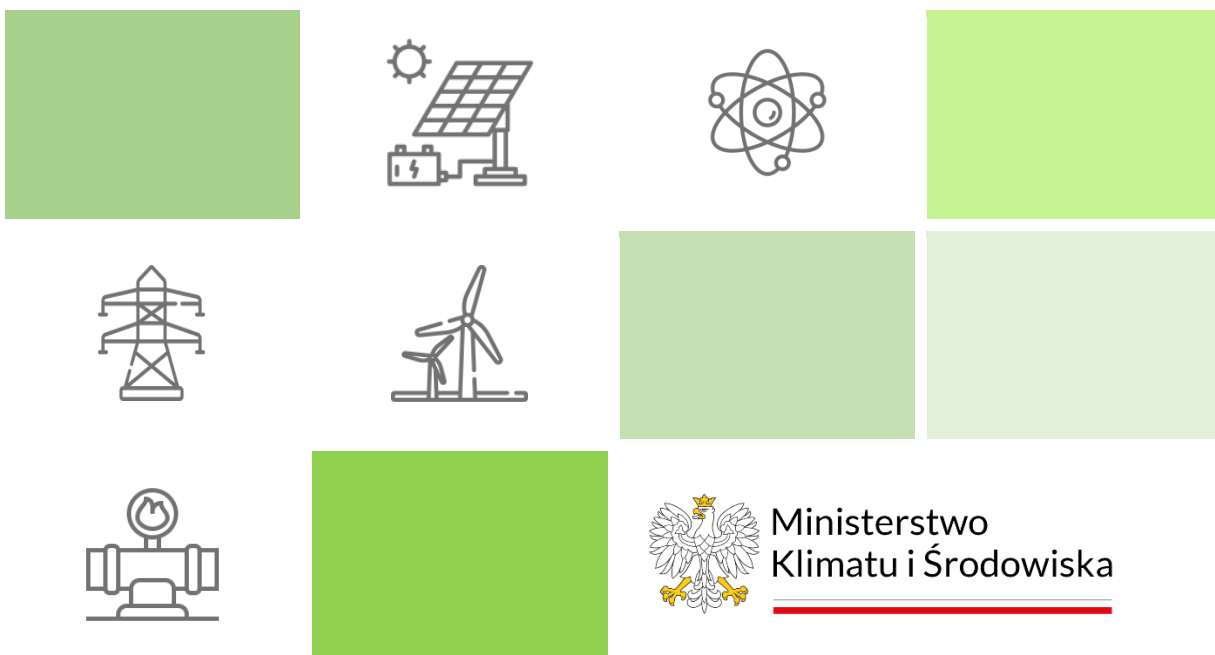


SCENARIUSZ 3.

DO PREKONSULATCJI AKTUALIZACJI KPEIK/PEP2040

Analiza dla sektora elektroenergetycznego
z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji
na Ukrainę



Warszawa, czerwiec 2023 r.

Spis treści

Wprowadzenie.....	3
Streszczenie wyników Scenariusza 3.....	5
Scenariusz 3. w liczbach	6
1. Ramy analityczne.....	7
1.1. Uwarunkowania	7
1.2. Główne założenia dotyczące mocy i technologii uwzględnionych w prognozach.....	8
1.3. Szczegółowe założenia techniczno-ekonomiczne	12
1.4. Ścieżki cen uprawnień do emisji CO ₂ , węgla kamiennego, gazu ziemnego i zapotrzebowanie na energię elektryczną.....	14
2. Prognozowana struktura mocy zainstalowanej.....	15
3. Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej netto	19
4. Prognozowany poziom emisji i emisyjności CO ₂	22
5. Prognozowane zużycie paliw w sektorze elektroenergetycznym.....	23
5.1. Prognoza zużycia węgla kamiennego i węgla brunatnego	23
5.2. Prognoza zużycia gazu ziemnego	24
6. Nakłady inwestycyjne na infrastrukturę wytwórczą.....	25
7. Nakłady na infrastrukturę sieciową	28
8. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w aktualnym modelu funkcjonowania rynku oraz potrzeby dotyczące funkcjonowania jednostek wytwórczych.....	28
9. Zagospodarowanie nadprodukcji energii z OZE	29
10. Konkluzje wynikające z przeprowadzonych analiz dla sektora elektroenergetycznego.....	30
Wykaz skrótów	33

Wprowadzenie

Od II połowy 2021 r. sektor energetyczny, a w następstwie cała krajowa gospodarka, mierzyły się m.in. z wystąpieniem wysokich cen surowców i ryzykiem zakłócenia płynności ich dostaw, co miało wpływ na ceny energii elektrycznej i ciepła, a w dalszej kolejności koszty prowadzenia działalności gospodarczej, koszty wytworzenia produktów, konkurencyjność gospodarki i obciążenia gospodarstw domowych. W wyniku inwazji Rosji na Ukrainę indeksy cen surowców istotnie wzrosły, pogłębione ograniczeniem podaży surowców w UE na skutek decyzji politycznych o wprowadzeniu kolejnych unijnych pakietów sankcyjnych i zaprzestaniu importu z Rosji. Polska natychmiast po rozpoczęciu rosyjskiej agresji na Ukrainę potępiła działania Rosji, czemu dała wyraz, m.in. wprowadzając zakaz przywozu (embargo) do Polski i tranzytu przez terytorium naszego kraju węgla kamiennego i koks z tego kierunku¹. Dzięki wcześniej prowadzonym działaniom związanym z dywersyfikacją kierunków dostaw, rozbudową infrastruktury przesyłowej i magazynowej, Polska była także przygotowana na wstrzymanie dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej z Rosji, wobec czego nie zostały istotnie zakłócone dostawy tych paliw i wytwarzanej z nich energii do odbiorców.

W kontekście przywołanych powyżej uwarunkowań fundamentalne znaczenie miały działania na rzecz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i budowania strategicznej niezależności energetycznej. Odpowiadając na te potrzeby, Rada Ministrów przyjęła w dniu 29 marca 2022 r. *Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej*, które zostały wzięte pod uwagę przy opracowaniu bieżących prognoz. Ramy tych założeń określają poniższe przesłanki:

- Zaktualizowana PEP2040 będzie zawierać nowy, **czwarty filar – suwerenność energetyczna**.
- Istotnym elementem strategii będzie **silniejsza dynamika rozwoju OZE** (zwłaszcza zapewniających stabilne dostawy energii), a także **infrastruktury sieciowej i magazynowej**.
- Dla pewności dostaw energii i lepszej integracji OZE w systemie średniookresowo może nastąpić **zwiększenie poziomu wykorzystania istniejących bloków węglowych** (nie przewiduje się budowy nowych). Konieczne jest utrzymanie ich w gotowości, dłużej niż mogą na to wskazywać przesłanki ekonomiczne, zaś **plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych będą podlegać weryfikacji** pod kątem ekonomiki produkcji.
- Przyspieszone zostaną inwestycje infrastrukturalne służące **szybszej i głębszej dywersyfikacji dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego**, które są niezbędne gospodarce w przejściowym okresie transformacji.
- Dążyć się będzie do **zastępowania popytu na gaz ziemny i ropę naftową** alternatywnymi źródłami energii, tj. wodorem, biometanem, biokomponentami, niskoemisyjnymi paliwami syntetycznymi, energią elektryczną.

W niniejszym dokumencie przedstawiono wnioski z analizy prognostycznej dla sektora elektroenergetycznego, które Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) opracowało w odpowiedzi na wydarzenia i nowe uwarunkowania funkcjonowania sektora energii w latach 2021 i 2022. Opracowanie prognoz miało również na uwadze rozpoczęte w 2022 r. procesy notyfikacji nowego systemu wsparcia dla sektora wydobywczego węgla kamiennego oraz program transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce – *Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa*.

Dokument – zwany roboczo **Scenariuszem 3. do prekonsultacji na potrzeby aktualizacji KPEiK/PEP2040** – rozszerza debatę publiczną dotyczącą transformacji energetycznej w świetle tak istotnej zmiany sytuacji rynkowej i geopolitycznej. Wnioski towarzyszące dyskusji dotyczącej m.in. poniższych projekcie zostaną wykorzystane w **procesach aktualizacji dwóch dokumentów tj. Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)² oraz Polityki energetycznej Polski do 2040 r.³ (PEP2040)**, które obejmować będą wszystkie sektory gospodarki.

¹ W ramach ustawy z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Dz. U. z 2023 r. poz. 129, z późn. zm.).

² KPEiK przekazany do Komisji Europejskiej w dn. 30 grudnia 2019 r. zawierał dwa scenariusze prognostyczne, które mogą stanowić podstawę porównawczą do niniejszych analiz. Załączniki 1 i 2 do KPEiK obejmowały następujące prognozy:

- 1) scenariusz odniesienia (ODN) tj. bez wdrożonych działań przewidzianych w KPEiK;
- 2) scenariusz polityki klimatyczno-energetycznej (PEK), który zawierał analizę skutków wdrożenia polityk i działań przewidzianych w KPEiK.

³ PEP2040 została przyjęta uchwałą nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. Załącznik 2 do PEP2040 przedstawiał dwa scenariusze prognostyczne, które również mogą stanowić punkt odniesienia do niniejszego scenariusza:

- 1) prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w scenariuszu zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂ zbieżnych z prognozami Międzynarodowej Agencji Energii. KPEiK wskazuje te same prognozy w scenariuszu PEK;
- 2) wnioski z wyników analizy dla sektora elektroenergetycznego, w których założono scenariusz wysokich wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂ oraz uwzględniono koszty środowiskowe i systemowe.

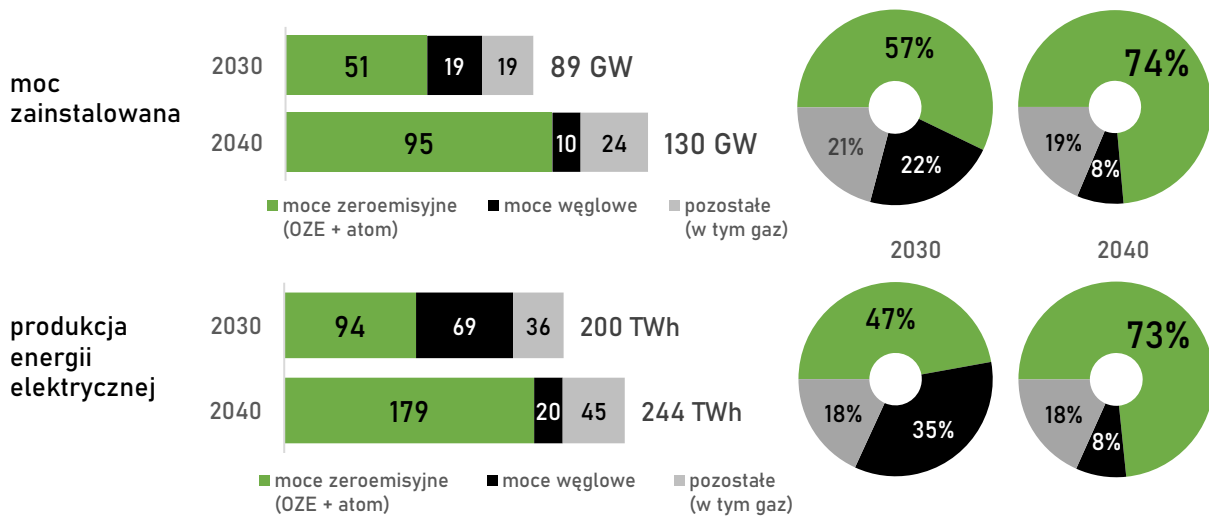
Przy opracowaniu symulacji prognostycznych kluczowymi wyznacznikami były przywołane poniżej obszary.



Streszczenie wyników Scenariusza 3.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastać na skutek elektryfikacji i rozwoju gospodarczego	Do 2040 r. produkcja energii elektrycznej netto może wzrosnąć o ponad 36% w porównaniu z 2022 r. – tj. do ok. 244 TWh, a moc zainstalowana w KSE może ulec ponad dwukrotnemu zwiększeniu – do poziomu ok. 130 GW.
Nastąpi głęboka dywersyfikacja technologiczna	Przewiduje się, że nastąpi znacząca dywersyfikacja technologiczna miksu energetycznego w kierunku dekarbonizacyjnym. W 2040 r. źródła zeroemisyjne mogą stanowić ok. 74% mocy zainstalowanych i pokryć ok. 73% zapotrzebowania na energię elektryczną.
Realizacja scenariusza prowadzi do dużej redukcji emisyjności	Jednostkowy współczynnik emisyjności może ulec obniżeniu o ok. 76% w porównaniu do 2021 r. – do ok. 168 kg CO ₂ /MWh w 2040 r.
Rozwój sieci i nowych technologii warunkiem dekarbonizacji	Podwojenie zasobów mocy wytwórczych wymaga bardzo intensywnego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Rozwój magazynów energii, rynku wodoru i innych technologii pozwoliłby na lepsze warunki realizacji zaprognozowanego scenariusza.
Jednostki węglowe są sukcesywnie wycofywane, ale do 2030 r. pełnią rolę gwaranta dostaw, choć stopień ich wykorzystania będzie spadać	Ze względu na odstawienia bloków zdeterminowane warunkami technicznymi (i brak uruchamiania nowych) moce jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) na węgiel kamienny mogą ulec redukcji o ok. 55% do poziomu ok. 7,6 GW w 2040 r. Moce na węgiel brunatny obniżają się do poziomu ok. 0,7 GW w 2040 r. Prognozuje się, że udział węgla kamiennego (JWCD i nJWCD) w wytwarzaniu energii elektrycznej zmniejszy się do poziomu ok. 7% w 2040 r. (ok. 18 TWh, 10 mln t). Analizy wskazują, że udział węgla brunatnego zarówno w strukturze mocy, jak i w generacji w 2040 r. zmniejszy się do ok. 1%. Średni czas pracy JWCD na węgiel kamienny może ulec obniżeniu o ponad połowę i w 2030 r. wyniesie ok. 33%, a w 2040 r. ok. 17%. Część z nich będzie pracować jako jednostki szczytowe, podszczytowe lub na minimum technicznym w zależności od bloku, warunków eksploatacyjnych i pracy KSE. Będą one ważne dla zapewnienia wystarczalności mocy w KSE. Realizacja umów społecznych dot. transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego z 2021 r. oraz dot. transformacji sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego z 2022 r. zapewnią będzie surowiec i niezbędne moce do pokrycia krajowego zapotrzebowania.
Przyrost mocy gazowych ściśle dostosowany do potrzeb systemowych	Do 2030 r. może nastąpić rozwój mocy gazowych JWCD do ok. 10 GW. Prognozy do aktualizacji PEP2040 nie przewidują żadnych nowych mocy gazowych w JWCD, oprócz projektów, które są obecnie w budowie lub w planach podmiotów sektora. Generacja gazowa w JWCD i nJWCD w 2040 r. może wynieść ok. 15% pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną (zużycie gazu na poziomie ok. 6,8 mld m ³).
Następuje dynamiczny rozwój OZE, które już w 2030 r. produkują blisko połowę energii elektrycznej	Moce OZE mogą osiągnąć ok. 50 GW w 2030 r. i ok. 88 GW w 2040 r. (niemal czterokrotny wzrost w porównaniu z 2022 r.). Już w 2025 r. prawdopodobnie będą stanowić ok. połowę mocy zainstalowanych w KSE i 68% w 2040 r. Dominującą technologią mocy zainstalowanej w OZE będzie PV – ok. 45 GW. Rozwój nowych projektów energetyki wiatrowej na morzu będzie skutkował przyrostem mocy do ok. 18 GW w 2040 r. Równocześnie może nastąpić wzrost mocy wiatrowych na lądzie do ok. 20 GW. Produkcja z OZE będzie pokrywać zapotrzebowanie na energię elektryczną w ok. 47% w 2030 r. (ok. 93 TWh) oraz ok. 51% w 2040 r. (ok. 124 TWh).
Energetyka jądrowa w 2040 r. wytwarza blisko 23% energii elektrycznej w kraju	Moce w energetyce jądrowej (wielkoskalowej i SMR) w 2040 r. przewidywane są na poziomie ok. 7,8 GW , co stanowi ok. 6% całkowitej mocy w KSE. Generacja jądrowa może pokryć ok. 23% popytu na energię elektryczną.
Przyspieszona dekarbonizacja wiąże się z wysokimi nakładami	Skumulowane nakłady inwestycyjne na nowe moce do 2040 r. mogą wynieść ok. 726,4 mld PLN , z czego ok. 86% nakładów będzie dotyczyć mocy bezemisyjnych, tj. ok. 60% – OZE, a ok. 26% – energetyki jądrowej.

Scenariusz 3. w liczbach



Odnawialne źródła energii*

2030 **50 GW 93 TWh**

2040 **88 GW 124 TWh**

2030 27 GW 25 TWh + 1,7 TWh*

2040 45 GW 29 TWh + 18 TWh*

2030 5,9 GW 22 TWh + 1,7 TWh*

2040 18 GW 44 TWh + 29 TWh*

2030 14 GW 34 TWh + 3 TWh*

2040 20 GW 34 TWh + 23 TWh*

2030 2,5 GW 10 TWh

2040 3,4 GW 14 TWh

2030 1 GW 2 TWh

2040 1,4 GW 2,5 TWh

* Potencjał dodatkowej produkcji OZE

Moce na węgiel kamienny (JWCD, nJWCD)

2030 13 GW 41 TWh 21 mln t

2040 9,4 GW 18 TWh 10 mln t

Moce na węgiel brunatny

2030 6,5 GW 28 TWh 35 mln t

2040 0,7 GW 2 TWh 1,7 mln t

Moce na gaz ziemny (JWCD, nJWCD)

2030 13 GW 29 TWh 5,9 mld m³

2040 13,1 GW 36 TWh 6,8 mld m³

Pozostałe moce (magazyny, ESP, in.)

2030 5,5 GW 6,8 TWh

2040 11 GW 8,9 TWh

Energetyka jądrowa

2030 0,3 GW 1 TWh

2040 7,8 GW 55 TWh

ok. **3/4** mocy i energii elektrycznej ze źródeł zeroemisyjnych w 2040 r.

726 mld PLN nakładów na nowe moce do 2040 r.

86% nakładów na źródła zeroemisyjne

76%↓ spadek emisyjności do 2040 r.

65%↓ spadek emisji do 2040 r.

1. Ramy analityczne

1.1. Uwarunkowania

Przedstawione poniżej **wyniki analizy progностycznej dla sektora elektroenergetycznego** zostały opracowane w odpowiedzi na zakłócenia na rynku surowców energetycznych, które wystąpiły w 2021 r. i zostały pogłębione w 2022 r. w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę. Analizy opracowano w oparciu o aktualną ocenę sektora oraz sytuacji krajowej i międzynarodowej oraz o *Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej*, zwłaszcza w kontekście wzmacniania bezpieczeństwa elektroenergetycznego w oparciu o krajowe źródła wytwórcze i surowce energetyczne. **Prognozy obejmują w szczególności strukturę mocy zainstalowanych i produkcji energii elektrycznej, jak również poziomy emisji CO₂, zużycia surowców kopalnych i niezbędnych nakładów inwestycyjnych.** Analizy energetyczne dotyczące wszystkich sektorów gospodarki będą przedstawione w kompleksowych aktualizacjach *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 oraz Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*

Projekcje zostały opracowane w oparciu o ustawowy cel główny polityki energetycznej państwa⁴, przy założeniu ambitnego podejścia do celów klimatyczno-energetycznych, z naciskiem na spełnienie warunków bezpieczeństwa energetycznego i jego wzmocnienia. Kluczową kwestią była ocena technicznych warunków wystarczalności mocy oraz **dywersyfikacja technologiczna**, która zabezpiecza przed sytuacją, w której pojawiające się problemy dominującej technologii silnie wpływają na dostępność energii lub jej cenę.

W analizach uwzględnione zostały planowane odstawienia elektrowni węglowych oraz projekty inwestycyjne planowane przez przedsiębiorstwa energetyczne poddane ankietyzacji w 2022 r. W perspektywie średnioterminowej wzięto pod uwagę dane dotyczące prognozowanego wydobywania w związku z realizacją Nowego Systemu Wsparcia dla sektora wydobywczego węgla kamiennego uwzględniającego **umowę społeczną dot. transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego z 2021 r.** Uwzględniono również **umowę społeczną dot. transformacji sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego z 2022 r.**, w tym realizację programu transformacji sektora elektroenergetycznego – *Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa*, polegającego na utworzeniu – skupiającej aktywa węglowe – **Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE)**, m.in. w celu odblokowania potencjału inwestycyjnego spółek energetycznych w zeroemisyjne źródła energii. Analizy zostały przeprowadzone przy założeniu **sprawiedliwego wymiaru transformacji energetycznej**, co oznacza, że wykorzystanie jednostek węglowych jest zmniejszane stopniowo (co ma znaczenie w wymiarze społecznym oraz bezpieczeństwa energetycznego państwa, gdyż pozwala na zapewnienie mocy rezerwowych w systemie), a nakłady ponoszone na budowę nowych źródeł i rozwiązań są rozłożone w czasie, tak by obciążenia fiskalne nie pogłębiły ubóstwa energetycznego (co również uargumentowane jest niedostatecznym potencjałem alternatywnych technologii, przy zagwarantowaniu pewności dostaw). Wzięto pod uwagę nową rolę istniejących jednostek węglowych, które pełnić mogą (zamiast dodatkowych mocy gazowych) funkcję bilansującą dla źródeł odnawialnych zależnych od pogody.

Zaprezentowane wyniki analizy mają charakter kierunkowy. Wartości przedstawione w tabelach nie stanowią wartości granicznych rozwoju poszczególnych technologii, lecz pokazują optymalny – z punktu widzenia wszystkich celów i filarów PEP2040 – bilans elektroenergetyczny w oparciu o aktualną ocenę potencjału, możliwości technicznych i finansowych.

⁴ Celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska – zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.).

1.2. Główne założenia dotyczące mocy i technologii uwzględnionych w prognozach

Jednym z kluczowych zakresów założeń jest dostępność mocy i nowych technologii. W przeprowadzonych analizach pod uwagę wzięto:

- aktualne zasoby mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE),
- rozbudowę zasobów w technologiach już istniejących w KSE,
- budowę mocy w technologiach, które nie występują w polskim systemie, ale są stosowane na świecie,
- potencjał technologii i rozwiązań, których rozwój na arenie międzynarodowej nie osiągnął dojrzałości technicznej, ale wysoki poziom zaangażowania w prace nad tymi obszarami pozwala na pozytywną ocenę możliwości ich zastosowania w Polsce w najbliższej dekadzie.

Prognozy przeprowadzono dla tzw. normalnych warunków klimatycznych i pogodowych oraz zakładając przedstawiony w niniejszym dokumencie rozwój technologii wytwarzania energii. W przypadku występowania trudnych warunków klimatycznych lub pogodowych, przede wszystkim chłodnej zimy, a także braku możliwości realizacji transformacji struktury mocy wytwórczych w zakładanym tempie, kształt miksu energetycznego może ulec zmianie.

Poniżej przedstawiono bardziej szczegółowe założenia w odniesieniu do poszczególnych technologii i rozwiązań.

Moce na węgiel kamienny

W 2022 r. w KSE zainstalowanych było ok. 16,6 GW mocy w elektrowniach na węgiel kamienny oraz ok. 5,9 GW w elektrociepłowniach⁵. Biorąc pod uwagę wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, potrzebę redukcji emisyjności sektora, a także obciążenia fiskalne (zakup uprawnień do emisji CO₂, koszty paliwa) i regulacyjne (limity emisji zanieczyszczeń) przyjęto, że nie powstaną nowe konwencjonalne elektrownie na węgiel kamienny ani brunatny, co nie wyklucza inwestycji w czyste technologie węglowe, takie jak np. budowa bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa węglowego (ang. IGCC) lub budowa instalacji wychwytu i składowania/utylicacji CO₂ (ang. CCS/CCUS).

Odstawienia jednostek wytwórczych opierają się na informacjach przekazanych przez ich właścicieli, którzy dokonali oceny technicznych możliwości funkcjonowania jednostek. Jednostki te będą wytwarzać mniej energii w przeliczeniu na jednostkę mocy, ale ich rolą jest zapewnianie mocy rezerwowych w dynamicznie rozbudowywanym i zdywersyfikowanym technologicznie systemie. Uwzględniając warunki ekonomiczno-techniczne, techniczny czas życia i potrzeby systemowe, moc zainstalowana w konwencjonalnych jednostkach wytwórczych opartych o węgiel kamienny może spaść o ok. połowę do 2040 r. W celu zapewnienia spełniania kryterium bezpieczeństwa systemowego przyjęto, że bez względu na przewidywany czas pracy poszczególnych jednostek, a tym samym zdolność do osiągnięcia progu rentowności, jednostki węglowe nie będą odstawiane do czasu pokrycia zapotrzebowania na moc przez inne źródła wytwórcze.

Niektóre węglowe jednostki wytwórcze klasy 200 MW mogą wymagać modernizacji, aby poprawić ich parametry tak, by lepiej spełniały funkcję regulacyjną i zapewnić wystarczalność mocy w KSE. Utrzymanie jednostek węglowych w dobrym stanie technicznym ma istotne znaczenie dla pewności dostaw energii, zwłaszcza w okresie początkowego rozwoju alternatywnych rozwiązań zapewniających stabilną generację lub wzmacniających potrzeby bilansowe. Utrzymanie i modernizacja tych jednostek umożliwi optymalne wykorzystanie posiadanych zasobów krajowych, wesprze bilansowanie OZE, zredukuje wzrost zapotrzebowania na gaz i może przynieść korzyści tzw. technologicznej renty opóźnienia pozwalającej na zastąpienie istniejących źródeł sprawdzonymi, nowoczesnymi technologiami energetycznymi, które po osiągnięciu dojrzałości dodatkowo cechować się będą obniżonymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Trzeba zauważyć, że źródła węglowe mają tzw. minimum techniczne. Niższe ich wykorzystanie oznaczałoby ich okresowe wyłączanie. Długi okres rozruchu ze stanu zimnego uniemożliwia realizację funkcji systemowych, a częste ich wyłączanie wpływa na szybsze wyeksploatowanie posiadanych mocy i pogorszenie ich stanu technicznego.

⁵ Wszystkie dane dotyczące 2021 r. i 2022 r. na podstawie *Informacji statystycznej o energii elektrycznej*, tabl. 3 i 4, grudzień 2022 r., ARE S.A. w imieniu MKiŚ.

Moce na węgiel brunatny

W 2022 r. moc zainstalowana w elektrowniach na węgiel brunatny wynosiła blisko 8,9 GW. Podobnie jak w przypadku jednostek na węgiel kamienny nie przewiduje się budowy nowych mocy na węgiel brunatny ani uruchamiania nowych odkrywek, choć zasoby strategiczne powinny zostać zabezpieczone. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w tego typu elektrowniach są stosunkowo niskie, biorąc pod uwagę koszt paliwa, lecz następować będzie stopniowe wycofywanie tych mocy z systemu. Wpływać będzie na to zarówno cena uprawnień do emisji CO₂, potrzeba redukcji wpływu sektora na środowisko, jak i wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, wyczerpanie zasobów węgla brunatnego w obecnie eksploatowanych odkrywkach. Z tego względu następować będzie spadek udziału energii z węgla brunatnego w wytwarzaniu energii elektrycznej i w bilansie mocy.

Choć wytwarzanie energii będzie spadać, dynamika odstawień mocy wykorzystujących węgiel brunatny do 2030 r. może być niższa niż tempo spadku wytwarzanej przez nie energii. Moce te będą w coraz większym stopniu miały charakter uzupełniający źródła zeroemisyjne jako stabilne źródła zabezpieczające pewność dostaw energii, co powoduje również, że stopień ich wykorzystania będzie spadać.

Biorąc pod uwagę planowane odstawienia, przewiduje się, że w 2040 r. w systemie zostanie nie więcej niż 0,7 GW. Do 2030 r. jednostki wytwórcze na węgiel brunatny wciąż będą pełnić istotną rolę – jako moce niezbędne w systemie, w czasie budowy nowych źródeł zeroemisyjnych, tak aby zapewnić wystarczalność mocy w KSE.

Moce na gaz ziemny

W 2022 r. moc zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach wynosiła ok. 4 GW. Główną rolą mocy gazowych jest podnoszenie stabilności pracy KSE w sytuacji intensywnego wzrostu mocy zainstalowanych w źródłach zeroemisyjnych, ale zależnych od warunków atmosferycznych. Moce gazowe traktuje się jako źródła przejściowe w procesie transformacji. Tym samym przyrost mocy zainstalowanej może być na poziomie nie wyższym niż niezbędny i mieć charakter przejściowy, do czasu, w którym możliwe będzie zapewnianie stabilności pracy systemu przy wykorzystaniu zeroemisyjnych technologii i rozwiązań. Wcześniej prognozowana znacząca rola gazu w bilansowaniu KSE może ulec korekcie ze względu na położenie nacisku na ograniczenie roli surowców importowanych.

W prognozach uwzględniono będące w budowie jednostki gazowe, w tym moce, które już wygrały aukcje w ramach rynku mocy. Uwzględnione zostały m.in. moce:

- w elektrociepłowniach: Karolin, Katowice, Łódź, Czechnica, Bydgoszcz, Oświęcim, Zgierz, Gdynia,
- w elektrowniach: Adamów, Dolna Odra (dwa bloki), Grudziądz, Ostrołęka, Rybnik.

Ponadto uwzględniono planowane projekty jednostek gazowych, w stosunku do których nie zapadły jeszcze finalne decyzje inwestycyjne, m.in.: elektrownie Gdańsk, Kozienice (trzy bloki), Łagisza oraz elektrociepłownia Siekierki.

Moce jądrowe

Aktualnie w Polsce nie ma elektrowni jądrowych, ale uruchomienie pierwszej wielkoskalowej elektrowni jądrowej planowane jest na 2033 r. W perspektywie 2040 r. uwzględniono budowę dwóch elektrowni jądrowych (łącznie 4 bloków – trzy bloki w pierwszej elektrowni jądrowej i jeden z trzech planowanych bloków w drugiej elektrowni jądrowej) o łącznej mocy 4,4 GW spójnie z *Programem polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)* przyjętym przez Radę Ministrów w 2020 r. Wzięto też pod uwagę budowę bloku jądrowego o mocy ok. 1,3 GW, który realizowany będzie równolegle do działań prowadzonych w ramach PPEJ. Potencjał tej technologii umożliwia realizację dodatkowych bloków w kolejnych latach. Wzięto również pod uwagę budowę małych reaktorów jądrowych (SMR, ang. *small modular reactor*). Choć jednostki SMR nie są obecnie powszechnie wykorzystywane w sektorze energetycznym na świecie, aktualnie są przedmiotem szerokiego zainteresowania rynkowego – w związku z tym, że zapewnią czystą energię, możliwe jest zmagazynowanie paliwa na długi czas i cechują się niskimi kosztami eksploatacji. Perspektywa rozwoju tej technologii jest obiecująca. Podmioty sektora rozważają ponad 20 lokalizacji, określając przybliżony potencjał powyżej 25 reaktorów do 2035 r. i ponad 80 do 2040 r. Małe modułowe reaktory stanowiąc mogą stabilne i zeroemisyjne źródło energii elektrycznej i ciepła. Dzięki pracy w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego oraz cechom regulacyjnym mogą uzupełniać pracę bloków wielkoskalowych. Dodatkowo technologia SMR może uczestniczyć w pokryciu zapotrzebowania na ciepło z ciepłownictwa systemowego oraz zapewniać energię dla produkcji paliw alternatywnych (w tym wodoru). Dlatego mimo istniejącej niepewności, uwzględniono tę technologię w analizach, ale przyjęto

ostrożnościowe podejście, a prognozy mogą ulec aktualizacji wraz z przyrostem wiedzy o poszczególnych projektach. Wartości mocy zainstalowanej i produkcji z SMR nie należy traktować jako wartości granicznych, zwłaszcza, że moce tej technologii będą wykorzystywane również przez duże zakłady produkcyjne, które będą mogły częściowo uniezależnić się od energii pochodzącej z KSE.

W analizach uwzględniono tzw. wiek diecimy nowo powstałych jednostek jądrowych, dlatego w pierwszych latach pracy stopień wykorzystania mocy odbiega od pełnych możliwości obciążenia tych jednostek.

Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)

Pierwsze elektrownie wiatrowe na morzu (offshore) zostaną wybudowane ok. 2025 r., przy czym pełna synchronizacja z KSE i generacja prawdopodobnie nastąpi od ok. 2026 r. Ze względu na zalety tej technologii OZE, zwłaszcza stosunkowo wysoki stopień wykorzystania mocy oraz wysokie zainteresowanie rynkowe, przewidziano dalsze inwestycje w morskie elektrownie wiatrowe. W prognozach wykorzystano informacje rynkowe dotyczące projektów, których dokumentacja jest na wysokim poziomie zaawansowania. W prognozach uwzględniono 5,9 GW mocy w 2030 r. i blisko 18 GW w 2040 r.

Elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)

Na koniec 2021 r. moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na lądzie wynosiła 7,1 GW, a rok później ok. 8,3 GW. W analizach uwzględniono przeprowadzone dotychczas aukcje na wytwarzanie energii elektrycznej oraz dalszy przyrost mocy wiatrowych w kolejnych latach. Przewiduje się także budowę mocy poza systemami wsparcia, również związanych z uelastycznieniem tzw. reguły 10 H, co może spowodować stopniowy rozwój **energetyki wiatrowej na lądzie**, której całkowita moc zainstalowana może wzrosnąć nawet do poziomu blisko 20 GW w 2040 r.

Energetyka słoneczna (PV)

Na koniec 2021 r. moc zainstalowana elektrowni słonecznych wynosiła ok. 7,7 GW, a już na koniec 2022 r. – 12,2 GW. Większość stanowiły instalacje prosumenckie ulegające bardzo dynamicznemu przyrostowi. W prognozach uwzględniono dalszy rozwój energetyki słonecznej zarówno ze względu na realizację projektów wynikających z aukcji OZE, jak i dalszy rozwój energetyki prosumenckiej, również w świetle wdrażania REPowerUE.

Moce na biomasę i biogaz

Moce biomasowe i biogazowe to stabilne źródła energii, lecz obecnie m.in. ze względu na wysokie koszty funkcjonowania i dostępność surowców nie stanowią wysokiego udziału w strukturze mocy w KSE – w 2022 r. moc zainstalowana wynosiła ok. 1,25 GW. Obowiązek stosowania biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju w jednostkach powyżej 20 MW oraz jej ograniczona dostępność, jak również niewystarczająco rozwinięty rynek biogazu w najbliższych latach mogą mieć wpływ na stosunkowo niewielkie tempo rozwoju mocy biomasowych i biogazowych.

W prognozach uwzględniono przewidywane inwestycje w związku z obowiązującymi systemami wsparcia OZE. Środkami stymulującymi rozwój inwestycji będą również programy finansowane z funduszy unijnych i krajowych, np. program „Energia dla wsi”, co może spowodować, że rzeczywisty przyrost tych mocy okaże się wyższy, także ze względu na coraz wyżej oceniany potencjał biometanu, którego rozwój wykorzystania może spowodować zmniejszenie importu gazu ziemnego do Polski. Założono, że rozwój energetyki biomasowej powinien odbywać się w sposób zrównoważony, niezagrażający bezpieczeństwu żywnościowemu Polski. Wykorzystanie potencjału w zakresie biogazowni rolniczych pozwalać będzie na niwelację oddziaływania na środowisko i zmniejszenie uciążliwości produkcji rolnej, w tym produkcji zwierzęcej, dla mieszkańców obszarów wiejskich.

Energetyka wodna

W 2022 r. moc zainstalowana przepływowych elektrowni wodnych wyniosła blisko 1 GW. Polska cechuje się stosunkowo niskim potencjałem wodnym, co determinuje niski udział hydroenergetyki w miksie energetycznym. Przewiduje się rozwój tej technologii w kraju, choć intensywność powstawania nowych mocy ograniczona jest obiektywnymi możliwościami naturalnymi.

Elektrownie szczytowo-pompowe stanowią oddzielną kategorię – opisane zostały poniżej. Tego typu elektrownie wodne nie są zaliczane do odnawialnych źródeł energii.

Wymiana transgraniczna

Przyjęto, że bilans importowy (import–eksport) jest zerowy. Nie oznacza to wykluczenia wymiany międzysystemowej, lecz ma na celu wykazanie, że przedstawiony bilans pozwala na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną z wykorzystaniem własnych źródeł wytwórczych. Polska nie odpowiada za dostępność energii z innych państw, dlatego analizy nie mogą opierać bezpieczeństwa dostaw energii na potencjalnym imporcie. Powyższe założenie adresuje również cele wskazane do *Założeń do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej* w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

Magazyny energii, elektrownie szczytowo-pompowe i zarządzanie popytem (DSR)

W ostatnich latach technologie magazynowania energii stały się przedmiotem rosnącego zainteresowania inwestorów ze względu na ich rolę w efektywnym zagospodarowaniu produkcji z OZE i bilansowaniu tych źródeł, jak również we wzmacnianiu bezpieczeństwa dostaw. Uwzględniając fakt, że badania nad magazynowaniem i rozwój tych technologii są trendem globalnym, można wnioskować, że w najbliższych dekadach technologia rozwinie się do tego stopnia, by mogła zapewnić lepsze wykorzystanie mocy OZE i zarządzanie systemem oraz wpłynąć na pewność dostaw energii oraz budowanie niezależności energetycznej zarówno gospodarstw domowych, jak i podmiotów gospodarczych. Oczekuje się rozwoju zarówno magazynów bateryjnych, jak również innych rozwiązań pozwalających efektywnie magazynować energię. W prognozach oceniono, że do 2040 r. moc zainstalowana w wielkoskalowych i prosumenckich **magazynach energii** może osiągnąć ok. 5 GW. Za National Renewable Energy Laboratory (NREL) przyjęto, że sprawność tych urządzeń wynosi ok. 88%. W przypadku wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii przyjęto czas pracy 4 godziny na dobę, a w przypadku instalacji prosumenckich 2 godziny na dobę.

Ważną rolę jako magazyny energii pełnią **elektrownie szczytowo-pompowe**, które są elektrowniami wodnymi. W następstwie realizacji zapowiadanych i przewidywanych projektów moc tego typu technologii może wzrosnąć z aktualnych 1,4 GW do poziomu 4,8 GW w 2040 r., w tym m.in. w następstwie realizacji elektrowni Młoty, Tolkicko, Rożnów. Tym samym łączna moc w technologiach magazynowania energii może więc sięgnąć 9,8 GW w 2040 r.

W prognozach uwzględniono możliwość funkcjonowania **mechanizmów zarządzania popytem** (DSR, ang. *demand side response*), ale z założenia dążono do możliwości pokrycia zapotrzebowania fizycznymi mocami. DSR w analizach pozytywnie wpływa na wyniki analizy wystarczalności mocy. Rozwiązania tzw. redukcji popytu mogą wpływać m.in. na zwiększenie elastyczności pracy KSE oraz ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w okresach krytycznego obciążenia systemu elektroenergetycznego, a zatem pozytywnie oddziaływać na wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego. Krajowy potencjał DSR (zarówno scentralizowanego, jak i rozproszonego) jest obiecujący, niemniej w najbliższych latach ograniczeniem jego wykorzystania pozostają możliwości techniczne i koszty.

Wodór

Zgodnie z *Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.* przyjęto, że w 2030 r. moc zainstalowana elektrolizerów może wynieść 2 GW, a ich wykorzystanie może być na poziomie ok. 5300 h/rok, tj. 61% godzin w roku. Oceniono, że w 2040 r. moc zainstalowana może ulec podwojeniu. Przy tych założeniach możliwa jest produkcja ok. 420 tys. t wodoru w 2040 r. Dalsze działania mające na celu rozwój rynku wodoru, potrzeba realizacji celów wynikających z regulacji unijnych w zakresie wykorzystania wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki oraz potencjał wykorzystania wodoru w celach magazynowania energii będą prowadzić do rozbudowy sieci przesyłowych i wzrostu efektywności wykorzystania tych mocy, w szczególności przez współpracę elektrolizerów ze źródłami OZE. Kwestię tę rozwinęto w dalszej części dokumentu. W następstwie analiz energetycznych dotyczących całej gospodarki założenia dotyczące elektrolizy mogą ulec zmianom ze względu na wykorzystanie szerszego zakresu zmiennych wpływających na popyt i podaż elektrolizy.

Elektromobilność

Przyjęto rozwój elektromobilności w Polsce w wariancie bardzo optymistycznym, zgodnie z którym w 2030 r. przewidywane jest ok. 1,6 mln samochodów osobowych hybrydowych i elektrycznych, zaś w 2040 r. – 4,6 mln. Na podstawie szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska (MKiŚ) liczba autobusów komunikacji miejskiej może wynieść ok. 8 tys. w 2030 r. i ok. 12 tys. w 2040 r. Liczba lekkich i dostawczych pojazdów może wynieść 2,9 tys. w 2030 r. i osiągnąć 14,4 tys. w 2040 r. Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności⁶, niemniej zakłada się, że rozwój pojazdów elektrycznych będzie „motorem” dekarbonizacji sektora transportu. Uwzględnienie bardzo ambitnego scenariusza ma m.in. na celu redukcję ryzyka niedoszacowania potrzeb związanych z elektryfikacją gospodarki.

Pompy ciepła

W prognozach zapotrzebowania na energię uwzględniono rozwój różnych rodzajów pomp ciepła. Przyjęto, że w 2025 r. w budynkach mieszkalnych w Polsce będzie funkcjonować ok. 1 mln instalacji, a wartość ta ulega podwojeniu w 2030 r., zaś w 2040 r. łączna liczba może wynosić ponad 5,5 mln, w większości typu powietrze–woda. Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze rozwoju pomp ciepła.

Sieci przesyłowe i dystrybucyjne

Proces transformacji wymaga dostosowania sieci do funkcjonowania zdywersyfikowanego miksu energetycznego, zapewniając wysoką elastyczność pracy KSE, dwukierunkowy przesył energii, zdolność obsługi zarówno wielkoskalowych jak i rozproszonych źródeł wytwarzania oraz nowoczesne cyfrowe usługi dla odbiorców końcowych energii elektrycznej (w tym z wykorzystaniem inteligentnego opomiarowania). Ponadto sieci muszą utrzymywać odpowiedni poziom bezpieczeństwa w domenie operacyjnej, fizycznej oraz cyber, dostosowany do aktualnych zagrożeń. Sprostanie nowym wyzwaniom wymusza konieczność rozbudowy, unowocześnienia i modernizacji infrastruktury sieciowej, co wiąże się z koniecznością przeprowadzenia wieloletniego i wielokierunkowego procesu inwestycji o niespotykanej dotychczas skali.

Planowany rozwój sieci oraz harmonogramy oddawania do użytkowania jej nowych elementów muszą uwzględniać główne cztery czynniki, które będą wyznaczać tempo transformacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych: (1) dynamiczny rozwój nowych mocy, w tym zeroemisyjnych w elektroenergetyce; (2) elektryfikacja transportu, (3) elektryfikacja ciepłownictwa oraz (4) zmiana kierunków przepływów sieciowych – w sieci przesyłowej dominujący przepływ z północy na południe, a w sieci dystrybucyjnej coraz większy przepływ energii elektrycznej od prosumenta do sieci.

1.3. Szczegółowe założenia techniczno-ekonomiczne

W kolejnych tabelach zestawiono wartości techniczno-ekonomiczne, jakie zostały przyjęte do prognoz. Wyszczególniono:

- współczynniki maksymalnego wykorzystania mocy dla nowych jednostek OZE,
- jednostkowe nakłady inwestycyjne na poszczególne technologie uwzględnione w prognozach,
- założenia dotyczące rozwoju elektromobilności, które mają wpływ na przyrost zapotrzebowania na energię,
- założenia dotyczące rozwoju pomp ciepła, które mają wpływ na przyrost zapotrzebowania na energię

Tabela 1. Średnioroczne maksymalne współczynniki technicznego wykorzystania mocy OZE

	2025	2030	2035	2040
elektrownie słoneczne	10,4%	11,4%	11,6%	12%
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	–	45,1%	45,9%	46,6%
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	30,1%	30,7%	31,7%	32,5%

Źródło: Szacunki MKiŚ.

⁶ Rosnący udział pojazdów elektrycznych wiąże się z koniecznością rozwoju infrastruktury ładowania. Zgodnie z szacunkami, aby zaspokoić potrzeby związane z rosnącą flotą pojazdów elektrycznych, moc ładowania dostępna na wszystkich, ogólnodostępnych stacjach ładowania w Polsce w 2025 r. wyniesie ok. 450 MW, w roku 2030 1,4 GW oraz 4 GW w roku 2040.

Tabela 2. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na poszczególne technologie uwzględnione w prognozach [tys. PLN'2020/MWnetto]

	2023-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
elektrownie na węgiel brunatny	–	–	–	–
elektrownie na węgiel kamienny	–	–	–	–
elektrociepłownie na węgiel kamienny	–	–	–	–
elektrociepłownie pozostałe	18 908	18 908	18 908	18 908
elektrociepłownie gazowe	4 888	4 888	4 888	4 888
elektrownie gazowe	3 833	3 754	3 692	3 640
elektrownie słoneczne (PV)	3 721	3 310	3 127	2 943
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	15 428	13 766	12 314	11 045
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	6 878	6 197	5 886	5 569
elektrownie wodne przepływowe	13 965	13 965	13 965	13 965
elektrownie i elektrociepłownie na biomasę	16 101	15 830	15 515	15 191
elektrownie i elektrociepłownie na biogaz	15 683	15 683	15 683	15 683
elektrownie jądrowe	26 683	26 055	25 352	24 636
małe reaktory jądrowe (SMR)	–	21 420	21 420	21 420
elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)*	4 186	4 186	4 186	4 186
prosumenckie i wielkoskalowe magazyny energii	8 500	8 500	8 500	8 500
elektrownie szczytowe rezerwowe	2 495	2 433	2 388	2 354

Źródło: MKiŚ na podstawie m.in.:

- 2019 Annual Technology Baseline, Mid Scenarios, National Energy Laboratory NREL (2019),
- Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2020,
- Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2022,
- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, opierający się m.in. na danych International Energy Agency, International Renewable Energy Agency, Lazard, Frontier Economics, JRC i in.,
- dane spółek Skarbu Państwa,
- * dane dla elektrowni szczytowo-pompowych przyjęto na bazie oceny skutków regulacji (OSR) do projektu ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących; OSR podaje przedział wartości CAPEX na poziomie ok. 1074-1651 USD/kW za Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020, U.S. Department of Energy; w niniejszym dokumencie do szacowań przyjęto wariant optymistyczny, tj. CAPEX na poziomie 1074 USD/kW.

Tabela 3. Przyjęte parametry dla magazynów energii

		2025	2030	2035	2040
wielkoskalowe bateryjne magazyny energii	moc [MW]	200	1000	1500	2000
	pojemność [MWh]	800	4000	6000	8000
przydomowe bateryjne magazyny energii	moc [MW]	250	1500	2250	3000
	pojemność [MWh]	500	3000	4500	6000

Źródło: Szacunki MKiŚ.

Tabela 4. Przyjęta liczba pojazdów elektrycznych* [szt.]

	2025	2030	2035	2040
samochody osobowe (elektryczne)	316 988	955 369	1 809 244	2 910 656
samochody osobowe (hybrydy plug-in)	204 351	653 272	1 159 106	1 701 165
autobusy komunikacji miejskiej	3203	7 203	11 203	12 003
dostawcze	288	2879	8 637	14 395

Źródło: Szacunki MKiŚ; szacunki dla samochodów osobowych na podstawie: Polish EV Outlook 2020, Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA).

* Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności.

Tabela 5. Przyjęta liczba pomp ciepła w podziale na rodzaje [szt.]

	2025	2030	2035	2040
solanka/woda	128 000	256 000	276 950	297 900
woda/woda	1 500	3 000	3 850	4 700
powietrze/woda	599 500	1 199 000	2 774 600	4 350 200
powietrze woda tylko c.w.u.	124 000	248 000	292 200	336 400

Źródło: Scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 roku, Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC) 2022, scenariusz realistyczny.

1.4. Ścieżki cen uprawnień do emisji CO₂, węgla kamiennego, gazu ziemnego i zapotrzebowanie na energię elektryczną

Dotychczasowe ambicje klimatyczno-energetyczne UE na 2030 r. nie uległy redukcji ani odroczeniu w związku ze skutkami agresji Rosji na Ukrainę. Dążenie do osiągnięcia zeroemisyjności w UE zostało wzmocnione w opublikowanym w 2022 r. pakiecie REPowerEU, którego celem jest przyspieszenie procesu przejścia na czystą energię i zwiększenie niezależności energetycznej Europy na skutek wojny w Ukrainie. Wzrastające aspiracje klimatyczne coraz mocniej mogą wpływać na wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS, negatywnie wpływając na konkurencyjność jednostek wytwórczych na paliwa kopalne.

Do obliczeń modelowych przyjęto prognozy cen uprawnień do emisji CO₂ zgodnie z opublikowanymi w listopadzie 2022 r. zaleceniami Komisji Europejskiej do aktualizacji krajowych planów na rzecz energii i klimatu⁷, przy czym od 2035 r. wybrano trajektorię cenową wskazaną dla scenariusza dodatkowych polityk (tzw. scenariusz WAM, ang. *With Additional Measures*).

W zakresie ścieżek cen paliw przyjęto eksperckie szacowania MKiŚ, bazując na uśrednionych trajektoriach prezentowanych w publicznie dostępnych prognozach wiodących ośrodków analitycznych. W tym kontekście istotne jest, że w 2022 r. ceny surowców energetycznych podlegały silnym fluktuacjom, przez co ośrodki analityczne zachowawczo podchodziły do projekcji długoterminowych i ich oceny pod kątem realności. Wnioskowanie o perspektywicznym kształcie ścieżki rozwoju energetycznego wymaga pewnej stabilizacji (np. ze względu na wiarygodność prognoz cen surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO₂).

Zapotrzebowanie na energię elektryczną netto zostało oszacowane, biorąc pod uwagę kontynuację dotychczasowych trendów, odpowiednio skorygowanych o wzrost zapotrzebowania na energię generowany przez wzrost pomp ciepła, rozwój elektromobilności i elektrolizerów. W analizach przyjęto, że zapotrzebowanie jest w pełni pokrywane przez produkcję krajową.

Tabela 6. Parametry cenowe i zapotrzebowanie na energię elektryczną

	2025	2030	2035	2040
cena uprawnień do emisji CO ₂ [EUR'2020/tCO ₂]	80	80	120	250
węgiel kamienny [PLN'2020/GJ]	24,2	15,5	14,8	14,8
gaz ziemny [PLN'2020/GJ]	70,3	66,6	52,5	51,2
zapotrzebowanie na energię elektryczną netto [TWh]	170,0	199,9	222,6	243,6

Źródło trajektorii cenowych: MKiŚ na podstawie dostępnych prognoz:

- ceny węgla kamiennego – na podstawie danych Ministerstwa Aktywów Państwowych (kwiecień 2022 r.),
- ceny gazu ziemnego – uśredniona prognoza z: *World Energy Outlook 2022* Międzynarodowej Agencji Energii (październik 2022 r.), danych U.S. Energy Information Administration (2022 r.), zaleceń KE do aktualizacji KPEiK (listopad 2022 r.),
- ceny uprawnień do emisji CO₂ – zalecenia KE do aktualizacji KPEiK (listopad 2022 r.) na podstawie EU Reference Scenario 2020.

⁷ Guidance to MS for updated NECPs 2021-2030, KE 2022, link: https://energy.ec.europa.eu/guidance-ms-updated-necps-2021-2030_en.

2. Prognozowana struktura mocy zainstalowanej

W tabelach poniżej zestawiono prognozę mocy zainstalowanej w podziale na technologie wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie 2040 r., a także zestawienie udziału mocy zeroemisyjnych, węglowych, gazowych i pozostałych technologii w analizowanym okresie.

Wyniki analiz wskazują, że moc osiągalna netto źródeł wytwarzania może wzrosnąć do ok. 88,8 GW w 2030 r. i do 129,7 GW w 2040 r., co oznacza podwojenie mocy osiągalnej, choć współczynniki wykorzystania dużej ilości nowych mocy będą niższe niż dominujących dotychczas elektrowni konwencjonalnych. **Przyrost mocy będzie następował wyłącznie w źródłach zero- i niskoemisyjnych**, przy czym

89 GW w 2030 r.

130 GW w 2040 r.

przyrost mocy gazowych będzie determinowany koniecznością zapewnienia bilansowania systemu. W wyniku transformacji energetycznej w 2030 r. poziom mocy zeroemisyjnych (OZE) w KSE może wynieść 57%, a w 2040 r. będzie stanowił ok. 74% w strukturze mocy. Zmiany technologiczne dające wyraz dążeniu do neutralności klimatycznej oznaczają ogromny wysiłek organizacyjny i finansowy.

Przewiduje się, że już w 2025 r. moce **odnawialnych źródeł energii** mogą stanowić połowę struktury wytwórczej, w 2030 r. 57%, a w 2040 r. 68%. Największy przyrost mocy wystąpi w **elektrowniach słonecznych** (ang. *photovoltaics* – PV) do poziomu ok. 27 GW w 2030 r. i aż 45 GW w 2040 r., do czego przyczyni się wzrost liczby prosumentów, jak również farm słonecznych budowanych przez różne podmioty gospodarcze. Do 2040 r. fotowoltaiczne instalacje prosumenckie mogą osiągnąć moc ok. 21,6 GW, przy liczbie prosumentów niemal 3 mln. Warto wskazać, że moc zainstalowana w całym KSE na koniec 2019 r. wyniosła 47,4 GW, również w 2019 r. moc zainstalowana PV przekroczyła pierwszy gigawat⁸. Istotną rolę w systemie odgrywać będą **morskie elektrownie wiatrowe**, które aktualnie nie występują w KSE. W 2030 r. ich moc zainstalowana może wynieść 5,9 GW, a 10 lat później już 18 GW. Następować będzie także stopniowy rozwój **energetyki wiatrowej na lądzie**, której całkowita moc zainstalowana może wzrosnąć nawet do poziomu blisko 20 GW.



Trzeba podkreślić, że tak intensywny rozwój mocy zależnych od warunków atmosferycznych wymaga zapewnienia zasobów i rozwiązań organizacyjnych pozwalających na regulację mocy oraz utrzymanie stabilności pracy systemu. Ponadto istnieje potrzeba intensywnego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, co wymaga dużego wysiłku technicznego i finansowego.

Aktualnie udział mocy opartych o **biomasę i biogaz** stanowi niewielki odsetek w strukturze mocy ze względu na warunki techniczne i dostępność paliwa. Choć moc ta może ulec wielokrotnieniu, wciąż moce te nie będą mieć wysokiego udziału w strukturze mocy zainstalowanych w KSE (ok. 2,5 GW w 2030 r. i ok. 3,4 GW w 2040 r.). Zmiana w tym obszarze może nastąpić wraz z rozwojem rynku biogazu i zwiększeniem dostępności biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju. Źródła te będą mieć głównie charakter lokalny, co będzie sprzyjać rozwojowi obszarów niezależnych energetycznie oraz dekarbonizacji ciepłownictwa. Ze względu na stosunkowo niski potencjał wodny naszego kraju może nastąpić jedynie niewielki rozwój **hydroenergetyki przepływowej** do poziomu ok. 1,4 GW w 2040 r., choć w przypadku przełomu inwestycyjnego, rozwój tych źródeł może mieć pozytywny wpływ na bilans energetyczny.

W strukturze mocy wytwórczych w 2033 r. pojawi się **pierwszy wielkoskalowy blok jądrowy** o mocy netto 1,1 GW, przewidziany w *Programie polskiej energetyki jądrowej*. Następne bloki będą się pojawiać w strukturze co 2 lata – łącznie 4,4 GW (piąty i szósty blok przewidziany jest po 2040 r.). W prognozach uwzględniono inwestycję realizowaną równoległe do PPEJ o mocy reaktora ok. 1,3 GW, co łącznie w 2040 r. da ponad 5,7 GW w 2040 r. Nie można jednak wykluczyć, że do 2040 r. powstanie więcej niż jeden blok w tej technologii. Ze względu na bardzo duże zainteresowanie rynkowe, w bilansie uwzględniono także moce zainstalowane w **małych reaktorach jądrowych**. Pierwsze moce SMR będą widoczne w bilansie już w 2030 r. Ponieważ jest to technologia, która nie uległa jeszcze popularyzacji w sektorze energetycznym na świecie, przyjęto ostrożnościowe podejście w prognozach. Ujęcie SMR w analizach ma na celu zasygnalizowanie inwestorom, że jest to technologia, której rozwój jest oczekiwany i uwzględniany w systemie energetycznym.



⁸ Na podstawie *Statystyki Elektroenergetyki Polskiej 2021, 2019*, tabl. 2.11 (15), 3.38 (58), ARE S.A. w imieniu MKiŚ.

Wartości widoczne w bilansie nie odzwierciedlają pełnego zainteresowania rynkowego i nie należy ich traktować również jako wartości maksymalnej instalacji krajowych, zwłaszcza biorąc pod uwagę to, że część zapowiadanych inwestycji może mieć charakter źródeł przemysłowych, które będą pokrywać pełne zapotrzebowanie określonego podmiotu gospodarczego, zapewniając mu niezależność energetyczną.

Poziom **mocy węglowych** w KSE będzie spadał z przyczyn technicznych i ekonomicznych, w tym ze względu na wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, niespełnianie wymogów dotyczących generowanych emisji zanieczyszczeń i potrzebę dekarbonizacji sektora. **W najbliższych latach moce węglowe będą niezbędne w systemie dla zagwarantowania pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorców**, w sytuacji dużego wzrostu mocy zainstalowanej w technologiach zeroemisyjnych, lecz zależnych od warunków atmosferycznych. Co najmniej do 2030 r. źródła węglowe będą pełnić rolę gwaranta dostaw energii, choć energia wytworzona w tych źródłach nie będzie miała już dominującego charakteru (patrz kolejny podrozdział). Utrzymanie mocy węglowych do czasu dostatecznego rozwoju innych rozwiązań zapewniających stabilność dostaw jest niezbędne dla rozwoju OZE ze względu na realny brak możliwości pokrycia potrzeb KSE przez alternatywne rozwiązania.



W 2030 r. moce oparte na węglu kamiennym (elektrownie i elektrociepłownie) wynosić będą 13 GW, zaś na węglu brunatnym 6,5 GW, co łącznie stanowić będzie 22% w strukturze KSE. W kolejnej dekadzie następować będzie dalsza sukcesywna redukcja mocy węglowych, które w 2040 r. stanowić będą łącznie ok. 8% mocy zainstalowanej w KSE. W 2040 r. moce na węgiel kamienny wynosić będą ok. 9,4 GW, na co składać się będą elektrownie o aktualnie najlepszych parametrach, których moc wynosić będzie ok. 7,6 GW. Średni czas pracy JWCD na węgiel kamienny prawdopodobnie obniży się o ponad połowę i wynosić będzie w 2030 r. ok. 33%, a w 2040 r. ok. 17%. Jednostki te będą pracować jako jednostki szczytowe, podszczytowe lub na minimum technicznym. W perspektywie do 2040 r. moce na węgiel brunatny ulegać będą redukcji do poziomu ok. 0,7 GW. Do 2030 r. moce na węgiel brunatny będą odstawiane w niewielkim tempie, lecz tempo wycofań wzrośnie w kolejnej dekadzie, tak że w 2040 r. moce te stanowić będą poniżej 1% w strukturze KSE.

Ze względu na dużą elastyczność wciąż niezbędne będzie wykorzystywanie **mocy gazowych**, co ma istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, choć dążyć się będzie do redukcji wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny, aby nie uzależniać się od dostaw tego surowca. Do czasu dostatecznego rozwoju rozwiązań alternatywnych, moce gazowe i węglowe zabezpieczą będą dostawy energii elektrycznej. Prognozy wskazują, że w 2030 r. moce gazowe wynosić będą ok. 13 GW, co stanowi ok. 15% udziału mocy w KSE. W kolejnych latach łączna moc zainstalowana w jednostkach gazowych będzie utrzymywać się na względnie stałym poziomie ok. 13 GW, lecz udział w strukturze KSE będzie spadać – w 2040 r. moce te będą stanowić ok. 10%. Większość mocy będą stanowić elektrownie – ok. 10 GW, na które będą składać się istniejące już jednostki oraz źródła, których proces inwestycyjny zakończy się ok. 2030 r. Również w przypadku elektrociepłowni gazowych wykorzystywane zasoby to jednostki istniejące lub zbudowane ok. 2030 r.



Produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach powiązana jest z zapotrzebowaniem na ciepło, zwłaszcza w większych ośrodkach miejskich, gdzie dekarbonizacja systemów ciepłowniczych za pomocą zeroemisyjnych źródeł jest trudniejsza niż w przypadku średnich miast, dlatego w najbliższych latach powstanie kilka nowych elektrociepłowni, które będą pracować częściowo w podstawie pracy systemu, lecz są wykorzystywane również do regulacji systemu elektroenergetycznego.

Warto podkreślić, że w przyszłości moce gazowe będą mogły być wykorzystywane również w oparciu o biometan, którego potencjał jest oceniany na coraz wyższym poziomie.

Dynamicznie rozwijające się źródła odnawialne wymagają **rozwój technologii i rozwiązań wpływających na wzrost elastyczności systemu i pewności dostaw**. Niestety technologie alternatywne w stosunku do mocy gazowych i węglowych nie są rozwinięte na tyle, aby aktualnie móc uznawać ich intensywny rozwój za pewny i opierać na nich przyszłe bezpieczeństwo energetyczne. Obok utrzymanych mocy węglowych i mocy gazowych, rozwijanych na poziomie niezbędnego minimum, znaną i dostępną technologią są **elektrownie szczytowo-pompowe**, które są elektrowniami wodnymi. Ponieważ są to rozwiązania pewne, dlatego przewiduje się realizację kilku projektów inwestycyjnych w tym obszarze, powodując przyrost tych mocy z aktualnych 1,4 GW do poziomu 4,8 GW w 2040 r.



Uwzględniając aktualną wiedzę o projektach i potencjale, przewiduje się, że **magazyny energii** – zarówno budowane jako instalacje prosumenckie, jak i wielkoskalowe – mogą osiągnąć moc ok. 2,5 GW w 2030 r., która do 2040 r. może ulec podwojeniu. Wartości te będą ulegać weryfikacji, wraz z intensyfikacją badań i rozwoju tych technologii. W 2040 r. w bilansie mogą wystąpić również rezerwowe elektrownie szczytowe o stosunkowo niedużej mocy, które pojawiają się w celu zapewnienia wystarczalności mocy. Ponieważ perspektywa uzupełnienia bilansu jest oddalona, nie wskazano, która technologia pokryje tę część zapotrzebowania na moc – jeśli do tego czasu nie nastąpi intensywny rozwój innowacyjnych technologii i rozwiązań, ta część popytu zostanie pokryta przez konwencjonalne moce szczytowe, tj. np. szczytowe elektrownie gazowe lub olejowe.



Rozwój alternatywnych technologii poprawiających elastyczność systemu będzie jednym z głównych czynników decydujących o intensywności rozwoju i wykorzystania OZE. W sytuacji znaczącego przyrostu OZE coraz częściej występować będzie potrzeba ograniczania ich pracy, gdyż możliwości generacji będą przekraczać zapotrzebowanie na moc. Jednocześnie będą musiały funkcjonować również moce konwencjonalne pracujące w warunkach tzw. minimum technicznego w celu zapewnienia niezbędnych zdolności do regulacji mocy oraz utrzymania stabilności pracy systemu. Technologie magazynowania energii i rozwiązania wpływające na elastyczność systemu – np. zarządzanie popytem (DSR), czy produkcja wodoru mogą pozwolić na lepsze wykorzystywanie mocy OZE. Wpłynie to korzystnie na rozwój obszarów zrównoważonych energetycznie i budowanie niezależności energetycznej na poziomie lokalnym oraz krajowym.

Niniejszy dokument nie wyznacza górnej granicy wolumenu magazynów energii, DSR, czy technologii wodorowych. W praktyce zakładane wolumeny OZE, aby uniknąć konieczności ich redukcji, uzasadniają bardzo duże zapotrzebowanie na zdolności do magazynowania energii czy zarządzania popytem. W przypadku dojrzałości technicznej i atrakcyjności ekonomicznej zdolności te będą mogły być rozwijane ponad poziomy zasygnalizowane w niniejszym dokumencie.

Tabela 7. Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r. [MW]

	2022*	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	8 908	6 520	6 520	3 337	683
elektrownie na węgiel kamienny	16 635	13 858	9 962	9 127	7 563
elektrociepłownie na węgiel kamienny	5 933	4 020	3 011	1 871	1 848
elektrociepłownie pozostałe	675	760	945	945	945
elektrociepłownie gazowe	1 522	2 286	2 973	3 079	3 071
elektrownie gazowe	2 482	3 446	10 036	10 036	10 036
elektrownie słoneczne (PV)	12 189	18 760	27 000	36 000	45 000
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	0	0	5 900	11 885	17 885
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	8 256	10 940	13 940	16 940	19 940
elektrownie wodne przepływowe	980	980	1 130	1 280	1 430
elektrownie i elektrociepłownie na biomasę i biogaz	1 247	1 455	2 470	2 920	3 370
elektrownie jądrowe	0	0	0	2 200	5 740
małe reaktory jądrowe (SMR)	0	0	300	1 200	2 100
elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	1 413	1 334	2 084	3 824	4 824
prosumenckie i wielkoskalowe magazyny energii	16**	450	2 500	3 750	5 000
elektrownie szczytowe rezerwowe (np. olejowe, OCGT, in.)	0	0	0	0	300
razem	60 258**	64 809	88 771	108 393	129 736

*Wartości za 2022 r. mają charakter brutto; na podstawie ARE S.A.

**Moc magazynów wg szacowań MKiŚ na podstawie badań statystycznych. Suma mocy zainstalowanej uwzględnia wartość podaną w pozycji dot. magazynów energii.

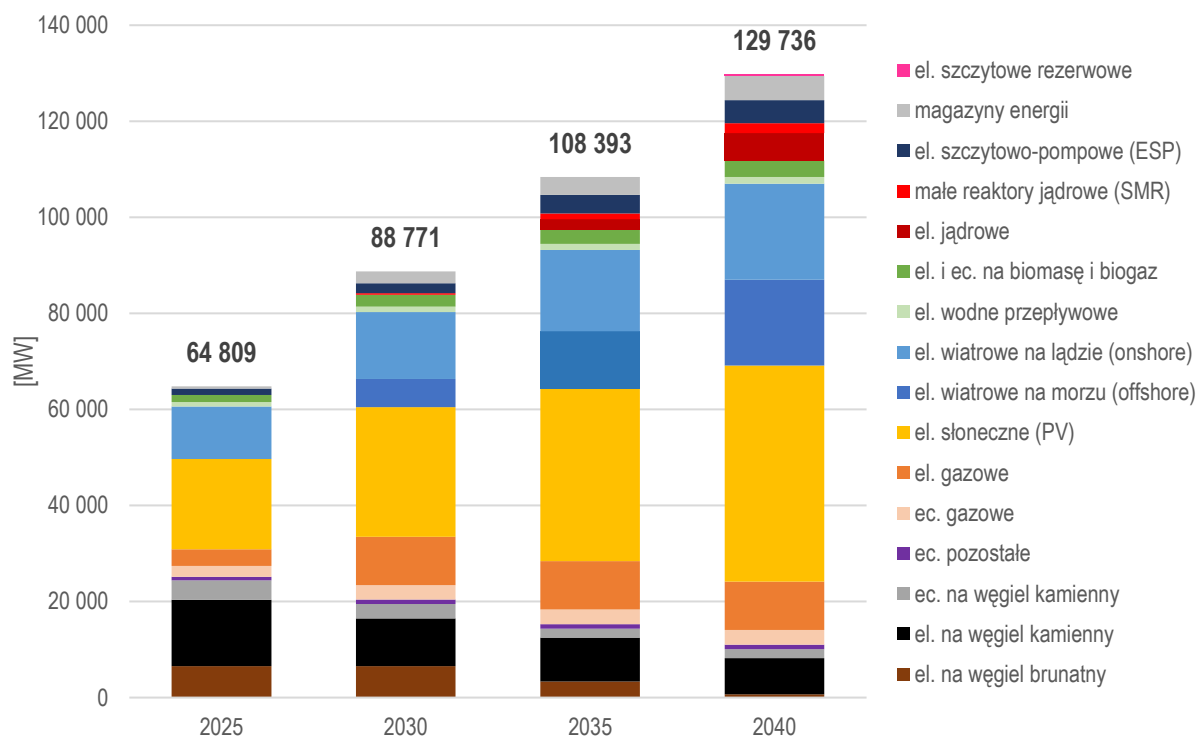
Źródło: MKiŚ, we współpracy z operatorem systemu przesyłowego PSE S.A.; dane za 2022 r. na podstawie Informacji statystycznej o energii elektrycznej, grudzień 2022 r., tabl. 3, ARE S.A. w imieniu MKiŚ.

Zestawienie udziału mocy zeroemisyjnych, węglowych i innych **pokazuje jak silnie KSE nasycą się źródłami zeroemisyjnymi**. Warto porównać wyniki zawarte w tej tabeli z wartościami w analogicznej tabeli w rozdziale 3.3. Ze względu na zależność od warunków atmosferycznych, udział technologii zeroemisyjnych w bilansie wytwarzania energii elektrycznej różni się od bilansu mocy. Wartości w 2040 r. ulegają zbliżeniu z uwagi na pojawienie się mocy jądrowych w bilansie, które co do zasady charakteryzują się pracą ciągłą.

3/4 mocy zero-emisyjnych w 2040 r.

Tabela 8. Moc zainstalowana netto [MW] w technologiach zeroemisyjnych, węglowych i innych oraz udział w strukturze [%]

[MW] / [%]	2025		2030		2035		2040	
moce zeroemisyjne	32 135	50%	50 740	57%	72 425	67%	95 465	74%
moce OZE	32 135	50%	50 440	57%	69 025	64%	87 625	68%
moce jądrowe	0	–	300	0%	3 400	3%	7 840	6%
moce węglowe	24 398	38%	19 493	22%	14 335	13%	10 095	8%
moce na węgiel kamienny	17 878	28%	12 973	15%	10 998	10%	9 412	7%
moce na węgiel brunatny	6 520	10%	6 520	7%	3 337	3%	683	1%
moce gazowe	5 732	9%	13 009	15%	13 115	12%	13 107	10%
moce pozostałe	2 543	4%	5 528	6%	8 518	8%	11 068	9%



Rysunek 1. Prognoza mocy zainstalowanej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii

3. Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej netto

W tabelach poniżej zestawiono prognozę produkcji energii elektrycznej netto w podziale na technologie w perspektywie 2040 r. (w układzie analogicznym, jak w prognozie struktury mocy zainstalowanej) oraz udział produkcji energii w technologiach zeroemisyjnych, węglowych, gazowych i pozostałych.

200 TWh w 2030 r.
244 TWh w 2040 r.

W analizach przyjęto, że saldo importowo-eksportowe jest zerowe ze względu na konieczność zapewnienia samowystarczalności generacji krajowej w przypadku braku dostępności importu energii z zagranicy. Produkcja energii elektrycznej netto odpowiada zapotrzebowaniu i rośnie z aktualnego popytu ok. 178 TWh (brutto) do poziomu blisko 200 TWh w 2030 r. i do poziomu 244 TWh w 2040 r. Następuje znacząca dywersyfikacja technologiczna w kierunku dekarbonizacyjnym.

Największy wzrost w wolumenie produkowanej energii elektrycznej netto wystąpi w przypadku **odnawialnych źródeł energii**, które w 2030 r. wyprodukują ok. 47% energii elektrycznej, a w 2040 r. będą odpowiadać za ponad połowę produkcji energii elektrycznej. W tym czasie będą produkować rocznie ponad trzykrotnie więcej energii elektrycznej niż aktualnie. **Elektrownie słoneczne** wyprodukują wg prognoz 25 TWh w 2030 r. i ok. 29 TWh w 2040 r., co stanowić będzie 13% i 12% w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Przewiduje się, że największy udział w strukturze produkcji z OZE będą mieć w 2040 r. **elektrownie wiatrowe na morzu**. Mimo że technologia *offshore* nie jest aktualnie elementem KSE, już w 2030 r. energia wytworzona przez nie będzie wynosić 21,6 TWh, co stanowić będzie ok. 11% w bilansie wytwarzania, zaś w 2040 r. wytworzone 43,7 TWh stanowić będzie 18% całkowitej produkcji energii elektrycznej netto. **Elektrownie wiatrowe na lądzie** będą wytwarzać 34,1-36,5 TWh w latach 2030–2040.



Symulowany stopień wykorzystania OZE maleje wraz z przyrostem ich mocy. Powodem jest brak zapotrzebowania na tę energię w momencie jej fizycznej dostępności. Te spodziewane redukcje generacji OZE powinny stanowić impuls do rozwoju magazynów energii, gospodarki paliw alternatywnych, w tym wodoru, zmian trendów w zapotrzebowaniu na energię elektryczną czy elastyczności popytu i sieci, co pozwoliłoby zagospodarować nadwyżki produkcji energii z OZE. Dlatego kluczowa będzie odpowiednia korelacja rozwoju OZE i powyższych elementów.

Wzrastać będzie ilość energii wytworzonej przez **moce na biomasę i biogaz**. Technologie te w 2040 r. będą mogły wyprodukować ok. 14,3 TWh energii elektrycznej, co będzie stanowić niewiele mniej niż energia wytworzona w jednostkach na węgiel kamienny w tym czasie. Są to źródła niezależne od warunków atmosferycznych, lecz zależne od dostępności paliwa, w tym jego ceny.

W 2030 r. w bilansie mogą pojawić się **pierwsze jednostki energii wytworzone w mocach jądrowych**. W 2040 r. ze względu na wysoki stopień wykorzystania mocy udział wytworzonej w tych źródłach energii może sięgnąć aż 22,6% (w tym 16 pp. z wielkoskalowych elektrowni jądrowych), co stanowić będzie jeden z najwyższych udziałów w strukturze produkcji energii elektrycznej. Tym samym inwestycje jądrowe w szybkim tempie i wysokim stopniu przyczynią się do dekarbonizacji systemu elektroenergetycznego. W wielkoskalowych elektrowniach jądrowych w 2040 r. może zostać wytworzone blisko 40 TWh energii elektrycznej. Prognoza wskazuje na produkcję ponad 15 TWh energii elektrycznej w małych reaktorach jądrowych (SMR), lecz jak wspomniano wcześniej, aktualnie zastosowano ostrożnościowe podejście, ponieważ trudno ocenić realny potencjał wykorzystania tych mocy ze względu na to, że SMR nie są powszechnie wykorzystywane na świecie w sektorze energetycznym. W konsekwencji wartość wynikowa dla produkcji energii z SMR'ów może być odmienna, gdyż nie jest wiadomo, jak w rzeczywistości rozwinie się ta technologia.



Wysokie i systematyczne wzrosty ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz potrzeba dekarbonizacji systemu mogą powodować, że w kolejnych latach będzie następować wyraźny spadek w ilości energii elektrycznej produkowanej przez źródła węglowe. Udział **energii elektrycznej z węgla może spaść z aktualnych 69% do 50% w 2025 r., a w 2030 r. – 35%**. Tempo spadku produkcji energii z węgla przyspieszy po 2030 r., skutkując udziałem ok. 8% w bilansie w 2040 r. Przewiduje się, że rozwój alternatywnych rozwiązań, które realnie mogą zastąpić moce węglowe jako stabilizujące system i rezerwujące OZE, nie nastąpi przed 2030 r., dlatego niezbędne będzie utrzymanie mocy węglowych w systemie, które pracować będą zależnie od pokrywania popytu przez źródła OZE.



Po 2030 r. silnie przyspieszy spadek wytwarzania w **elektrowniach na węgiel brunatny**. Choć koszty paliwa są stosunkowo niskie, to cechują się wysoką emisyjnością. Obok obciążenia środowiskowego emisje wpływają na ekonomikę generacji, gdyż koszt produkcji jest coraz mocniej obciążany kosztami uprawnień do emisji CO₂. Tym samym odstawienia mocy i spadek współczynnika wykorzystania będą mieć charakter zarówno ekonomiczny, techniczny, jak i środowiskowy. Biorąc pod uwagę potrzeby systemowe opisane powyżej, w 2030 r. z węgla brunatnego może zostać wytworzone ok. 28 TWh, lecz w 2040 r. produkcja może spaść do ok. 2 TWh, co stanowić będzie mniej niż 1% udziału w strukturze. Udział węgla kamiennego (w elektrowniach i elektrociepłowniach) w wytwarzaniu energii elektrycznej prawdopodobnie zmniejszy się do poziomu ok. 8% w 2040 r., co odpowiada generacji na poziomie ok. 18 TWh.

Źródła gazowe, które ze względu na swoją charakterystykę techniczną pełnią funkcję bilansowania systemu elektroenergetycznego, mogą wytworzyć w 2030 r. 12,5 TWh – elektrownie i 17 TWh – elektrociepłownie. Moce gazowe będą odpowiadać za 15–18% energii wytworzonej w latach 2030–2040. Warto podkreślić, że w tym okresie poziom mocy będzie względnie stały, ale produkcja w elektrowniach gazowych będzie fluktuować. Będzie to wynikało z coraz większego poziomu mocy OZE w KSE i rezerwowego charakteru pracy elektrowni gazowych.



Ponieważ produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach powiązana jest z zapotrzebowaniem na ciepło, produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach cechuje się mniejszą zmiennością współczynnika wykorzystania mocy niż w przypadku elektrowni.

Przy obecnym poziomie rozwoju technologicznego możliwości wykorzystania **magazynów energii elektrycznej** należy w polityce państwa, nastawionej na bezpieczeństwo energetyczne, traktować zachowawczo, dlatego zmagazynowana w nich energia w wynikach niniejszych prognoz stanowi mniej niż 1% energii, tj. ok. 1,5 TWh w 2040 r. Rozwój tych źródeł i rozwiązań wpływających na elastyczność systemu jest wysoce pożądany, dlatego wraz z aktualizacją wiedzy o postępach badawczych wartości te będą ulegać zmianie. Jak wspomniano w poprzednim podrozdziale, rozwój technologiczny i spadek kosztów wykorzystania tych rozwiązań pozwoli na lepsze zarządzanie KSE i większe wykorzystanie mocy OZE.



Tabela 9. Prognoza produkcji energii elektrycznej netto [GWh]

	2022*	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	47 302	35 513	28 239	6 626	2 011
elektrownie na węgiel kamienny	61 389	39 215	29 171	19 994	10 948
elektrociepłownie na węgiel kamienny	17 615	15 953	11 951	7 433	7 370
elektrociepłownie pozostałe	2 895	3 266	4 426	4 288	4 020
elektrociepłownie gazowe	5 753	9 286	12 462	12 086	12 072
elektrownie gazowe	5 942	12 300	16 992	28 632	23 585
elektrownie słoneczne (PV)	8 008	16 933	25 122	29 565	29 076
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	0	0	21 579	37 472	43 685
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	19 352	28 762	34 371	36 565	34 134
elektrownie wodne przepływowe	1 969	1 738	2 004	2 270	2 546
elektrownie i elektrociepłownie na biomasę i biogaz	7 515	6 738	10 125	12 475	14 287
elektrownie jądrowe	0	0	0	12 693	39 651
małe reaktory jądrowe (SMR)	0	0	1 052	8 381	15 386
elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	1 050	206	1 165	2 657	3 296
prosumenckie i wielkoskalowe magazyny energii	0	125	1 222	1 451	1 562
elektrownie szczytowe rezerwowe	0	0	0	0	2
Razem	178 790	170 033	199 881	222 588	243 632

* Dane za 2022 r. stanowią wartości brutto. Przeliczenie danych na wartości netto wiązałoby się z przyjęciem uśrednionych współczynników sprawności dla poszczególnych technologii, przez co obciążone byłoby ryzykiem błędu.

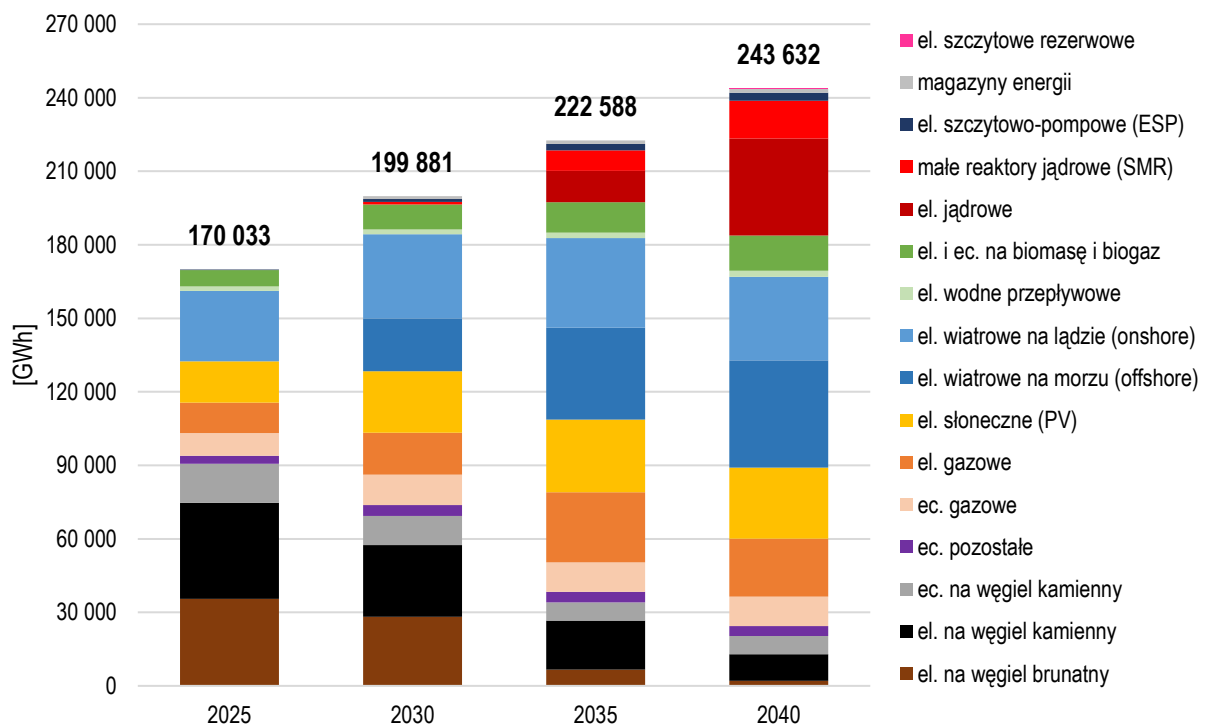
Źródło: MKiŚ, we współpracy z operatorem systemu przesyłowego PSE S.A.; dane za 2022 r. na podstawie Informacji statystycznej o energii elektrycznej, grudzień 2022 r., tabl. 3, ARE S.A. w imieniu MKiŚ.

Tabela poniżej przedstawia, jak kształtuje się dekarbonizacja produkcji energii elektrycznej. Już w 2030 r. blisko połowa wytworzonej energii elektrycznej pochodzić będzie ze źródeł zeroemisyjnych, a udział czystej energii wzrośnie jeszcze szybciej w kolejnej dekadzie. Warto porównać tę tabelę z analogiczną w podrozdziale dotyczącym mocy wytwórczych. Wyraźnie widać, jak duży wkład w dekarbonizację w kolejnych latach ma przyrost energetyki jądrowej. Wyniki dla OZE wymagają bardzo ambitnych wysiłków, ale wykorzystanie mocy może być jeszcze wyższe, jeśli rozwiną się nowoczesne źródła i rozwiązania wpływające na elastyczność systemu i pozwalające na zagospodarowanie nadwyżek produkcji z OZE.

73% energii elektrycznej z OZE i EJ w 2040 r.

Tabela 10. Produkcja energii elektrycznej [TWh] z mocy zeroemisyjnych, węglowych i innych oraz udział w strukturze [%]

[GWh] / [%]	2025		2030		2035		2040	
moce zeroemisyjne	54 171	32%	94 254	47%	139 420	63%	178 765	73%
moce OZE	54 171	31,8%	93 202	46,6%	118 346	53,2%	123 728	50,8%
moce jądrowe	0	0%	1 052	0,5%	21 074	9,5%	55 037	22,6%
moce węglowe	90 680	53%	69 360	35%	34 053	15%	20 330	8%
moce na węgiel kamienny	55 168	32,4%	41 121	20,6%	27 427	12,3%	18 319	7,5%
moce na węgiel brunatny	35 513	20,9%	28 239	14,1%	6 626	3%	2 011	0,8%
moce gazowe	21 586	13%	29 454	15%	40 718	18%	35 657	15%
moce pozostałe	3 596	2%	6 813	3%	8 397	4%	8 880	4%



Rysunek 2. Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii

4. Prognozowany poziom emisji i emisyjności CO₂

Obniżanie emisji CO₂, innych gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń zarówno z sektora energetycznego, jak i całej gospodarki jest istotą transformacji energetycznej. Wytwarzanie energii elektrycznej zgodnie z przedstawionymi wyżej wynikami prognoz skutkuje nie tylko spadkiem uśrednionego poziomu emisji CO₂ (emisyjności) na wytworzoną jednostkę energii elektrycznej, ale także spadkiem całkowitych emisji w sektorze, mimo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Wpływ na to będzie miało odstawienie części bloków opalanych węglem brunatnym i kamiennym oraz zmniejszenie generacji z bloków węglowych pozostających w systemie, inwestycje w OZE, uruchomienie bloków jądrowych i gazowo-parowych.

Predykcje przedstawione w tabeli i na rysunku poniżej przedstawiają prognozowany poziom emisji i emisyjności CO₂ wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach kogeneracyjnych - elektrociepłowniach. Ze względu na ograniczenia modelowe nie jest możliwe przedstawienie wartości dotyczących jedynie energii elektrycznej. W tabeli przedstawiono wartości za 2021 r. wynikające z *Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2021 rok*, prowadzonej przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Stanowią one punkt odniesienia dla otrzymanych prognoz, ale nie należy bezpośrednio odnosić tych wyników do prognoz ze względu na inny zakres wartości.

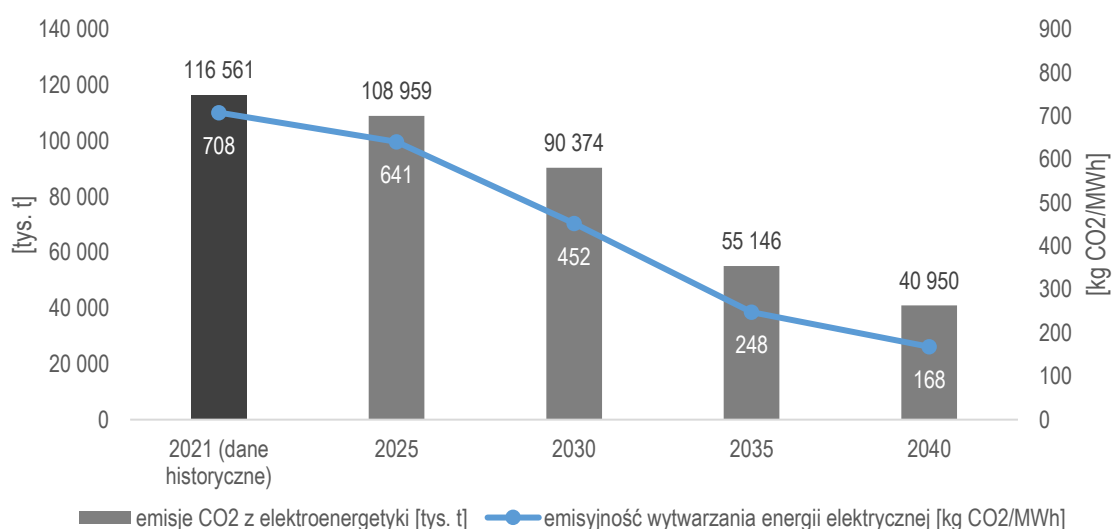
Poziom emisji towarzyszący generacji energii elektrycznej i ciepła wytworzonego w kogeneracji spada o 20% w latach 2025–2030 i aż o 60% w latach 2025–2040. Biorąc pod uwagę fakt, że sektor energii jest odpowiedzialny za największą część globalnych emisji, takie znaczące spadki emisji będą przyczyniać się do całkowitej redukcji emisji przy założeniu wysiłków podejmowanych również w innych sektorach gospodarki.

W jeszcze szybszym tempie będzie spadać emisyjność wytwarzania energii [kg CO₂/MWh], która wskazuje, ile średnio CO₂ wyemitowano na jednostkę wyprodukowanej energii. Oznacza to, że przyrost wytwarzania energii z zero- i niskoemisyjnych źródeł będzie pokrywał nie tylko przyrost zapotrzebowania na energię, ale także zapotrzebowanie pokrywane dotychczas przez źródła wysokoemisyjne. Prognozuje się, że w okresie 2025–2030 emisyjność spadnie o 35%, a w latach 2025–2040 aż o 75%.

Tabela 11. Emisje i emisyjność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach.

	2021	2025	2030	2035	2040
emisje CO ₂ z elektroenergetyki [tys. t]	116 561	108 959	90 374	55 146	40 950
emisyjność wytwarzania energii elektrycznej [kg CO ₂ /MWh]	708	641	452	248	168

Źródło: Dane za 2021 r. na podstawie Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2021 r., KOBiZE grudzień 2022; Prognozy – MKiŚ we współpracy z operatorem systemu przesyłowego PSE S.A.



Rysunek 3. Poziomy emisji i emisyjności CO₂ w sektorze elektroenergetycznym do 2040 r.

5. Prognozowane zużycie paliw w sektorze elektroenergetycznym

5.1. Prognoza zużycia węgla kamiennego i węgla brunatnego

Zużycie węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych oraz w elektrowniach przemysłowych będzie ulegać sukcesywnej redukcji z poziomu ok. 40 mln t w 2022 r. do ok. 10 mln t w 2040 r. w związku z rozwojem mocy zeroemisyjnych, stopniowym wycofywaniem wyeksploatowanych mocy węglowych oraz rosnącymi kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂, które obniżają opłacalność wykorzystania technologii węglowych.

węgiel kamienny

21 mln t w 2030 r.

10 mln t w 2040 r.

Podobne trajektorie redukcyjne prognozowane są w zakresie zużycia węgla brunatnego, na który popyt spada z poziomu ok. 54 mln t w 2022 r. do ok. 1,7 mln t w 2040 r. Największa dynamika redukcji wykorzystania węgla brunatnego przewidywana jest po 2030 r. ze względu na prognozowane wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂, przewidywane odstawienia mocy wytwórczych oraz zakończenie eksploatacji istniejących kopalni odkrywkowych.

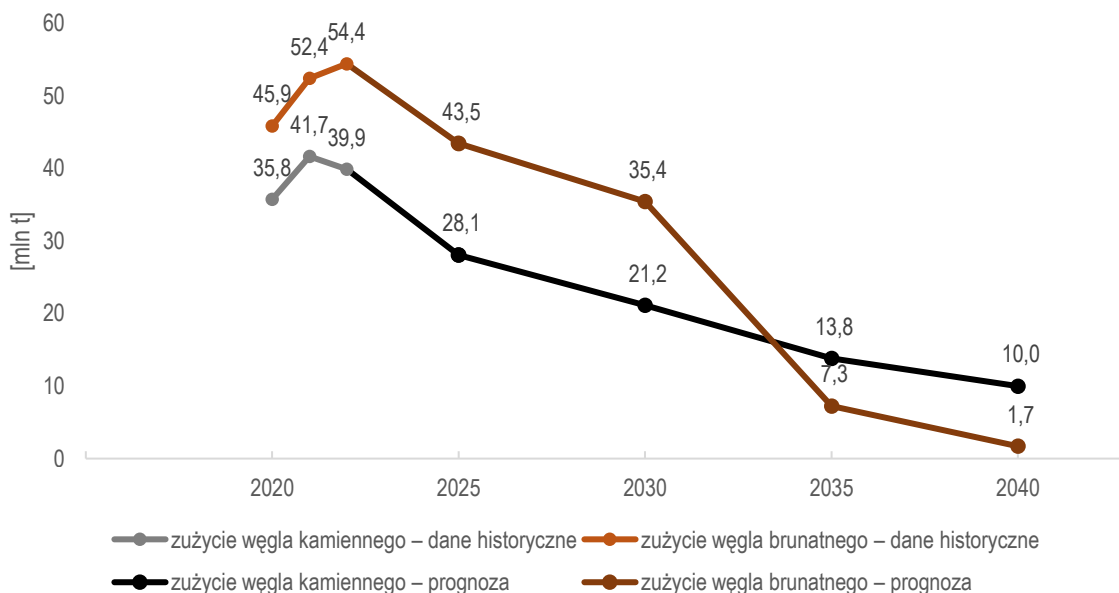
węgiel brunatny

35 mln t w 2030 r.

1,7 mln t w 2040 r.

Niemniej w perspektywie najbliższej dekady wykorzystanie węgla kamiennego i brunatnego w elektroenergetyce będzie bardzo ważne w kontekście zagwarantowania pewności dostaw i bezpieczeństwa energetycznego w związku z koniecznością rezerwowania zmiennej generacji z OZE do czasu rozwoju technologii i rozwiązań zeroemisyjnych spełniających funkcje bilansowe.

Na rysunku poniżej przedstawiono prognozy zużycia węgla kamiennego i węgla brunatnego w sektorze elektroenergetycznym do 2040 r. oraz dane historyczne za lata 2020–2022 w celach porównawczych.



Rysunek 4. Roczne zużycie węgla kamiennego i węgla brunatnego w elektroenergetyce [mln t]

Węgiel stał się w poprzednim wieku podstawą sektora energetycznego na skutek posiadanych zasobów i decyzji politycznych. Dlatego aktualny kształt bilansu nie jest wynikiem działań wyłącznie ostatnich lat, a jego przebudowa, w sposób gwarantujący pewność dostaw, będzie procesem rozłożonym na kolejne dekady. Obok kwestii możliwości technicznych na uwagę zasługuje aspekt społeczny. Stopniowe zmniejszanie wykorzystania węgla będzie wpisywać się w sprawiedliwy wymiar transformacji energetycznej, czego szczególnym wyrazem jest **wynegocjowany Nowy System Wsparcia dla sektora wydobywczego**

węgla kamiennego (oparty na tzw. umowie społecznej) oraz program transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce – **Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa**, który obejmuje również górnictwo węgla brunatnego. Celem jest z jednej strony zapewnienie dostaw krajowych surowców sektorowi energetycznemu w przejściowym okresie transformacji oraz w przypadku zasobów węgla brunatnego – odciążenie możliwości inwestycyjnych spółek energetycznych, a z drugiej strony niezbędne jest umożliwienie regionom węglowym wypracowania nowej drogi gospodarczej, co jest procesem czasochłonnym.

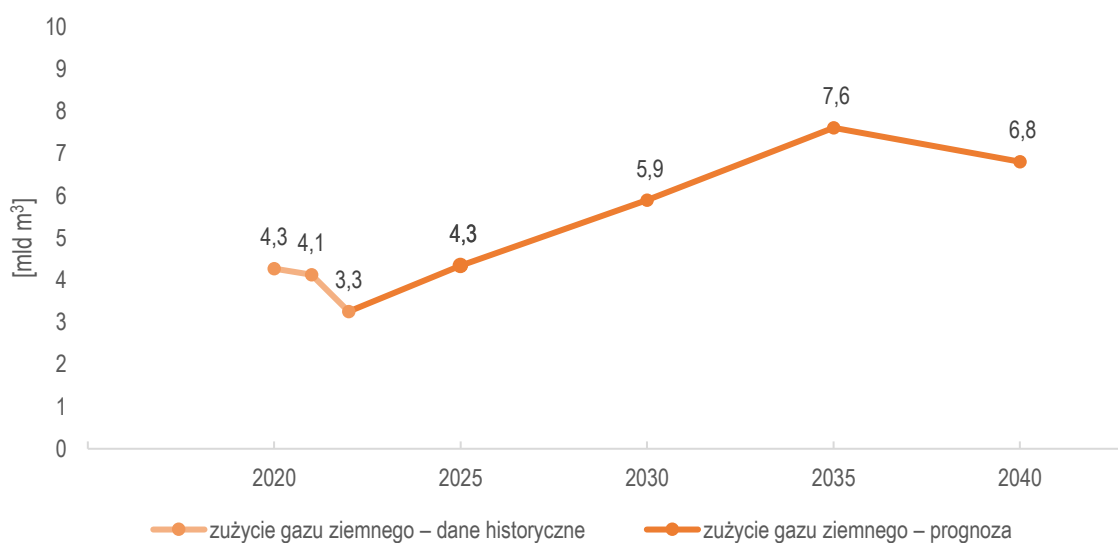
Sektor energetyczny zużywa przede wszystkim węgiel w postaci miałów. Sortymenty grube i średnie wykorzystywane są głównie przez odbiorców indywidualnych ze względu na odpowiednie parametry fizyko-chemiczne, w tym dotyczące wartości opałowej tj. kaloryczności węgla. Ze względu na charakterystykę krajowych złóż i warunki techniczne wydobycia, podaż sortymentów grubych i średnich jest znacznie niższa niż miałów. Z analiz wynika, że przy aktualnym stanie zapotrzebowania na węgiel w instalacjach indywidualnych dla pokrycia popytu konieczne byłoby zwiększenie udziału frakcji grubej i średniej w wydobyciu krajowym, produkcja alternatywnych paliw z węgla lub import surowca. Węgiel w energetyce wykorzystywany jest z wyższą efektywnością, a procesowi towarzyszą znacznie niższe emisje niż w indywidualnych instalacjach. Prowadzi to do wniosku, że konieczne jest **przyspieszenie odejścia od wykorzystania węgla kamiennego opałowego przez gospodarstwa domowe**. Zastąpienie tej części popytu na węgiel przez przyłączenie do sieci ciepłowniczej, wykorzystanie pomp ciepła czy instalacji indywidualnych na gaz ziemny lub biomasę wpłynie na poprawę jakości powietrza, racjonalną gospodarkę surowcami oraz ograniczenie potrzeb importowych.

5.2. Prognoza zużycia gazu ziemnego

W perspektywie do 2040 r. może nastąpić umiarkowany wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w elektroenergetyce, co jest wynikiem funkcjonowania istniejących, będących w budowie i planowanych do uruchomienia do ok. 2030 r. nowych mocy gazowych, stopniowego odstawiania wyeksploatowanych źródeł węglowych oraz dynamicznego rozwoju mocy OZE, dla których niezbędne będą elastyczne źródła bilansujące.

Prognozy wskazują na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w sektorze elektroenergetycznym do ok. 6,8 mld m³ w 2040 r., osiągając kilka lat wcześniej szczyt zapotrzebowania na poziomie 7,6 mld m³ (z uwzględnieniem gazu ziemnego zaazotowanego przeliczonego na wartość opałową gazu ziemnego wysokometanowego).

Na rysunku poniżej przedstawiono prognozy zużycia gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym do 2040 r. oraz dane historyczne za lata 2020–2022 w celach porównawczych.



Rysunek 5. Roczne zużycie gazu ziemnego w elektroenergetyce [mld m³]

Problemy na rynku gazu ziemnego, które wystąpiły jeszcze w 2021 r., a następnie zostały pogłębione na skutek inwazji Rosji na Ukrainę, uświadomiły jak ważna jest zarówno dywersyfikacja źródeł dostaw, a także zróżnicowanie technologiczne źródeł wytwarzania energii. W ostatnich latach poczyniono szereg inwestycji, które pozwoliły na szybkie uniezależnienie się od dostaw gazu z Rosji, ale także mają na celu zapewnienie obsługi umiarkowanego przyrostu zapotrzebowania na ten surowiec w przejściowym okresie transformacji. Infrastruktura na północy kraju, tj. gazociąg Baltic Pipe, terminal LNG w Świnoujściu oraz planowany terminal pływający w Zatoce Gdańskiej (FSRU, ang. *floating storage regasification unit*), zapewnią rocznie przepustowość łączną ok. 24,4 mld m³. Połączenia z systemami niemieckim, słowackim, czeskim i litewskim umożliwią pozyskiwanie ok. 18,8 mld m³ rocznie. Natomiast produkcja krajowa może zapewnić rocznie ok. 3,8 mld m³. Łącznie możliwości pokrycia zapotrzebowania na gaz będą przekraczać 47 mld m³, co powinno pozwolić na pokrycie krajowego zapotrzebowania przez wszystkie sektory gospodarki, a jednocześnie umożliwi eksport nadwyżek do państw sąsiednich. Trzeba również zauważyć, że perspektywnie popyt na gaz ziemny może być pokrywany także biometanem.

możliwość pokrycia
popytu na gaz ziemny
w całej gospodarce
w 2040 r. **47 mld m³**

6. Nakłady inwestycyjne na infrastrukturę wytwórczą

Poniższe dane przedstawiają szacowane⁹ nakłady inwestycyjne na rozwój nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej zgodnie z prognozowaną strukturą miksu energetycznego. Szacunki wskazują, że skumulowane nakłady inwestycyjne na nowe moce do 2040 r. mogą wynieść ok. 726,4 mld PLN¹⁰, z czego ok. 86% nakładów będzie dotyczyć mocy bezemisyjnych (60% – OZE, a 26% – energetyka jądrowa). Sumaryczne nakłady na rozwój mocy OZE do 2040 r. przewidywane są w wysokości niemal 440 mld PLN. Bezprecedensowa skala kosztów związana z budową niemal nowego, zeroemisyjnego systemu elektroenergetycznego stanowi ogromne wyzwanie dla całej gospodarki, wymaga współdziałania kapitału prywatnego, publicznego i instytucji finansowych oraz zaadresowania mechanizmów zapewniających zrównoważony rozwój.

726 mld PLN do 2040 r.

86% nakładów na źródła
zeroemisyjne

Przewiduje się, że do 2025 r. największe nakłady skierowane będą na rozwój fotowoltaiki, energetyki wiatrowej na lądzie oraz na moce gazowe – będące w budowie i planowane. Po 2025 r. znaczący przyrost nakładów inwestycyjnych wynika przede wszystkim z rozwoju energetyki wiatrowej na morzu i energetyki jądrowej (zarówno wielkoskalowej, jak i SMR). Znaczący przyrost potrzeb finansowych przewidywany jest począwszy od II połowy lat 20-tych w związku z przyspieszeniem dynamiki rozwoju nowych mocy wymaganych do pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną. Największy ciężar inwestycyjny przewidywany jest na przestrzeni lat 2026–2040.

W całej perspektywie prognozowania nie uwzględniono budowy nowych mocy wytwórczych na węgiel kamienny i brunatny. Niemniej nie wyklucza się konwersji technologicznej jednostek konwencjonalnych i potencjalnych nowych inwestycji w czyste technologie węglowe w zależności od decyzji biznesowych podmiotów działających na rynku energii. Koszty ww. inwestycji należałoby poddać odrębnej analizie.

Szacowania nie obejmują m.in. nakładów na przeprowadzenie niezbędnych modernizacji np. w jednostkach konwencjonalnych, dostosowań do wymagań środowiskowych, jak również nakładów inwestycyjnych na rozbudowę, modernizację i dostosowanie infrastruktury sieciowej w związku z rozwojem nowych mocy zeroemisyjnych. Koszty generowane przez inwestycje sieciowe, ze względu na swoją skalę, są istotnym składnikiem całościowych kosztów niskoemisyjnej transformacji energetycznej oraz warunkiem koniecznym do jej realnego przeprowadzenia.

⁹ Do analiz przyjęto, że nakłady inwestycyjne są ponoszone w roku uruchomienia jednostek wytwórczych i ich synchronizacji z krajowym systemem elektroenergetycznym. Na potrzeby szacowania nie przyjmowano harmonogramowego rozłożenia nakładów inwestycyjnych na przestrzeni realizacji projektów inwestycyjnych.

¹⁰ Na potrzeby szacunków założono nakłady inwestycyjne na poszczególne technologie, jakie obserwowano przed wybuchem wojny w Ukrainie, uznając, że ich wzrost w ostatnim czasie nie może być jeszcze uznany za trwały.

W tabeli poniżej oraz na dwóch kolejnych rysunkach przedstawiono nakłady inwestycyjne w podziale na okresy oraz skumulowane w latach 2023–2040. **Nakłady w dużej mierze mogą zostać pokryte przez sektor prywatny, przy udziale krajowych dostawców (tzw. local content), a zrealizowane inwestycje pozytywnie wpłyną na rozwój gospodarczy Polski.** Ponadto stanowi to szansę dla powstania nowych firm i sektorów, wzmacniania kapitału ludzkiego, a także dla rozwoju lokalnego m.in. dzięki rozbudowie infrastruktury, logistyki i wykorzystaniu lokalnych przewag konkurencyjnych.

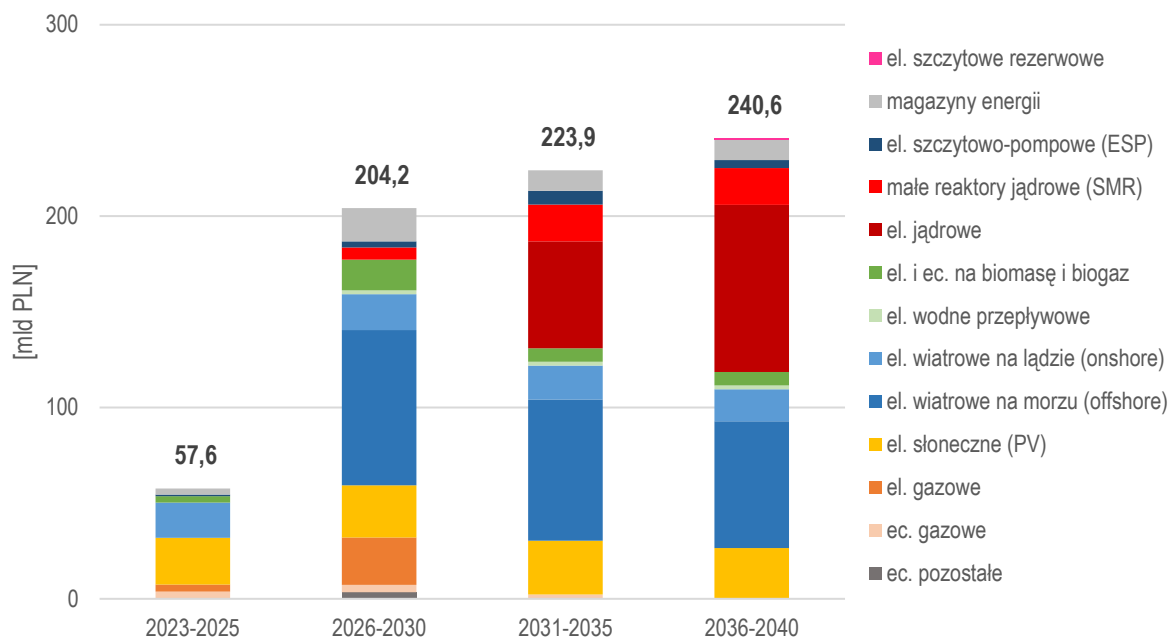
Inwestorzy mają zapewnione różnego rodzaju **środki wsparcia – od dostępu do prywatnego pieniądza dłużnego, przez krajowe systemy wsparcia, po środki z funduszy krajowych i unijnych.** Zaangażowanie kapitału prywatnego w finansowanie transformacji energetycznej jest promowane także przez unijną taksonomię. Ustalony jednolity unijny system klasyfikacji określający kryteria zrównoważoności działalności gospodarczej promuje „zrównoważone inwestycje”. Dostęp do komercyjnych środków dłużnych będzie trudniejszy, w przypadku gdy działalność nie będzie postrzegana jako zrównoważona, co ma motywować do „czystych” inwestycji. Działania związane z dążeniem do niskoemisyjności wpisały się już także w społeczną odpowiedzialność biznesu.

Nakłady oszacowane dla omawianego scenariusza są wyższe w porównaniu do nakładów oszacowanych dla wcześniejszych scenariuszy KPEiK/PEP2040. W tym scenariuszu występuje wyższe zapotrzebowanie na energię, a więc konieczne jest zapewnienie większej ilości mocy. Znacznie szybciej następuje dążenie do zeroemisyjności sektora, co powoduje, że inwestycje, które zgodnie z wcześniejszymi scenariuszami wystąpiłyby po 2040 r., zostały przeniesione na wcześniejsze okresy. Ograniczenie emisyjności oraz emisji sektora względem wcześniejszych scenariuszy KPEiK/PEP2040 pozwala na redukcję kosztów związanych z zakupem deficytu uprawnień do emisji CO₂. W bieżącym scenariuszu występuje w szczególności więcej mocy jądrowych, morskich elektrowni wiatrowych i słonecznych, pojawiły się także inwestycje w magazyny energii.

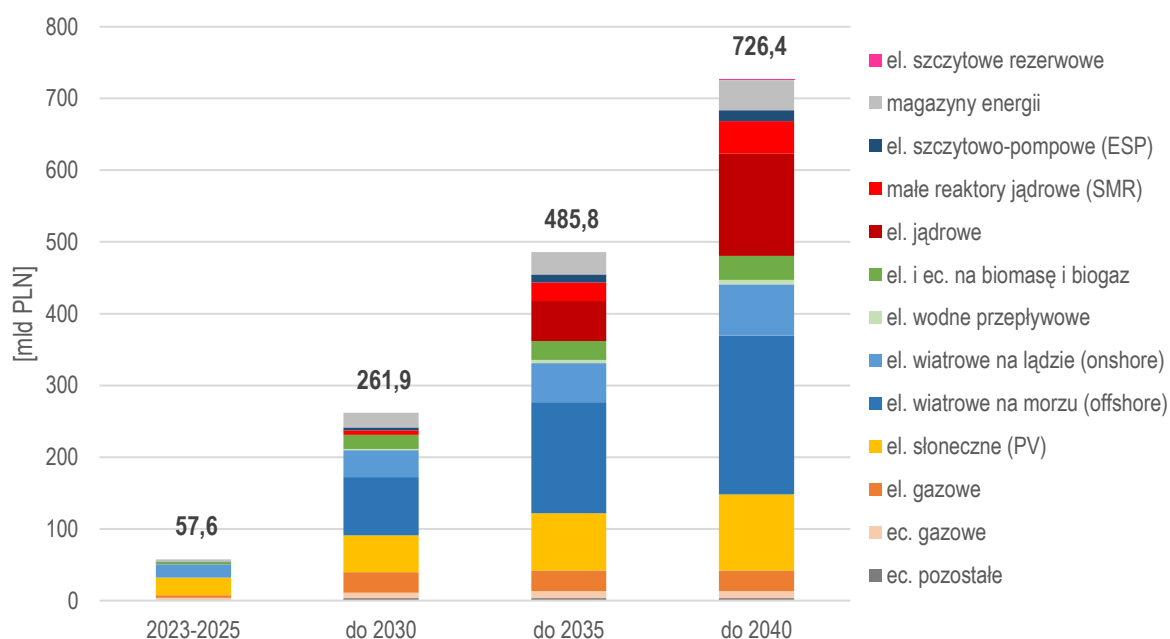
Tabela 12. Nakłady inwestycyjne na rozbudowę mocy wytwórczych [mld PLN'2020]

	2023-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	razem
elektrownie na węgiel brunatny	0	0	0	0	0
elektrownie na węgiel kamienny	0	0	0	0	0
elektrociepłownie na węgiel kamienny	0	0	0	0	0
elektrociepłownie pozostałe	0	3,5	0	0	3,5
elektrociepłownie gazowe	3,7	3,8	2,3	0	9,9
elektrownie gazowe	3,7	24,7	0	0	28,4
elektrownie słoneczne (PV)	24,5	27,3	28,1	26,5	106,4
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	0	81,2	73,7	66,3	221,2
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	18,5	18,6	17,7	16,7	71,4
elektrownie wodne przepływowe	0	2,1	2,1	2,1	6,3
elektrownie i elektrociepłownie na biomasę i biogaz	3,3	16	7	7	33,4
elektrownie jądrowe	0	0	55,8	87,2	143
małe reaktory jądrowe (SMR)	0	6,4	19,3	19,3	45
elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	0,8	3,1	7,3	4,2	15,4
prosumenckie i wielkoskalowe magazyny energii	3,1	17,4	10,6	10,6	41,8
elektrownie szczytowe rezerwowe	0	0	0	0,7	0,7
razem	57,6	204,2	223,9	240,6	726,4

Źródło: MKiŚ na podstawie m.in. danych rynkowych oraz prognoz National Renewable Energy Laboratory (NREL).



Rysunek 6. Nakłady inwestycyjne na rozbudowę mocy wytwórczych [mld PLN]



Rysunek 7. Skumulowane nakłady inwestycyjne na rozbudowę mocy wytwórczych [mld PLN]

7. Nakłady na infrastrukturę sieciową

Warunkiem technicznym niezbędnym do przeprowadzenia skutecznej transformacji jest odpowiedni rozwój sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. Nakłady na sieć niezbędne do zapewnienia możliwości funkcjonowania struktury mocy wytwórczych przedstawionej w niniejszym dokumencie w okresie do 2040 r. mogą sięgnąć rzędu 500 mld zł i obejmować m. in.:

- w zakresie sieci przesyłowej:
 - budowę nowych połączeń na prąd stały w kierunku północ-południe,
 - rozbudowę sieci prądu zmiennego, tj. budowę nowych i modernizację istniejących linii, stacji, w celu stworzenia warunków do przyłączenia i wyprowadzenia mocy nowych źródeł, poprawy zasilania obszarów, redukcji ograniczeń sieciowych czy poprawy warunków wymiany mocy pomiędzy poszczególnymi obszarami,
 - budowę instalacji i urządzeń do zarządzania stabilnością pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach postępującej transformacji,
 - ciągłą rozbudowę systemów obserwowania stanu pracy, automatyki i zdalnego sterowania, zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego i rynkiem energii w warunkach transformacji, rosnących wymaganiach w zakresie cyberbezpieczeństwa oraz znacznego postępu technologicznego w obszarze technologii operacyjnych (OT) i informacyjnych (IT),
- w zakresie sieci dystrybucyjnej:
 - budowę nowych i modernizację istniejących linii i stacji wysokiego napięcia w celu wzmocnienia i rozbudowy połączeń z siecią przesyłową, poprawy lub umożliwienia zasilania określonych obszarów, przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych źródeł,
 - rozbudowę i modernizację sieci średnich i niskich napięć w celu umożliwiania rozwoju elektryfikacji, elektromobilności, przyłączania nowych źródeł, zwiększenia odporności na niekorzystne warunki atmosferyczne;
 - wzrost wykorzystywania technologii kablowych,
 - budowę infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych,
 - cyfryzację i automatyzację pracy sieci dystrybucyjnej,
 - instalację liczników zdalnego odczytu,
 - zarządzanie stabilnością pracy sieci dystrybucyjnej w warunkach wysokiego udziału OZE.

Ponadto należy zakładać potrzebę bardzo istotnego wzrostu kosztów operacyjnych związanych z utrzymaniem sieci.

Tak duży, niespotykany dotąd wysiłek inwestycyjny wymaga kompleksowych działań. W zakresie zdolności przyłączeniowych są to zarówno rozwiązania typu cable pooling, czy linia bezpośrednia, jak i mechanizmy wspierające inwestorów zainteresowanych szybką budową źródeł, tj. system opłat za wnioski przyłączeniowe czy zabezpieczeń realizacji inwestycji po otrzymaniu warunków przyłączenia.

Alternatywą dla rozwoju bardzo kapitałochłonnych projektów rozbudowy sieci, których nakłady są w praktyce zawsze przenoszone na odbiorców końcowych, może być przyłączanie projektów bez gwarancji wyprowadzenia całej zainstalowanej mocy, w szczególności mając na uwadze możliwe wzajemne, naturalne uzupełnianie się generacji poszczególnych rodzajów OZE, czy możliwość budowy magazynu energii lub elektrolizera do produkcji zielonego wodoru, co istotnie redukuje ryzyko potencjalnych inwestorów.

8. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w aktualnym modelu funkcjonowania rynku oraz potrzeby dotyczące funkcjonowania jednostek wytwórczych

Transformacja struktury sektora wytwórczego, która została zaprezentowana kierunkowo w niniejszym dokumencie, znacząco wpłynie na redukcję średniorocznych krańcowych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej. Wynikać to będzie w szczególności ze wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz jądrowych, charakteryzujących się zerowym lub niskim kosztem zmiennym, jak i z redukcji energii produkowanej w jednostkach konwencjonalnych opalanych paliwami kopalnymi, dla których czynnikami kosztotwórczymi są ceny paliw oraz uprawnień do emisji CO₂.

Oprócz redukcji krańcowych kosztów zmiennych, które kształtują ceny rynkowe energii, istotną kwestią jest także zapewnienie rentowności poszczególnych typów źródeł wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego, tj. zdolności do pokrywania kosztów stałych operacyjnych oraz kapitałowych.

W przypadku jednostek konwencjonalnych opalanych gazem i węglem zmieni się ich rola w systemie elektroenergetycznym. Z pracy w podstawie zapotrzebowania jednostki wejdą w tryb pracy podszczytowej bądź szczytowej, a ich średnioroczny czas pracy będzie ulegał stopniowej redukcji. W przypadku źródeł odnawialnych wiatrowych i słonecznych należy mieć na uwadze, że ich znaczący przyrost mocy będzie okresowo powodował nadpodaż energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, szczególnie w okresach wietrznych i dużego nasłonecznienia. To z kolei przełoży się na konieczność ograniczania produkcji tych źródeł celem zapewnienia stabilnej pracy KSE albo alternatywnie wypracowania metod dla zagospodarowania ich nadmiarowej energii (rozwiniecie dalej w dokumencie).

Powyższe zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej spowodują, że długookresowo znaczna część źródeł w KSE może nie być w stanie pokryć w pełni swoich kosztów stałych operacyjnych i kapitałowych za pomocą wyłącznie przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (dotyczy to również OZE), a co za tym idzie ich funkcjonowanie będzie wymagało dodatkowego strumienia środków pieniężnych ponad poziom wynikający z ceny rynkowej energii elektrycznej bazującej na krańcowych kosztach zmiennych.

Wymagane na ten cel dodatkowe środki mogą być na tyle duże, że koszty całkowite energii elektrycznej dla odbiorców końcowych nie spadną tak bardzo jak sugerowałoby obniżanie się średnich kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej, co będzie wynikało m.in. ze wzrostu kosztów regulacyjnych, tj. długookresowego utrzymania mechanizmów wsparcia oraz rozwoju systemu dystrybucyjnego. Jednak przeprowadzenie transformacji systemu zgodnie z założeniami przedstawionymi w niniejszym dokumencie może doprowadzić do wzrostu przewidywalności cen energii i zmniejszenia podatności na zagrożenia kryzysowe, czemu sprzyjać będzie dywersyfikacja struktury mocy i produkcji energii elektrycznej oraz zmniejszenie zależności cen energii od cen paliw czy uprawnień do emisji CO₂, które zmaterializowało się np. w 2022 r.

9. Zagospodarowanie nadprodukcji energii z OZE

Dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych zależnych od warunków atmosferycznych będzie coraz częściej doprowadzał do przejściowych sytuacji, w których produkcja z tych źródeł będzie przekraczała bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Tak powstała nadwyżka energii będzie gromadzona w znanych już technologiach elektrowni szczytowo-pompowych i bateryjnych magazynach energii, jak również zostanie wykorzystana na produkcję zielonego wodoru lub – w zależności od możliwości – będzie eksportowana. Przyszły potencjał ww. technologii i innowacyjnych rozwiązań może być niewystarczający do pełnego zagospodarowania energii wyłącznie w systemie elektroenergetycznym. Produkcja energii z OZE powinna być zatem wykorzystywana do dekarbonizacji pozostałych sektorów, w szczególności ciepłownictwa, transportu i przemysłu.

Dla zagospodarowania okresowej nadwyżki produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych korzystny byłby intensywny rozwój w szczególności w poniższych obszarach:

- magazynowanie w elektrowniach szczytowo-pompowych, bateryjnych magazynach energii (zarówno przemysłowe instalacje, jak i przydomowe magazyny) i innych formach magazynowania – np. w kawernach solnych, w magazynach wodoru,
- sprzężenie potrzeb sektora transportu z okresowymi nadwyżkami generacji energii z OZE przez ładowanie pojazdów elektrycznych w tym czasie, przez co pojazdy elektryczne mogłyby pełnić także rolę magazynów energii,
- przekształcania nadwyżek energii w elektrolizerach w wodór lub procesach produkcji paliw alternatywnych i wykorzystywania ich do zasilania pojazdów w transporcie oraz procesów produkcyjnych w przemyśle, w których nie jest możliwe bezpośrednie zastąpienie paliw kopalnych energią elektryczną¹¹,
- wykorzystywanie energii elektrycznej do celów grzewczych (np. do zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych oraz akumulatorów ciepła, które będą zapewniały odpowiedni komfort cieplny) oraz do celów chłodniczych; energia elektryczna ze źródeł odnawialnych przekształcona zostałaby w ten sposób w zielone ciepło, dzięki czemu osiągalne byłyby cele dekarbonizacyjne i efektywnościowe w ciepłownictwie systemowym i sektorze mieszkalnictwa.

¹¹ Realizacja projektowanych celów UE w zakresie **zapotrzebowania na wodór** odnawialny (głównie elektrolityczny) i niskoemisyjny oznaczałaby, że w 2040 r. popyt na wodór może sięgnąć w Polsce ok. 1,3 mln t, głównie w celu dekarbonizacji przemysłu i transportu. Zaspokojenie takiego zapotrzebowania produkcją własną będzie możliwe, jeśli zainstalowana moc elektrolizerów wzrośnie do ok. 10–12 GW. Z tego względu pożądanym jest dalszy rozwój elektrolizerów, co pozwoliłoby na zagospodarowanie potencjalnej nadwyżki produkcji energii elektrycznej z OZE. Przykładowo do wyprodukowania wyżej wskazanego wolumenu wodoru mogłaby być przeznaczona potencjalna nadprodukcja OZE na poziomie ok. 70 TWh. Trzeba jednak mieć na uwadze, że w praktyce może być to trudne, gdyż nadwyżka może być dostępna w różnych okresach i nie odpowiadać rzeczywistym potrzebom.

10. Konkluzje wynikające z przeprowadzonych analiz dla sektora elektroenergetycznego

W ciągu najbliższych dwóch dekad przewiduje się bezprecedensowy rozwój nowych mocy w celu pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną, elektryfikacji sektorów gospodarki i zastąpienia wyeksploatowanych jednostek wytwórczych. Do 2040 r. wolumen mocy zainstalowanych może zostać podwojony. **Rozbudowa systemu powinna odbywać się w sposób efektywny ekonomicznie – z uwzględnieniem środowiskowych kosztów zewnętrznych oraz sieciowych, jak również zapewniać bezpieczeństwo energetyczne przez dywersyfikację technologiczną systemu i wzmacnianie niezależności energetycznej. Spodziewany jest bardzo dynamiczny rozwój OZE, dlatego priorytetem jest zapewnienie warunków do ich bezpiecznego przyrostu w KSE.**

Zagwarantowanie stabilnych i pewnych dostaw energii do odbiorców, optymalne wykorzystanie możliwości produkcyjnych OZE oraz zapewnienie elastyczności systemu wiążą się z potrzebą rozwoju niżej opisanych obszarów. Szczegóły zostały rozwinięte w kolejnych akapitach.

- Intensywny przyrost źródeł funkcjonujących w zdecentralizowanym modelu rynku wymaga intensywnego **rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej**.
- Ze względu na zmienny profil produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zależnych od warunków atmosferycznych w najbliższych latach – tj. w okresie przejściowym – rolę stabilizatora dostaw energii będą pełnić źródła oparte na dyspozycyjnych technologiach, w tym istniejące jednostki konwencjonalne, jak i nowe gazowe.
- Kluczowe jest **stymulowanie rozwoju innowacyjnych źródeł i rozwiązań zapewniających elastyczność systemu i skuteczne go bilansowanie (np. DSR, wodór, magazyny) oraz technologii jądrowych, tak aby w przyszłości mogły w bezpieczny sposób zapłacić lukę po wyeksploatowanych stabilnych źródłach** oraz w optymalny sposób podlegać synchronizacji z generacją pochodzącą z zależnych od warunków atmosferycznych OZE.
- Mobilizacja w obszarze **poprawy efektywności energetycznej, cyfryzacji i racjonalnego wykorzystania energii** powinna zapewnić redukcję wzrostu zapotrzebowania na energię, a przez to potrzeb inwestycyjnych.

Realizacja tych wytycznych wpisuje się we wszystkie **cztery filary PEP2040 – sprawiedliwą transformację, budowę zeroemisyjnego systemu energetycznego, poprawę jakości powietrza oraz suwerenność energetyczną** – która wskazana została w *Założeniach do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040)* – *Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej*.

Rozwój infrastruktury sieciowej

Niskoemisyjny rozwój sektora energetycznego prowadzić będzie do **istotnego przyrostu mocy OZE** i wzrostu ich udziału w pokryciu zapotrzebowania na energię. Warunkiem technicznym niezbędnym do przeprowadzenia skutecznej transformacji jest intensyfikacja **rozwój sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych**. Nakłady na sieć niezbędne do zapewnienia możliwości funkcjonowania struktury mocy wytwórczych przedstawionej w niniejszym dokumencie w okresie do 2040 r. mogą wynieść nawet 500 mld zł. Należy zakładać potrzebę bardzo istotnego wzrostu kosztów operacyjnych związanych z utrzymaniem sieci.

Szczególnie ważne jest skupienie się na umożliwieniu przyłączenia nowych jednostek wytwórczych (zarówno wielkoskalowych, jak i rozproszonych), magazynów energii czy instalacji hybrydowych. Projektowany duży przyrost mocy m.in. w następstwie wdrażania energetyki jądrowej oraz projektów w energetykę wiatrową na morzu wymaga w szczególności rozbudowy sieci przesyłowej w północno-zachodniej części Polski, aby stworzyć warunki do przyłączenia i wyprowadzenia mocy. Zasadne jest przeprowadzenie z odpowiednim wyprzedzeniem rozbudowy sieci przesyłowych oraz stacji elektroenergetycznych (lądowych i morskich), tak aby umożliwić inwestorom z tzw. II fazy systemu wsparcia offshore, wyprowadzenie mocy z wszystkich nowych obszarów morskich, dla których zostaną wydane pozwolenia na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp (PSzW).

Równocześnie dynamiczny rozwój mikro- i małych instalacji OZE wymaga dalszego wzmacniania systemów dystrybucyjnych. Równie istotne są optymalizacja wykorzystania istniejących mocy przyłączeniowych (np. cable pooling, linie bezpośrednie, i in.), rozbudowa i modernizacja infrastruktury zwłaszcza na terenach wiejskich, jak również rozwój rozwiązań wzmacniających odporność sieci na ekstremalne zjawiska atmosferyczne. Sprostanie tym wyzwaniom pozwoli zagwarantować pewność i stabilność dostaw energii, jak również nadać energetyce w znacznie większym stopniu lokalny wymiar oraz prowadzić do aktywizacji odbiorców końcowych.

Nieodzowna w tym procesie jest konieczność poniesienia znacznego wysiłku finansowego i organizacyjnego oraz zapewnienia właściwego otoczenia regulacyjnego sprzyjającego inwestycjom sieciowym.

Transformacja infrastruktury sieciowej musi być realizowana w tempie i w sposób zaplanowany, racjonalny i zsynchronizowany z przyrostem nowych mocy, tak aby jej koszty były społecznie akceptowalne. Konieczne jest monitorowanie, czy tempo inwestycji sieciowych pozwala na przyspieszenie transformacji, czy wpłynie na czasowe wyhamowanie, jeśli realizowane inwestycje sieciowe w rzeczywistości nie będą wystarczające na dalszy tak intensywny rozwój sektora.

Terminowa realizacja inwestycji gazowych

Rozpoczęte i zaplanowane inwestycje w moce gazowe powinny zostać zrealizowane, gdyż mają duże znaczenie dla zapewnienia wystarczalności mocy. Aktualnie ocenia się, że zaplanowany zasób mocy gazowych jest wystarczający dla pokrycia zapotrzebowania co najmniej w perspektywie do 2030 r., ale konieczne będzie monitorowanie sytuacji ze względu na bardzo dużą dynamikę zmian w sektorze. W przypadku niedostatecznego rozwoju technologii alternatywnych niezbędne może okazać się wybudowanie kolejnych jednostek.

Priorytetem jest zapewnienie terminowej realizacji inwestycji w nowe gazowe jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) w najbliższym 10-leciu. Opóźnienie lub brak realizacji inwestycji w pewne i dyspozycyjne źródła wytwórcze negatywnie może wpłynąć na zapewnienie wystarczalności mocy w KSE w całej perspektywie do 2040 r.

Wykorzystanie bloków węglowych

Źródła węglowe staną się mocami uzupełniającymi, ale ich odstawianie powinno następować w tempie dostosowanym do potrzeb systemowych. Dla racjonalnego wykorzystania posiadanych zasobów krajowych, do czasu rozwoju nowych stabilnych technologii, konieczne jest utrzymanie **bloków węglowych**, aby mogły zagwarantować pewność dostaw energii. Utrzymanie mocy węglowych może wiązać się z koniecznością ich modernizacji, mając na względzie wydłużenie czasu pracy i wzrostu elastyczności. W celu spełnienia warunków wystarczalności mocy w KSE niezbędna może być praca części mocy węglowych w reżimie pracy szczytowej lub podszczytowej. Z powyższego względu może być zasadne wypracowanie rozwiązań wspierających eksploatację bloków pracujących na warunkach minimum technicznego, częstych uruchomień i wysokiej dynamiki zmian obciążeń. Zasadne jest **utrzymanie w KSE ok. 15 GW mocy JWCD na węgiel kamienny i brunatny do 2030 r.** na wypadek zabezpieczenia przed niekorzystnymi warunkami klimatycznymi lub brakiem odpowiedniego tempa realizacji nowych inwestycji. Jednostki konwencjonalne powinny być wyłączane z eksploatacji dopiero po oddaniu do eksploatacji ekwiwalentnej mocy dyspozycyjnej.

Zapewnienie warunków funkcjonowania mocy przejściowych

Coraz intensywniejszy rozwój OZE będzie prowadzić do coraz niższych współczynników wykorzystania mocy opartych o paliwa kopalne, których obecność w systemie jest niezbędna dla zapewnienia wystarczalności mocy. W tej sytuacji ich właściciele będą oczekiwać wyższych cen za sprzedawaną energię, gdyż koszty stałe będą pokrywane coraz niższą produkcją. Jednocześnie rosnąć będą koszty uprawnień do emisji CO₂.

Zasadne może być zapewnienie wsparcia dla tych jednostek ze względu na ich rolę w stabilizowaniu KSE lub wdrożenie innego rozwiązania, które skutkowałoby możliwością zachowania niskiego poziomu cen rynkowych oraz utrzymania tego typu jednostek do czasu, gdy możliwe będzie ich zastąpienie innymi technologiami i rozwiązaniami gwarantującymi pewność dostaw energii.

Wycofanie węgla z gospodarstw domowych

W celu wzmocnienia niezależności energetycznej i optymalnego wykorzystania krajowych surowców energetycznych kluczowa będzie synchronizacja krajowego wydobycia węgla z zapotrzebowaniem generowanym przez sektor elektroenergetyczny i ciepłowniczy. Ze względu na procesowe powiązanie wydobycia miałow energetycznych oraz sortymentów grubych i średnich priorytetem jest **przyspieszenie odejścia od wykorzystania węgla kamiennego opałowego przez gospodarstwa domowe, co pozwoli na redukcję i docelowo uniknięcie importu tego surowca.** Wykorzystywaniu węgla w gospodarstwach domowych towarzyszy bardzo wysoka

emisyjność oraz niska efektywność, dlatego intensyfikacja zastąpienia indywidualnych źródeł węglowych przez **przyłączanie do sieci ciepłowniczej, wykorzystanie pomp ciepła czy instalacji na gaz ziemny lub biomasę** wpłynie na poprawę jakości powietrza, racjonalną gospodarkę surowcami oraz ograniczenie potrzeb importowych.

Konsekwentna realizacja inwestycji w moce jądrowe

Należy **konsekwentnie realizować Program polskiej energetyki jądrowej**, co będzie skutkowało uruchomieniem pierwszego wielkoskalowego bloku jądrowego w 2033 r. i budową kolejnych 5 jednostek w perspektywie bliskiej 2040 r. Ze względu na walory energii jądrowej należy wspierać projekty realizowane również z udziałem sektora prywatnego, zarówno w postaci wielkoskalowych jednostek, jak i tzw. SMR, w szczególności przez **weryfikowanie i likwidowanie barier inwestycyjnych, zapewnienie wsparcia organizacyjnego oraz odpowiednich instrumentów zarządzania ryzykiem zgodnie z rekomendacjami OECD¹²**. Jednostki jądrowe charakteryzujące się stabilnym profilem pracy, brakiem emisji CO₂ i stosunkowo niskimi kosztami produkcji energii elektrycznej (w rachunku uwzględniającym koszty systemowe) stanowiąc będą ważną rolę w zagwarantowaniu pewności dostaw energii elektrycznej w korelacji z procesem odstawiania wyeksploatowanych jednostek węglowych i gazowych. Dodatkowo planowane do wdrożenia innowacyjne technologie małych reaktorów jądrowych uzupełniać mogą bilans mocy już w 2030 r. i stanowić istotny element dywersyfikacji wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła, stanowiąc jednocześnie czynnik wzmacniający bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym.

Intensyfikacja rozwoju magazynowania, nowych nośników energii i narzędzi elastyczności

Dynamiczny i bezprecedensowy, **prognozowany wzrost nowych mocy z OZE do poziomu ok. 88 GW w 2040 r.** wymaga podjęcia działań optymalizujących z jednej strony bilansowanie, z drugiej wykorzystanie czasowej nadprodukcji w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na energię. **Intensyfikacja rozwoju technologii magazynowania energii, wykorzystania elektrolizerów oraz zwiększenie popularności DSR lub innych innowacyjnych rozwiązań** może doprowadzić do przyspieszenia dekarbonizacji. W pierwszej kolejności rozwój tych technologii powinien jednak **prowadzić do bardziej efektywnego wykorzystania źródeł odnawialnych**.

W zakresie **biometanu** kluczowa będzie aktywizacja lokalnych społeczności rolniczych w celu zintensyfikowania rozwoju instalacji do produkcji biometanu, który z powodzeniem będzie zastępował importowany gaz ziemny. W tym celu niezbędnym jest usunięcie barier w celu umożliwienia przyłączenia instalacji biometanowych do sieci gazowych.

Dla rozwoju produkcji **wodoru** kluczowym będzie pobudzenie inwestorów do budowy zintegrowanych systemów, w których wchodzić będzie źródło wytwórcze OZE oraz elektrolizer. Takie podejście powinno pozwolić na ograniczenie do minimum liczby godzin, w których generacja źródeł OZE będzie ograniczana.

Oszczędzanie energii

Niezbędna jest mobilizacja działań na rzecz **aktywizacji odbiorców końcowych oraz poprawy efektywności energetycznej**, w tym trwałej redukcji zużycia energii przez stosowanie nowoczesnych technologii i rozwiązań oraz procesów. Powinno się to odbywać przede wszystkim w ramach zmiany nawyków bez pogorszenia komfortu życia, a nie w następstwie nieakceptowalnych cen energii.

¹² *New Perspectives for Financing Nuclear New Build Financing New Nuclear Power Plants: Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management*, OECD 2022, link: https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2022-12/7632_nea_financing_report.pdf.

Wykaz skrótów

DSR	– narzędzia zarządzania popytem, ang. <i>demand side response</i>
EU ETS	– europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ , ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>
JWCD	– jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	– krajowy system elektroenergetyczny
nJWCD	– jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi
MKiŚ	– Ministerstwo Klimatu i Środowiska
OZE	– odnawialne źródła energii
PEP2040	– Polityka energetycznej Polski do 2040 r.
SMR	– małe reaktory jądrowe, ang. <i>small regular reactors</i>
UE	– Unia Europejska