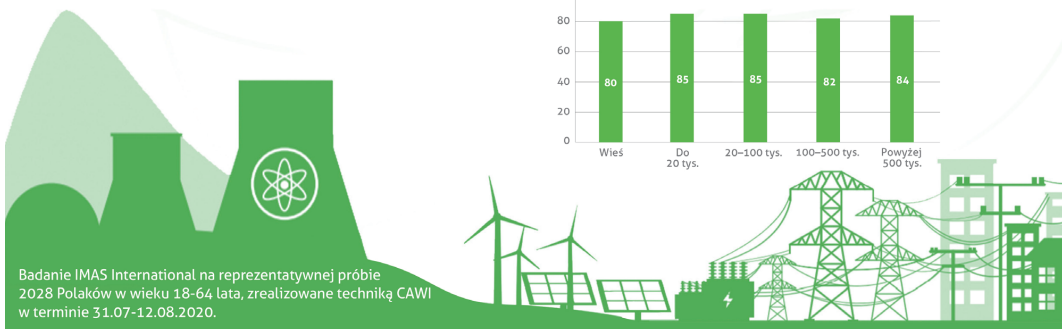
Czy potrzebne są ogólnopolskie szerokie działania informacyjno- edukacyjne przekazujące społeczeństwu aktualną, obiektywną i rzetelną wiedzę z zakresu energii i energetyki jądrowej?



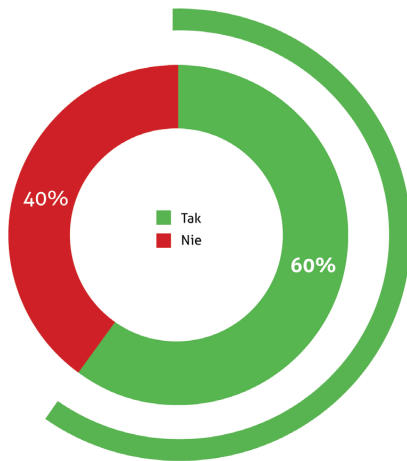
Za działaniami informacyjno-edukacyjnymi wypowiedziały się odpowiednio następujące grupy badanych:



Badanie IMAS International na reprezentatywnej próbie 2028 Polaków w wieku 18-64 lata, zrealizowane techniką CAWI w terminie 31.07-12.08.2020.

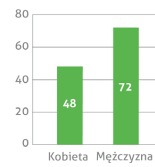


Czy posiada Pani/Pan wiedzę o planach budowy elektrowni jądrowych w Polsce?

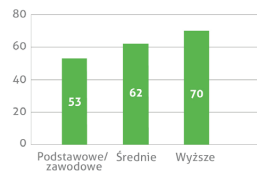


Jak kształtowały się odpowiedzi TAK respondentów z poszczególnych grup:

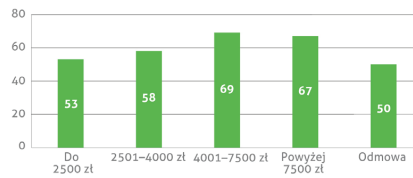
Płeć (%)



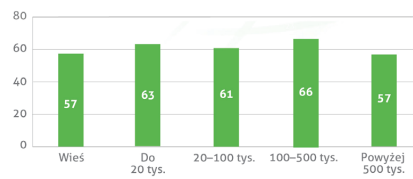
Wykształcenie (%)



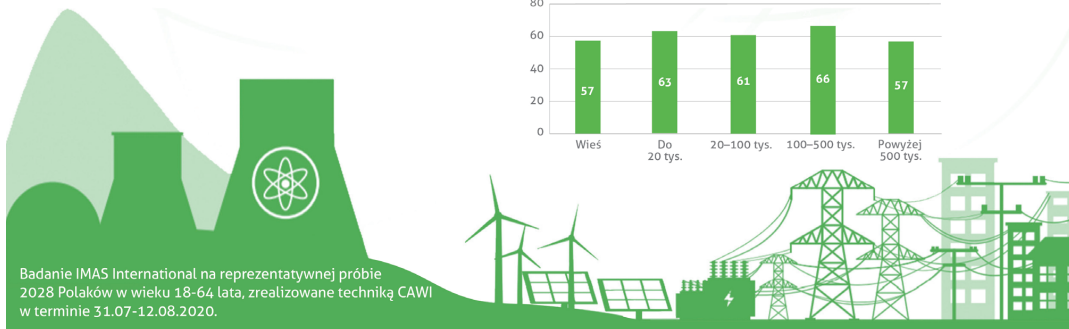
Dochód (%)

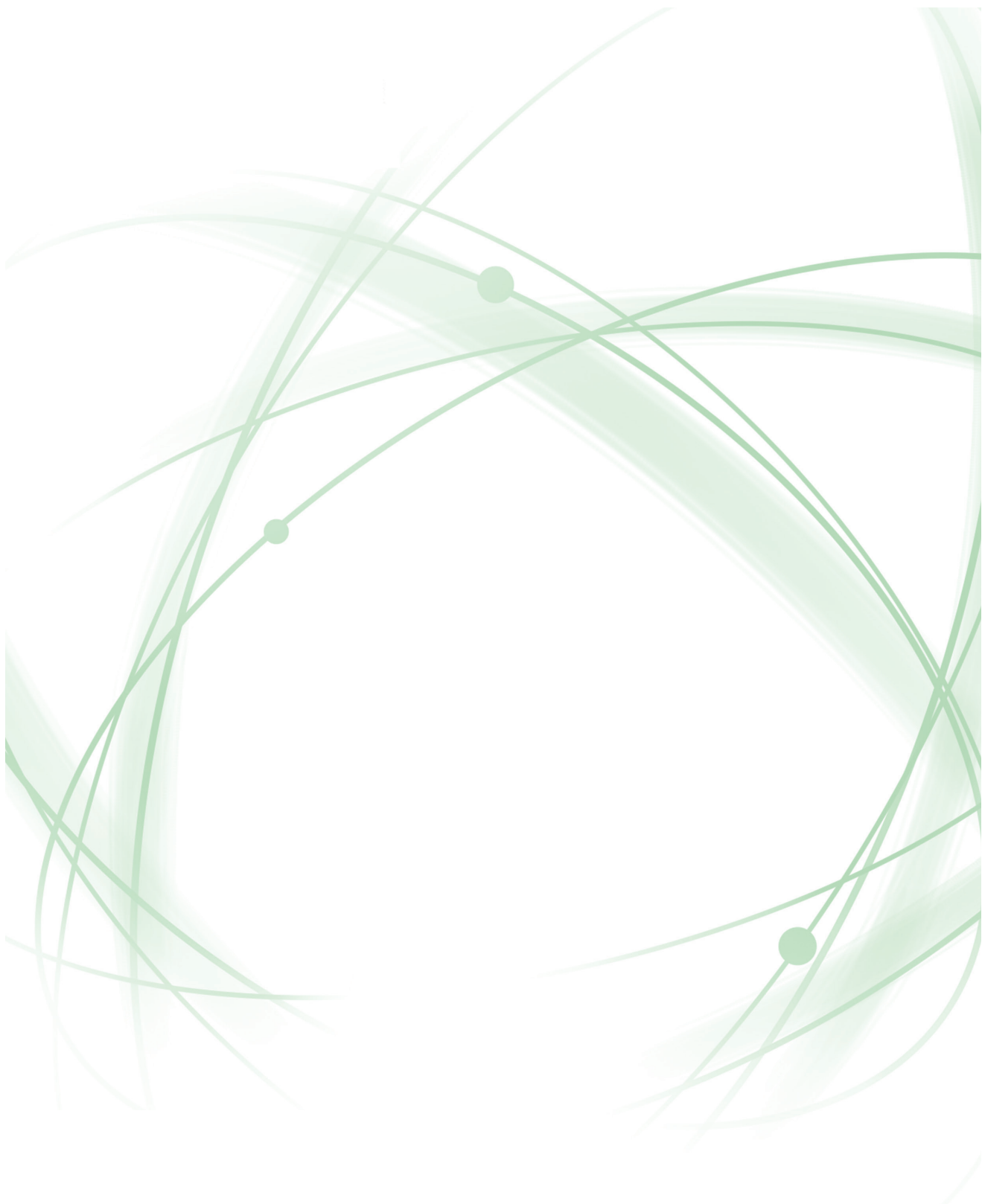


Miejsce zamieszkania (%)



Badanie IMAS International na reprezentatywnej próbie 2028 Polaków w wieku 18-64 lata, zrealizowane techniką CAWI w terminie 31.07-12.08.2020.





Ministerstwo Klimatu
ul. Wawelska 52/54
00-922 Warszawa