



Łukasiewicz

ITECH Instytut Innowacji i Technologii



Kraj pełen energii?
Bezpieczeństwo energetyczne Polski -
uwarunkowania, wyzwania i perspektywy
rozwoju energetyki jądrowej

Warszawa, 2025

Autorzy:

Dr Patryk Tomaszewski

Dr Emilia Pawlikowska

Dr Piotr Lewandowski

Skład zespołu

Piotr Lewandowski – kierownik

Patryk Tomaszewski

Emilia Pawlikowska

Krzysztof Sokołowski

Projekt graficzny i skład:

Krzysztof Sokołowski

Sieć Badawcza Łukasiewicz – ITECH Instytut Innowacji i Technologii

ul. Żelazna 87

00-879 Warszawa

tel. (22) 100 14 63; www.itech.lukasiewicz.gov.pl



ISBN: 978-83-60561-26-3

DOI: <https://doi.org/10.36735/OBDY7507>

**Publikacja została opracowana w ramach środków subwencyjnych na 2024 r.
w ramach projektu „Suwerenność technologiczna”**

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	2
1. Problematyka bezpieczeństwa energetycznego w Polsce	4
Prognozy zużycia energii pierwotnej w polsce	7
Niezależność polskiego systemu energetycznego	14
Straty, rezerwy mocy, magazynowanie w polsce.....	15
Import i eksport energii elektrycznej w Polsce	16
Struktura zużycia energii i jej zróżnicowanie regionalne	17
Uzależnienie importowe Polski	17
Sieci przesyłowe	18
Technologie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce	19
2. Współczesne zagrożenia w obszarze energetyki	22
Zastosowanie węgla kamiennego w polskich realiach.....	23
Problematyka ubóstwa energetycznego	25
Sprawiedliwa transformacja energetyczna z perspektywy zrównoważonego rozwoju i sektora finansowego	27
3. Bezpieczeństwo energetyczne a rozwój energetyki jądrowej	30
Małe Reaktory Modułowe na tle innych elektrowni atomowych	36
Regulacje prawne	38
Rozwój SMR	39
Stan obecny rozwoju SMR w Polsce.....	41
Reaktor badawczy	41
Zasoby paliwa do reaktorów	42
Możliwości wydobywania uranu w Polsce	43
Odpady radioaktywne	44
Składowisko	45
Podsumowanie	46

WPROWADZENIE

Bezpieczeństwo w obszarze energii jest elementem budowy bezpieczeństwa narodowego, ponieważ system obronny oraz infrastruktura cywilna są uzależnione od dostaw energii elektrycznej. Dążąc do zbudowania odporności w tym obszarze, należy z jednej strony zadbać o optymalizację zużycia energii, a z drugiej o zwiększanie możliwości (i stabilności) wytwarzania energii elektrycznej.

Kwestia bezpieczeństwa w obszarze energii została dostrzeżona również przez Komisję Europejską. Niskoemisyjne i czyste technologie są jednym z trzech strategicznych obszarów, wskazanych w Rozporządzeniu w sprawie ustanowienia Platformy na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy. Energetyka jest obszarem, w którym Europa chce uzyskać suwerenność technologiczną oraz wytwórczą¹.

W kontekście obecnych inicjatyw legislacyjnych oraz dynamicznej sytuacji międzynarodowej, Polska powinna wzmacniać krajowy potencjał wytwórczy i skutecznie chronić swoje interesy narodowe. Uznanie transformacji energetycznej za nadrzędny cel polityki energetycznej Polski należy uznać za decyzję kontrowersyjną. Z perspektywy interesu narodowego priorytetem powinno być zapewnienie stabilnych i możliwie niskich cen energii, co stanowi warunek utrzymania konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym.

W odróżnieniu od źródeł odnawialnych energetyka jądrowa charakteryzuje się odpornością na fluktuacje pogodowe, dzięki czemu znacząco ogranicza ryzyko przerw w dostawach energii. Tego rodzaju niezawodność zmniejsza prawdopodobieństwo wystąpienia blackoutów, które mogłyby zagrozić funkcjonowaniu infrastruktury krytycznej – w tym nie tylko obiektów wojskowych, lecz także placówek medycznych, instytucji rządowych oraz infrastruktury cyfrowej (np. serwerowni). Należy jednocześnie uwzględnić ryzyko związane z tym, że obiekty jądrowe mogą stać się celem działań zbrojnych, czego potwierdzeniem są działania Federacji Rosyjskiej wobec elektrowni jądrowej w Zaporozżu w czasie konfliktu zbrojnego na Ukrainie.

Uwzględniając powyższy kontekst oraz kontynuując analizy w obszarze budowania suwerenności technologicznej, opracowano niniejszy raport. Przygotowany przez zespół Działu Bezpieczeństwa Technologicznego w Łukasiewicz – ITECH, dokument poświęcony jest ocenie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Szczególną uwagę poświęcono w nim

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/795 z dnia 29 lutego 2024 r. w sprawie ustanowienia Platformy na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy (STEP) oraz zmiany dyrektywy 2003/87/WE oraz rozporządzeń (UE) 2021/1058, (UE) 2021/1056, (UE) 2021/1057, (UE) nr 1303/2013, (UE) nr 223/2014, (UE) 2021/1060, (UE) 2021/523, (UE) 2021/695, (UE) 2021/697 i (UE) 2021/241

potencjałowi wykorzystania rozwiązań krajowych producentów w procesie budowy reaktorów jądrowych, w tym małych modułowych reaktorów (SMR).

Raport wskazuje w przekrojowy sposób wyzwania przed jakimi stoi polska gospodarka, przede wszystkim związane z kosztownością inwestycji w:

- modernizację sieci energetycznej;
- inwestycji związanych z modernizacją elektrowni;
- budową elektrowni atomowych;
- wskazanie nowych inwestycji wykorzystujących alternatywne źródła energii.

W dokumencie zawarto również:

- Analizę stanu otoczenia, rozumianego jako cały system energetyczny, ze szczególnym uwzględnieniem obszarów zagrożeń i ryzyk (np.: miejsc, gdzie mogą wystąpić niedobory energii).
- Analizę stanu sieci energetycznych w kontekście bezpieczeństwa państwa.
- Informacje o przewidywanych zmianach w infrastrukturze energetycznej oraz dostawach energii związanych z jej transformacją energetyczną (odejście od wykorzystywania źródeł kopalnych).
- Analizę bilansu handlowego pod kątem niebezpieczeństwa zakłócenia łańcuchów dostaw, szczególnie newralgicznych surowców/technologii wykorzystywanych przy reaktorach jądrowych.

Oprócz wyżej wymienionych w załączniku znajduje się ogólny wykaz kompetencji, jakie Instytuty wchodzące w skład Sieci Badawczej Łukasiewicz mogą zaoferować w procesie budowy elektrowni atomowych w Polsce.

1. PROBLEMATYKA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO W POLSCE

Bezpieczeństwo energetyczne to „stan gospodarki, umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”². Bezpieczeństwo energetyczne jako gwarancja dostaw energii definiowane jest zwykle przez odporność systemu energetycznego na wyjątkowe i nieprzewidywalne wydarzenia, które mogą zagrozić fizycznej integralności przepływu energii lub prowadzić do niepowstrzymanego wzrostu jej cen niezależnie od podstaw ekonomicznych. Jest to zatem część systemu bezpieczeństwa narodowego, bowiem niezawodny i stały dostęp do źródeł energii, po kosztach możliwych do poniesienia przez społeczeństwo, jest niezbędnym elementem każdej nowoczesnej gospodarki. Bezpieczeństwo jako jedna z podstawowych potrzeb człowieka jest nieodzownym elementem jego życia, działalności i rozwoju. Bezpieczeństwo energetyczne jest elementem bezpieczeństwa państwa, ponieważ wszelkie działania człowieka wymagają energii. Bez niej występują problemy w gospodarce oraz w obszarze bezpieczeństwa. W Strategii Bezpieczeństwa Narodowego RP z 2014 r. podkreślono, że zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego jest strategicznym celem, obejmującym dostęp do surowców, dywersyfikację źródeł dostaw oraz rozwój infrastruktury. Polityka energetyczna Polski ma na celu stymulowanie nowoczesnych technologii i ograniczenie zależności od zewnętrznych dostaw. Regulacje dotyczące bezpieczeństwa energetycznego są zawarte w Ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.

Wobec ewentualnego braku własnych zasobów energetycznych główną rolę odgrywają tutaj kwestie polityczne i ekonomiczne. Do najistotniejszych elementów oddziałujących na bezpieczeństwo energetyczne należy zaliczyć:

- wielkość zasobów nośników energetycznych znajdujących się na terenie danego państwa,
- stopień dywersyfikacji źródeł surowcowych,
- pochodzenie źródeł zaopatrzenia (krajowe, zagraniczne),
- wielkości posiadanych rezerw i możliwość magazynowania,
- poziom rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- forma własności przedsiębiorstw sektora energetycznego i systemu zaopatrzenia,
- stan systemu zaopatrzenia (moc przesyłowa, stan techniczny, niezawodność),
- poziom rozwoju środków transportu i infrastruktury,
- jakość nadzoru państwa i wdrażania w życie decyzji rozwojowych i inwestycyjnych,

² Ustawa z dnia 10 kwietnia 2007 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. nr 54, poz. 348, z późn. zm.

- możliwość finansowania nowych technologii,
- stabilność sytuacji na rynku surowców energetycznych,
- stabilność sytuacji wewnętrznej,
- stabilność sytuacji międzynarodowej³.

Bezpieczeństwo energetyczne państwa to samowystarczalność energetyczna, definiowana jako równowaga między energią wytworzoną a zużytą, pożądana na poziomie 1. W Polsce ten wskaźnik spada, ponieważ rośnie zużycie ropy i gazu, a maleje spalanie węgla, który jest głównym źródłem energii. Wyższy poziom bezpieczeństwa energetycznego osiąga się dzięki produkcji energii z krajowych zasobów, co zmniejsza podatność na polityczne wydarzenia i wahania cen. Mimo posiadania bogatych zasobów surowców, Polska nie jest w pełni zabezpieczona w zakresie pozyskiwania i dystrybucji energii, głównie z uwagi na dominację węgla. Ropa naftowa i gaz są używane głównie w przemyśle, a nie w energetyce. Bezpieczeństwo energetyczne wymaga równowagi podaży i popytu oraz ochrony środowiska, a także zaspokojenia krajowych potrzeb energetycznych. Energia ma być tania i nie powinniśmy się opierać w nadmierny sposób na imporcie surowców. Następnie musimy pamiętać o problemie górnictwa, który generuje potencjalne olbrzymie wyzwanie społeczne, a na samym końcu jest - chyba najtrudniejszy – pakiet klimatyczny. Pytanie jak zmieścić się z emisjami CO² i odpowiednią ilością wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych przy przewidywanym wzroście zapotrzebowania na nią. Oznacza to, że powinna być ona dostarczana z wielu źródeł, obecnie i w najbliższej przyszłości. Zróżnicowany miks energetyczny zapewnia bezpieczeństwo dla systemu energetycznego poprzez swoją elastyczność w zaspokajaniu potrzeb danego państwa.

Głównym celem państwa w zakresie gazu ziemnego i ropy naftowej zidentyfikowanym przez Ministerstwo Gospodarki w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* to zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw. W przypadku ropy naftowej wskazano również na potrzebę budowy magazynów o pojemnościach zapewniających ciągłość dostaw w szczególności w sytuacjach kryzysowych⁴. W 2000 roku wielkość zasobów gazu ziemnego określono na 87,8 mld m³. Krajowe wydobywanie gazu wynosi 4,59 mld m³, co nie zaspokaja całkowitego zapotrzebowania o wartości 16,5 mld m³. Tym samym **wskaźnik R/P dla gazu ziemnego obliczono na 22 lata**. Dla porównania w krajach UE wskaźnik ten jest znacznie niższy, np. w Danii wynosi on 3 lata, w Wielkiej Brytanii 4 lata, a w Niemczech 5 lat 7. Aby

³ W. Bojarski, *Bezpieczeństwo energetyczne*, „Czasopismo Wokół Energetyki”, 2004, t. 7, nr 3.

⁴ Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa, 2013, s. 11-12

całkowicie zaspokoić krajowe zapotrzebowanie w gaz ziemny Polska importuje surowiec z różnych kierunków: z Federacji Rosyjskiej 65, 6%, a z Niemiec i innych państw UE 23,3%, a LNG posiada tutaj udział 11,2%⁵. Ponadto Polska dysponuje siedmioma podziemnymi magazynami gazu ziemnego o łącznej pojemności czynnej 3,4 mld m³ ⁶.

Dokonując analizy sektora ropy naftowej można zauważyć, że ulega on stopniowej dywersyfikacji. Zakup ropy ze wschodnich krajów wiąże się z kontraktami długoterminowymi, atrakcyjną ceną, uwarunkowaniami infrastruktury przesyłowej oraz rafineryjnej dostosowanej do przerobu kwaśnej i gatunkowo gorszej ropy. Polskie koncerny paliwowe sprowadzają ropę również z Arabii Saudyjskiej, Iraku czy Kazachstanu. Polskie wydobycie stanowi 3,9% w krajowym zapotrzebowaniu na surowiec. Eksportowany surowiec z Rosji w większości transportuje się rurociągiem Przyjaźń, natomiast reszta trafia do rafinerii z wykorzystaniem Naftoportu w Gdańsku. Instalacje Portu Północnego w Gdańsku odgrywają strategiczną rolę w dywersyfikacji kierunków dostaw ropy. Jego moc przeładunkowa to 40 mln ton ropy naftowej rocznie, a więc znacznie więcej niż wynosi zapotrzebowanie Polski na dostawy ropy. **Naftoport pełni strategiczną rolę w strukturze suwerenności energetycznej kraju zapewniając ciągłość dostaw w przypadku nagłego wstrzymania dostaw z Rosji. Zagrożeniem dla bezpieczeństwa w sektorze ropy naftowej może być prywatyzacja koncernów paliwowo-energetycznych, a w szczególności grupy Orlen, która posiada bezpośredni rurociąg do Naftoportu**⁷. Działania Rosji w ostatnich latach udowodniły, że za pomocą groźby oraz realnego wstrzymania przesyłu surowców można wpływać na geopolitykę regionu. Polski sektor ropy naftowej bez udziału Rosji może napotkać zagrożenia w postaci konkurencyjnych cen zachodnich paliw. Eksport ropy naftowej do Niemiec po niższej cenie niż do Polski może spowodować, że sytuacja polskich koncernów znacznie się pogorszy.

⁵ Minister Energii, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2017r., Warszawa, 2018, s. 9

⁶ Ibidem, s. 30

⁷ M. Ruszel, Bezpieczeństw energetyczne Polski. Wymiar teoretyczny i praktyczny, Wydawnictwo Rambler, Warszawa, 2014, s. 162.

PROGNOZY ZUŻYCIA ENERGII PIERWOTNEJ W POLSCE

Surowce energetyczne są podstawą zabezpieczenia energetycznego państwa. Zasoby potrzebne do produkcji energii pozwalają pokryć całkowite krajowe zapotrzebowanie, sprawiają, że dane państwo jest samowystarczalne energetycznie. Jednak sam fakt posiadania znacznych złóż surowców energetycznych nie jest w stanie samoistnie zapewnić bezpieczeństwa energetycznego. Aby to mogło zaistnieć potrzebna jest także dobrze rozwinięta infrastruktura energetyczna, która będzie odporna na wszelkiego rodzaju zagrożenia, takie jak ataki terrorystyczne, klęski żywiołowe czy chociażby zwykłe awarie. Każdy kraj na świecie posiada różne **zasoby surowców energetycznych, od ropy naftowej, gazu ziemnego po inne strategiczne złoża**. To właśnie one zaliczane są do najważniejszych surowców energetycznych, dlatego państwa posiadające je wszystkie stają się samowystarczalne, a także mają możliwość wzbogacenia swojej gospodarki poprzez ich sprzedaż. Za ich pomocą mogą również wywierać wpływ polityczny na państwa ubogie we własne zasoby złóż. **Polska posiada wysoki wskaźnik samowystarczalności na tle innych krajów Unii Europejskiej**. Dzieje się tak, ponieważ posiada największe w Europie zasoby węgla kamiennego i brunatnego, które są w stanie pokryć całkowicie zapotrzebowanie na energię elektryczną kraju.

Według prognoz MKiŚ zużycie energii elektrycznej w 2030 r. w Polsce wyniesie 196,9 TWh, natomiast PSE i KPRSP wskazuje, iż w latach 2025-2040 zużycie energii może wynosić 175,0 TWh. Różnica o wartości prawie 22 TWh jest ogromna biorąc po uwagę, iż planowane zużycie energii w 2024 r. wyniesie 165 TWh, sięga 13,3 proc. zużycia 2024 r. wynika z różnic w przyjętych modelach silnie uzależnionych od przyjętych warunków geopolitycznych i szacowanych warunków pogodowych.

W tabeli oraz na rysunku poniżej zestawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej⁸ i finalnej w kraju. Dane wskazują realizację celu na 2020 r. tj. osiągnięcie wartości zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju na poziomie 96,4 Mtoe. Następnie prognozowany jest spadek do poziomu 90,7 Mtoe w 2030 r., co jest wartością zbliżoną do

⁸ Suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii. Do nośników, które pozyskuje się bezpośrednio z natury, należą: węgiel kamienny energetyczny (łącznie z węglem odzyskanym z hałd), węgiel kamienny koksowy, węgiel brunatny, ropa naftowa (łącznie z gazoliną), gaz ziemny wysokometanowy (łącznie z gazem z odmetanowania kopalń węgla kamiennego), gaz ziemny zaazotowany, torf do celów opałowych, drewno opałowe, paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce, odpady przemysłowe stałe i ciekłe (bez produktów naftowych odzyskanych do powtórnego przerobu), odpady komunalne, inne surowce wykorzystywane do celów energetycznych (metanol, etanol, dodatki uszlachetniające), energia wody wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej, energia wiatru wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej, energia słoneczna wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, energia geotermalna wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej lub ciepła.

celu, jaki wskazano w PEP2040 – tj. poprawę efektywności energetycznej o 23% w stosunku do prognoz na ten rok wg PRIMES 2007⁹.

Tabela 1. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej ogółem¹⁰

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
zużycie energii pierwotnej	87 952	96 589	90 104	96 423	93 509	90 682	88 613	87 647
zużycie energii pierwotnej (wg PRIMES 2007)	89 581	95 611	104 804	109 829	115 057	118 583	119 774	119 826
finalne zużycie energii	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112
finalne zużycie energii (wg PRIMES 2007)	57 169	63 712	71 246	77 448	82 174	85 467	86 117	86 767

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT.

Warto zwrócić uwagę na to, jak **zużycie energii finalnej** będzie rozkładać się **w podziale na sektory gospodarki**. Największe różnice można zaobserwować w okresie 2015-2020 i dotyczą transportu. Po 2020 r. we wszystkich sektorach odnotowuje się spadek wykorzystania energii, poza sektorem usług, gdzie następuje niewielki wzrost. Kluczową rolę w ograniczeniu zużycia energii finalnej w transporcie jest popularyzacja elektromobilności.

⁹ Na podstawie: *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik nr 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*, Ministerstwo Ochrony Środowiska.

¹⁰ Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

Tabela 2. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na sektory ¹¹

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
przemysł	14 616	13 498	14 096	15 316	14 902	14 763	14 664	14 596
transport	12 221	17 187	16 559	22 546	22 075	21 049	20 827	20 492
<i>w tym: pasażerski</i>	b.d.	b.d.	8 985	10 118	9 434	8 598	8 745	8 957
<i>towarowy</i>	b.d.	b.d.	7 494	12 346	12 557	12 364	11 995	11 449
<i>pojazdy spec. przezn.</i>	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
gospodarstwa domowe	19 467	21 981	18 948	19 772	18 506	17 513	17 505	17 657
usługi	6 730	8 833	7 842	8 343	8 586	8 700	8 853	9 079
rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 743	3 613	3 485	3 379	3 287
RAZEM	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT.

Istotnych informacji dostarcza także dekompozycja **zużycia energii finalnej** ¹² w podziale na paliwa i nośniki. Następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej zużycia energii finalnej. **Należy podkreślić, że po 2020 r. odnotowuje się wzrost przede wszystkim w zużyciu energii elektrycznej, na co wpływ ma wzrost gospodarczy i elektryfikacja transportu.** W bilansie wzrost odnotowuje się także w odnawialnych źródłach energii – wzrost zużycia biomasy stałej, energii ziemi i słońca (kolektory słoneczne, pompy ciepła, źr. geotermalne). Nastąpi spadek wykorzystania biopaliw po 2025 r., który będzie wynikał z popularyzacji elektromobilności. Nie ma jednak analiz jednoznacznie mówiących jak rynek elektromobilności w Polsce będzie dynamicznie wzrastał. Uzależnione jest to od cen pojazdów elektrycznych, a także polityki energetycznej UE¹³.

Przewiduje się zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną, co obrazuje tabela nr 3. W tabeli ukazane jest także zużycie energii finalnej z podziałem na paliwa i nośniki.

¹¹ Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

¹² Zużycie energii finalnej rozumiane jest jako zużycie przez odbiorcę końcowego na użytek własny. Oznacza to, że np. gospodarstwo domowe może zużyć energię finalną w postaci energii elektrycznej i gazu ziemnego do ogrzania pomieszczeń. Tym samym np. pozycja „węgiel” nie obejmuje wykorzystania węgla na wytworzenie energii elektrycznej.

¹³ Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik nr 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, Ministerstwo Ochrony Środowiska.

Tabela 3. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki ¹⁴

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	12 152	13 041	14 202	15 349	16 520
ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 748	5 436	5 090	5 080	5 132
węgiel	12 340	13 733	11 218	9 917	7 117	4 899	3 735	2 842
produkty naftowe	17 563	20 213	18 646	23 822	22 602	20 911	20 063	19 124
gaz ziemny	7 917	8 884	8 487	10 144	10 353	10 327	10 277	10 108
biogaz	40	48	78	97	131	165	201	237
biomasa stała	3 755	4 306	4 639	5 295	5 916	6 439	6 681	7 036
biopaliwa	46	867	653	1490	1531	1413	1364	1317
odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	785	871	891	905	919
kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	48	116	270	685	1 172	1 574	1 876
RAZEM	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT.

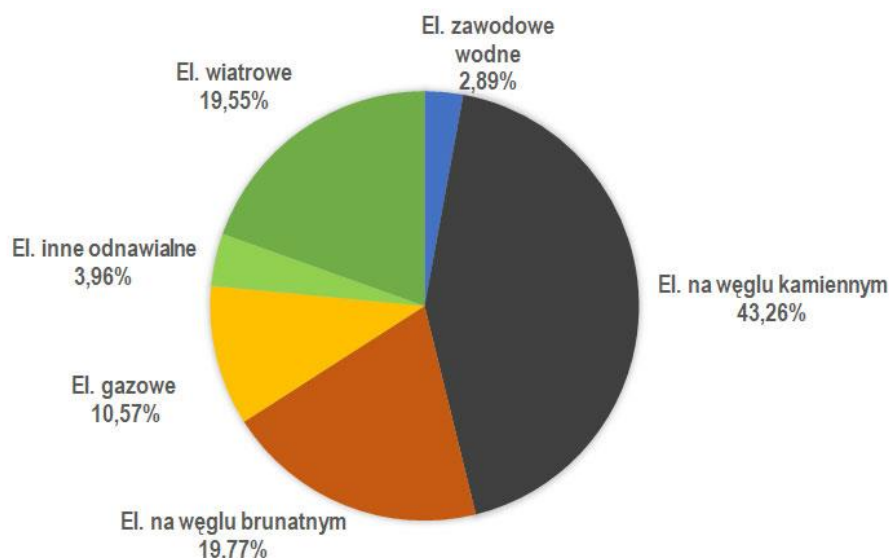
Warto dodać, że przy prognozowaniu zużycia energii elektrycznej należy wziąć pod uwagę także np. warunki atmosferyczne w danym roku. W lutym 2024 r. produkcja energii elektrycznej w Polsce była minimalnie niższa niż rok wcześniej. Elektrownie zanotowały nieznaczny spadek produkcji.

Przewiduje się, że ograniczona zostanie rola jednostek systemowych zasilanych węglem – ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie redukcji do ok. 20% w 2040 roku. Wzrośnie wyraźnie udział OZE (głównie z elektrowni wiatrowych i słonecznych) w wytwarzaniu energii elektrycznej osiągając **poziom ok. 32% w 2030 r. i 40% w 2040 roku**¹⁵, co obrazuje Wykres 1.

¹⁴ Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

¹⁵ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 Dokument główny Listopad 2022 r., s. 11.

Wykres 1 Rynek elektryczny w Polsce¹⁶



Źródło: Rynek elektryczny, <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/>

W najbliższych latach przewidywany będzie dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, które wg. wstępnych, wewnętrznych analiz PSE S.A. może osiągnąć w Polsce w 2050 r. poziom 300 – 500 TWh netto. Tak duży rozrzut prognoz zapotrzebowania wynika z możliwych różnych ścieżek prowadzących do integracji sektorów. Między innymi istotne znaczenie będzie miał wolumen produkcji „zielonego” wodoru¹⁷.

Istotne jest, że prognozy zużycia energii są zależne od kilku czynników niezależnych przede wszystkim związanych z geopolityką, ale także takimi zagrożeniami takimi jak pandemia, wpływającymi na tempo rozwoju gospodarczego. Oznacza to, że zużycie np. energii elektrycznej i paliw zależna jest również od stabilności politycznej nie tylko państwa, ale przede wszystkim otoczenia międzynarodowego. Mówiąc o prognozach zużycia energii w Polsce zgodnie z polityką energetyczną państwa istotnym elementem jest odejście od paliwa jakim jest węgiel i zwiększenie miksu energetycznego w kierunku OZE. Oznacza to zmianę nośników energii – promując rozwiązania OZE biorąc jednak pod uwagę, że przy ograniczonej wietrzności i nasłonecznieniu potrzebny będzie dostęp do innych źródeł energii takich jak energia z wodoru, a przede wszystkim rozwój energetyki atomowej. Dane GUS zawarte w dokumencie „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021” zapisano, że „Struktura zużycia według stosowanych nośników energii jest w znacznym stopniu determinowana przez posiadane zasoby naturalne. Zarówno w 2011 roku, jak i 2021 roku głównym źródłem energii pierwotnej pozostawały paliwa kopalne.

¹⁶ Źródło: Rynek elektryczny, <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/>

¹⁷ Ibidem, s. 11.

W przypadku stałych paliw kopalnych (głównie węgla kamiennego oraz brunatnego) zaobserwowano spadek udziału w zużyciu finalnym z 20,3% w 2011 r. do 13,0% w 2021 r., co związane jest z rozwojem OZE.

W latach 2011-2021 wzrósł udział transportu w finalnym zużyciu energii, natomiast w przypadku: gospodarstw domowych, usług, rolnictwa oraz przemysłu zaobserwowano spadek. Udział transportu wzrósł z 26,9% do 31,3%, co było największą zmianą w omawianym okresie. Udział gospodarstw domowych zmniejszył się z 31,1% do 29,4%, rolnictwa z 5,7% do 5,0%, a usług z 13,0% do 11,3%. Najmniejszy spadek o 0,1 p. proc. miał miejsce w przypadku przemysłu¹⁸

Szacunkowe dane według GUS z 2018 - 36 % energii elektrycznej zużywa przemysł, 18 % gospodarstwa domowe, 5 % górnictwo, 3 % transport, 1 % rolnictwo, a 28 % pozostałe sektory – zwłaszcza, najbardziej dziś dotknięte, usługi. To dane brutto, w które wliczone jest także zużycie własne energetyki i ciepłownictwa, wynoszące aż 9 % całego krajowego zużycia¹⁹. Natomiast w 2022 roku zużycie energii elektrycznej wyniosło 163,5 TWh, co oznacza spadek w stosunku do 2021 r. o 0,3%. Największe zużycie energii elektrycznej wystąpiło w województwie mazowieckim (16,9% zużycia w kraju) i w województwie śląskim (16,0%), a najmniejsze w województwach podlaskim, warmińsko-mazurskim i lubuskim. Zużycie energii elektrycznej wzrosło we wszystkich województwach w stosunku do roku 2010. Największe zużycie energii elektrycznej na 1 mieszkańca wystąpiło w województwach: opolskim (6290,1 kWh), śląskim (6012,9 kWh) oraz łódzkim (5365,0 kWh), zaś najmniejsze w podkarpackim (2684,9 kWh), warmińsko-mazurskim (2705,3 kWh) oraz lubelskim (2899,0 kWh)²⁰.

Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych produkcja energii elektrycznej w lutym 2024 r. wyniosła 13 797 GWh, czyli mniej o 0,47% w porównaniu do lutego ub.r. Zużycie krajowe było wyższe niż rok wcześniej i wyniosło 14 345 GWh (+2,1% rdr.). Największy udział w produkcji energii elektrycznej w lutym 2024 r. miały elektrownie zawodowe. Dominował węgiel kamienny (43,26%) i węgiel brunatny (19,77%). Jeśli chodzi o zieloną energetykę, to farmy wiatrowe miały 19,55% wkładu w produkcję energii, a inne OZE 3,96%²¹.

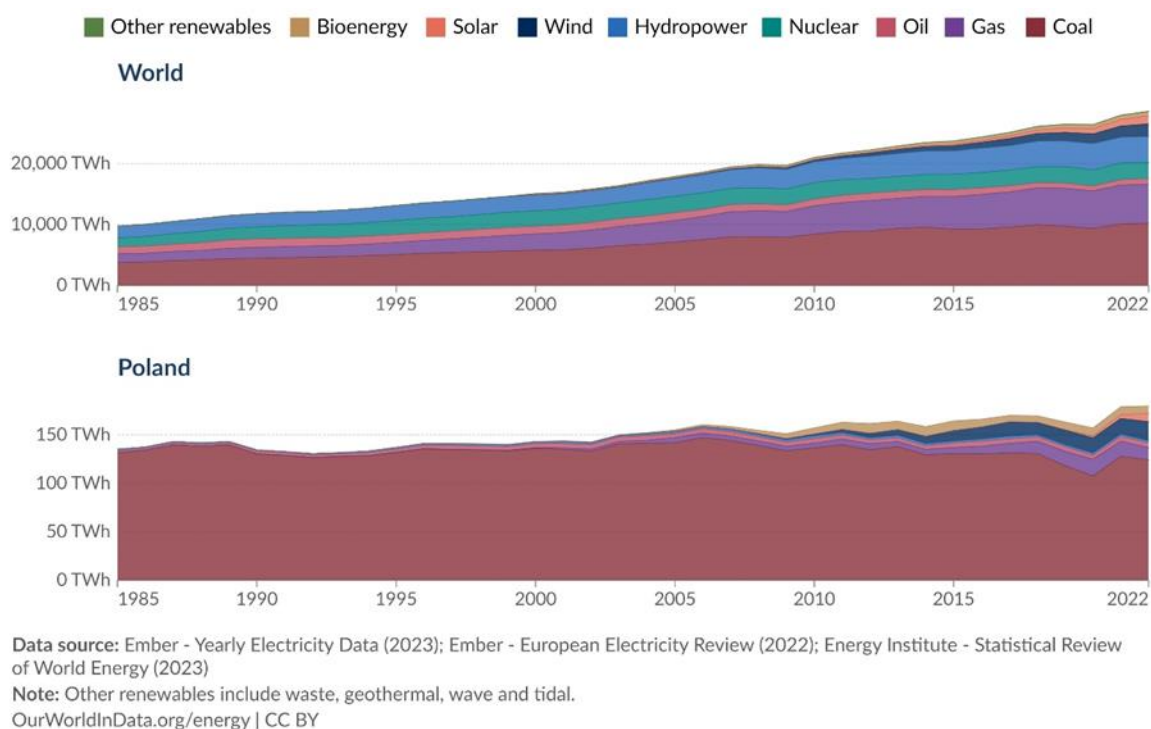
¹⁸ Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021, Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021. Urząd Statystyczny w Rzeszowie, Warszawa-Rzeszów 2023, s. 14.

¹⁹ <https://wysokienapiecie.pl/27993-siada-gospodarka-spada-zuzycie-pradu-gdzie-najbardziej/>

²⁰ Zużycie paliw i nośników energii w 2022 roku. Analizy statystyczne GUS, Warszawa-Raszyn 2023, s. 9.

²¹ <https://www.pse.pl/home>

Wykres 2. Produkcja energii ze względu na źródło (mierzonej w TWh (terawatogodzina))



Produkcja energii elektrycznej w Polsce nie jest korzystna patrząc na trendy światowe, a przynajmniej europejskie – zbyt duży udział w produkcji energii elektrycznej mają elektrownie zawodowe (to instalacje, w których wytwarzana jest energia elektryczna w sposób przemysłowy) napędzane węglem kamiennym i brunatnym. Prognozy wykorzystania OZE w produkcji energii elektrycznej przewidywany jest dynamiczny wzrost liczby morskich farm wiatrowych. Szacuje się, że pierwsze farmy zostaną uruchomione w 2025 roku. Dynamiczny rozwój OZE nie wyrówna braków w dostawach energii elektrycznej. Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) w Polsce, którego łączna moc zainstalowana przekroczyła 41 GW, jest w ponad 60% oparty na elektrowniach opalanych węglem. W najbliższych latach wycofane zostaną z eksploatacji najstarsze bloki energetyczne. Według scenariusza skumulowanych wycofań istniejących jednostek wytwórczych przedstawionego przez operatora sieci przesyłowej do 2035 r. niezbędne będzie wyłączenie ponad 20 GW źródeł wytwórczych. Wynika to z ich wieku i poziomu wyeksploatowania, a także z planowanego wdrożenia konkluzji wprowadzających nowe standardy emisyjne BAT.

W tym miejscu należy zaznaczyć, iż naszym kraju coraz częściej dochodzi do wymuszonego wyłączania elektrowni słonecznych przez operatorów sieci. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) tylko 7 kwietnia musiały znacząco ograniczyć pracę farm fotowoltaicznych z powodu nadmiernej generacji i potrzeby przywrócenia rezerw mocy zarządzając rekordową w historii redukcję generacji ze źródeł PV, sięgającą w szczycie ponad 4 GW. Biorąc pod uwagę, że (według danych Agencji Rynku Energii) na koniec

stycznia 2024 r. całkowita zainstalowana moc wszystkich systemów PV w Polsce wynosiła 17,07 GW, wyłączono sporą część działających w naszym kraju elektrowni słonecznych²². Operator stosuje takie działania w sytuacji, gdy wyczerpie inne sposoby zbilansowania KSE bez redukcji generacji, a pozbycie się jej nadwyżek, np. sprzedaż energii za granicę, nie ma ekonomicznego uzasadnienia. Przewiduje się, iż takie blackouty paneli słonecznych będą w naszym kraju coraz powszechniejsze, zwłaszcza iż ilość dni słonecznych wzrasta z każdym rokiem. Kosztami wyłączenia są obciążeni operatorzy sieci (na mocy rozporządzeń unijnych), zmuszeni wypłacać rekompensaty właścicielom farm PV, a w konsekwencji ten koszt przenosi się na ostatecznego klienta, czyli konsumentów energii elektrycznej. Do zaburzeń poziomu zasobów energii energetycznej w naszym kraju dokłada się wzrastający sektor elektrowni wiatrowych. Na koniec stycznia 2024 r. moc zainstalowana farm wiatrowych wyniosła 9,4 GW i w porównaniu ze styczniem 2023 r. wielkość ta wzrosła o 12,9%. Tymczasem fotowoltaika wzrosła o 36,2%.

Energetyka wiatrowa w Polsce rozwija się dynamicznie, z rosnącym udziałem zarówno farm lądowych, jak i morskich w krajowym miksie energetycznym. Polska planuje znacząco zwiększyć udział energetyki wiatrowej w najbliższych latach, zwłaszcza poprzez rozwój morskich farm wiatrowych (offshore). Rząd przewiduje, że do 2030 roku moc zainstalowana offshore osiągnie 11 GW, a w dłuższej perspektywie, do 2040 roku, może wzrosnąć nawet do 28 GW. Realizacja tych planów jest wspierana przez liczne inwestycje i współpracę z międzynarodowymi partnerami, mając na celu zmniejszenie zależności od paliw kopalnych i zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii. Rozwiązaniem, które pozwoli ustabilizować KSE jest energia z elektrowni atomowych.

NIEZALEŻNOŚĆ POLSKIEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO

W 2022 r. odnotowano piąty najniższy poziom rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym – 1,4 GW. Jest to również najniższa wartość od 7 lat. Moc osiągalna w systemie wzrosła do 60 GW w grudniu 2022 r., a średniorocznie wyniosła 57,4 GW. Średnio 52% mocy osiągalnej stanowiły ubytki – 13,5% to niezdolne do pracy JWCD, pozostałe 38,5% to niedyspozycyjne nJWCD (wielkość Jednostki Wytwórczej Centralnego Dysponowania) oraz niepracujące OZE. Ważnym elementem systemu zapewnienia dostaw energii elektrycznej, szczególnie związanej z małymi elektrowniami wiatrowymi i fotowoltaiką będą wydajne magazyny energii elektrycznej.

²² <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse>

Polska od wielu lat importuje energię elektryczną z Niemiec, północy (Szwecja, Litwa) i Ukrainy, natomiast eksportuje na południe – do Czech i Słowacji. Największą średnioroczną moc wymiany transgranicznej obserwowano z Niemiec (923 MW) do Czech (995 MW). Połączeniami stałoprądowymi (ze Szwecją i Litwą) od lat importowanych jest średnio 400–600 MW. Średnioroczny eksport wyniósł w 2022 r. 105 MW. Najwyższy w ostatnich latach średni import energii był obserwowany w 2020 r. i wyniósł 1 466 MW. To wartość równoważna pracy ok. 1,5 najnowszego bloku w Kozienicach.

Największe zużycie energii elektrycznej notowane jest w regionach z dużym nasyceniem przemysłu. Obszary te są wysokozurbanizowane – są to przede wszystkim: województwo mazowieckie (16,9%) i województwo śląskie (16,0%), a najmniejsze zużycie energii notowane jest w województwach podlaskim, warmińsko-mazurskim i lubuskim.

STRATY, REZERWY MOCY, MAGAZYNOWANIE W POLSCE

Energetyka jest strategiczną i krytyczną gałęzią gospodarki narodowej, a przemysł paliwowo-energetyczny zajmuje się gromadzeniem, wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii. W Polsce ten sektor jest dobrze rozwinięty, a jego potencjał i znaczenie można ocenić na podstawie produkcji energii na mieszkańca, która jest używana jako jeden z mierników rozwoju gospodarczego kraju.

Ustawa o Prawie energetycznym definiuje zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które może powstać w szczególności w następnym:

- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego;
- katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897);
- wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym;
- strajku lub niepokoju społecznych;
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4, pkt 9 lub braku możliwości ich wykorzystania.

Aby zapobiegać przerwom w dostawie surowców, w tym także energii, nasze państwo utrzymuje miesięczne zapasy surowców energetycznych. Gromadzone są one, oprócz magazynów naziemnych, także w magazynach podziemnych. Przeznacza się na nie stare złoża lub wyrobiska w kopalniach soli. Na magazyny podziemne gazu przeznaczono złoża

Bonikowo (328,63 mln m³), Brzeźnica (45,59 mln m³), Daszewo (27,72 mln m³), Husów (372,88 mln m³), Strachocina (121,50 mln m³), Swarzów (28,80 mln m³) i Wierzchowice (5728,12 mln m³). Łączne zasoby gazu w poduszkach buforowych wynoszą 6,65 mld m³²³.

Do magazynowania ropy naftowej również wykorzystuje się złoża soli. Polska posiada trzy kawernowe podziemne magazyny, podziemne magazyny gazu ziemnego Mogilno II i Kosakowo oraz podziemny magazyn ropy naftowej i paliw płynnych Góra²⁴.

W 2022 r. odnotowano piąty najniższy poziom rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym – 1,4 GW. Jest to najniższa wartość od 7 lat. Moc osiągalna w systemie wzrosła do 60 GW w grudniu 2022 r., a średniorocznie wyniosła 57,4 GW. Średnio 52% mocy osiągalnej stanowiły ubytki – 13,5% to niezdolne do pracy JWCD, pozostałe 38,5% to niedyspozycyjne nJWCD (wielkość Jednostki Wytwórczej Centralnego Dysponowania) oraz niepracujące OZE.

Ważnym elementem systemu zapewnienia dostaw energii elektrycznej, szczególnie związanej z małymi elektrowniami wiatrowymi i fotowoltaiką będzie wydajne magazynowanie energii elektrycznej.

IMPORT I EKSPORT ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

W 2022 r. import energii elektrycznej wyniósł 15,24 TWh, natomiast eksport 16,92 TWh. Saldo wymiany z zagranicą wyniosło -1,68 TWh²⁵. Polska od wielu lat importuje energię elektryczną z Niemiec, północy (Szwecja, Litwa) i Ukrainy, natomiast eksportuje na południe – do Czech i Słowacji. Największą średnioroczną moc wymiany transgranicznej obserwowano z Niemiec (923 MW) do Czech (995 MW). Połączeniami stałoprądowymi (ze Szwecją i Litwą) od lat importowanych jest średnio 400–600 MW. Średnioroczny eksport wyniósł w 2022 r. 105 MW. Najwyższy w ostatnich latach średni import energii był obserwowany w 2020 r. i wyniósł 1 466 MW. To wartość równoważna pracy ok. 1,5 najnowszego bloku w Kozienicach.

W tym miejscu należy zaznaczyć iż według danych GUS oraz założeń wg. scenariusza 3. do prekonsultacji KPEiK/PEP40, zakładającej analizę sektora energetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę, Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz raportu finansowego PSE 2022, **w 2022 roku**

²³ Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce..., s. 13

²⁴ Ibidem, s. 14.

²⁵ <https://www.forum-energii.eu/rocznik-dane-o-energetyce>

Polska wydała tyle na import energii, co kosztowałaby nas transformacja na następne sześć lat.

STRUKTURA ZUŻYCIA ENERGII I JEJ ZRÓŻNICOWANIE REGIONALNE

Największe zużycie energii elektrycznej notowane jest w regionach z dużym nasyceniem przemysłu. Obszary te są wysokozurbanizowane. Są to przede wszystkim: województwa mazowieckie (16,9%) i w województwo śląskie (16,0%), a najmniejsze w województwach podlaskim, warmińsko-mazurskim i lubuskim.

UZALEŻNIENIE IMPORTOWE POLSKI

Brak jest pełnych danych z lat 2022-2024 obrazujących uzależnienie importowe Polski. Wskaźniki z roku 2021 pokazują pewną tendencję w strukturze importu. Na przestrzeni lat 2012–2021 wzrosło o 12% (495 PJ) całkowite krajowe zużycie energii przy zmniejszeniu się krajowej podaży energii pierwotnej o 14% (-410 PJ). Obserwujemy spadek wydobycia surowców energetycznych i w dalszym ciągu powolny rozwój OZE. **Oznacza to rosnącą zależność polskiej gospodarki od importu energii zza granicy.**

Uzależnienie importowe jest definiowane jako stosunek energii importowanej do końcowego zużycia. Uzależnienie importowe obserwowane jest w przypadku ropy naftowej wynosi 96–97% zużywanego w Polsce surowca. W 2022 r. szacunkowe uzależnienie importowe w przypadku gazu ziemnego wyniosło 78% i pomimo wahań w poszczególnych latach wzrosło ono w ciągu 10 lat o 8%. Uzależnienie importowe w przypadku węgla kamiennego w 2022 r. wyniosło 19% (szacunek Forum Energii). Oznacza to niewielki spadek względem 2021 r. jednak w ciągu 10 lat wzrosło ono znacząco. Łączne uzależnienie polskiej gospodarki od importu energii wyniosło 43% w 2021 r. i wzrosło w stosunku do 2013 r. o 10%²⁶.

Udział ropy naftowej pochodzącej z Rosji w przerobie polskich rafinerii wyniósł 2% w 2023 roku, wynika z raportu rocznego Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego. Udział rosyjskiego oleju napędowego w całkowitym imporcie tego paliwa stanowił natomiast 4%. Tak niskie wartości wynikają z wprowadzonego w grudniu 2022 r. przez Unię Europejską embarga na dostawy ropy naftowej drogą morską, wprowadzonego 5 lutego 2023 r. embarga na dostawy paliw z Federacji Rosyjskiej oraz wstrzymania rurociągowych dostaw ropy naftowej do Polski w końcu lutego 2023 r. Ropę z kierunku wschodniego zastąpiły dostawy z Arabii Saudyjskiej (45,2%), Norwegii (35,2%), USA (5,3%) i Nigerii (5%).

²⁶ Transformacja energetyczna w Polsce Edycja 2023, www.forum-energii.eu, s. 14.

Uzupełniając kupowano też surowiec z takich krajów jak Azerbejdżan (0,4%), Wielka Brytania (2,4%) czy Gujana (1%).

Wprowadzone restrykcje na zakup oleju napędowego w Rosji spowodowały, że ten kierunek po 5 lutego 2023 r. został wyeliminowany z zakupów, a jego miejsce zajęły nabycia w Niemczech (18%), Szwecji (12%), Niderlandach (11%) czy tak odległych krajach jak Arabia Saudyjska (5%), Indie (3%) i Kuwejt (4%). Olej napędowy kupowano tradycyjnie w dużo większej liczbie krajów niż benzyny.

Głównym kierunkiem zaopatrzenia w benzyny były Niemcy i Litwa. Znaczne ilości sprowadzono też z Czech i z Niderlandów. Uzupełnieniem były zakupy na Słowacji i Węgrzech. Import z innych państw pokrył około 2% dostaw. Na znaczeniu zyskały nabycia w Niemczech, na Litwie i w Czechach – kosztem głównie Niderlandów i Słowacji²⁷.

W tym miejscu należy zaznaczyć, iż w 2022 r. wartość importu surowców energetycznych w Polsce wyniosła 193 mld zł, co oznacza wzrost o 117% (104 mld zł) względem 2021 roku. Prawie połowę tej kwoty (ok. 48%) stanowił import gazu ziemnego, a 38% to koszty zakupu ropy naftowej. Koszt importu węgla stanowił 13% wydatków na import surowców.

SIECI PRZESYŁOWE

Inwestycje w sieci przesyłowe związane są zarówno z ekspiacją linii przesyłowych jak i zmianami wśród dostawców energii elektrycznej. W dokumencie „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034” przygotowanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne zwrócono uwagę, że Polskę czekają inwestycje w sieci przesyłowe, by jak najlepiej wykorzystywać m.in. rosnący udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w miksie wytwórczym. W planach operatora są: wybudowanie 4850 km torów nowych linii 400 kV (linie najwyższego napięcia), postawienie 28 nowych stacji i modernizację 110 istniejących, a także budowa linii stałoprądowej do 2034 roku. Łącznie inwestycje to koszt rzędu ok. 64 mld zł. Przygotowując modernizację sieci przesyłowych brać należy pod uwagę Pakiet „Fit for 55”, w aspekcie wpływu na Krajowe Sieci Energetyczne, wprowadza m.in. zaostrenie zasad unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS - European Union Emissions Trading System), ustanowienie odrębnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego oraz dodanie mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla (CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism).

²⁷ Przemysł i handel naftowy 2023. Raport roczny. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, Warszawa 2024, s. 25.

Zakłada się wzrost liczby morskich farm wiatrowych, lądowych farm wiatrowych, udział fotowoltaiki. Należy zakładać, że dla nowych źródeł, w kolejnych latach należy się spodziewać dalszego wzrostu wolumenu mocy zainstalowanej w tych technologiach.

Planowane wyłączenia z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych na paliwa kopalne podawane są w formie wariantowej, stąd różnice w prognozowanej rentowności po 1 lipca 2025 r., czyli terminie, od którego zgodnie z obowiązującymi przepisami jednostki oddane do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r., które emitują więcej niż 550 g CO₂ na kWh nie będą mogły uzyskiwać przychodów w ramach mechanizmu rynku mocy. Może to skutkować trwałym wyłączeniem poszczególnych jednostek w stosunku do technicznej możliwości ich dalszej eksploatacji. Część z nich może zostać modernizowana – nie mniej należy brać pod uwagę wyłączenia starych jednostek wytwórczych. Brak jest pewności co do planowanie sieci przesyłowej w horyzoncie długoterminowym jest uzależnione od założeń co do przyszłego otoczenia systemu elektroenergetycznego, w tym przede wszystkim globalnych wielkości i rozkładów geograficznych zapotrzebowania na energię i moc oraz dostarczania mocy przez konkretne zasoby wytwórcze. Nie można z dużym prawdopodobieństwem określić np. jak będzie wzrastało zapotrzebowanie na samochody elektryczne, czy też jaki będzie wpływ warunków meteorologicznych.

Na tą sytuację będą miały wpływ nowe elektrownie gazowe lokalizowane w Polsce. Ponadto w ramach strategicznych inwestycji przewidziano – budowę (lub przebudowę) 83 obiektów 400 i 220 kV, w tym linii koniecznych do przyłączenia elektrowni jądrowej, połączenia międzysystemowego Polska – Litwa HVDC P-L (tzw. Harmony Link), budowy linii Kozienice – Miłosna oraz Kozienice – Siedlce/Ojrzanów.

TECHNOLOGIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych produkcja energii elektrycznej w sierpniu 2024 r. wyniosła o 4,71% więcej w porównaniu do sierpnia 2023 r. (13 408 GWh) przy zbliżonej wartości zużycia krajowego (13 354 GWh).

Wytwarzania elektroenergetyki w Polsce mogą zapewnić:

- węgiel kamienny i brunatny,
- gaz ziemny, w ograniczonym zakresie,
- energia biomasy, po odpowiednim rozwoju rynku tego paliwa w Polsce,
- energia wiatru,
- energia słoneczna,
- energia wody, w małym zakresie,

- energia jądrowa, pod warunkiem zapewnienia niezakłóconych czynnikami politycznymi, dostaw tego paliwa do elektrowni przez cały okres ich eksploatacji.

Na problem bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki nakłada się jednak problem wpływu energetyki na zmiany klimatu oraz zagadnienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych polskiej elektroenergetyki, w tym związanych ze stanem rozwoju miejskich i przemysłowych systemów ciepłowniczych w Polsce, założono, że rozwój źródeł wytwórczych w Krajowego Systemu Energetycznego powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

- elektrowni systemowych,
- elektrociepłowni średniej i dużej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych oraz zakładach przemysłowych,
- elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych).

W grupie elektrowni systemowych do analizy stosuje się następujące technologie wytwarzania energii elektrycznej:

- blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem brunatnym,
- blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym,
- blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym,
- blok jądrowy z reaktorem PWR trzeciej generacji.

Natomiast w grupie elektrociepłowni dużej i średniej mocy do analizy wybrano następujące technologie:

- ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym,
- ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym,
- ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym,
- ciepłowniczy blok parowy średniej mocy na parametry podkrytyczne opalany węglem kamiennym,
- ciepłowniczy blok parowy średniej mocy na parametry podkrytyczne opalany biomasa,

- ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

W grupie elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych) do analizy wybrano następujące technologie:

- elektrownię wiatrową,
- elektrownię wodną małej mocy,
- elektrownię fotowoltaiczną,
- ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym,
- ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracujący w obiegu prostym opalany gazem ziemnym,
- ciepłowniczy blok ORC (Organic Rankine Cycle) opalany biomasą,
- ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą,
- ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii chemicznej biomasy,
- ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy²⁸.

W przypadku technologii Polska korzysta z potencjału własnego jak i licencji zagranicznych.

W dalszym ciągu rośnie moc zainstalowana energii prosumenckiej, ale rośnie również ilość odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, według URE, większość była spowodowana brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci i w 2023 roku sięgnęła ona 7448 odmownych decyzji przy mocy produkcyjnej ze źródeł fotowoltaicznych sięgających 83 612,41 MW²⁹. W 2022 r. za 68% przyrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice odpowiadają prosumeci (1,2 mln instalacji).

²⁸ B. Zaporowski, *Technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki*

²⁹ Dane URE.

2. WSPÓŁCZESNE ZAGROŻENIA W OBSZARZE ENERGETYKI

Poza problemami z dostawami surowców, technologiami, a także zagrożeniami związanymi np. z terroryzmem bezpieczeństwo energetyczne Polski związane jest nowymi czynnikami. Cyfryzacja energetyki może powodować pewne zagrożenia w obszarze infrastruktury energetycznej. Wdrażanie nowych technologii informacyjno-komunikacyjnych sprawia, że sieć energetyczna staje się podatna na szereg zagrożeń cyfrowych takich jak np. szpiegostwo, sabotaż czy nawet kradzież energii. Aby przeciwdziałać tym zagrożeniom, stosuje się rozwiązania technologiczne oparte o blockchain oraz AI.

System elektroenergetyczny, a w szczególności jego część, jaką stanowią sieci elektroenergetyczne, jest narażony na oddziaływanie czynników meteorologicznych. Czynniki meteorologiczne, takie jak: wiatr, temperatura, opad śniegu, szadź, gołoledź powodują przerwy w przesyle energii elektrycznej poprzez uszkodzenia sieci oraz infrastruktury towarzyszącej. Czynniki wpływające na lokalizację OZE to nasłonecznienie czy też siła wiatru. Ponadto pozostaje obawa braku zapewnienia realizacji przyłączania OZE na dowolnym, wnioskowanym przez inwestorów poziomie, w szczególności w przypadku dalszego dynamicznego wzrostu mocy prosumentów, jak i źródeł na każdym z poziomów napięć.

Bezpieczeństwo energetyczne posiada wymiar zewnętrzny (geopolityczny) i wewnętrzny. Wymiar zewnętrzny uwzględnia czynniki takie jak geopolityka i dostęp do paliw pierwotnych, które jest silnie związane z odpornością na zmiany w polityce klimatycznej. Nieprzewidywalne wyczerpywanie się zasobów jest uzależnione natomiast od bezpieczeństwa i adekwatności infrastruktury międzynarodowej. Wymiar wewnętrzny to przede wszystkim zdolność do produkcji energii i wykorzystanie krajowej infrastruktury do transportu energii. Aby zapewnić stabilność cen, niezbędnej dla bezpieczeństwa kraju, musimy posiadać możliwości jej regulacji, a do tego konieczna jest niezawodność operacyjna źródeł wytwórczych. Wszystko to przekłada się na stabilizację systemu poprzez adekwatność rynku energii poprzez wykorzystanie różnych źródeł energii.

Zagrożenie geopolityczne odnosi się zwykle do nośników energii pierwotnej (ropa, gaz, węgiel, uran lub źródła odnawialne) ponieważ ich rozmieszczenie jest uzależnione od geologii oraz klimatu. Zatem produkcja i konsumpcja energii są często fizycznie odseparowane i odbywają się w państwach i regionach o odmiennej historii, kulturze i systemach wartości.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga opracowania odpowiednich strategii, które dzieli się na długofalowe i krótkofalowe. Krótkoterminowe strategie, według Z. Ciomera i M. Lasonia, obejmują: gromadzenie zapasów energii, ograniczanie popytu

oraz przestawienie się na inne surowce, jak węgiel. Dodatkowo, można doraźnie kupować surowce z nowych źródeł. Długoterminowe strategie mają na celu zapobieganie kryzysom związanym z zaopatrzeniem, bazując na analizie potrzeb i możliwości oraz uwzględniając czynniki ekonomiczne i polityczne³⁰.

Wspomniani autorzy wskazują, że długofalowe strategie mają na celu przede wszystkim:

- wprowadzenie oszczędności energetycznych;
- wprowadzenie maksymalnie zdywersyfikowanej wystarczalności energetycznej wewnątrz kraju, aby uniknąć jednostronnej zależności od importu surowców energetycznych;
- podnoszenie krajowej wysokości produkcji nośników energii poprzez zwiększenie eksploatacji jej zasobów itp. zabiegi;
- dywersyfikacja importu energii oraz rozwój innych nośników energii, w tym szczególnie odnawialnych;
- zabieganie o dobre stosunki polityczne z państwami które są producentami nośników energetycznych oraz z krajami kontrolującymi ich tranzyt³¹.

ZASTOSOWANIE WĘGLA KAMIENNEGO W POLSKICH REALIACH

Węgiel kamienny ma kluczowe znaczenie w polskiej transformacji energetycznej, mimo że proces ten zmierza w kierunku ograniczenia jego wykorzystania. Obecnie węgiel kamienny stanowi około 47% polskiego miks energetycznego, co wskazuje na silne uzależnienie kraju od tego surowca. Jego wygaszanie wiąże się z wieloma wyzwaniami, ale także z koniecznością wypełnienia tzw. luki węglowej, która mogłaby powstać w wyniku zamykania elektrowni węglowych.

Luka węglowa to sytuacja, w której zapotrzebowanie na energię elektryczną przekracza zdolność systemu energetycznego do jej produkcji, zwłaszcza gdy węgiel jest stopniowo wycofywany. Bez odpowiednich alternatywnych źródeł energii, takich jak odnawialne źródła energii (OZE) czy energia jądrowa, Polska może stanąć w obliczu poważnych kryzysów energetycznych. **Transformacja sektora energetycznego** ma na celu zwiększenie efektywności energetycznej i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. W kontekście polityki klimatycznej Unii Europejskiej, Polska zobowiązała się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, co wymaga od niej radykalnych zmian w miksie

³⁰ E. Ciomer, M. Lasoń, Podstawowe pojęcia i zakres międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego, [w:] Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI w., E. Ciomer (red.), Kraków 2008, s. 26.

³¹ Ibidem, s. 27

energetycznym. Zgodnie z Krajowym Planem na Rzecz Energii i Klimatu, do 2040 roku dominować mają źródła zeroemisyjne, co oznacza znaczne ograniczenie roli węgla.

Jednakże, w krótkim okresie, węgiel kamienny pozostaje ważnym elementem systemu energetycznego, stanowiąc podstawowe źródło stabilnej mocy wytwórczej. Wzrost cen uprawnień do emisji CO² oraz problemy finansowe sektora górniczego pokazują, że ekonomiczne aspekty korzystania z węgla stają się coraz mniej opłacalne. Przemiany te stawiają przed Polską wyzwanie skutecznego zrównoważenia procesu transformacji energetycznej z bieżącymi potrzebami energetycznymi.

W kontekście przyszłości, kluczowe będzie rozwijanie alternatywnych źródeł energii, takich jak farmy wiatrowe, elektrownie jądrowe czy gaz ziemny, aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na energię. Przykłady takie jak planowana budowa pierwszej elektrowni jądrowej oraz rozwój OZE wskazują, że Polska podejmuje kroki w kierunku zmiany struktury energetycznej, jednak wymaga to czasu oraz znacznych inwestycji. W związku z powyższym, węgiel kamienny wciąż odgrywa centralną rolę w polskiej transformacji energetycznej, będąc zarówno źródłem wyzwań, jak i motywacją do poszukiwania nowych, zrównoważonych rozwiązań energetycznych. Przyszłość sektora energetycznego w Polsce zależy od umiejętności zarządzania tym przejściem oraz skutecznego wypełnienia luki węglowej.

Węgiel kamienny wykorzystywany jest głównie do produkcji energii elektrycznej i ciepła w energetyce, a także jako opał w gospodarstwach domowych i lokalnych kotłowniach. Stanowi niezbędny surowiec wykorzystywany w procesach chemicznych: wytłewania, uwodorniania i zgazowania węgla, w wyniku których otrzymuje się różnego rodzaju paliwa oraz produkty dla innych dziedzin przemysłu chemicznego (m.in. koks, gazy opałowe, paliwa silnikowe, benzol, smoła węglowa i inne). Duże ilości węgla są zużywane w przemyśle metalurgicznym do opalania pieców hutniczych³². Polityka klimatyczna UE chcąc doprowadzić do redukcji gazów cieplarnianych bez wątpienia przyczyni się do zmniejszenia udziału węgla w miksie energetycznym. Niemniej jednak struktura produkcji energetycznej w Polsce nawet przy pełnej realizacji planowanych zmian w energetyce, które mają zakończyć się w roku 2040 zmniejszeniem udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 20%. Nadal istotna pozostanie struktura dostawa węgla. Pozostanie nadal ważne pytanie czy węgiel w 2040 roku będzie pochodził ze złóż własnych, czy z importu. Jeżeli z importu jakie państwa będą nam go dostarczać, a także czy zachowywać polskie rezerwy węgla - to znaczy nie wygaszać zupełnie przemysłu wydobywczego niezależnie od

³² W.Bielecki, J. Erbel J, Ł. Komuda Ł., M. Szczerba, J. Zygmuntowski, *Spółdzielcza Transformacja. Operacjonalizacja sprawiedliwej transformacji dla regionów węglowych w Polsce. Raport*, Warszawa 2022; Transformacja sektora węglowego w Polsce, Radom 2023.

kosztochłonności pozyskiwania węgla. W pierwszym półroczu 2022 roku krajowe wydobyte węgla kamiennego energetycznego wyniosło ok. 21,5 mln ton, z czego ok. 18,7 mln ton stanowiły miały i inne sortymenty m.in. na potrzeby elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni, natomiast ok. 2,8 mln ton stanowiły sortymenty grube i średnie na potrzeby odbiorców indywidualnych, w tym gospodarstw domowych. W pierwszych 8 miesiącach 2022 roku import węgla kamiennego energetycznego wyniósł ok. 9,5 mln ton. Spółki Skarbu Państwa zaimportowały w lipcu i sierpniu łącznie ok. 1,7 mln ton. Główne kierunki importowe to Kolumbia, RPA, Indonezja i Australia³³.

Analiza potencjału opłacalności i dostępności węgla energetycznego w Polsce ujawnia istotne kwestie ekonomiczne. Inwestycje w odnawialne źródła energii (OZE) przynoszą około 150% zwrotu dla gospodarki, podczas gdy zyski z energetyki konwencjonalnej są niższe od kosztów. Wzrost produkcji z nieodnawialnych źródeł wpływa negatywnie na PKB, w przeciwieństwie do OZE, które mogą je zwiększać. Koszt wydobywania węgla kamiennego w Polsce wzrósł znacznie w ostatnich latach, co stawia sektor górniczy w trudnej sytuacji finansowej.

Polskie górnictwo cechuje się niską produktywnością w porównaniu do innych krajów, co stanowi dodatkowe wyzwanie. Koszty uprawnień do emisji CO² również rosną, obciążając finansowo spółki energetyczne. Polska rozwija sektor OZE od 2005 roku, wprowadzając różnorodne instrumenty wsparcia, co przyczyniło się do wzrostu udziału OZE w miksie energetycznym. W latach 2010-2020 znacznie wzrosła produkcja energii z gazu ziemnego. Pandemia COVID-19 wpłynęła na zużycie energii, stabilizując produkcję z OZE, podczas gdy produkcja energii konwencjonalnej spadła.

PROBLEMATYKA UBÓSTWA ENERGETYCZNEGO

Ubóstwo energetyczne, zdefiniowane w rozporządzeniu dotyczącym Społecznego Funduszu Klimatycznego i dyrektywie o efektywności energetycznej, oznacza brak dostępu do podstawowych usług energetycznych, takich jak ogrzewanie, ciepła woda, czy oświetlenie, co jest spowodowane czynnikami jak niskie dochody i wysokie wydatki na energię. W dyrektywie (UE) 2019/944 pojawia się pojęcie „odbiorców wrażliwych” związane z ubóstwem energetycznym, a państwa członkowskie są zobowiązane do oceny liczby gospodarstw domowych dotkniętych tym problemem. Ubóstwo energetyczne było także jednym z zagadnień w pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” i wymaga

³³ Transformacja sektora węglowego w Polsce. Raport 2023, pod red. Piotr Kryjom, Warszawa 2023, s. 32.

uwzględnienia w krajowych planach energetycznych. Komisja Europejska opracowała wytyczne dotyczące pomiaru ubóstwa energetycznego, definiując je jako brak dostępu do podstawowych usług energetycznych³⁴.

Siódmy Cel Zrównoważonego Rozwoju ONZ (Sustainable Development Goal 7 (SDG7)) zakłada osiągnięcie powszechnego dostępu do wystarczającej, niezawodnej, przystępnej cenowo i zrównoważonej energii do 2030 r. W dalszym ciągu na całym świecie 759 milionów ludzi nie ma dostępu do energii elektrycznej, a niemal 2,8 miliarda nadal polega na tradycyjnych paliwach. W Europie dziesiątki milionów ludzi codziennie walczy o zaspokojenie swoich domowych potrzeb energetycznych, zarówno w celach ogrzewania, jak i chłodzenia oraz możliwości terminowego opłacania rachunków za energię³⁵. Zalecenie Komisji Europejskiej z 2020 r. w sprawie ubóstwa energetycznego zawiera również zestaw sugerowanych wskaźników. Chociaż większość z nich opiera się na danych Eurostatu, jednak nie wszystkie są corocznie aktualizowane.

Polski Instytut Ekonomiczny zaprezentował dane, z których wynika, że od 16 do 30 proc. gospodarstw domowych doświadczało w 2022 r. ubóstwa opałowego, gdy wydatki na energię konsumowały znaczną część dochodów. Od 8 do 12 proc. polskich gospodarstw domowych borykało się z ubóstwem strukturalnym, czyli względnym zubożeniem spowodowanym stosunkowo wysokimi rachunkami energetycznymi w porównaniu z dochodami. Ubóstwo komunalne, gdy gospodarstwo domowe nie może zaspokoić potrzeb energetycznych przez brak dostępu do odpowiedniej infrastruktury, dotyczyło w 2022 r. od 3 do 5 proc. gospodarstw domowych. Od 13 do 16 proc. gospodarstw mierzyło się z ukrytym ubóstwem energetycznym, które polega na skrajnym ograniczeniu własnej konsumpcji energii z powodów finansowych³⁶.

Ubóstwo energetyczne gospodarstw domowych wynikające z cen energii i niskich dochodów w gospodarstwach domowych jest duże. Według analiz Polskiego Instytutu Ekonomicznego w 2022 roku wynosiło:

- ubóstwo opałowe (dochodowe): 16-30 proc. gospodarstw domowych;
- ubóstwo strukturalne: 8-12 proc. gospodarstw domowych;
- ubóstwo komunalne: 3-5 proc. gospodarstw domowych;
- ukryte ubóstwo energetyczne: 13-16 proc. gospodarstw domowych³⁷.

³⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 012/27/UE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L094>

³⁵ Moving forward on the right to energy in the EU. Engagement Toolkit, European Energy Poverty Agenda Co-Creation and Knowledge Innovation (ENGAGER 2017-2021).

³⁶ Cztery oblicza ubóstwa energetycznego Polskie gospodarstwa domowe w czasie kryzysu 2021-2023, Warszawa 2023.

³⁷ Ibidem, s. 4.

Poza tym sieci przesyłowe wpływają na ograniczenie czasowych dostaw energii elektrycznej z różnych powodów:

- modernizacja sieci;
- uszkodzenia sieci;
- przeciążenie sieci.

Osiągnięcie „sprawiedliwej, czystej transformacji energetycznej” jest celem Europejskiego Zielonego Ładu (European Green Deal – EGD), który dąży do neutralności węglowej do 2050 roku. EGD wspiera kraje z największymi wyzwaniami restrukturyzacyjnymi i podkreśla prawo do energii jako podstawowej usługi, co obliuguje państwa do zapewnienia równego dostępu do usług energetycznych. Z uwagi na ubóstwo energetyczne dotyczące 50-80 milionów obywateli UE, państwa członkowskie muszą opracować krajowe definicje tego zjawiska oraz strategie przeciwdziałania. Kwestie te dotyczą dostępu do energii, zaspokajania codziennych potrzeb oraz minimalnych poziomów usług, aby zminimalizować ryzyko odłączenia. Dodatkowo konieczne jest zapewnienie energooszczędnych mieszkań i eliminacja dyskryminacyjnych praktyk rozliczeniowych.

Utrzymanie demokracji energetycznej jest kluczowe, obejmując prawo do udziału w decyzjach dotyczących energii, dostęp do informacji oraz wymiaru sprawiedliwości. Prawo do energii powinno zapewniać minimalne dostawy, zgodne z zasadami zrównoważonego rozwoju oraz przystępność cenową. Zróżnicowane czynniki, takie jak warunki fizyczne, różnice społeczno-ekonomiczne i kontekst lokalny, wpływają na dostępność energii. WHO definiuje komfort termiczny oraz wytyczne dotyczące jakości powietrza. Problemy ubóstwa energetycznego wynikają z wysokich cen energii, niskich dochodów i złej efektywności energetycznej. Wskazano na potrzebę wprowadzenia regulacji chroniących wrażliwych konsumentów oraz wspierania efektywności energetycznej w gospodarstwach o niskich dochodach. Konieczne jest także przekształcenie polityki energetycznej, aby uwzględniała innowacyjne mechanizmy partycypacyjne oraz różnice regionalne i społeczne, co jest szczególnie ważne w kontekście dekarbonizacji.

SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA Z PERSPEKTYWY ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU I SEKTORA FINANSOWEGO

Debata publiczna często koncentruje się na tradycyjnych funkcjach sektora finansowego, pomijając jego rolę w zrównoważonym rozwoju i transformacji energetycznej. Według założeń Zielonego Ładu, to międzynarodowy sektor bankowy mogą wspierać tę transformację, wycofując finansowanie konwencjonalnych elektrowni i inwestując w odnawialne źródła energii oraz efektywność energetyczną. Wyzwaniem pozostają wysokie koszty transformacji, które mogą prowadzić do wzrostu cen energii, wpływając negatywnie na gospodarstwa domowe, zwłaszcza te dotknięte ubóstwem energetycznym. Obecne

systemy wsparcia koncentrują się na dotacjach, zamiast na długofalowych rozwiązaniach, takich jak poprawa efektywności energetycznej.

Banki tylko w Polsce planują zainwestować miliardy złotych w projekty związane z odnawialnymi źródłami energii i poprawą efektywności energetycznej w latach 2024-2030. Poprzez skierowanie środków na termomodernizację, mogą przyczynić się do zmniejszenia ubóstwa energetycznego, a także obniżenia cen energii w zrównoważonym systemie.

Jednym z rozwiązań może być zwiększenie efektywności energetycznej budynków, które odpowiadają za znaczną część zużycia energii i emisji gazów cieplarnianych. W Polsce większość budynków mieszkalnych została wzniesiona przed 2000 rokiem, co sprawia, że mają one słabą charakterystykę energetyczną. Oczekiwane jest wprowadzenie systemowych rozwiązań, które zwiększą efektywność energetyczną, co przyczyni się nie tylko do zmniejszenia ubóstwa energetycznego, ale także do realizacji celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

Aby zwiększyć efektywność energetyczną budynków, należy przede wszystkim zredukować straty ciepła poprzez termomodernizację oraz odpowiedni dobór odnawialnych źródeł energii. To podejście pozwala na znaczne obniżenie kosztów eksploatacji, co ma pozytywny wpływ na domowy budżet i odnosi się do różnych form ubóstwa energetycznego. Badania z kampanii „Szóste Paliwo” wykazały, że termomodernizacja może zmniejszyć zapotrzebowanie na energię grzewczą o ponad 60%. Długoterminowa Strategia Renowacji Budynków przewiduje modernizację 2,4 mln budynków do 2030 roku, jednak brak jest narzędzi do monitorowania tego procesu. Termomodernizacja jest kluczowa dla poprawy jakości życia i redukcji smogu, ale często wymaga wsparcia finansowego, szczególnie dla uboższych warstw społecznych. W Polsce istnieje wiele inicjatyw i programów, które oferują wsparcie finansowe na modernizację budynków, takie jak „Czyste Powietrze” czy „Ciepłe Mieszkanie 2023”. Programy te pomimo pozytywnych założeń nie stawiają efektywności energetycznej budynku i zmniejszenia strat energii jako priorytetu. Jest to niewątpliwie krok konieczny w celu redukcji zjawiska ubóstwa energetycznego i jego negatywnych skutków.

Raport Międzyrządowego Zespołu ds. Zmiany Klimatu³⁸ z marca 2023 r. wskazuje, że obecne polityki redukcji emisji są niewystarczające i prowadzą do ocieplenia o około 3°C, co będzie miało katastrofalne skutki. Mimo dostępnych rozwiązań, takich jak zwiększenie efektywności energetycznej i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, postępy są zbyt

³⁸ Tzw. Sixth Assessment Report łączący wyniki sześciu raportów publikowanych przez IPCC w latach 2018-2022.

wolne. Wydatki na doraźne dopłaty do energii w Europie znacznie przewyższają budżety na długoterminowe modernizacje, co osłabia możliwość trwałej zmiany.

Efektywność energetyczna, uznawana za "pierwsze paliwo" czystej energii, jest kluczowa dla redukcji emisji i obniżenia rachunków za energię. W szczególności sektor budowlany, który zużywa 40% energii w UE, powinien być priorytetem. Poprawa efektywności energetycznej jest tańsza niż produkcja energii z paliw kopalnych i odnawialnych. To największy pojedynczy środek pozwalający znacząco zmniejszyć zapotrzebowanie na energię w scenariuszu zerowej emisji netto do roku 2050 wraz z działaniami elektryfikacji, zmiany zachowań, digitalizacji i efektywności materiałowej³⁹. Raport Buildings Performance Institute Europe (BPIE) wskazuje, iż renowacja domów mieszkalnych przy zastosowaniu odpowiedniej izolacji spowodowałaby zmniejszenie o 44% ilości gazu ziemnego zużywanego do ogrzewania.

Polska emituje najwięcej gazów cieplarnianych w stosunku do PKB w UE, co wskazuje na potrzebę pilnych działań na rzecz transformacji energetycznej. Warto skoncentrować się na redukcji zużycia energii, wykorzystaniu ciepła odpadowego i przejściu na źródła zeroemisyjne. W Polsce kluczowym elementem transformacji energetycznej jest efektywność energetyczna, szczególnie w sektorze budowlanym, który zużywa dużą ilość energii. Wysoka liczba domów o niskim standardzie energetycznym przyczynia się do problemów z smogiem i ubóstwem energetycznym, co jest związane ze zmianami klimatu. Kompleksowa modernizacja budynków mogłaby znacząco poprawić jakość powietrza oraz obniżyć koszty utrzymania, co przyniosłoby korzyści zdrowotne i społeczne.

Reformy UE, takie jak pakiet „Fit for 55” oraz strategia „Fala renowacji”, mają na celu podwojenie tempa renowacji budynków, co może przyczynić się do znacznego zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Do 2030 r. planuje się renowację 35 mln budynków w UE, co umożliwi spełnienie celów klimatycznych Unii. Wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej jest więc niezbędne dla skutecznej transformacji energetycznej w Polsce.

³⁹ Energy Efficiency, <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency>

3. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE A ROZWÓJ ENERGETYKI JĄDROWEJ

W 2019 roku Unia Europejska przyjęła strategię Europejskiego Zielonego Ładu, mającą na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz oddzielenie wzrostu gospodarczego od zużycia zasobów naturalnych. W ramach tej strategii wprowadzono cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku, co jest częścią inicjatywy „Fit for 55”. Pakiet legislacyjny dostarcza wytycznych dla państw członkowskich, w tym mechanizmy dostosowywania cen na granicach oraz nowelizację systemu EU ETS. Szczególne znaczenie ma również Dyrektywa RED II, która zakłada, że udział energii odnawialnej w miksie energetycznym powinien wynosić minimum 32% do 2030 roku, a nowelizacja RED III podnosi ten cel do 42,5%. Sektor budowlany powinien osiągnąć co najmniej 49% udziału OZE w zużyciu energii, a sektor transportu ma mieć dwie ścieżki do redukcji emisji gazów.

Pełna transformacja energetyczna w Polsce wymaga nie tylko dekarbonizacji sektora energetycznego, ale także zmiany podejścia społecznego i profesjonalnego do neutralności klimatycznej. Strategiczne dokumenty, takie jak Cele Zrównoważonego Rozwoju ONZ i Paryskie Porozumienie, wyznaczają kierunki działań. Wzrost świadomości w zakresie efektywności energetycznej jest ważny, jednak wyniki badań pokazują, że wielu studentów nie zna założeń tych celów ani nie rozumie swojego wpływu na środowisko.

Edukacja architektoniczna w Polsce jest na niskim poziomie w zakresie zmian klimatu, co może wynikać z braku zharmonizowanych norm i ogólnych standardów nauczania. Obecne przepisy dotyczące kształcenia architektów są zbyt liberalne, co uniemożliwia głębszą integrację celów klimatycznych w programach nauczania. Aby osiągnąć cele neutralności klimatycznej, niezbędna jest transformacja systemu edukacyjnego, co stanowi warunek sukcesu w zmianach w sektorze energetycznym i budowlanym.

Polska musi przyspieszyć swoją transformację energetyczną z powodów klimatycznych i gospodarczych, gdyż obecne niedostatki środowiskowe wpływają na koszty i konkurencyjność. Emisje gazów cieplarnianych w Polsce są o 1/3 wyższe niż średnia UE, a kraj wciąż opiera się na paliwach kopalnych, mając jedynie 10% udziału OZE w miksie energetycznym. Ponad 90% budynków w Polsce jest nieefektywnych energetycznie, co skutkuje marnotrawstwem energii i wzrastającym ubóstwem energetycznym.

Transformacja energetyczna powinna być dwutorowa: optymalizacja zużycia energii oraz zmiana źródeł jej pochodzenia. Konieczne są szybkie działania systemowe i regulacyjne, a także wsparcie ze strony biznesu. Proste inwestycje, takie jak wymiana oświetlenia na LED, mogą przynieść znaczące oszczędności energii i redukcję emisji.

Globalne ocieplenie prowadzi do ekstremalnych zjawisk pogodowych, jak upały czy powodzie, głównie z powodu emisji gazów cieplarnianych, szczególnie dwutlenku węgla. Aby zmniejszyć te emisje, zwiększa się produkcję energii ze źródeł odnawialnych, takich jak energia słoneczna i wiatrowa. Stabilizacja systemu energetycznego wymaga magazynowania energii, co można osiągnąć za pomocą akumulatorów elektrochemicznych. Jednak instalacje fotowoltaiczne niosą ze sobą ryzyko pożaru, szczególnie na dachach budynków. Analizy wykazały, że znaczący odsetek pożarów jest związany z instalacjami fotowoltaicznymi, co stanowi wyzwanie dla branży ubezpieczeniowej. Zagrożenia związane z tymi instalacjami obejmują powstawanie łuków elektrycznych, które mogą prowadzić do pożarów. Aby minimalizować ryzyko, ważne są odpowiednie standardy instalacji, użycie wysokiej jakości materiałów oraz regularne konserwacje. Rekomendowane są również systemy wykrywania i wygaszania łuków elektrycznych. W kontekście stabilizacji systemu energetycznego, ważne jest wykorzystanie baterii litowo-jonowych, które, mimo że mogą być niebezpieczne, są kluczowe dla efektywnego zarządzania energią.

Zgodnie ze scenariuszem nr 3 do prekonsultacji aktualizacji KPEiK (Krajowy plan na rzecz energii i klimatu) oraz PEP2024 produkcja energii w roku 2030 ma wynieść 199,9 TWh, natomiast w roku 2040 – 243,6 TWh. Procentowy rozkład udziału poszczególnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej przedstawiono w Tabeli 4.

Tabela 4. Procentowy udział poszczególnych źródeł wytwórczych w wytwarzaniu energii elektrycznej w roku 2030 oraz 2040.

Źródło wytwórcze energii elektrycznej	2030		2040	
	TWh	% miks	TWh	% miks
Energetyka węglowa (węgiel kamienny i brunatny)	69,4	34,7	20	8,2
Elektrownie wiatrowe na lądzie on shore	34,4	17,2	34,1	14,0
Elektrociepłownie gazowe	29,4	14,7	36	14,8
Fotowoltaika	25,1	12,6	29	11,9
Elektrownie wiatrowe na morzu off shore	21,6	10,8	43,7	17,9
Biomasa i biogaz	10,1	5,1	14,3	5,9
Elektrownie wodne	2	1,0	2,5	1,0
Duża energetyka jądrowa	0,0	0,0	39,6	16,3
Małe elektrownie jądrowe SMR	1	0,5	15,4	6,3

Źródło: Dane z Scenariusza 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040.

Dane wyraźnie wskazują na powstającą lukę po zaprzestaniu produkcji energii z węgla i jej głównym zamienniku w postaci energetyki jądrowej i wiatrowej na morzu. Zakłada się, że w 2040 r. polski system energetyczny będzie się opierać głównie na źródłach zeroemisyjnych: odnawialnych źródłach energii (OZE) w 50,8% i energii jądrowej w 22,6%.

Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r. Polska zamierza ograniczyć wykorzystanie jednostek węglowych na rzecz technologii o niskim lub zerowym poziomie emisji. Dodatkowo trwają prace nad realizacją pierwszej elektrowni jądrowej w kraju o mocy 3 750 MWe, planowanej do oddania do eksploatacji w 2033 r. Kolejne bloki mają być uruchamiane co 2-3 lata, osiągając łączną moc 6-9 GW.

W dążeniu do większej dywersyfikacji źródeł energii elektrycznej Polska planuje również zwiększenie roli gazu ziemnego (zwłaszcza w kogeneracji) oraz rozwój energetyki wiatrowej morskiej. Pomimo działań na rzecz efektywności energetycznej przewiduje się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, głównie z powodu rosnącej popularności samochodów elektrycznych i pomp ciepła. Planowany jest wzrost mocy szczytowej z 24,5 GW do 31,3 GW oraz produkcji energii ze 160 do 204 TWh netto do 2040 roku.

Zgodnie z dokumentami strategicznymi dla polskiej energetyki, z PEP2040 na czele, zmiany miks energetycznego kraju i odejście od węgla energetycznego realizowane będą przez:

- budowę nowych źródeł OZE,
- rozwój magazynów energii, koniecznych do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej,
- budowę elektrowni jądrowych,
- wykorzystanie wodoru jako paliwa (po opracowaniu technologii i upowszechnieniu infrastruktury produkcji, magazynowania i transportu),
- nowe wytwórcze źródła gazowe z uwzględnieniem ich przejścia na biometan.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej elektrownie jądrowe znacznie poprawią jego stan. Budowa i eksploatacja EJ przyczyni się do dywersyfikacji. Źródeł wytwarzania energii elektrycznej, a w szerszym ujęciu do dywersyfikacji bazy paliwowej elektroenergetyki i sektora energii w ogóle (poprzez wprowadzenie paliwa jądrowego⁴⁰). Przewiduje się, że udział EJ w miksie energetycznym ok. 2045 r. będzie wynosił ok. 20%, natomiast udział w podstawie obciążenia systemu będzie znacząco większy.

Energetyka jądrowa mimo sprzeciwu części radykalnych organizacji ekologicznych groźna ze względu na możliwości skażenia radiologicznego groźnego dla ludzi i przyrody. W UE są państwa, które uważają, że należy odejść także od energii jądrowej. Polska bez udziału w miksie energetycznym energii jądrowej, przy założeniu redukcji udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

Podmiotem odpowiedzialnym za przygotowanie procesu inwestycyjnego oraz pełniącym rolę inwestora są Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o. o. (PEJ). Zgodnie z komunikatem wydanym przez PEJ 22 grudnia 2021 r. preferowaną lokalizacją pierwszej polskiej elektrowni jądrowej jest **Lubiatowo-Kopalino w gminie Choczewo**. Dana lokalizacja została wybrana w wyniku szczegółowych badań środowiskowych i lokalizacyjnych. W lokalizacji tej uruchomione zostaną maksymalnie trzy bloki elektrowni jądrowej w następujących latach: **2033, 2035 i 2037**. Zaproponowane lokalizacje polskich elektrowni jądrowych przedstawiono na Rysunku 1.

⁴⁰ Na ten temat w dalszej części raportu.

Rysunek 1. Mapa z zaznaczonymi propozycjami potencjalnych lokalizacji polskich elektrowni jądrowych⁴¹.



System ma być zdywersyfikowany a także przyjezdny środowisku. Przede wszystkim chodzi o 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.

Energia atomowa to brak bezpośredniej emisji 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).

⁴¹ Program polskiej energetyki jądrowej, 2020

Zakłada się, że w 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok jądrowy o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – **cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 r.** Terminy wynikają z przewidywanych ubytków mocy w KSE, co związane jest także ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Elektrownie jądrowe zapewniają stabilność wytwarzania energii. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają wysokie standardy bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni jądrowej oraz składowania odpadów. Zakłada się, że znaczna część programu jądrowego może być zrealizowana przy udziale polskich przedsiębiorstw. Wdrożenie energetyki jądrowej wymaga wcześniejszych zmian prawnych, usprawniających realizację programu, a także zakończenia prac nad modelem finansowania.

Wybrana zostanie także technologia oraz generalny wykonawca budowy. Prowadzone będą również działania mające na celu zapewnienie odpowiedniego zaplecza kadrowego – zarówno dla budowy elektrowni i jej właściwego funkcjonowania, jak i dozoru jądrowego. Istnieje także potencjał wykorzystania reaktorów wysokotemperaturowych (ang. HTR, high temperature reactor), które nie stanowiąc alternatywy dla wielkoskalowych lekkowodnych bloków jądrowych, w przyszłości mogłyby być wykorzystywane głównie jako źródło ciepła technologicznego dla przemysłu⁴².

Polska chce mieć 6-9 GW energetyki jądrowej w 2043 roku z pierwszym reaktorem w 2033 roku. Technologia wybrana do budowy reaktorów w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino to AP1000 z firmy amerykańskiej Westinghouse⁴³.

Dotychczasowe scenariusze zakładały poszerzenie o projekt prywatny ZE PAK, Polskiej Grupy Energetycznej oraz KHNP z Korei Południowej oraz małe reaktory jądrowe analizowane przez firmy jak KGHM czy PKN Orlen, mogłyby zapewnić około 17,4 GW z energetyki jądrowej do 2045 roku, czyli ponad 20 procent miksu energetycznego⁴⁴.

W chwili obecnej (stan na wrzesień 2024) Orlen Synthos Green Energy złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej planowanej małej elektrowni jądrowej. Reaktor dostarczony przez amerykańsko-japoński koncern GE Hitachi ma stanąć w Stawach Monowskich koło Oświęcimia. To pierwszy taki wniosek w polskiej energetyce, lecz nie jedyny.

Zmieni się także zapotrzebowanie na sieci przesyłowe energii elektrycznej EJ. Budowa elektrowni jądrowej w tej lokalizacji wymusi zmiany w PRSP uwzględniające inwestycje

⁴² *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Streszczenie*, s. 15.

⁴³ Wokół projektów jądrowych Westinghouse to dużej mierze inwestycje przerwane, odwołane lub znacznie przekraczające pierwotne budżety. Te fakty nie napawają takim optymizmem.

⁴⁴ *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Streszczenie*, s. 15.

sieciowe, których realizacja wymagana jest do przyłączenia tej elektrowni i wyprowadzenia jej mocy. Realizacja tych inwestycji obejmuje trzy fazy:

- Faza 1 (zasilanie placu budowy), w tym budowa nowej stacji z rozdzielnią na obszarze Pomorza Gdańskiego i połączenie jej linią 110 kV ze stacją Żarnowiec.
- Faza 2 (przyłączenie jednego lub dwóch bloków elektrowni jądrowej), w tym budowa rozdzielni w nowej stacji, stanowiącej miejsce przyłączenia bloków. Budowa nowej stacji na zachód od Trójmiasta, do której wprowadzone zostaną dwie nowe dwutorowe linie 400 kV oraz nowej dwutorowej linii 400 kV od nacięcia istniejącej linii 400 kV Grudziądz Węgrowo – Jasiniec.
- Faza 3 (układ docelowy) obejmuje budowę nowej stacji 400 kV w rejonie Konina.

Realizacja powyższych inwestycji umożliwi wyprowadzenie pełnej, planowanej mocy z elektrowni jądrowej⁴⁵.

MAŁE REAKTORY MODUŁOWE NA TLE INNYCH ELEKTROWNI ATOMOWYCH

SMR to małe (o mocy od 5 do 300 MW, podczas gdy większość współczesnych reaktorów ma moc ok. 1000 MW), odpowiednio szybsze i tańsze w budowie jednostki, które mogą produkować energię elektryczną i ciepłą. Są przystosowywane do tego, by zastąpić konwencjonalne elektrownie i elektrociepłownie, a tym samym stanowić wsparcie dla przemysłu i systemów energetycznych z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii (OZE).

Obecnie w UE realizowanych jest kilka projektów SMR, z czego większość ma charakter badawczy. Najważniejszym jest NUWARD, realizowany przez państwową francuską spółkę EDF i podmioty zagraniczne. Zakłada się, że budowa ma zakończyć się przed 2030 r. EDF ponadto opracowuje międzynarodową strategię wdrożeniową (wstępne rozmowy prowadzone są z inwestorami z Czech, Finlandii, Polski, Szwecji czy Włoch). Projekty SMR prowadzone są jeszcze w Danii, Belgii, Szwecji, Finlandii. Obecnie trudno przewidywać ukończenie w UE komercyjnych inwestycji przed 2033 r., bez dodatkowego finansowego i regulacyjnego zaangażowania państw członkowskich. Dlatego większość zainteresowanych zakłada pierwsze inwestycje z wykorzystaniem technologii amerykańskich jako najbardziej zaawansowanych technologicznie. W Polsce ważnym graczem na rynku jest brytyjski Rolls-Royce. Istotne jest, że eksperci wskazują jednak też na wady technologii SMR. Pierwszą i najważniejszą jest wczesna faza rozwoju.

⁴⁵ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 Dokument główny Listopad 2022 r., s. 101.

Ostateczne koszty budowy elektrowni jądrowej są nadal nieznane. Do tej pory ujawniono jedynie propozycje złożone przez francuską firmę EDF dla polskiego rządu. W pierwszym wariantcie, EDF zaproponowała budowę sześciu reaktorów o łącznej mocy 9,9 GW za 48,5 miliarda EUR (około 225 miliardów PLN). W mniej ambitnym wariantcie przewidziano cztery reaktory o mocy 6,6 GW za 33 miliardy EUR (około 153 miliardy PLN).

Brak jest informacji na temat ofert od Westinghouse i KHNP, ale można je oszacować na podstawie danych historycznych. Dla reaktorów AP1000 średnia cena ofertowa (przy sześciu reaktorach o mocy 6,7 GW) wyniosła 31,3 miliarda USD (132 miliardy PLN), natomiast dla APR1400 (sześć reaktorów, 8,4 GW) wyniosła 26,7 miliarda USD (112 miliardów PLN). To jednak tylko deklarowana cena; w praktyce rzeczywiste koszty budowy są zazwyczaj wyższe.

Na podstawie oszacowań z danych historycznych oraz aktualnych postępów w inwestycjach, końcowe koszty budowy reaktorów EPR mogą wynieść od 330 do 480 miliardów PLN. Dla porównania, szacunkowy koszt elektrowni z reaktorami AP1000 to 246 miliardów PLN, a dla APR1400 – 131 miliardów PLN.

Warto podkreślić, że inwestycje w omawiane technologie, zwłaszcza nowoczesne reaktory EPR, to tzw. FOAK (First of a Kind), co oznacza, że są to pierwsze projekty, które napotykają na największe trudności związane z wdrażaniem nowych technologii. Istnieje nadzieja, że przyszłe inwestycje będą miały mniejsze opóźnienia i w konsekwencji niższe dodatkowe koszty.

Niższe średnie koszty budowy koreańskich reaktorów mogą wynikać z faktu, że większość z nich była realizowana w Korei, co obniżało wydatki związane z logistyką. Na przykład, koszt budowy czterech reaktorów APR1400 w Zjednoczonych Emiratach Arabskich wyniósł około 25 miliardów USD (przy mocy 5,4 GW), co w przeliczeniu na polską moc 8,4 GW dawałoby około 39 miliardów USD (164 miliardy PLN). Reaktor oferowany przez Koreańczyków będzie modyfikacją APR-1400, z wprowadzonymi zmianami w systemie awaryjnego chłodzenia, które zwiększają bezpieczeństwo, ale mogą również podnieść koszty inwestycji.

Mimo wysokich historycznych kosztów budowy pierwszych reaktorów generacji III+, technologia ta wchodzi w nowy etap dojrzałości. Można się spodziewać, że koszty i opóźnienia będą wyższe niż w ofertach, ale nie tak wysokie jak w przypadku pierwszych inwestycji. W związku z tym, szacowany średni koszt budowy dwóch elektrowni jądrowych w Polsce wynosi 184 miliardy PLN, obliczony na podstawie ofert i finalnych cen trzech najbardziej prawdopodobnych scenariuszy (6 reaktorów AP1000, 6 reaktorów APR1400 i 4 reaktory EPR).

Dla porównania, średni koszt budowy nowych elektrowni jądrowych na świecie (do 2017 r.), niezależnie od rodzaju reaktora, wyniósł od 3600 do 7200 EUR za kWe. Po uwzględnieniu inflacji do 2021 r. i przeliczeniu na hipotetyczne elektrownie o łącznej mocy 7,5 GW, koszt ten mieści się w przedziale od 132 do 265 miliardów EUR, ze średnią wynoszącą 199 miliardów EUR.

Biorąc pod uwagę kwestie ekonomiczne, coraz większe znaczenie zyskują Małe Reaktory Jądrowe, nie tylko ze względu na wymagania, ale również modułowość ich konstrukcji, co według założeń przełoży się na znaczące obniżenie kosztów.

REGULACJE PRAWNE

Polskę czekają zmiany w systemie elektroenergetycznym. Strategicznymi dokumentami określającymi kierunki zmian w systemie są:

- Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030;
- Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.;
- Program polskiej energetyki jądrowej;
- Polski system wodorowy do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.;
- Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.

Rozwój elektrowni jądrowych w Polsce reguluje Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe, która zapewnia bezpieczeństwo jądrowe i ochronę radiologiczną. Postanowienia ustawy dotyczą zezwoleń na działalność z promieniowaniem, obowiązków kierowników jednostek oraz uprawnień Prezesa PAA do nadzoru i oceny sytuacji radiacyjnej. Uzupełniają ją akty wykonawcze, w tym rozporządzenia dotyczące bezpieczeństwa jądrowego, analiz przed budową obiektów jądrowych oraz ochrony fizycznej materiałów jądrowych. Międzynarodowe regulacje obejmują konwencje dotyczące bezpieczeństwa i nierozprzestrzeniania broni jądrowej, oraz dyrektywy unijne dotyczące bezpieczeństwa jądrowego i zarządzania odpadami promieniotwórczymi, takie jak:

- Dyrektywa Rady 2009/7/Euratom z dnia 25 czerwca 2009 r. ustanawiająca wspólnotowe ramy bezpieczeństwa jądrowego obiektów jądrowych;
- Dyrektywa Rady 2011/70/Euratom z dnia 19 lipca 2011 r. ustanawiająca ramy wspólnotowe w zakresie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi;
- Dyrektywa Rady 2013/59/Euratom z dnia 5 grudnia 2013 r. ustanawiająca podstawowe normy bezpieczeństwa w celu ochrony przed zagrożeniami wynikającymi z narażenia na działanie promieniowania jonizującego.

W Polsce o Inwestor musi zgodnie z regulacjami spełniać i przestrzegać wiele szczegółowych zapisów wynikających z ustawy o atomie a także prawa międzynarodowego.

W przyszłości w Polsce mają powstać nowe reaktory. Rozmieszczenie reaktorów zależne jest od kilku czynników, takich jak:

- czynniki środowiskowe – w tym rozpoznanie,
- budowy geologicznej podłoża,
- gęstość zaludnienia i zagospodarowanie terenu,
- warunki meteorologiczne i hydrologiczne, w tym wystarczalność zasobów wodnych w celach chłodzenia, ograniczenia budowy i eksploatacji elektrowni ze względu na warunki otoczenia, w tym wymagania prawne z zakresu ochrony środowiska,
- czynniki technologiczne – w tym możliwość wyprowadzenia mocy z elektrowni oraz integracja z systemem elektroenergetycznym, dostęp do szlaków komunikacyjnych (uwzględniono transport drogowy, kolejowy, morski i lotniczy),
- czynniki ekonomiczne – w tym deficyt mocy wytwórczych w danym regionie, możliwość wypełnienia luk po zamykanych kompleksach górniczo-energetycznych,
- czynniki społeczne – lokalna akceptacja dla budowy elektrowni jądrowej⁴⁶.

ROZWÓJ SMR

W konstrukcjach SMR obecnie dominują cztery zasadnicze typy reaktorów:

- lekkowodne (PWR, BWR);
- prędkie chłodzone sodem, ołowiem lub eutektyką ołowiu z bizmutem (FNR/Na, Pb, Pb-Bi);
- wysokotemperaturowe grafitowe (HTGR);
- na stopione sole (MSR).

Najbardziej zaawansowane są projekty reaktorów lekkowodnych ciśnieniowych, które wykorzystują wieloletnie doświadczenia z eksploatacji reaktorów napędowych okrętów podwodnych. Reaktory prędkie cechuje prostota konstrukcji i długi okres pomiędzy przeładunkiem paliwa. Reaktory wysokotemperaturowe i na stopione sole mogą być także wykorzystywane w kogeneracji do wytwarzania ciepła procesowego⁴⁷.

Ważnym czynnikiem ekonomicznym jest możliwość instalacji kolejnych identycznych bloków w jednej lokalizacji, co znacznie obniża obciążenie finansowe inwestycji, a także umożliwia dopasowanie do bieżącego lokalnego popytu na energię. Jest to idealne

⁴⁶ Program polskiej energetyki jądrowej, 2020, s. 15.

⁴⁷ MAŁE REAKTORY MODUŁOWE – ALTERNATYWA DLA DUŻYCH OBIEKTÓW JĄDROWYCH CZY ICH UZUPEŁNIENIE?, Materiał informacyjny opracowany przez Departament Energii Jądrowej Ministerstwa Energii Maj 2017.

rozwiązanie dla państw posiadających nieduże sieci energetyczne i niewielkie doświadczenie we wdrażaniu energetyki jądrowej. Ekonomia serii produkcyjnej pozwoli na dalszą redukcję kosztów wytwarzania, z czego chcą skorzystać producenci wysp reaktorowych tacy jak brytyjski Rolls-Royce czy GE Hitachi, którzy jeszcze kilka miesięcy temu deklarowali budowę w Polsce fabryki montażowej modułowych reaktorów jądrowych.

Obecna sytuacja polityczna i zmiany na szczęblu ministerialnym spowodowały zmiany w zakresie realizacji większości projektów SMR w Polsce.

Mniejsze wymagania w zakresie dostępu do wody chłodzącej umożliwiają rozmieszczanie obiektów blisko potencjalnego odbiorcy, nie tylko na wybrzeżu, ale także w głębi lądu, w rejonach odległych i niedostępnych do zasilania w energię lub do różnych projektów wydobywczych (kopalń, szybów gazowych i naftowych), co zachęca do budowy reaktorów SMR konsorcja z dużym zaangażowaniem prywatnych przedsiębiorców.

Zawansowane prace nad SMR prowadzone są w Argentynie, Federacja Rosyjska, USA, Kanadzie, RPA, Indie, Japonia, Kanada, Korea Płd., Francja. W Chinach działa obecnie reaktor HTR-PM o mocy 210 MW⁴⁸, w Rosji na początku 2020 roku w Rosji uruchomiono pływającą elektrownię jądrową Akademik Łomonosow zainstalowaną na barce. Zasila ona miasteczko Pevek na dalekiej północy. Elektrownia ma moc 70 MW i jest wyposażona w dwa małe reaktory PWR o nazwie KLT-40S, które są niemal kopią reaktorów KLT-40 wykorzystywanych od lat do napędu lodolamaczy.

Równocześnie w Kanadzie prowadzone są prace badawcze nad podobnymi rozwiązaniami dla dalekiej północy i w najbliższych latach planowana jest budowa demonstracyjnej instalacji na terenie laboratorium narodowego. Należy podkreślić, że na dalekiej północy Kanady i Rosji konkurencją dla takich elektrowni jak Akademik Łomonosow jest elektrownia wymagająca kosztownych dostaw paliwa. Wydaje się, że nikt nie oczekuje, aby dobre rozwiązania dla trudno dostępnych, izolowanych rejonów mogły sprawdzić się biznesowo w Polsce⁴⁹.

Potencjalne lokalizacje małych reaktorów jądrowych w Polsce to Poznań, Bełchatów, Grudziądz, Łódź, Kozienice, Kujawy, Łaziska, Rybnik, Pomorze, Warta oraz Połaniec. SMR mają być rozproszone, co z punktu widzenia strategicznego ma duże znaczenie.

⁴⁸ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/China-s-demonstration-HTR-PM-reaches-full-power>

⁴⁹ <https://wysokienapiecie.pl/31931-czy-male-reaktory-modularne-spowoduja-ze-energetyka-atomowa-wroci-lask/>

STAN OBECNY ROZWOJU SMR W POLSCE

W maju 2024 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska zatwierdziło plan budowy elektrowni jądrowej opartej na małym reaktorze modułowym (SMR) Rolls-Royce'a. Wniosek został złożony przez Świętokrzyską Grupę Przemysłową INDUSTRIA S.A w grudniu ubiegłego roku. Elektrownia o mocy 470 MWe - co bardzo istotne miała posiadać magazyn zużytego paliwa jądrowego. Zgodnie z procedurami prawnymi inwestycja została uznana za zgodną z polityką energetyczno-klimatyczną Polski i leżącą w interesie publicznym. Wniosek otrzymał pozytywną opinię Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz Ministra Aktywów Państwowych. Industria może więc ubiegać się o kolejne pozwolenia m.in. decyzja o lokalizacji i pozwolenia na budowę, jednak na dzień dzisiejszy projekt został wstrzymany po zmianie zarządu spółki.

Projekt budowy SMMR przez Spółkę Industria zakłada według dokumentacji wybór technologii Rolls-Royce SMR w ramach realizacji zeroemisyjnych celów energetycznych Centralnego Klastra Wodorowego. Planowana produkcja niskoemisyjnego wodoru wynosiłaby 50 000 ton rocznie. W lipcu 2023 roku Industria podpisała list intencyjny z Kostrzyńsko-Słubicką Specjalną Strefą Ekonomiczną (KSSSE) dotyczący lokalizacji elektrowni SMR na terenach KSSSE.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska wydało już wcześniej decyzje zasadnicze dla innych projektów jądrowych w Polsce. W lipcu ubiegłego roku zatwierdzono plan KGHM Polska Miedź S.A. na budowę elektrowni NuScale VOYGR o mocy 462 MWe.

W grudniu 2023 roku ministerstwo zatwierdziło plany Orlen Synthos Green Energy na budowę elektrowni z reaktorami SMR BWRX-300 w sześciu lokalizacjach, jednak projekt ten w dalszym ciągu nie pozyskał wszystkich pozytywnych wymaganych opinii.

REAKTOR BADAWCZY

W Polsce prowadzone są w Polsce jest rozwijany projekt budowy zaawansowanego reaktora czwartej generacji. Jest to także najbardziej zaawansowany projekt europejskiego zaawansowanego reaktora modularnego (AMR). Projekt reaktora przy współpracy Japonią nosi imię Pola. W Polsce działa reaktor Maria. Główną rolą reaktora jest produkcja radiofarmaceutyków – zapewnia m.in 10% światowej produkcji molibdenu-99. Narodowe Centrum Badań Jądrowych w Świerku jest liczącym się światowym producentem jodu-131.

ZASOBY PALIWA DO REAKTORÓW

Łańcuch wartości energetyki jądrowej rozpoczyna się od paliwa. Naturalnie zwraca się w tej części uwagę na dostęp do surowców, czyli złóż uranu.

Uran wydobywany jest w m.in. w Kazachstanie największym na świecie producentem i dostawcą uranu do produkcji paliwa jądrowego jest kazachska firma Kazatomprom, która utrzymuje pozycję światowego lidera w wydobyciu naturalnego uranu od 2009 roku. w 2022 roku firma odpowiadała za 23% światowej produkcji uranu.

Jako państwo cały Kazachstan odpowiada za 43% światowego wydobycia uranu, kolejne miejsca zajmują Kanada (15%), Namibia (12%), Australia (8%) i Uzbekistan (7%). Uran wydobywa się również w Rosji, Nigrze, Chinach, Indiach, RPA oraz na Ukrainie. Pewne ilości (w dziesiątkach ton) pozyskuje się również w USA, Pakistanie i Brazylii. Historycznie wydobyciem uranu zajmowały się także takie państwa jak Czechy, Rumunia, Francja, Niemcy. Dostęp tego paliwa może potencjalnie być uzależniony od polityki międzynarodowej, zawirowań geopolitycznych. Pamiętać bowiem należy, że Kazachstan może być zagrożony ze strony Federacji Rosyjskiej, chociaż teraz to państwo współpracuje z Chińską Republiką Ludową.

W Unii Europejskiej dostawy uranu są dodatkowo zabezpieczone dzięki funkcjonowaniu Agencji Dostaw Europejskiej Wspólnoty Energii Atomowej (Euratom Supply Agency). Głównym zadaniem Agencji jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw materiałów jądrowych i paliwa jądrowego wszystkim użytkownikom w UE. Agencja zaspokaja potrzeby obiektów użyteczności publicznej wytwarzających energię jądrową, reaktorów badawczych, producentów izotopów promieniotwórczych do zastosowań medycznych oraz łańcucha dostaw sektora jądrowego.

W łańcuchu dostaw do elektrowni jądrowych liczy się również proces przetwórstwa rudy oraz ostatni etap, dzięki któremu wytwarza się paliwo jądrowe, dostosowane do odpowiedniej technologii i specyficznego typu reaktora, w którym będzie wykorzystywane. Paliwo jądrowe ma formę długich prętów wypełnionych pastylkami uranowymi, które łączy się w zestawy, dostarczane kolejno do elektrowni.

Dostępność technologii produkcji paliwa jądrowego wymaga różnych technologii dla poszczególnych etapów procesu, takich jak wydobycie, przetwarzanie, konwersja, wzbogacanie i produkcja paliwa. Wydobycie uranu jest relatywnie łatwe, ale konwersja i produkcja paliwa są ograniczone do kilku krajów z powodu wysokich kosztów i opłacalności. Technologie wzbogacania uranu są objęte restrykcjami ze względu na obawy o

nierozprzestrzenianie broni nuklearnej, co sprawia, że decyzja o ich udostępnieniu zależy od państw posiadających technologie nuklearne (reaktory)⁵⁰.

Istnieje co najmniej kilka potencjalnych kierunków dostaw paliwa jądrowego, co umożliwia dywersyfikację portfela dostaw. Wśród wymienianych przez Polskie Elektrownie Jądrowe państw znajdują się m.in. Stany Zjednoczone, Kanada, Francja czy Australia. Firma Cameco, jest jednocześnie współwłaścicielem firmy Westinghouse – dostawcy wybranej technologii jądrowej dla planowanej elektrowni na Pomorzu. Aktualnie Westinghouse jest też jedynym dostawcą zestawów paliwowych dla reaktorów AP1000.

Obecnie zestawy paliwowe dla reaktorów AP1000 produkowane przez Westinghouse wytwarzane są w zakładach produkcyjnych w Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii i w Szwecji. W związku z tym kierunek geograficzny, z którego Polska będzie sprowadzać paliwo jądrowe do elektrowni na Pomorzu, najpewniej będzie ze wskazaniem na USA lub też Szwecję, gdzie działa prowadzona przez Westinghouse fabryka paliwa jądrowego w Västerås.

Jednocześnie Polskie Elektrownie Jądrowe wyraźnie zaznaczają, że „nie zakładają” dostaw surowca czy gotowych zestawów paliwowych z „politycznie niestabilnych krajów”, takich jak Rosja czy Chiny. Oznaczałoby to, że w znacznej mierze polska elektrownia będzie niezależna od nacisków politycznych pochodzących z tych krajów.

MOŻLIWOŚCI WYDOBYCIA URANU W POLSCE

Niewątpliwie posiadanie własnych złóż uranu wpłynęłoby na suwerenność w obszarze EJ. W Polsce są niewielkie złoża uranu. Krajowe zasoby złóż uranu rozmieszczone są na kilku dużych obszarach, przede wszystkim w Sudetach, Górach Świętokrzyskich, na Podlasiu i na Mazurach (w rejonie między Krynica Morską i Pasłękiem).

Świętokrzyska Grupa Przemysłowa Industria. Spółka od trzech lata szuka w Polsce uranu i odniosła sukcesy (stan na kwiecień 2024 r.) Industria jest właścicielem trzech kopalni na terenie woj. świętokrzyskiego, w których eksploatuje złoża dolomitów dewońskich, wykorzystywanych jako kruszywo oraz ekologiczne nawozy używane do odkwaszania gleb. W 2022 r. ŚGP Industria podpisała z Rolls-Royce SMR Ltd memorandum, które rozpoczęło współpracę przy wdrażaniu małych reaktorów modułowych w technologii Rolls-Royce w Polsce⁵¹.

⁵⁰ Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce, s. 12.

⁵¹<https://www.money.pl/gospodarka/odkryli-zloze-uranu-wysilki-przyniosly-rezultaty7020269199526848a.html>

ODPADY RADIOAKTYWNE

Rodzaje odpadów promieniotwórczych. Generowanie odpadów promieniotwórczych w elektrowni jądrowej (EJ) rozpoczyna się wraz z rozruchem jądrowym, tj. momentem pierwszego załadunku kaset paliwowych do reaktora. Odpady promieniotwórcze powstające z bloków jądrowych reaktora AP1000 to odpady w postaci stałej, ciekłej i gazowej. Do odpadów stałych można zaliczyć takie jak: żywice jonowymienne, elementy metalowe, suchy granulowany węgiel z filtrów, odpady prasowalne (ubrania, lignina, szmaty itp.), elementy z tworzyw sztucznych, elementy szklane, itp. Odpady promieniotwórcze gazowe zawierają promieniotwórcze izotopy wodoru, azotu oraz gazowe produkty rozszczepienia (głównie jod, gazy szlachetne oraz aerozole).

Bezpieczne postępowanie z odpadami promieniotwórczymi jest zależne od jego właściwości. Klasyfikacje odpadów promieniotwórczych można przeprowadzać uwzględniając różne cechy. Najogólniejszy podział opiera się na porządkowaniu odpadów według ich stanu skupienia, na stałe, ciekłe i gazowe. Inny wiąże się z długością okresu półrozpadu pierwiastka promieniotwórczego znajdującego się w odpadach:

- przejściowe – okres połowicznego rozpadu < 3 lata;
- krótkożyłowe – okres połowicznego rozpadu > 3 lata i < 30 lat;
- długożyłowe – okres połowicznego rozpadu > 30 lat⁵².

Odpady promieniotwórcze ciekłe to w przeważającej większości borowane chłodziwo reaktora, chłodziwo z obiegu wtórnego reaktora, woda zdemineralizowana z elementami stałymi, odpady ciekłe powstałe po dekontaminacji itp. Ciekłe odpady promieniotwórcze będą przetwarzane w miejscu ich powstawania, a w kolejnym kroku zestalane z wykorzystaniem zapraw cementowych i dopiero w takiej formie będą kierowane na składowisko odpadów promieniotwórczych. Szacuje się, że z jednego bloku AP1000 całkowita ilość odpadów promieniotwórczych stałych wytwarzanych (ale jeszcze nieprzetworzonych) będzie wynosiła ok. 195 m³, czyli z jednej elektrowni jądrowej składającej się z 3 bloków będzie to około 585 m³/rok.

Większość procesów związanych z przygotowaniem do składowania odpadów promieniotwórczych odbywa się w wyspecjalizowanych zakładach. W Polsce jest to Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych, który ma siedzibę w Świerku koło Otwocka pod Warszawą.

Transport odpadów nisko i średnio-aktywnych jest procedurą dobrze opanowaną i rutynową. Odpady zostają umieszczone w specjalnie do tego przeznaczonych, szczelnych pojemnikach, które uniemożliwiają im wydostanie się do środowiska. Te opakowania są

⁵² <https://www.gov.pl/web/polski-atom/postepowanie-z-odpadami-promieniotworczymi>

jednocześnie skuteczną barierą w razie ewentualnych wypadków. Transport odpadów promieniotwórczych nie jest uciążliwy. Ilości odpadów są niewielkie, więc ich przewóz nie powoduje nasilenia ruchu drogowego. Każdy transport odpadów promieniotwórczych do składowiska jest nadzorowany i zgłaszany do Departamentu Bezpieczeństwa Jądrowego Państwowej Agencji Atomistyki oraz innych służb odpowiedzialnych za bezpieczeństwo publiczne.

SKŁADOWISKO

W Polsce powstanie nowe składowisko odpadów promieniotwórczych, ponieważ w działającym od ponad 60 lat składowisku w Róźnie wyczerpują się, a ponadto rozwój energetyki jądrowej spowoduje znaczące zwiększenie ilości powstających w Polsce odpadów promieniotwórczych i będzie potrzebne nowe składowisko.

Warunkiem powodzenia procesu budowy NSPOP jest dialog ze społecznością lokalną w celu uzyskania jej akceptacji dla tej inwestycji. 11 sierpnia 2023 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska ogłosiło nabór dla gmin chętnych do udziału w procesie wyboru miejsca na nowe składowisko powierzchniowe odpadów promieniotwórczych nisko- i średnio-aktywnych krótko-życiowych. Nabór gmin zakończył się 30 czerwca 2024 roku.

PODSUMOWANIE

Potencjał budowy SMR w Polsce

- Polski system energetyczny jest silnie uzależniony od węgla, co stwarza problemy związane z emisjami CO₂. Istnieje rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, co wymaga dywersyfikacji źródeł energii.
- Odnawialne źródła energii (OZE) mają rosnące znaczenie, ale ich potencjał jest ograniczony przez zmienność warunków atmosferycznych. SMR stanowią obiecującą alternatywę, oferując stabilne i bezemisyjne źródło energii.
- Polska ma potencjał do rozwoju sektora SMR, dzięki doświadczeniu polskich firm w budowie elektrowni konwencjonalnych i jądrowych oraz wsparciu rządu w postaci programów finansowania i regulacji prawnych.

Korzyści z rozwoju SMR

- Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł energii.
- Możliwość wykorzystania SMR w systemie ciepłowniczym i produkcji wodoru, co przyczyni się do redukcji emisji CO₂.
- Rozwój sektora może przyczynić się do tworzenia nowych miejsc pracy oraz wzmocnienia pozycji Polski.
- SMR stanowią stabilne, bezemisyjne źródło energii, co wspiera cele polityki dekarbonizacji.

Wyzwania związane z budową SMR

- Wysokie koszty inwestycyjne oraz potrzeba wykwalifikowanych pracowników.
- Potrzeba akceptacji społecznej i zapewnienia bezpieczeństwa technologicznego.
- Duże ryzyko i podatność na zmiany polityczne.

Perspektywa rozwoju sektora energetycznego w Polsce

- Polska stawia na dywersyfikację źródeł energii i zmniejszenie zależności od węgla, a SMR mogą stać się elementem tej strategii.
- W celu zapewnienia efektywności energetycznej konieczna jest modernizacja sieci przesyłowych oraz rozwój technologii wspierających integrację OZE i SMR, w tym cyfryzacja energetyki.
- Koordynacja działań między sektorem rządowym, prywatnym i naukowym jest niezbędna do sukcesu projektów związanych z SMR.
- Potencjalne wyzwania związane z opóźnieniami na etapie projektowania i licencjonowania mogą wpłynąć na zainteresowanie tą technologią i spadek udziału SMR w polityce dekarbonizacji.

Wnioski końcowe

- Rozwój SMR w Polsce może znacząco poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez dywersyfikację źródeł energii i zmniejszenie zależności od importu surowców energetycznych.
- SMR oferują mniejsze rozmiary, krótszy czas budowy i niższe koszty w porównaniu do tradycyjnych elektrowni jądrowych, co stanowi istotny atut.
- Konieczne jest zapewnienie odpowiednich regulacji prawnych, wsparcia finansowego i współpracy między sektorem publicznym i prywatnym w celu skutecznej budowy elektrowni jądrowych.
- SMR mogą odegrać istotną rolę w przeciwdziałaniu ubóstwu energetycznemu w Polsce.





Łukasiewicz
ITECH
Instytut Innowacji
i Technologii



ul. Żelazna 87, 00-879 Warszawa



tel. 22 100 14 63



instytut@itech.lukasiewicz.gov.pl