



MINISTERSTWO  
AKTYWÓW PAŃSTWOWYCH



Transformacja sektora  
elektroenergetycznego w Polsce  
**Wydzielenie wytwórczych aktywów  
węglowych ze spółek z udziałem  
Skarbu Państwa**

*Warszawa, Opracowano w lutym 2022 r.*



## SPIS TREŚCI

<i>SPIS SKRÓTÓW</i>	5
<i>WPROWADZENIE</i>	6
1. <i>Diagnoza – uwarunkowania zewnętrzne i wewnętrzne rynku energii elektrycznej</i>	8
1.1. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej	8
1.2. Polityka energetyczna Polski do 2040 r.	9
1.3. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w Polsce	11
1.4. Budowa jednolitego rynku energii	16
1.5. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w wybranych krajach UE	17
1.6. Ceny energii (Polska/UE)	20
1.7. Ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	24
1.8. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną	26
1.8.1.    Prognozy światowe (UE)	26
1.8.2.    Prognozy krajowe – Polska	27
1.9. Znaczenie sektora elektroenergetycznego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski	28
1.10. Podsumowanie (przesłanki wyodrębnienia aktywów wytwórczych opartych na węglu)	31
2. <i>Wsparcie dla regionów dotkniętych skutkami transformacji</i>	33
3. <i>Wsparcie budowy nowych źródeł wytwórczych</i>	35
4. <i>Kluczowe założenia i cele modelu transformacji</i>	36
5. <i>Rola energetyki węglowej w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w okresie transformacji</i>	40
6. <i>Ramy czasowe oraz zakres podmiotowy i przedmiotowy Koncepcji</i>	41
7. <i>Spójność społeczno-gospodarcza</i>	41
8. <i>System monitorowania realizacji Koncepcji</i>	42
9. <i>Powiązania z dokumentami o charakterze międzynarodowym oraz dokumentami strategicznymi i planistycznymi</i>	42
10. <i>Ramowy harmonogram realizacji najważniejszych działań</i>	43
<i>SPIS WYKRESÓW</i>	43
<i>SPIS TABEL</i>	44

*Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce.  
Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa*

## SPIS SKRÓTÓW

BAT	Najlepsze dostępne techniki, ang. best available techniques
CO <sub>2</sub>	Dwutlenek węgla
EU ETS	Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> , ang. European Union Emissions Trading System
GW	Gigawat
GWh	Gigawatogodzina
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kWh	Kilowatogodzina
MW	Megawat
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego S.A.
OSD	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych
OSP	Operator systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
TWh	Terawatogodzina
UE	Unia Europejska

## WPROWADZENIE

Rząd Rzeczypospolitej Polskiej 2 lutego 2021 r. zatwierdził „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” Dokument ten wyraża cele rządu dla sektora energetycznego oraz kierunki zmian miksu energetycznego. Zakłada on stopniowe odchodzenie od wytwarzania energii elektrycznej w wysokoemisyjnych jednostkach węglowych przy jednoczesnym rozwoju źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Realizacja PEP2040, wpisująca się w politykę energetyczną Unii Europejskiej, doprowadzi do osiągnięcia przez Polskę celów wynikających z przyjętych zobowiązań międzynarodowych związanych z ograniczaniem emisji CO<sub>2</sub>, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego.

W zdecydowanej większości polska energetyka, ze względu na uwarunkowania historyczne i dostęp do krajowych paliw, opiera się na jednostkach zasilanych węglem kamiennym i – w mniejszym stopniu – węglem brunatnym. Ponad 70% mocy zainstalowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym pochodzi sprzed 30 lat. Ich technologia jest dużo mniej efektywna niż pozwala na to obecny stan techniki (state-of-the-art), ponadto wymagają one relatywnie częstych i kapitałochłonnych remontów. W tym stanie i przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną potrzebne są wielomiliardowe inwestycje w nowe źródła wytwórcze. Transformacja systemu energetycznego musi zapewnić bezpieczeństwo energetyczne oraz efektywność ekonomiczną w perspektywie następnych dziesięcioleci, dlatego opiera się na źródłach nisko- i zeroemisyjnych.

Głównymi wytwórcami energii elektrycznej w Polsce są podmioty zależne od spółek z udziałem Skarbu Państwa: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A., a także ENERGA S.A., której aktualnym właścicielem jest PKN ORLEN S.A. Dysponują one ponad 30 GW mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, co daje 62% łącznej mocy w systemie. Jednocześnie są to grupy energetyczne w największym stopniu obciążone śladem węglowym związanym z produkcją energii w jednostkach zasilanych tradycyjnym paliwem. Obecna struktura aktywów wytwórczych ogranicza potencjał inwestycyjny tych przedsiębiorstw w segmencie źródeł nisko- oraz zeroemisyjnych i spowalnia tempo transformacji energetycznej kraju.

Polityka energetyczna Polski zakłada wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz większe wykorzystanie paliwa gazowego jako paliwa przejściowego, pozwalającego na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń i stabilizację uzależnionych od warunków pogodowych odnawialnych źródeł energii. Nie będzie to możliwe bez włączenia się w ten proces koncernów energetycznych z udziałem Skarbu Państwa. Ich rola jest kluczowa w szczególności przy realizacji inwestycji w stabilne jednostki gazowe, które w pierwszej kolejności mogą stanowić elastyczne źródło wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przy rosnącym udziale niesterowalnych odnawialnych źródeł energii, takich jak energetyka wiatrowa i fotowoltaika, a następnie zostać konwertowane do jednostek zeroemisyjnych.

Rząd Rzeczypospolitej Polskiej, w odpowiedzi na wyzwania stojące przed polskim sektorem elektroenergetycznym, przygotował koncepcję wydzielenia z grup kapitałowych spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych („Koncepcja”). Koncepcja zakłada wyodrębnienie jedynie elektrowni węglowych przy jednoczesnym pozostawieniu w strukturze koncernów jednostek ciepłowniczych i kogeneracyjnych, które będą stopniowo zastępowane jednostkami gazowymi dostosowanymi do zasilania w przyszłości paliwami zeroemisyjnymi, takimi jak biometan czy wodór, oraz innymi odnawialnymi źródłami ciepła.

Koncepcja ma na celu dostosowanie koncernów energetycznych do wyzwań transformacji spójnie z kierunkami wskazanymi w PEP2040. Po wydzieleniu aktywów węglowych koncerny energetyczne skupią się na realizacji inwestycji nisko- i zeroemisyjnych.

Właścicielem aktywów węglowych będzie Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), działająca w formie spółki ze 100-proc. udziałem Skarbu Państwa. Powstanie NABE przyczyni się do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zapewnienia niezbędnej dostępności mocy w systemie energetycznym. Wydzielenie aktywów węglowych pozwoli zatem na przeprowadzenie kontrolowanej transformacji energetycznej z uwzględnieniem potrzeb bilansowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

# 1. Diagnoza – uwarunkowania zewnętrzne i wewnętrzne rynku energii elektrycznej

## 1.1. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej

Polska i państwa członkowskie Unii Europejskiej wraz z innymi krajami i organizacjami na świecie podejmują na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu wysiłki na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu. Unia Europejska jest kluczowym podmiotem globalnej polityki klimatycznej. Jej działania sprawiły, że stała się światowym liderem oraz twórcą kompleksowych standardów regulacyjnych w sferze ochrony klimatu i ograniczania emisji CO<sub>2</sub>.

Stworzony w 2005 r. unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) jest pierwszym i największym na świecie międzynarodowym systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wyrażonych w ekwiwalencie CO<sub>2</sub>.

W 2008 r. Parlament Europejski i Rada UE zatwierdziły pakiet energetyczno-klimatyczny, w którym znalazły się regulacje wyznaczające cele przeciwdziałania zmianom klimatu do 2020 r. (tzw. pakiet 3 x 20%). Skupia się on na trzech kluczowych celach: ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych, promowaniu stosowania energii z odnawialnych źródeł energii i poprawie efektywności energetycznej Unii Europejskiej. Pakiet ten stał się w kolejnych latach punktem wyjścia dla nowych, bardziej ambitnych celów redukcyjnych.

Obecnie polityka energetyczna i klimatyczna Unii Europejskiej wyznacza następujące prawnie wiążące cele, które są istotne z perspektywy powstania NABE:

- co najmniej 55% redukcji emisji gazów cieplarnianych z całej gospodarki UE względem 1990 r. oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Przy czym sektory objęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (ETS) powinny zredukować swoje emisje o 43% względem 2005 r.;
- co najmniej 32% udziału energii OZE w UE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.;
- zwiększenie efektywności energetycznej o co najmniej 32,5 % do 2030 r.

11 grudnia 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła Europejski Zielony Ład. W związku z tym podjętych zostanie wiele inicjatyw na rzecz ochrony środowiska i pobudzenia zielonej gospodarki. Strategia zakłada redukcję do zera emisji netto gazów cieplarnianych i minimalizację zależności między wzrostem gospodarczym a zasobami. Unia Europejska w 2050 r. ma być pierwszym związkiem państw neutralnym dla klimatu. Komisja Europejska zaproponowała Europejskie prawo o klimacie, które ugruntuje ten cel w prawodawstwie i zapewni UE środki do jego osiągnięcia.

Wskazane powyżej cele są przedmiotem toczących się obecnie zmian legislacyjnych procedowanych w ramach pakietu legislacyjnego tzw. „Fit for 55”. Zgodnie z zaproponowaną przez Komisję Europejską architekturą nowych celów w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej:

- cel redukcji emisji w ramach sektorów objętych obecnie zakresem ETS ma wynieść 61% względem 2005 r.;
- cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. ma wynieść 40%, ponadto mają zostać wyznaczone następujące indykatywne cele o charakterze sektorowym: budynki (49%), przemysł, ciepło i chłód oraz ciepłownictwo i chłód systemowy oraz transport;
- wiążący na poziomie Unii Europejskiej cel efektywności energetycznej związany jest z redukcją zużycia energii o co najmniej 9% w 2030 r. w porównaniu do poziomów 2020 r. W 2030 r., zużycie energii finalnej w UE ma wynieść 787 Mtoe, a pierwotnej 1023 Mtoe. Odnosząc dane do obecnego celu 32,5%, oznacza to jego zwiększenie do 36% dla energii finalnej i 39% dla energii pierwotnej.



Ponadto, realizacji celów klimatycznych są podporządkowane reguły udzielania pomocy państwa, co znalazło już swoje odzwierciedlenie w zakazie wspierania od 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmów mocowych jednostek emitujących więcej niż 550 g CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej. W praktyce oznacza to brak możliwości ujęcia w ramach rynku mocy jakichkolwiek płatności mocowych na rzecz przeważającej większości obecnych beneficjentów tego mechanizmu, co będzie prowadzić do spadku rezerw mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Europejski Zielony Ład jest wyzwaniem dla Polski. Z uwagi na uzależnienie polskiego sektora elektroenergetycznego od tradycyjnego paliwa niezwykle ważna jest sprawiedliwa transformacja, która uwzględni ten czynnik i zapobiegnie nierównomiernemu rozkładowi kosztów pomiędzy państwa członkowskie. Chodzi o to, by kosztami transformacji nie obciążać nadmiernie krajów opartych w znacznej mierze na energetyce węglowej, posiadających mniejsze możliwości finansowe niż bogatsze państwa członkowskie UE, które stać na wcześniejsze deklaracje neutralności klimatycznej.

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej wywiera istotny wpływ na spółki z udziałem Skarbu Państwa. Od przystąpienia Polski do UE energetyka musi dostosowywać się do zmian na wspólnotowym rynku energii. Nastąpiła liberalizacja rynku, zmieniły się struktury organizacyjne podmiotów energetycznych, wprowadzone zostały bardziej rynkowe zasady funkcjonowania przedsiębiorstw. Kierunki rozwoju i działania spółek z udziałem Skarbu Państwa muszą być zgodne z europejską polityką energetyczno-klimatyczną i wynikającą z niej strategią rozwoju odnawialnych źródeł energii. Prowadzone są kapitałochłonne modernizacje, technologie wytwarzania stają się bardziej przyjazne środowisku. W efekcie spółki sektora elektroenergetycznego z udziałem Skarbu Państwa zdecydowanie obniżyły emisję CO<sub>2</sub> i innych zanieczyszczeń.

Coraz wyższe cele klimatyczne, wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i ograniczenie wsparcia dla energetyki węglowej po 1 lipca 2025 r. wymuszają – niezależnie od dotychczasowych wysiłków – kolejne istotne zmiany sektora energetycznego ze szczególnym naciskiem na elektroenergetykę, których celem jest utrzymanie konkurencyjności polskiej gospodarki. Transformacja sektora musi uwzględniać europejską politykę klimatyczną i opierać się na rozwoju nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego państwa.

## **1.2. Polityka energetyczna Polski do 2040 r.**

Uchwałą z 2 lutego 2021 r. Rada Ministrów przyjęła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.”. Wyznacza ona ramy transformacji energetycznej w Polsce i przesądza o zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego.

W „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” wskazuje się także strategiczne decyzje inwestycyjne, mające na celu wykorzystanie krajowego potencjału gospodarczego, surowcowego, technologicznego i kadrowego oraz stworzenie poprzez sektor energii dźwigni rozwoju gospodarki, sprzyjającej sprawiedliwej transformacji.

PEP2040, biorąc pod uwagę możliwości Polski w realizacji Porozumienia Paryskiego, uwzględnia skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do unijnych regulacji związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r., Europejskim Zielonym Ładem, planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19 i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” ma istotne znaczenie dla programowania i wydatkowania środków w ramach Krajowego Planu Odbudowy, który stanowi podstawę wydatkowania funduszy w ramach Instrumentu na

rzecz Odbudowy i Wzmocnienia Odporności, a także planów sprawiedliwej transformacji i projektu Umowy Partnerstwa. W dniu 3 maja 2021 r. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej oficjalnie przesłało Krajowy Plan Odbudowy do Komisji Europejskiej. Na cele klimatyczne ma być przeznaczonych 37% środków z Krajowego Planu Odbudowy.

Dokument uwzględnia potrzeby grup zawodowych i regionów, które bez odpowiedniego wsparcia poniosą niewspółmierny koszt transformacji. Dotyczy to przede wszystkim sektora węglowego i obywateli zagrożonych ubóstwem energetycznym.

Polityka ukierunkowana jest na unowocześnianie sektora energii na drodze zeroemisyjnego rozwoju oraz pobudzenia innowacji, prowadzącej do trwałego rozwoju gospodarczego, poprawy efektywności i konkurencyjności.

W dokumencie wskazano trzy filary: Sprawiedliwą transformację, Zeroemisyjny system energetyczny oraz Dobrą jakość powietrza. Na nich oparto osiem celów szczegółowych wraz z działaniami niezbędnymi do ich realizacji oraz projekty strategiczne.

Zgodnie z PEP2040 Polska będzie dążyć do pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi zasobami. Krajowe źródła wytwórcze oparte o spalanie węgla pozostaną istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale ich rola będzie systematycznie się zmniejszać. W kolejnych latach wraz z oddawaniem do użytkowania nowych inwestycji w bilansie elektroenergetycznym coraz większe znaczenie zaczną odgrywać OZE oraz jednostki wytwórcze zasilane gazem ziemnym, które zapewnią bezpieczny przyrost wolumenów OZE w KSE do czasu rozwoju nowych technologii (w tym stosowanego na szeroką skalę magazynowania energii elektrycznej), jak również rozwoju usług elastyczności sieci.

Udział OZE w strukturze krajowego zużycia energii elektrycznej netto wyniesie nie mniej niż 32% w 2030 r. Umożliwi to przede wszystkim rozwój fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych, które ze względu na warunki ekonomiczne i techniczne mają najlepsze perspektywy. Przewiduje się, że morska energetyka wiatrowa osiągnie moc zainstalowaną ok. 5,9 GW w 2030 r. oraz ok. 11 GW w 2040 r. Nastąpi istotny wzrost mocy fotowoltaicznych do ok. 10-16 GW w 2040 r. Zakłada się, że w 2040 r. ponad 50% mocy zainstalowanych będą stanowić źródła zeroemisyjne.

Szczególną rolę w tym procesie odegra wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego, prócz morskiej energetyki wiatrowej, energetyki jądrowej. Będą to dwa nowe strategiczne obszary i gałęzie przemysłu w Polsce. W 2033 r. ma zostać uruchomiony pierwszy blok jądrowy o mocy ok. 1-1,6 GW. Kolejne bloki będą uruchamiane co 2-3 lata. Cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków.

Zgodnie z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”, transformacja energetyczna powinna być sprawiedliwa i partycypacyjna (prowadzona lokalnie i z udziałem odbiorców końcowych). Wdrożenie strategii wpłynie na poprawę jakości powietrza, poszanowanie środowiska oraz ochronę klimatu.

Transformacja energetyczna będzie wymagała zaangażowania wielu podmiotów i znacznych nakładów inwestycyjnych, których skala w latach 2021–2040 może sięgnąć ok. 1,6 bln zł. Inwestycje w sektorach paliwowo-energetycznych angażować będą środki finansowe w kwocie ok. 867-890 mld zł. Prognozowane nakłady w samym sektorze wytwórczym energii elektrycznej sięgać będą ok. 320-342 mld zł, z czego ok. 80% zostanie przeznaczony na moce bezemisyjne, tj. OZE i energetykę jądrową<sup>1</sup>.

Ze względów społecznych, ekonomicznych i środowiskowych restrukturyzacja regionów węglowych będzie przebiegać tak, by wzmocnić gospodarkę i przyczynić się do pomyślności przyszłych pokoleń. Wsparciem będą instrumenty finansowe w wysokości kilkudziesięciu miliardów zł, w tym w ramach unijnego mechanizmu

---

<sup>1</sup> Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

sprawiedliwej transformacji. Szczegółowe rozwiązania w tym zakresie zostaną ujęte przede wszystkim w krajowym i terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji.

Realizacja założeń PEP2040 nie będzie możliwa bez istotnego zaangażowania w transformację polskiego sektora elektroenergetycznego spółek z udziałem Skarbu Państwa. Mają one większościowy udział w rynku energii w Polsce zarówno pod względem produkowanej energii elektrycznej, jak również zainstalowanej mocy w KSE. Planowane przez sektor wielkoskalowe inwestycje w niskoemisyjne źródła energii elektrycznej i ciepła oraz inteligentną infrastrukturę elektroenergetyczną przyniosą znaczną obniżkę emisyjności, zapewniając nie tylko redukcję negatywnego wpływu na środowisko, ale także bezpieczeństwo dostaw oraz akceptowalne ceny energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców końcowych.

Szansy na przełomową zmianę systemową należy upatrywać przede wszystkim w morskiej energetyce wiatrowej, będącej stosunkowo stabilnym źródłem energii odnawialnej. Ta innowacyjna branża umożliwi zaangażowanie lokalnego przemysłu i szeroką międzynarodową współpracę. Spadek kosztów technologii energii odnawialnej, cyfryzacja gospodarki i nowe technologie w zakresie baterii i akumulatorów, pomp ciepła czy pojazdów elektrycznych tworzą warunki do przyspieszenia w ciągu najbliższych dwóch dekad transformacji systemu energetycznego.

Realizację unijnych celów klimatycznych gwarantuje wyłącznie efektywna transformacja spółek sektora elektroenergetycznego i dostosowanie ich do aktualnych wyzwań rynkowych. Przy zaangażowaniu wszystkich podmiotów objętych tym procesem, Polska jest w stanie sprostać trudnym wyzwaniom klimatyczno-energetycznym UE bez podejmowania decyzji o negatywnych skutkach gospodarczych. Osiągnięcie wyznaczonych celów w założonym okresie jest możliwe poprzez planowe działania i stopniowo wprowadzane zmiany.

### 1.3. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w Polsce

W 2020 r. moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wyniosła 49 238 MW<sup>2</sup>, natomiast moc osiągalna 49 095 MW. 36 364 MW mocy zainstalowanej stanowiły elektrownie zawodowe, w tym 22 747 MW zasilane węglem kamiennym oraz 8 478 MW węglem brunatnym, posiadające odpowiednio 46% i 17 % udziału w systemie. W mniejszej części moc zainstalowana w KSE oparta była na paliwie gazowym (5,63%) i hydroenergii (4,77 %). Około 10 229 MW<sup>3</sup> stanowiły moce zainstalowane w OZE (głównie lądowe elektrownie wiatrowe), resztę – elektrownie przemysłowe (paliwa różne) o mocy 2 645 MW. Ponad 95% (23,8GW) wszystkich sterowalnych źródeł mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest własnością spółek z udziałem Skarbu Państwa. Obecna struktura wytwarzania wynika przede wszystkim z uwarunkowań historycznych oraz posiadanych przez Polskę zasobów surowców energetycznych. Struktura produkcji energii elektrycznej nie zmieniła się znacząco na przestrzeni ostatnich lat. Zdecydowana większość produkcji odbywa się z użyciem paliw konwencjonalnych – węgla kamiennego i brunatnego. Zmniejszył się natomiast ich udział w strukturze krajowego miksu energetycznego i w 2020 r. wyniósł blisko 70%.

W Polsce sektor wytwórczy energii elektrycznej opiera się głównie na konwencjonalnych jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych, wytwarzających energię elektryczną z węgla. Chociaż spełniają one wymogi emisyjne wynikające z regulacji krajowych i unijnych w zakresie wymagań środowiskowych, to charakteryzują się wysoką emisyjnością wytwarzania energii w zakresie emisji CO<sub>2</sub>, co obciąża je wysokimi kosztami systemu EU ETS. Oddane do użytku w ostatnich latach jednostki na parametry nadkrytyczne, cechujące się mniejszą emisyjnością, bardziej

---

<sup>2</sup> Raport 2020 KSE, PSE

<sup>3</sup> Raport 2020 KSE, PSE

efektywnym wykorzystaniem paliwa oraz statusem CCS-ready (tj. sprawdzona możliwość wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub>), będą najdłużej funkcjonującym segmentem elektroenergetyki zawodowej opartej na węglu.

Na przestrzeni dekady nastąpił znaczny wzrost udziału produkcji ze źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii. W 2020 r. moc zainstalowana w tym sektorze zwiększyła się z 7 490 MW do 10 229 MW. Wzrost źródeł produkcji energii elektrycznej z OZE, w tym wytwarzanej przez prosumentów, przyczynia się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową). Dotychczasowe funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oparte było na jednokierunkowym przepływie mocy z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do szeroko rozumianej sieci, a następnie do odbiorców końcowych. Rozwój energetyki obywatelskiej sprawił, że praca źródeł konwencjonalnych stała się częściowo zależna od niesterowalnych OZE, które mają pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii przez nie wytworzonej. Czas wykorzystywania mocy zainstalowanej jednostek konwencjonalnych jest krótszy niż kilka czy kilkanaście lat temu, co wpływa zarówno na rachunek ekonomiczny ich pracy, jak i możliwości techniczne.

Zmiany w regulacjach rynku energii i rosnący udział niesterowalnych źródeł OZE w strukturze wytwarzania energii będą powodowały wzrost znaczenia jednostek wytwórczych charakteryzujących się dużym zakresem elastyczności wytwarzania. Obecnie bilansowanie mocy w znacznej mierze zapewniają elektrownie węglowe oraz szczytowo-pompowe. W kolejnych latach, wraz z oddawaniem do użytkowania nowych inwestycji, w bilansie elektroenergetycznym coraz większe znaczenie zaczną odgrywać jednostki wytwórcze zasilane gazem ziemnym.

Wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego umożliwi bezpieczny przyrost wolumenów OZE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do czasu rozwoju nowych technologii (w tym stosowanego na szeroką skalę magazynowania energii elektrycznej). Intencją zwiększenia w strukturze wytwarzania udziału jednostek wytwórczych na gaz ziemny nie jest zastąpienie dotychczas funkcjonujących jednostek węglowych, lecz umożliwienie kontrolowanej transformacji energetycznej w kierunku zeroemisyjnym. Wraz z przyrostem mocy OZE oraz przewidywanym wzrostem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie się zmieniał profil eksploatacji jednostek gazowych. W przyszłości ich praca będzie miała charakter szczytowy i służyć będą głównie do bilansowania jednostek OZE. Będzie to możliwe dzięki wysokiej elastyczności w zakresie możliwości regulowania wielkości produkcji. Technologie gazowe mają duży potencjał wykorzystania w procesie integracji sektorów (sector coupling), której efektem będzie funkcjonowanie hybrydowego systemu elektroenergetycznego, opartego o źródła gazowe, OZE oraz instalacje magazynowania energii z wykorzystaniem wodoru.

Wprowadzenie elektrowni jądrowych do miks energetycznego oznaczać będzie wzrost dyspozycyjnych jednostek bezemisyjnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Wdrożenie energetyki jądrowej wpłynie na stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza. Jednocześnie możliwa będzie dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie. Uruchomienie w 2033 r. pierwszego bloku jądrowego o mocy 1-1,6 GW (łącznie powstanie 6 bloków jądrowych o mocy całkowitej 6-9 GW), wzmocni podstawę systemu i zabezpieczy przyrost wolumenów OZE. Przewiduje się, że udział energetyki jądrowej w miksie energetycznym ok. 2045 r. będzie wynosił ok. 20%.

Problemem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest wiek kotłów energetycznych i turbozespołów, spośród których ponad 70% przekracza 30 lat. Jednostki węglowe, które w ciągu najbliższych lat zostaną wyłączone z uwagi na konieczność dostosowania do coraz wyższych wymogów środowiskowych wynikających m.in. z konkluzji BAT, a także ze względu na wysoką emisyjność skutkującą niską efektywnością ekonomiczną, spowodują istotne obniżenie dyspozycyjności mocy w systemie. Nowe aktywa nisko- i zeroemisyjne są więc niezbędne nie tylko ze względów ekonomicznych, ale także ze względów bezpieczeństwa energetycznego wymagającego niezbędnych nadwyżek mocy.

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, związanym m.in. z elektryfikacją kolejnych sektorów gospodarki (np. transportu, ciepłownictwa, przemysłu), istnieje konieczność rozbudowy infrastruktury wytwórczej. Rygorystyczne wymagania środowiskowe wskazują na potrzebę inwestycji wyłącznie w niskoemisyjne źródła wytwórcze. Dlatego, zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2040 r.”, do 2040 r. powstanie niemal nowy system elektroenergetyczny, którego ważnym elementem będą źródła zeroemisyjne.

Utrzymanie bilansu mocy wymaga utrzymania obecnego poziomu wytwarzania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Produkcja energii w skojarzeniu z produkcją ciepła charakteryzuje się niższą emisyjnością i wyższą sprawnością względem wytwarzania w tradycyjnych jednostkach kondensacyjnych. W związku ze wzrostem kosztów emisji także w ciepłownictwie będzie następowało stopniowe zastępowanie jednostek węglowych nowymi źródłami gazowymi oraz wzrastać będzie udział ciepła ze źródeł odnawialnych.

Pozycja poszczególnych podmiotów sektora elektroenergetycznego nie zmieniała się znacząco w ostatnich latach. Trzej najwięksi wytwórcy, skupieni w grupach kapitałowych wokół spółek z udziałem Skarbu Państwa, tj. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A., a także ENERGA S.A. dysponują niemal 2/3 mocy zainstalowanych i wytwarzają ok. 67% energii elektrycznej w kraju.

Największy udział w rynku w sektorze wytwarzania energii elektrycznej ma od lat PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (41%), która po przejściu aktywów EDF umocniła się na tej pozycji, stając się jednocześnie liderem rynku ciepłowniczego w Polsce. Kolejnymi producentami energii są ENEA S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A. odpowiednio z 16-proc. i 8-proc. udziałem w rynku, a także ENERGA 2%. Zdecydowana większość ich mocy wytwórczych oparta jest na jednostkach węglowych, ale od kilku lat zwiększają się inwestycje w źródła nisko- i zeroemisyjne. Dotyczy to zarówno produkcji energii elektrycznej, jak i ciepła. Obowiązujące strategie wskazują na znaczący przyrost mocy w OZE oraz rozwój sieci dystrybucyjnych w celu dostosowania systemu elektroenergetycznego do uwarunkowań związanych z transformacją energetyczną.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. jako największa spółka w sektorze zamierza odegrać kluczową rolę w osiągnięciu zeroemisyjności przez Polskę. Głównymi kierunkami rozwoju będą morska energetyka wiatrowa, lądowa energetyka wiatrowa, fotowoltaika, infrastruktura sieciowa, niskoemisyjne ciepłownictwo oraz usługi energetyczne. Trwałe obniżenie emisyjności planowane jest poprzez zmianę technologii wytwarzania oraz rozbudowę portfela OZE. Do 2030 r. udział źródeł nisko- i zeroemisyjnych w portfelu wytwórczym wyniesie 85%, a energia odnawialna stanowić będzie 50% generowanej energii. Moc zainstalowana grupy, oparta dzisiaj głównie na jednostkach węglowych, wzrośnie z 18 do 20 GW, które będą stanowić źródła nisko- i zeroemisyjne.

Grupa Kapitałowa PGE zamierza być pionierem rozwoju i eksploatacji morskiej energetyki wiatrowej. W 2030 r. moc jej farm wiatrowych na Bałtyku ma wynieść 2,5 GW a do 2040 r. – 6,5 GW. Równocześnie w najbliższych latach kontynuowany będzie program budowy elektrowni wiatrowych na lądzie i elektrowni fotowoltaicznych. Planowany przyrost nowych mocy w tym sektorze ma wynieść 3 GW do roku 2030, a w przypadku lądowych farm wiatrowych ponad 1 GW.

Grupa PGE nie planuje nowych inwestycji w aktywa węglowe (zarówno w wytwarzanie, jak i wydobycie), a decyzje inwestycyjne dotyczące budowy źródeł gazowych zostaną podjęte najpóźniej w 2025 r. W ramach transformacji ciepłownictwa systemowego w kierunku nisko i zeroemisyjnym Grupa zakłada, że udział źródeł zero- i niskoemisyjnych w produkcji ciepła przekroczy 70% do 2030 roku. Łączne nakłady inwestycyjne Grupy w latach 2021-2030 mają osiągnąć kwotę 75 mld zł, z czego ok. 50% na rozwój OZE (morskie i lądowe farmy wiatrowe, fotowoltaika, niskoemisyjne źródła kogeneracyjne).

W segmencie dystrybucji poprawią się parametry jakościowe dostaw energii (skrócenie przerw w dostawach energii o 8% w dużych miastach i 50% na pozostałych obszarach do 2025 r.) oraz sprawność, transparentność i efektywność

kosztowa procesów przyłączeniowych. Dla pełnego wykorzystania możliwości źródeł rozproszonych i zapewnienia bezpiecznej pracy systemu prowadzona będzie modernizacja sieci oraz budowa magazynów energii (planowane co najmniej 800 MW do roku 2030).

Szereg nowych wyzwań przed którymi stoi obecnie segment dystrybucji, tj. pełne wdrożenie inteligentnego opomiarowania, modernizacja i rozbudowa sieci w kontekście znaczącego tempa rozwoju OZE, kablowanie i automatyzacja dla osiągnięcia celów regulacji jakościowej, implikuje potrzebę poszukiwania dodatkowego finansowania zewnętrznego. Ponieważ operatorzy systemu dystrybucyjnego funkcjonują w ramach Grup energetycznych, dlatego możliwość pozyskiwania zewnętrznych źródeł finansowania przez grupy nie pozostaje bez wpływu dla ich działalności.

Grupa Kapitałowa ENEA stawia na prowadzenie swojej działalności przy minimalizowaniu oddziaływania na środowisko naturalne. W zatwierdzonej w 2021 roku strategii GK ENEA, w ramach kluczowych kierunków rozwoju wymienia się m.in. zaangażowanie w energetykę wiatrową na morzu (offshore), intensyfikację działań w kierunku dostępu do zielonej energii poprzez realizację portfela OZE GK ENEA, rozwój instalacji hybrydowych, energetykę konwencjonalną opartą o źródła niskoemisyjne (gaz – jako paliwo przejściowe; biomasa; RDF), rozwój projektów w zakresie magazynowania energii i świadczenie usług na zewnątrz, rozwój nowych linii biznesowych.

W wyniku realizacji swojej strategii, GK ENEA zakłada wzrost mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii (brutto) o 1 510 MW do 2030 roku i 3 580 MW w 2040 roku, liczony względem roku 2020 (nie uwzględniając przy tym mocy istniejącego już tzw. „Zielonego Bloku” należącego do ENEA Elektrownia Połaniec). GK ENEA przewiduje, że zredukuje wartość wskaźnika jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> do 254 kg CO<sub>2</sub>/MWh w 2030 roku, z dążeniem do osiągnięcia wskaźnika na poziomie 201 kg CO<sub>2</sub>/MWh w perspektywie 2040 roku. W 2050 roku GK ENEA planuje być neutralna klimatycznie.

Grupa szacuje poniesienie nakładów inwestycyjnych w wysokości ponad 68 mld zł w perspektywie lat 2023-2042, z czego 5,8 mld zł na budowę i dalszą modernizację bloków gazowo-parowych, a 13,8 mld zł na inwestycje w odnawialne źródła energii i magazyny energii.

Aktualizacja kierunków strategicznych Grupy TAURON opublikowana w maju 2019 roku zakłada tzw. Zielony Zwrot TAURON w kierunku źródeł nisko- i zeroemisyjnych, czyli zrównoważoną transformację Grupy.

Zgodnie z kierunkami w roku 2025 aktywa nisko- i zeroemisyjne będą stanowiły w miksie ok. 28% (1,6 GW), natomiast w 2030 r. 66% (3 GW).

Zgodnie ze Strategicznym Planem Rozwoju Grupy Energa na lata 2021-2030 Energa S.A. przeznaczy do roku 2030 ok. 29,7 mld zł na realizację przedsięwzięć, które odpowiadać będą na potrzeby i wyzwania wynikające z trwającej transformacji energetycznej, jak również wspierać cele opisane dla segmentu energetyki w Strategii Grupy ORLEN 2030.

W obszarze wytwarzania nakłady inwestycyjne sięgną blisko 12 mld zł, które przeznaczone zostaną na budowę nowych źródeł odnawialnych, gazowych i kogeneracyjnych. Grupa Energa planuje osiągnąć ok. 1,1 GW mocy zainstalowanej w lądowych odnawialnych źródłach energii oraz udział w projektach morskich farm wiatrowych o mocy ok. 1,3 GW i udział w realizacji inwestycji w instalacje gazowe o mocy ok. 1,3 GW.

W osiągnięcie celów założonych w tym obszarze wpisują się też realizowane już przez Grupę Energa inwestycje w aktywa fotowoltaiczne i wiatrowe. W zakresie rozwoju OZE Energa będzie w pierwszej kolejności stawiać na inwestycje typu greenfield, w razie konieczności nie wyklucza jednak akwizycji.

Wszystkie wyżej wymienione spółki sygnalizują narastające trudności z pozyskiwaniem finansowania. Ich główną przyczyną jest obciążenie aktywami węglowymi, które charakteryzują się pogarszającą się rentownością oraz

wysoką ekspozycją na ryzyko regulacyjne. Potęgowane jest to zmianą polityki kredytowej instytucji finansowych, które w ostatnich latach ograniczały finansowanie aktywów węglowych, a obecnie ograniczają finansowanie podmiotów zaangażowanych w wytwarzanie energii z takich źródeł (wycofanie z finansowania energetyki konwencjonalnej ogłosiło na koniec 2020 r. 138 instytucji globalnych, w tym banki globalne, instytucje ubezpieczeniowe i firmy zarządzające aktywami). Przewiduje się, że ten trend będzie nasilał się wraz z wdrażaniem przez sektor bankowy zasad dotyczących zrównoważonego finansowania, w tym Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, ustanawiającego taksonomię wraz z aktami delegowanymi do tego rozporządzenia. Pozostawienie aktywów węglowych w obecnych strukturach rodzi ryzyko dla możliwości realizacji planów rozwoju elektroenergetyki niskoemisyjnej, co w konsekwencji może przełożyć się na opóźnienie transformacji energetycznej Polski oraz dalszy wzrost kosztów energii elektrycznej.

Jednocześnie należy się spodziewać, że kluczowe znaczenie dla zapewnienia nowych mocy wytwórczych w Polsce w przyszłości będą mieć nadal inwestycje realizowane przez spółki energetyczne z udziałem Skarbu Państwa. Na aukcjach głównych rynku mocy, obejmujących lata dostaw 2021-2025, z 7,2 GW mocy planowanych do oddania do eksploatacji aż 7 GW należy do wspomnianych wyżej grup energetycznych. Mają one kluczowe znaczenie dla polskiego sektora elektroenergetycznego, dlatego przyszła struktura krajowego miksu energetycznego będzie w znacznej mierze zależała od realizowanych przez nie wielkoskalowych inwestycji. Ich rola jest szczególnie istotna przy zapewnieniu stabilnych źródeł wytwarzania.

Dalszy proces transformacji będzie wymagał zastąpienia stopniowo odstawianych jednostek węglowych elastycznymi źródłami zasilanymi gazem ziemnym, stanowiącym paliwo przejściowe transformacji. Optymalna z systemowego punktu widzenia jest ich budowa w miejscach obecnie eksploatowanych bloków węglowych, tak jak to się odbywa w Elektrowni Dolna Odra. Pozwoli to stworzyć nowe miejsca pracy dla osób obecnie zatrudnionych w energetyce węglowej, a także wykorzystać istniejącą w tych lokalizacjach infrastrukturę.

Spółki mają bogate portfolio projektów gazowych, na różnym etapie zaawansowania, ale poza Dolną Odrą dotychczas żaden z nich nie wszedł w fazę realizacji. Ze względu na uwarunkowania ekonomiczne wynikające m.in. z cen gazu ziemnego, potencjalnych zmian systemów wsparcia oraz dostępności infrastruktury przesyłowej gazu, inwestorzy mogą podejmować decyzje o zawieszeniu nowo budowanych jednostek, przesuwaniu ich w czasie, a ostatecznie nawet o rezygnacji z realizacji projektów, co będzie prowadzić do wydłużenia okresu wykorzystania węgla w polskim miksie energetycznym.

Jednocześnie należy wskazać, iż decyzje dotyczące realizacji projektów gazowych powinny zapaść w możliwie najkrótszym czasie. Pozyskanie finansowania zewnętrznego dla źródeł zasilanych gazem ziemnym może również napotykać na coraz większe trudności ze względu na unijne zasady dotyczące zrównoważonego finansowania. Co za tym idzie, instytucje finansowe mogą ograniczać finansowanie takich inwestycji. Ponadto, nowe projektowane unijne regulacje pomocowe mogą znacząco ograniczyć finansowanie gazu naturalnego poprzez stosowanie zasady nie wyrządzania znaczącej szkody (DNSH), której treść w odniesieniu do paliwa gazowego zostanie dookreślona w dodatkowym akcie delegowanym. Dla sektora elektroenergetycznego oznacza to większy udział kapitału własnego na budowę nowych elektrowni gazowych.

Dodatkowo, w celu zabezpieczenia wystarczalnej mocy w systemie, a także obniżenia emisyjności, w lokalizacjach aktualnie funkcjonujących bloków węglowych w Połańcu i Ostrołęce analizowane są możliwości zazielenia tych bloków tj. przejścia na technologię współspalania (udziału biomasy w strumieniu paliwa z węglem kamiennym). Realizacja tych projektów uzależniona będzie jednakże od dostępności do biomasy.

Wyodrębnienie aktywów węglowych przyspieszy inwestycje i da spółkom nowy impuls inwestycyjny. Utrzymanie dotychczasowych struktur organizacyjnych mogłoby prowadzić do utracenia dostępu do finansowania

zewnątrznego, gdyż kluczowe instytucje wycofały się z finansowania podmiotów z wysokim śladem węglowym. Przewiduje się, że wydzielenie aktywów nie tylko umożliwi realizację inwestycji przewidzianych w obecnych strategiach, ale również pozwoli na przyjęcie bardziej ambitnych celów, dzięki czemu polskie spółki będą mogły uczestniczyć w rozwijaniu potencjału krajowego sektora odnawialnych źródeł energii.

#### 1.4. Budowa jednolitego rynku energii

W związku z budową jednolitego europejskiego rynku energii zachodzą istotne zmiany w handlu energią elektryczną. Krajowy System Elektroenergetyczny jest integralną częścią rynku wewnętrznego Unii Europejskiej, na którym obowiązuje swoboda obrotu energią elektryczną. Zakłada się, że uczestnicy rynku mogą bez ograniczeń zawierać transakcje obrotu energią elektryczną na danym obszarze rynkowym (strefie). Handel między obszarami rynkowymi (strefami, krajami) wymaga natomiast uzyskania dostępu do transgranicznych zdolności przesyłowych.

Zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r., ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, następuje jednolite łączenie rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego.

Rozporządzenie 2019/943/UE nałożyło na Operatorów Systemów Przesyłowych obowiązek udostępniania uczestnikom rynku energii międzyobszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby handlu na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych, wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Dla realizacji tego zobowiązania przyjęto w grudniu 2019 r. Plan działania, zakładający liniową trajektorię zwiększania zdolności przesyłowych, przewidującą osiągnięcie celu do końca 2025 roku dla wszystkich granic Polski, gdzie prowadzony jest międzyobszarowy handel energią elektryczną.

Wdrożenie rozwiązań z zakresu jednolitego rynku energii elektrycznej wpłynie na konkurencję na rynku energii elektrycznej i w przyszłości powinno doprowadzić do wyrównania cen energii elektrycznej w UE. Tym samym zaniechanie transformacji energetycznej doprowadzi do strukturalnego uzależnienia polskiej gospodarki od importu energii elektrycznej, przy jednoczesnym ograniczeniu wytwarzania w obecnie eksploatowanych jednostkach węglowych na skutek działania mechanizmu merit order, który powoduje, że wraz z wchodzeniem na rynek energii ze źródeł o niższym koszcie zmiennym, w tym energii z importu, zmniejsza się wykorzystanie mocy w najbardziej emisyjnych jednostkach. W dłuższym okresie, przy braku odpowiednich działań, może to prowadzić do niekontrolowanej transformacji energetycznej zagrażającej bezpieczeństwu energetycznemu państwa w wyniku masowego odstawiania niskoobciążonych jednostek węglowych, co doprowadzi do drastycznego wzrostu cen energii elektrycznej.

Do roku 2014 Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. Uwarunkowania związane z kosztami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a w konsekwencji wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej odwróciły ten trend i Polska stała się importerem energii elektrycznej netto. W 2020 r. import netto osiągnął rekordowo wysoki poziom – 13,1 TWh, co odpowiadało za ok. 7,6% zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Jednakże poleganie na imporcie energii elektrycznej w dłuższej perspektywie czasu nie jest pewnym źródłem pokrycia bilansu KSE, gdyż energia z importu może nie być dostępna w okresach równoczesnego występowania problemów bilansowych w systemach europejskich, a ponadto jej dostępność jest limitowana możliwościami przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi oraz wewnątrz nich. Teoretyczne możliwości przesyłowe połączeń transgranicznych wynoszą około 9,5 GW co stanowi ok 35% szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE. Ze względów technicznych może być wykorzystywana tylko część tych zdolności, gdyż są one uzależnione od sytuacji bilansowej konkretnego systemu elektroenergetycznego, w tym od ograniczeń sieciowych na jego obszarze, nieplanowanych przepływów pomiędzy systemami, braku koordynacji sąsiadujących systemów.



Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, rosnący udział jednostek o zerowym koszcie zmiennym i nadwyżki produkcji energii elektrycznej z OZE w krajach ościennych, przy jednoczesnym spadku zapotrzebowania na energię elektryczną na skutek ograniczenia aktywności gospodarczej wywołanej COVID-19 doprowadził w 2020 roku do zmniejszenia stopnia wykorzystania mocy wytwórczych zasilanych paliwami kopalnymi. Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zmniejszenie wykorzystania mocy w elektrowniach węglowych i gazowych doprowadził do zmniejszenia popytu na nieodnawialne nośniki energii. Przyczyniło się to do znaczącego spadku notowań cen węgla kamiennego i gazu ziemnego na europejskich giełdach.

Odmierna sytuacja na rynku energii miała miejsce w 2021 r. Szybkie odbudowanie gospodarek doprowadziło do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz węgiel kamienny i gaz ziemny. Jednakże popyt zgłaszany przez sektor przemysłowy i usługowy na paliwa kopalne nie mógł zostać zaspokojony. Spowodowało to zachwianie łańcucha dostaw surowców, doprowadzając do bezprecedensowych wzrostów cen węgla kamiennego i gazu ziemnego w Europie. Dodatkowo, efekt został spotęgowany przez niską produkcję w źródłach odnawialnych (wynikającą z niekorzystnych warunków atmosferycznych) oraz ograniczenia podaży gazu z Rosji. Doprowadziło to do sytuacji, w której ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce należały do najniższych w Europie. Towarzyszący temu brak rezerw mocy w krajach ościennych skutkowało koniecznością pokrywania zapotrzebowania na energię elektryczną eksportem z Polski do tych krajów.

W przyszłości, można spodziewać się, że zmiany regulacyjne na poziomie UE, obejmujące m.in. budowę jednolitego rynku energii, zwiększają presję na maksymalizację możliwości wymiany transgranicznej, co w przyszłości może ograniczać eksploatację krajowych aktywów węglowych na rzecz większego importu tańszej energii wytwarzanej w krajach sąsiadujących.

## 1.5. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w wybranych krajach UE

Z Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu, długoterminowych strategii redukcji emisji do 2050 r. oraz ostatnich zapowiedzi i dokumentów rządowych wynika, że państwa członkowskie Unii Europejskiej zaostrzają politykę klimatyczną i przyspieszą transformację energetyczną. Z tego względu miks energetyczny będzie się zmieniał szybciej niż oczekiwano. Przewiduje się, że do 2030 r. zużycie węgla w Unii Europejskiej spadnie o 70% w porównaniu z 2015 r., a energia elektryczna ze źródeł odnawialnych będzie stanowić 65% produkcji.

Łącznie 22 państwa członkowskie UE zrezygnowały z wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o węgiel (Estonia, Łotwa, Litwa, Belgia, Malta, Luksemburg, Cypr, Szwecja, Austria, Portugalia) lub zobowiązało się do stopniowego odchodzenia od tego paliwa podając konkretne daty w swoich krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu. Podlegają one sukcesywnej modyfikacji w kolejnych aktualizacjach dokumentów czy oficjalnych wystąpieniach (Francja – 2022 r., Słowacja – 2023 r., Włochy, Grecja, Węgry i Irlandia – 2025 r., Dania – 2028, Holandia, Finlandia, Hiszpania 2030 r., Niemcy – 2038 r.<sup>4</sup>, Czechy – 2038 r.)<sup>5</sup>. Ponadto w przypadku Chorwacji premier w trakcie COP26 (3 listopada 2021 r.) ogłosił, że kraj ten zamierza podjąć kroki, aby wycofać się z energetyki węglowej (ma tylko 1 elektrownię węglową) w 2033 r. Rumunia – w swoim Krajowym Planie Odbudowy (z września 2021 r.) przedstawiła datę 2032 r. Słowenia planuje stopniowe wycofanie się z węgla do 2033 r., ale formalna decyzja ma dopiero zostać podjęta. Bułgaria nie podjęła jeszcze decyzji, ale w swoim Krajowym Planie Odbudowy (z października 2021 r.) wskazała jako potencjalne daty odejścia od węgla – 2038 lub 2040.

<sup>4</sup> Zgodnie z postanowieniami niemieckiej umowy koalicyjnej zawartej przez SPD, Zielonych oraz FDP, odejście od spalania węgla w energetyce ma nastąpić do 2030 r., źródło:

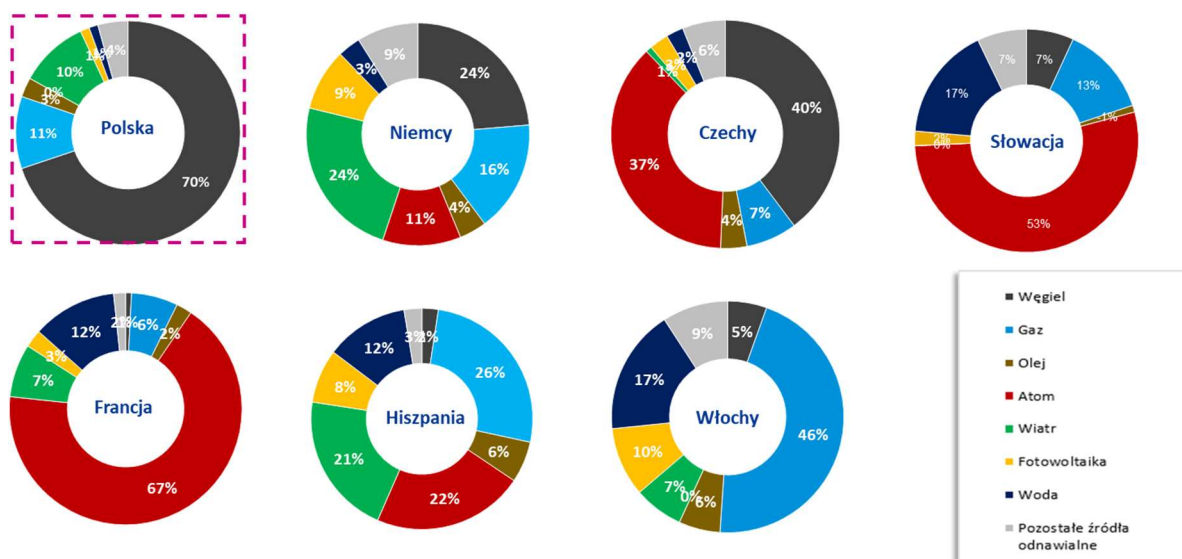
[https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf)

<sup>5</sup> Quarterly Report on European Electricity Markets with focus on the developments in annual wholesale prices, DG Energy, 2021

Portugalia pod koniec listopada 2021 r. zamknęła ostatnią elektrownię węglową. Słowacja wstępnie ogłosiła datę 2030 r. jako termin odejścia od węgla, ale premier tego kraju zapowiedział, że termin ten zostanie przyspieszony na 2023 r. Dania zadeklarowała datę odejścia od węgla na 2030 r., ale przyjęte terminy wyłączenia poszczególnych elektrowni to najpóźniej 2028 r. W Grecji formalna decyzja o wycofaniu z węgla w 2028 r. została przyspieszona gdy właściciele ostatniej elektrowni węglowej wskazali datę jej zamknięcia na 2025 r. Finlandia zadeklarowała odejście od węgla w maju 2029 r. W Czechach data odejścia od węgla jest nadal dyskutowana, komisja węglowa podała preferowaną datę – 2038 r., ale ta data formalnie nie została przyjęta przez rząd. W ostatniej umowie koalicyjnej jest mowa o tworzeniu warunków do transformacji energetycznej i rozwoju regionów węglowych, aby odejście od węgla było możliwe przed 2038 r.

Stopniowe odejście od węgla planuje również Słowenia. Estonia opiera swój miks energetyczny na spalaniu wysokoemisyjnych łupków i obok Polski ma najbardziej emisyjny miks w przeliczeniu na jednostkę energii w UE.

Wykres nr 1. Struktura miks energetycznego wybranych państw członkowskich UE w 2020 r. wg produkcji energii elektrycznej [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych World Bank

## Niemcy

Kluczowymi elementami realizacji krajowych celów klimatycznych w energetyce niemieckiej są: zastąpienie kogeneracji węglowej kogeneracją gazową, całkowite zaprzestanie produkcji energii elektrycznej z jednostek węglowych, rozszerzenie stosowania odnawialnych źródeł energii. Niemcy wyznaczyły sobie 65% cel redukcji emisji do 2030 r. (względem poziomów z 1990 r.) oraz osiągnięcie celu neutralności klimatycznej do 2045r.

Zgodnie ze swoim ZKPEiK, Niemcy założyły, że w 2030 r. udział energii z OZE w jej zużyciu brutto prognozowanym na poziomie 580 TWh wyniesie 65%. Realizacja tego celu będzie wymagać mocy zainstalowanej w OZE szacowanej na ok. 200 GW (farmy wiatrowe na lądzie – 67-71 GW, offshore – 20 GW, fotowoltaika – 98 GW, biomasa – 8,4 GW, woda (i inne) 6 GW.

Wyzwaniem dla Niemiec będzie lepsza synchronizacja źródeł odnawialnych ze zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych. Oprócz rozwoju energetyki odnawialnej Niemcy planują m.in. optymalizację i rozbudowę sieci, zwiększenie poziomu połączeń międzysystemowych czy też budowę elektrowni gazowych i magazynów energii, które mogą elastycznie reagować na poziom dostępnej produkcji energii z wiatru i ze słońca.

W 2020 roku przyjęto ustawę, zgodnie z którą odejście od spalania węgla w energetyce powinno nastąpić najpóźniej do 2038 r. Rząd Niemiec zamierza w latach 2026, 2029 i 2030 ewaluować rezygnację z węgla pod względem bezpieczeństwa dostaw i zmian cen energii elektrycznej. Analizie poddana zostanie także możliwość przyspieszenia redukcji energetyki węglowej, a tym samym stopniowego odejścia od węgla już do roku 2035. Ze względu na nowelizację niemieckiej ustawy „Prawo o klimacie” i idące za tym zwiększenie celu redukcji emisji CO<sub>2</sub> do 2030 r. a także osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2045 r., możliwe jest przyspieszenie daty odejścia od spalania węgla w energetyce.

Elektrownie węglowe w Niemczech (stan na 1 kwietnia 2020 r.)

- el. na węgiel brunatny – 18,1 GW (+ w rezerwie 2,7 GW);
- el. na węgiel kamienny – 18,6 GW (+ 1,1 GW el. Datteln 4 + w rezerwie 2,3 GW).

Moce zainstalowane w jednostkach węglowych w poszczególnych latach (plan wycofywania):

- 2022 r. – ok. 15 GW na węglu brunatnym, ok. 15 GW na węglu kamiennym;
- 2030 r. – ok. 9 GW na węglu brunatnym, ok. 8 GW na węglu kamiennym;
- 2038: 0 GW.

Głównym celem rządu niemieckiego jest utrzymanie bezpieczeństwa dostaw na obecnym wysokim poziomie w każdej fazie transformacji energetycznej, zwłaszcza w sytuacji niemal jednoczesnego wycofywania się z energetyki jądrowej i węglowej.

## Czechy

Polityka energetyczna Czech zakłada stopniowe wygaszanie jednostek węglowych, rozwój energetyki jądrowej oraz dywersyfikację źródeł wytwórczych.

W grudniu 2020 r. Czechy ogłosiły wyniki prac tamtejszej komisji węglowej, która rekomenduje rezygnację z węgla do 2038 r. Z dotychczas przygotowanych oficjalnych dokumentów wynika, że koniec produkcji energii elektrycznej z węgla w Czechach jest możliwy nawet w 2033 r., przy imporcie energii elektrycznej nie przekraczającym 10% zapotrzebowania. W związku ze stopniowym wycofywaniem się Czech z paliw kopalnych planowane jest utworzenie rezerwy strategicznej, prawdopodobnie na lata 2025-2035, kiedy to czeski rynek energetyczny może doświadczyć pierwszego poważnego niedoboru energii elektrycznej lub mocy.

Węgiel ma być zastępowany energią jądrową oraz w niewielkim stopniu OZE. Obecna polityka energetyczna państwa przewiduje zwiększenie udziału energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej brutto do 46%-58%, a źródeł odnawialnych do 16,9% do roku 2030.

## Francja

Na rok 2030 przyjęto cel 40-proc. udziału energii z OZE w zużyciu energii elektrycznej. Cel ten ma zostać osiągnięty przez podwojenie mocy zainstalowanej w OZE w roku 2028 (w stosunku do roku 2017). W roku 2028 moc zainstalowana w OZE ma wynieść 101-113 GW (farmy wiatrowe na lądzie 33,2-34,7 GW, offshore 5,2-6,2 GW, fotowoltaika 35,1-44 GW, biomasa i biogaz – ok. 1,2 GW, woda 26,4-26,7 GW).

Francja stoi przed zadaniem jednoczesnej redukcji udziału energii jądrowej i wycofywania elektrowni węglowych. Energetyka jądrowa jednak nadal będzie stanowić podstawę miks i w roku 2028 planowany jest jej udział w produkcji energii elektrycznej na poziomie ok. 59%-61%, przy udziale OZE na poziomie ok. 33%-36%.

## Słowacja

Słowacja jest relatywnie małym rynkiem z rocznym zużyciem energii na poziomie ok. 30 TWh. Energetyka jądrowa stanowi 52% produkcji energii elektrycznej na Słowacji. Na finalnym etapie budowy są dwa nowe reaktory o łącznej mocy ok. 0,9 GW.

Moc odnawialnych źródeł energii na koniec 2020 roku wynosiła 2,4 GW, z czego 1,6 GW stanowiły elektrownie wodne, a 0,6 GW elektrownie fotowoltaiczne. Planowany jest wzrost udziału mocy zainstalowanych w lądowych farmach wiatrowych – do 500 MW w roku 2030, a także w PV – do 1 200 MW w 2030 r. W ciągu dekady przewidywany jest niewielki wzrost produkcji energii elektrycznej z biomasy i biogazu.

## Hiszpania

W roku 2030 planowany jest udział energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej na poziomie 74% (w roku 2050 produkcja OZE stanowić będzie 100%). W latach 2021-2030 przewiduje się zainstalowanie jednostek OZE o mocy 59 GW, co da całkowitą moc zainstalowaną w tych źródłach na poziomie 122,7 GW.

Jednocześnie w latach 2021-2030 nastąpi spadek mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych o ok. 4 GW (moc odpowiadająca czterem reaktorom z siedmiu obecnie eksploatowanych). W latach 2031-2035 planowane jest zamknięcie trzech kolejnych bloków atomowych.

Najpóźniej do roku 2030 przewiduje się również zakończenie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach węglowych (nie jest całkowicie wykluczone, że część zainstalowanych mocy zostanie utrzymana). Większą zdolność do zarządzania wytwarzaniem energii elektrycznej ma zapewnić budowa magazynów energii na poziomie 6 GW.

W roku 2030 całkowita moc zainstalowana ma osiągnąć ok. 161 GW (farmy wiatrowe na lądzie i offshore – 50 GW, fotowoltaika – 40 GW, biomasa i biogaz – 1,6 GW, CCGT – 26,6 GW, atom – 3,2 GW).

### 1.6. Ceny energii (Polska/UE)

Zróznicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w poszczególnych państwach członkowskich UE zależy przede wszystkim od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (poziomu akcyzy i opodatkowania energii), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia.

Ze względu na malejące ceny surowców, zmniejszony popyt na energię elektryczną i szybko rozwijającą się produkcję energii ze źródeł odnawialnych w 2019 r. odnotowano spadek hurtowych cen energii w większości państw UE, a w 2020 r. (ze względu m.in. na pandemię COVID) nastąpiło pogłębienie trendu spadkowego cen hurtowych energii elektrycznej. Ta tendencja spadkowa uległa odwróceniu w 2021 roku. Hurtowe ceny energii elektrycznej wzrosły o 200-300% (Tabela 1), co było spowodowane wzrostem cen uprawnień do emisji oraz gazu ziemnego. To z kolei przyczyniło się do wzrostu cen detalicznych, choć w znacznie mniejszym stopniu niż w przypadku cen hurtowych (+9 % średnia UE do sierpnia 2021 r.)<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY EUROPEJSKIEJ, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Reakcja na rosnące ceny energii: zestaw działań i środków wsparcia, COM(2021) 660 final

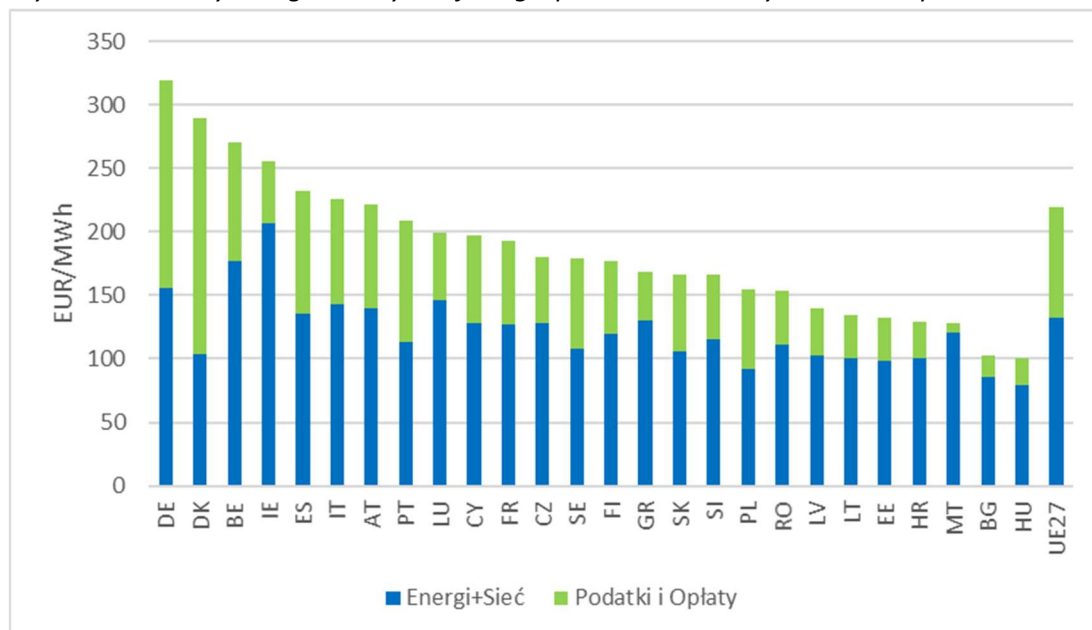
Tabela nr 1. Zmiany cen energii elektrycznej w latach 2019–2021

	BE	BG	CZ	DK	DE	EE	IE	EL	ES	FR	HR	IT	CY	LV
Ceny hurtowe energii elektrycznej	306 %	122 %	227 %	245 %	259 %	151 %	343 %	121 %	271 %	281 %	153 %	210 %	Nie dotyczy	153 %
Ceny detaliczne energii elektrycznej	21 %	8 %	15 %	16 %	5 %	23 %	14 %	19 %	-8 %	5 %	3 %	-2 %	-2 %	4 %
	LT	LU <sup>4</sup>	HU	MT	NL	AT	PL	PT	RO	SI	SK	FI	SE	UE <sup>5</sup>
Ceny hurtowe energii elektrycznej	154 %	259 %	143 %	171 %	273 %	258 %	83 %	271 %	121 %	151 %	206 %	83 %	135 %	230 %
Ceny detaliczne energii elektrycznej	17 %	7 %	-5 %	0 %	-20 %	14 %	3 %	-4 %	48 %	5 %	9 %	5 %	17 %	7 %

Źródło: KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY EUROPEJSKIEJ, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Reakcja na rosnące ceny energii: zestaw działań i środków wsparcia, COM(2021) 660 final

Ceny detaliczne energii elektrycznej w poszczególnych krajach w Europie są dość zróżnicowane, dla gospodarstw domowych w pierwszej połowie 2021 r. wahały się od 100 EUR/MWh na Węgrzech do 319 EUR/MWh w Niemczech. Średnia cena w Unii Europejskiej wynosiła 219 EUR/MWh. Ceny detaliczne w dużej mierze zdeterminowane są przez czynniki o charakterze regulacyjnym (np. regulowane opłaty sieciowe i podatki/obciążenia).

Wykres nr 2. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE w I połowie 2021 r.

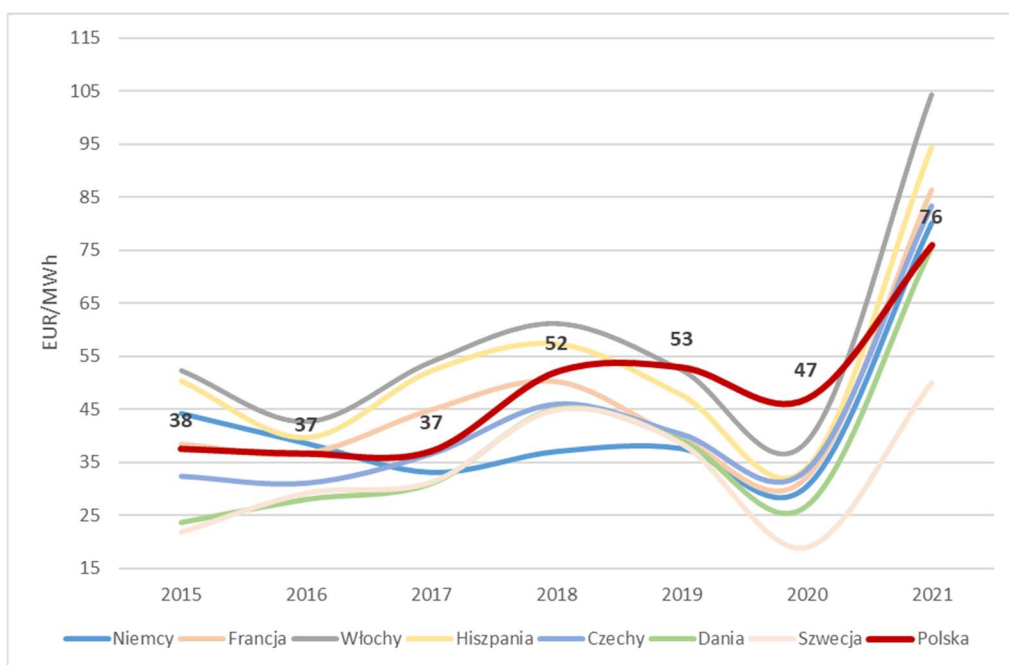


Źródło: Eurostat „Electricity prices for household consumers - bi-annual data”

W ostatnich latach ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce należały do najwyższych w UE. W 2021 r. sytuacja uległa zmianie, powodując że hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce należą obecnie do jednych z niższych w Europie. Przyczyniły się do tego czynniki o charakterze fundamentalnym: rosnące ceny paliw (gaz ziemny, węgiel kamienny) a także znaczący wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jako efekt pocovidowego ożywienia gospodarczego. Zgodnie z przewidywaniami rynkowymi sytuacja ta oceniana jest jako czasowa i w dłuższym horyzoncie czasowym powinna ulec stabilizacji.

Kraje UE coraz intensywniej wprowadzają kolejne działania na rzecz ochrony klimatu i ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Polska również aktywnie podejmuje kolejne wyzwania i zwiększa swoje ambicje w tym zakresie. Utrzymywanie statusu quo polskiej struktury wytwórczej energii elektrycznej, w obliczu stale rosnących ambicji klimatycznych i postępującej harmonizacji rynku, mogłoby prowadzić do rosnącej presji na podwyżki cen energii elektrycznej dla odbiorców.

Wykres nr 3. Średnie ceny hurtowe energii elektrycznej na rynku spot [EUR/MWh]



Źródło: Opracowanie własne

W „Polityce energetycznej Polski do roku 2040 r.” zostały opublikowane projekcje cen dla odbiorców końcowych (zuzywających energię na własny użytek), które powstały na bazie projekcji uśrednionych kosztów systemowych z uwzględnieniem oszacowań odnośnie kosztów związanych z funkcjonowaniem poszczególnych systemów wsparcia w Polsce, poziomu opodatkowania oraz stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych. W projekcjach cen energii elektrycznej zawarty jest koszt związany z funkcjonowaniem systemów wsparcia dla energii produkowanej w odnawialnych źródłach energii, kogeneracji oraz dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności wykorzystania energii. W analizie założono również mechanizm płatności za moc.

Prognozowane ceny są średnimi cenami oferowanymi w ramach umów kompleksowych i rozdzielonych, zawierającymi podatki. Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej

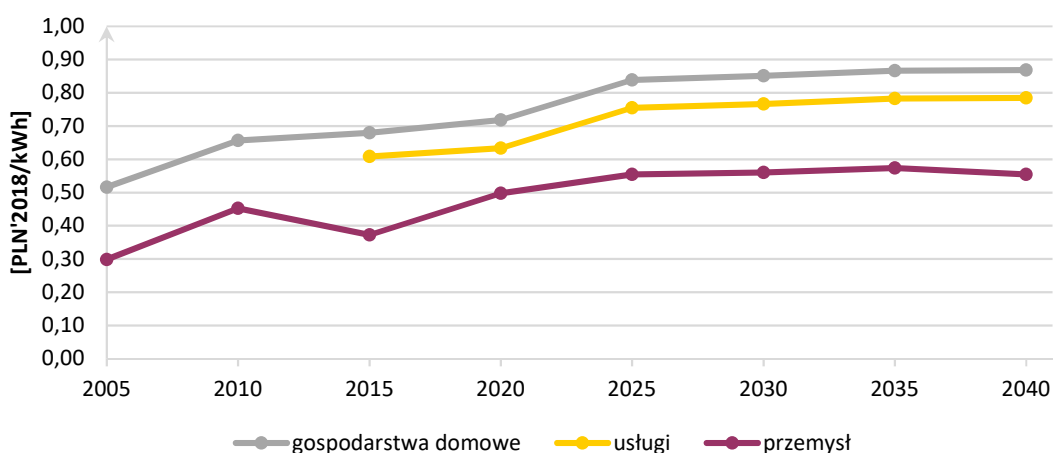
we wszystkich trzech rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych.

Tabela nr 2. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na sektor [PLN'2018/kWh]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	0,516	0,657	0,680	0,718	0,839	0,851	0,867	0,869
Usługi	b.d.	b.d.	0,609	0,634	0,755	0,767	0,783	0,784
Przemysł	0,298	0,453	0,372	0,498	0,554	0,561	0,574	0,555

Źródło: Załącznik nr 2 do PEP2040. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego.

Wykres nr 4. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na odbiorców [PLN'2018/kWh]



Źródło: Załącznik nr 2 do PEP2040. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego.

Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jest jedną z głównych przyczyn wzrostu cen energii w Polsce. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są przenoszone w cenach energii oraz taryfach przedsiębiorstw ciepłowniczych i wpływają na podwyżki opłat dla odbiorców za dostawę energii elektrycznej i ciepła. Powoduje to konieczność działań w celu obniżenia emisyjności aktywów wytwórczych. Brak takich działań przy rosnących kosztach emisji CO<sub>2</sub> spowodowałby dalszy wzrost kosztów energii oraz ciepła i tym samym wzrost ubóstwa energetycznego obywateli. Na skutek opóźnienia transformacji energetycznej mogłoby powstać nieuzasadnione przekonanie o jej rosnących kosztach, skutkujące przeświadczeniem o konieczności porzucenia tego procesu. Doprowadziłoby to do jeszcze wyższych cen energii i braku korzyści z transformacji.

Wysoki wskaźniki emisji energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacjach do spalania paliw (ok. 724 kg CO<sub>2</sub>/MWh w 2020 r.) i wysokie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (ponad 80 euro/t w czwartym kwartale 2021 r.) grożą sytuacją, w której głównym składnikiem kosztów wytworzenia energii elektrycznej będą koszty związane z opłatami za emisje.

Odkładanie transformacji przy rosnących cenach CO<sub>2</sub> będzie powodować coraz większe koszty do pokrycia przez odbiorców końcowych.

Przy przeprowadzeniu transformacji oszczędności tylko na samym zakupie uprawnień do 2030 r. szacuje się na kilkaset mld zł. Bez procesu transformacji pieniądze te będą kosztem pozyskania energii elektrycznej, ograniczającym nakłady rozwojowe oraz inwestycyjne.

W przypadku braku transformacji nastąpi gwałtowny i niekontrolowany wzrost cen energii wynikający z kosztów emisji, który będzie potęgowany brakiem nowych inwestycji i stopniowym odstawianiem najstarszych wyeksploatowanych jednostek węglowych a także ograniczeniami w podaży energii elektrycznej i trudnościami z bilansowaniem systemu. Spowoduje to trudne do opanowania zmiany o niespotykanej dotychczas skali na całym rynku energetycznym, niosące negatywne skutki dla całej polskiej gospodarki. Wskutek braku transformacji mogłaby obniżyć się konkurencyjność krajowych przedsiębiorstw, szczególnie działających w sektorach energochłonnych. Może to prowadzić do ograniczenia produkcji i inwestycji, co będzie miało bezpośrednie przełożenie na spadek eksportu i konieczność zwiększenia importu towarów do Polski.

Zamykanie kolejnych jednostek wytwórczych mogłoby znacznie ograniczyć podaż energii elektrycznej jeśli nie będzie zsynchronizowane z oddawaniem do użytku nowych źródeł nisko i zeroemisyjnych, które będą zastępowały wyłączane moce konwencjonalne. Oznacza to konieczność utrzymania określonej liczby konwencjonalnych jednostek i mocy wytwórczych w systemie, aby zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne i przeprowadzić kontrolowaną i sprawiedliwą transformację.

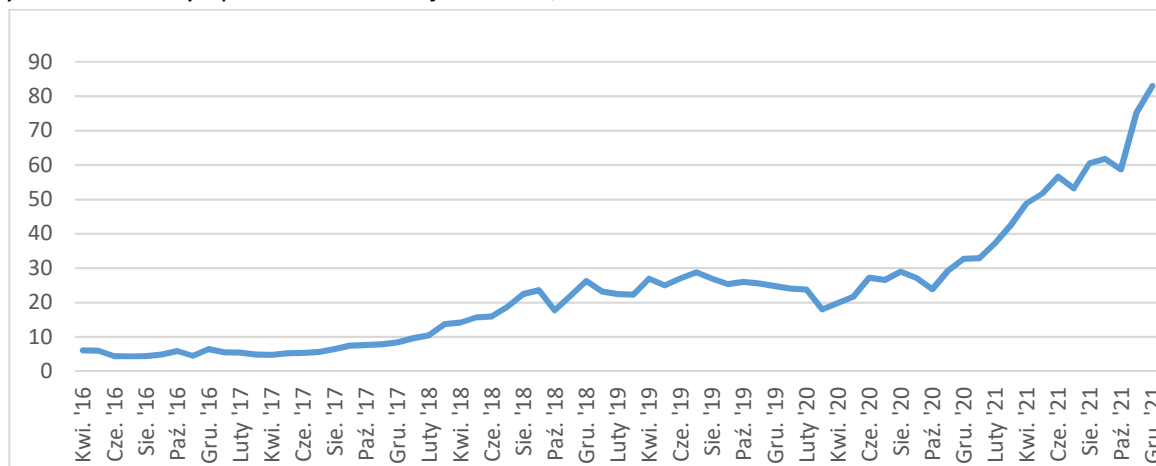
## 1.7. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stały się jednym z najważniejszych wyzwań sektora elektroenergetycznego ostatnich lat. Na przestrzeni dekady wartość uprawnień w systemie handlu uprawnieniami do emisji wzrosła 12-krotnie, przez to nastąpiło obniżenie rentowności aktywów węglowych produkujących energię elektryczną.

Po krótkotrwałej obniżce spowodowanej epidemią koronawirusa, ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> osiągnęły historyczne maksimum na poziomie ponad 90 EUR/EUA w grudniu 2021 r. Jeszcze na początku 2018 r. ceny uprawnień notowane były na poziomie niespełna 8 EUR/EUA.

Od początku roku 2021 notowania praw wzrosły o ponad 300%. W 2020 r., pomimo chwilowego spadku związanego z pandemią COVID-19, podrożały o 32%

Wykres nr 5. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> EUR/EUA w latach 2016-2021



Źródło: Opracowanie własne



Nagły wzrost cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w ostatnich czterech latach spowodowany był ich ograniczoną podażą, wynikającą m.in. z podwyższania celów redukcyjnych, wprowadzenia mechanizmu backloadingu i rezerwy MSR oraz dopuszczenia swobodnego dostępu do rynku instytucji finansowych działających nie tylko na zlecenie podmiotów zobowiązanych do prawnego umorzenia swoich emisji, ale również podmiotów traktujących uprawnienia do emisji wyłącznie jako instrument finansowy i działających na rynku w celu osiągnięcia zysku.

Rezerwa stabilności rynkowej, która została uruchomiona w styczniu 2019 r., znacznie zredukowała nadwyżkę praw do emisji. W maju 2021 r. po raz piąty opublikowano wskaźnik, który tym razem pokazał, że całkowita liczba uprawnień w obiegu (TNAC) wyniosła ok. 1,58 mld uprawnień, głównie w efekcie pandemii. W związku z tym i na podstawie zmienionych przepisów dotyczących EU ETS na 4. okres rozliczeniowy EU ETS (2021–2030) liczba uprawnień sprzedanych na aukcji od września 2021 r. do sierpnia 2022 r. zmniejszy się o około 378 mln. Uprawnienia te zostaną skierowane do rezerwy stabilności rynkowej (MSR). Dalsze funkcjonowanie MSR będzie zatem głównym czynnikiem cenotwórczym, ponieważ ograniczając podaż uprawnień na rynku pierwotnym, skutecznie wpływa na wzrost cen uprawnień na rynku wtórnym.

Po ustaleniu nowego wyższego celu redukcyjnego w wysokości 55% redukcji emisji do 2030 r. względem 1990 r. Komisja Europejska przedstawiła w ramach pakietu „Fit for 55” rozwiązania, które dostosują do niego unijny system handlu uprawnieniami. Wśród propozycji znalazły się m.in.: szybsze zmniejszanie liczby wydawanych uprawnień, ograniczenie ich wolumenu czy też rozszerzenie systemu na budynki, transport morski i drogowy.

To wszystko powoduje, że Polska musi być przygotowana na rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Ich wysokie notowania w największym stopniu wpływają na sektor energetyczny, powodując spadek opłacalności produkcji energii z aktywów węglowych. W świetle powyższego wysokie ceny uprawnień przyczynią się do przyspieszenia decyzji modernizacyjnych w polskiej elektroenergetyce i znacznie szybszej niż jeszcze kilka lat temu przewidywano przebudowy systemu energetycznego na niskoemisyjny.

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” jest silnie ukierunkowana na ograniczenie emisji w branży wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Działania koncentrujące się na tym celu prowadzą do znacznych spadków emisyjności CO<sub>2</sub> i innych kluczowych zanieczyszczeń. W 2040 r. dzięki realizacji PEP2040 emisja dwutlenku węgla będzie mniejsza o 45% w porównaniu z 1990 r., czyli o ok. 80 mln t względem scenariusza braku realizacji PEP2040.

Tabela nr 3. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (bez sektora LULUCF) względem 1990 r.

Scenariusz	emisja CO <sub>2</sub> z 1990 r.	emisja CO <sub>2</sub> w 2030 r.		emisja CO <sub>2</sub> w 2040 r.	
	[mln t]	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.
Realizacja PEP2040	377	<b>268</b>	<b>29%</b>	<b>209</b>	<b>45%</b>
Brak realizacji PEP2040	377	353	6,4%	292	23%

Źródło: Załącznik nr 2 do PEP2040. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego.

Wobec bardzo dużej zmienności regulacyjnej na europejskim rynku energii, a także coraz ambitniejszych celów redukcyjnych Unii Europejskiej prognozowanie cen uprawnień do emisji w ostatnich latach obarczone było dużym błędem, podwyższającym ryzyko decyzji inwestycyjnych.

W „Polityce energetycznej Polskie do 2040 r.” do analiz przyjęto projekcje cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (WEO2017, scenariusz „New Policies”).

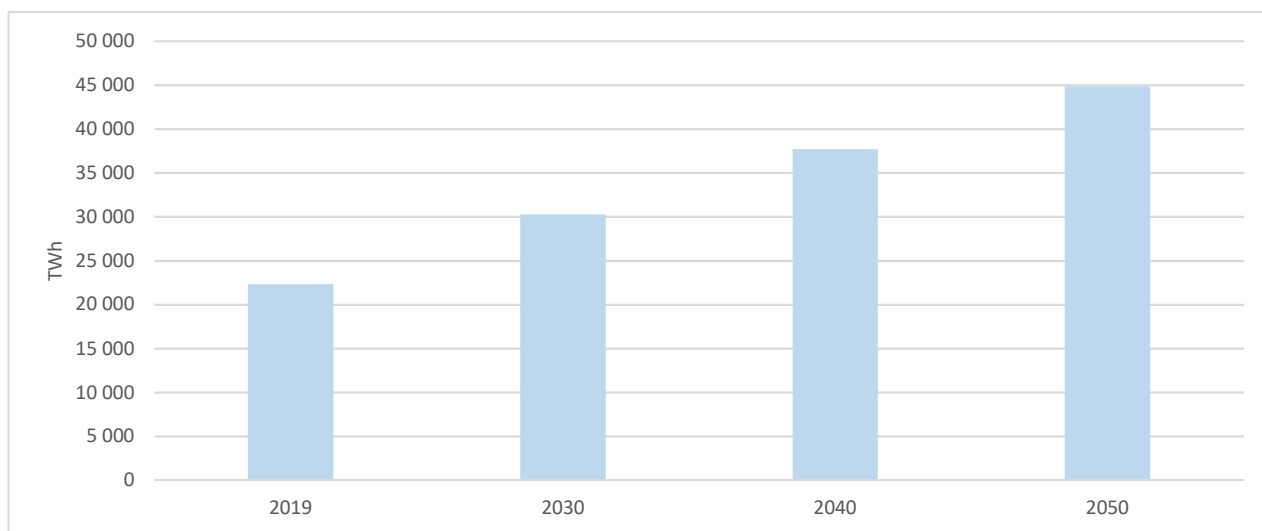
Założone ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla do 2030 r. są kierunkowo zbieżne z wytycznymi Komisji Europejskiej w zakresie stosowania wskaźników na potrzeby zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu<sup>7</sup>. Pomimo znaczącego wzrostu cen uprawnień w 2018 r., Komisja Europejska nie wskazała w 2019 r. zaktualizowanych (wyższych) prognoz ich cen do wykorzystania w pracach analitycznych do krajowych planów. Założono, że cena EUA w systemie EU ETS będzie stopniowo wzrastać do 40 EUR/EUA w 2040 r. Granica ta została przekroczona jednak już w pierwszej połowie 2021 r.

## 1.8. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną

### 1.8.1. Prognozy światowe (UE)

Według prognoz IAEA zużycie energii elektrycznej na świecie w roku 2030, 2040 i 2050 ma wynieść odpowiednio ok. 30 300 TWh, ok. 37 700 TWh i ok. 44 800 TWh. Oczekuje się, że zużycie energii elektrycznej będzie wzrastać o ok. 2% rocznie. Prognozy na rok 2050 mówią o podwojeniu globalnego zużycia energii elektrycznej.

Wykres nr 6. Prognoza zużycia energii elektrycznej na świecie według International Atomic Energy Agency (IAEA).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050

Tabela nr 4. Udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii według prognoz IAEA.

Rok	2019	2030	2040	2050
Udział	18,8%	22,2%	24,9%	27,2%

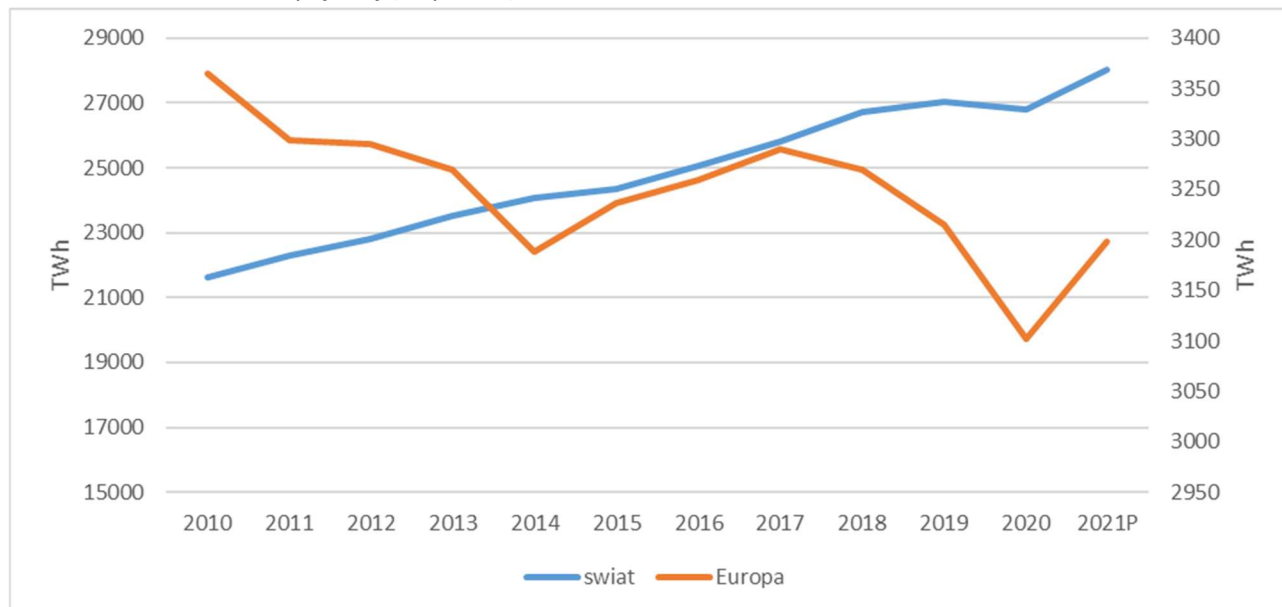
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, przekazany do Komisji Europejskiej 30 grudnia 2019 r., wskazuje te same prognozy, które zaprezentowano w niniejszym dokumencie.

<sup>8</sup> IAEA, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, wrzesień 2020

Do roku 2050 udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii ma wzrosnąć o ok. 8 p.p. w stosunku do udziału w roku 2019<sup>9</sup>.

Wykres nr 7. Wolumen produkcji energii elektrycznej brutto w latach 2010 – 2021 na świecie (oś lewa) oraz w Unii Europejskiej (oś prawa).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie bp Statistical Review of World Energy 2021 i IEA Global Energy Review 2021

W roku 2020 produkcja energii elektrycznej w ujęciu globalnym spadła o 0,9% stosunku do roku poprzedniego, natomiast w roku 2021 prognozowany jest wzrost o 4,5% w porównaniu do 2020 r. Z kolei w Europie w 2020 r. zanotowano spadek produkcji energii elektrycznej o 3,5% a w 2021 r. spodziewany jest jej wzrost na poziomie 3,1%.

W roku 2020 odnotowano spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej zarówno w ujęciu globalnym (o ok. 1,3 p.p.), jak i europejskim (o ok. 2,4 p.p.). Węgiel nadal jednak był głównym źródłem energii na świecie z udziałem 35,1%, podczas gdy udział OZE w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej w roku 2020 wzrósł do ok. 11,7%, przewyższając istotnie udział energii jądrowej.<sup>10</sup>

W Europie generacja z odnawialnych źródeł energii przekroczyła poziom energetyki jądrowej i OZE stały się dominującym źródłem energii elektrycznej z udziałem 23,8% (wzrost o 2,7 p.p.)<sup>11</sup>.

### 1.8.2. Prognozy krajowe – Polska

Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto w 2020 r. wyniosło 165 532 GWh i zmniejszyło się o 2,28% w porównaniu do 2019 r. W związku m.in. z występowaniem różnic cen pomiędzy polskim a sąsiednimi obszarami rynkowymi, a także z uwagi na wzrost wielkości udostępnianych zdolności na potrzeby handlu, import netto w 2020 r. zwiększył się o 2,6 TWh w zestawieniu z rokiem 2019 (+24,48%). W rezultacie do zbilansowania systemu

<sup>9</sup> IAEA, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, wrzesień 2020

<sup>10</sup> bp Statistical Review of World Energy 2021

<sup>11</sup> bp Statistical Review of World Energy 2021

energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w krajowych, zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-6,6 TWh) i węglem brunatnym (-3,5 TWh). Ponownie wzrosła produkcja z OZE, odnotowano też znaczący wzrost generacji fotowoltaicznej.

Inaczej wyglądała sytuacja w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w 2021 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wzrosło o 5,36% (+8,9 TWh) przy znacznym spadku salda importowego wymiany transgranicznej do poziomu zaledwie 0,8 TWh. W efekcie czego produkcja w krajowych elektrowniach ciepłych zwiększyła się o 22,56% (+28,5 TWh).

Drożejący od sierpnia 2021 r. gaz ziemny i węgiel kamienny w wyniku najniższych od lat rezerw w zachodnioeuropejskich magazynach gazu i rosnącego zapotrzebowania na węgiel kamienny wywołanego zamknięciem znacznej liczby kopalń na świecie, a także niższą wietrznością w Europie spowodowały, że ceny energii w Europie w II połowie 2021 r. wzrosły do historycznie wysokich poziomów. Polska zaczęła eksportować energię do krajów sąsiadujących pomimo najwyższych w historii cen energii elektrycznej na naszym rynku. Saldo wymiany transgranicznej było eksportowe i w sierpniu wyniosło 192 GWh. Jeszcze bardziej ten trend był widoczny w kolejnych miesiącach gdzie utrzymywała się nadwyżka eksportu nad importem i wynosiło od września do grudnia odpowiednio 861 GWh, 436 GWh, 570 GWh, 428 GWh.

Kierunek handlowych przepływów energii elektrycznej uzależniony jest od cen energii na giełdach w danej godzinie. Energia elektryczna płynie z rynków z niższą ceną na rynki droższe. Dodatkowo realizacja tych transakcji ograniczona jest możliwościami technicznymi połączeń międzysystemowych. Rekordowo wysokie ceny energii elektrycznej w Europie spowodowały, że Polska która do niedawna była najdroższym rynkiem energii elektrycznej w UE, eksportuje energię elektryczną do krajów, w których jej cena jest jeszcze wyższa niż w Polsce (w 2021 r. cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w Niemczech, w Czechach i na Węgrzech była odpowiednio średnio o 8%, 13% i 15% wyższa niż w Polsce).

W przypadku spadku cen gazu, a w konsekwencji popytu na węgiel, należy spodziewać się również spadku hurtowych cen energii elektrycznej, w efekcie czego Polska znów może stać się importerem energii elektrycznej.

Według „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” krajowe zużycie energii elektrycznej wzrośnie w latach 2015-2030 o 22% oraz o 37% w okresie 2015-2040. Średnioroczne tempo wzrostu wyniesie w całym rozpatrywanym okresie ok. 1,5%. Zużycie energii elektrycznej wzrośnie we wszystkich sektorach. Usługi jako najszybciej rozwijający się sektor gospodarki odznaczać się będą największym tempem wzrostu konsumpcji energii elektrycznej, m.in. z powodu coraz powszechniejszej klimatyzacji. Zużycie w gospodarstwach domowych będzie rosnąć w sposób umiarkowany.

Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązać się będzie głównie z rosnącą produkcją oraz unowocześnianiem i modernizacją zakładów wytwórczych. W transporcie do zwiększenia popytu przyczyni się poprawa jakości pasażerskich przewozów kolejowych i wzrost popularności tej gałęzi transportu, a w transporcie drogowym rozwój elektromobilności.

## **1.9. Znaczenie sektora elektroenergetycznego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski**

Bezpieczeństwo energetyczne Polski musi brać pod uwagę uwarunkowania regulacyjne m.in. politykę energetyczno-klimatyczną Unii Europejskiej, działania na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu, integrację rynków energetycznych w UE oraz stan techniczny infrastruktury wytwórczej i przesyłowej.

Jednym z podstawowych celów polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako zapewnienie nieprzerwanych dostaw energii wszystkim odbiorcom w przystępnych cenach. Warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie najbliższych pięciu lat jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji. Do momentu oddania do eksploatacji nowych jednostek wytwórczych, dodatkowych w stosunku do obecnie budowanych, należy wykazywać się szczególną ostrożnością przy rozpatrywaniu wniosków wytwórców o zaprzestaniu rynkowej eksploatacji węglowych bloków energetycznych w istniejących elektrowniach. Ewentualne odstawienia obecnie eksploatowanych źródeł powinny następować w przypadku oddawania do eksploatacji ekwiwalentnej mocy dyspozycyjnej w stabilnych źródłach wytwórczych. Ze względu na długość i ryzyka procesów inwestycyjnych niezbędne jest niezwłoczne rozpoczęcie oraz szybka budowa nowych, stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, które wypełnią lukę bilansową KSE w okresie do 2035 r. i latach późniejszych.

W związku z rosnącą zmiennością podaży wynikającą z coraz większego udziału w systemie elektroenergetycznym instalacji OZE, których działanie uzależnione jest od czynników atmosferycznych, w systemie potrzebna jest rezerwa źródeł wytwórczych pokrywająca zapotrzebowanie odbiorców i umożliwiająca reakcję na wahania produkcji w bezemisyjnych źródłach. Krajowy System Elektroenergetyczny musi dysponować odpowiednimi zdolnościami wytwórczymi gwarantującymi niezawodność dostaw energii elektrycznej zarówno dziś, jak i w przyszłości.

Polska energetyka w głównej mierze używa do zasilania swoich aktywów wytwórczych węgla, co wynika z jego dostępności na rynku krajowym oraz historycznych determinant. Z powodu stopnia wyeksploatowania oraz wieku funkcjonujących jednostek węglowych, będą one stopniowo odstawiane, zmniejszając rezerwę mocy w KSE. Bilans mocy można będzie zachować przyspieszając inwestycje w OZE oraz w stabilizujące ich pracę jednostki zasilane paliwem gazowym, które jest postrzegane jako paliwo przejściowe w okresie transformacji. Bezpieczeństwo KSE i elastyczność jego pracy mogą być dodatkowo wzmocnione dzięki budowie magazynów energii, zwłaszcza na obszarach o dużym nasyceniu źródłami OZE.

Funkcjonowanie gazowych jednostek wytwórczych zwiększy zapotrzebowanie na gaz ziemny. Złóża krajowe pokrywają jedynie około 20% aktualnego zużycia i nie przewiduje się znaczącego wzrostu całkowitego wolumenu krajowego wydobycia. Ponieważ głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny będzie import najistotniejsze będzie zapewnienie, aby źródła i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie i magazynowanie surowca. Z tego względu powinno być kontynuowane poszukiwanie nowych złóż (także na dnie Morza Bałtyckiego), które zastąpią wyeksploatowane złoża. Popyt na paliwa gazowe może zostać częściowo pokryty także przez wykorzystanie krajowego potencjału produkcji biogazu, biometanu, czy wodoru, dodatkowo przyczyniając się do obniżenia emisyjności krajowej energetyki. Dla terminowej realizacji inwestycji w nowe moce niezbędne jest także zapewnienie sprawnego przebiegu procesu projektowania i budowy przyłączy gazowych, których często w nowych i dotychczasowych lokalizacjach brakuje. Ponadto, sumaryczne zapotrzebowanie na gaz przez elektroenergetykę w Polsce powinno być zredukowane przede wszystkim poprzez przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii dobrze skorelowanych z zapotrzebowaniem na energię elektryczną (fotowoltaika) lub o wysokim poziomie produktywności (morskie farmy wiatrowe), tym samym zmniejszając zależność krajowego bilansu energii od dostawców zewnętrznych gazu.

Dalsza dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu będzie musiała odbywać się poprzez rozbudowę możliwości importowych oraz rozbudowę połączeń z państwami sąsiadującymi oraz zapewnienie kontraktów handlowych uwzględniających specyfikę pracy elektrowni gazowych. Obecny kryzys na rynku gazu pokazuje, że wysoki stopień uzależnienia od jednego dostawcy i brak opcji dywersyfikacyjnych negatywnie wpływa na konkurencyjne kształtowanie się cen i generuje ryzyko wywierania presji politycznej, nie tylko na poziomie krajowym ale także europejskim. Brak możliwości pełnej dywersyfikacji dostaw gazu na poziomie europejskim i ryzyka przyszłych

szoków rynkowych powodują konieczność zachowania ostrożności przy rozwoju energetyki gazowej. Ze względów bezpieczeństwa jednostki gazowe powinny stanowić narzędzie w procesie transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego, zwiększając jego elastyczność i niezawodność poprzez zapewnienie mocy niezbędnych do bilansowania systemu w okresie przejściowym.

Brak inwestycji w nowe źródła gazowe wywoła skutek w postaci niezbilansowania mocy w KSE, co przełoży się na występowanie niedoborów mocy i w konsekwencji na przerwę w jej dostawach do krajowych odbiorców.

Przedwczesne wygaszanie jednostek węglowych bez zastępowania ich przez nowe źródła wytwórcze mogłoby dodatkowo doprowadzić do skokowych wzrostów cen energii i poprawy rentowności produkcji w elektrowniach węglowych pozostających w systemie. W rezultacie, pomimo wysokiej emisyjności, uzyskałyby one ekonomiczną zachętę do przedłużenia eksploatacji co byłoby jednak wbrew celom klimatycznym Unii Europejskiej. Odstawienie obecnie eksploatowanych jednostek węglowych bez zastąpienia ich nowymi instalacjami prowadziłoby jednak do powtarzających się okresowych niedoborów mocy w systemie, zwiększających ryzyko awarii systemowych, a w skrajnych przypadkach nawet ogólnokrajowej przerwy w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (blackout).

Rząd Rzeczypospolitej Polskiej, mając na uwadze konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, zamierza podjąć wszelkie możliwe działania, aby uniknąć takiej sytuacji. Niezbędne jest wypracowanie mechanizmów pozwalających na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnym spełnieniu zobowiązań wynikających z polityki klimatycznej, uwzględniając - w myśl sprawiedliwej transformacji - punkt wyjścia krajowej gospodarki. Oznacza to dalsze wykorzystywanie eksploatowanych obecnie jednostek węglowych do zapewnienia rezerw mocy koniecznych z perspektywy KSE oraz stabilizowania systemu elektroenergetycznego, do czasu zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy w innych, mniej emisyjnych źródłach wytwórczych.

Realizacją tego postulatu jest koncepcja polegająca na wydzieleniu konwencjonalnych aktywów węglowych do podmiotu będącego spółką ze 100-proc. udziałem Skarbu Państwa, działającego pod nazwą Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE).

Rolą NABE będzie zapewnienie dostępności mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Z uwagi na koszty wytwarzania energii elektrycznej w nisko- i zeroemisyjnych instalacjach oraz regułę merit order, która wymusza wprowadzanie do systemu najtańszej energii, aktywa węglowe zarządzane przez NABE nie będą bezpośrednią konkurencją dla nowopowstających źródeł energii. Moce węglowe będą stopniowo odstawiane, ale ich całkowite wygaszenie nastąpi wtedy, kiedy zastąpią je nowe źródła nisko- i zeroemisyjne. Odstawienia poszczególnych węglowych bloków energetycznych funkcjonujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym uzależnione będą głównie od łącznego poziomu zaspokojenia bilansu mocy przez źródła nisko i zeroemisyjne spoza NABE, jak również m.in. od aktualnych i przyszłych uwarunkowań rynkowych, rentowności produkcji, potrzeb systemu, a także technicznych możliwości pracy poszczególnych bloków energetycznych.

Dzięki wydzieleniu elektrowni węglowych, krajowe spółki energetyczne uzyskają znacznie szerszy dostęp do globalnego rynku finansowego, na którym większość instytucji wycofała się z finansowania podmiotów o wysokim śladzie węglowym. Dzięki temu, polskie firmy będą miały większą szansę by zagospodarować potencjał rozwoju sektora OZE w Polsce oraz utrzymać długoterminową stabilność finansową.

Redukcja emisyjności KSE oraz długoterminowe zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego możliwe jest tylko poprzez zwiększenie inwestycji w zdywersyfikowane źródła, w tym w odnawialne źródła energii, magazyny, stabilne źródła gazowe oraz energetykę jądrową. Tempo transformacji musi być dostosowane do krajowych uwarunkowań, zobowiązań określonych w polityce energetyczno-klimatycznej UE i wynikających z niej celów redukcyjnych.

## 1.10. Podsumowanie (przesłanki wyodrębnienia aktywów wytwórczych opartych na węglu)

W ostatnich latach w Unii Europejskiej nastąpiło zaostrzenie celów środowiskowych i klimatycznych, powodujące fundamentalne zmiany w gospodarce. Taka polityka najsilniej wpływa na sektor wytwarzania energii elektrycznej. W listopadzie 2016 r. przyjęto Pakiet Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków, w kwietniu 2018 r. dokonano reformy systemu EU ETS zmniejszając liczbę uprawnień do emisji, pod koniec 2018 r. ostatecznie zatwierdzono wyższe cele udziału OZE oraz poprawy efektywności energetycznej. W grudniu 2019 r. Komisja Europejska przedłożyła agendę Europejskiego Zielonego Ładu, natomiast w grudniu 2020 r. Rada Europejska zaakceptowała nowy 55-proc. cel redukcji emisji do 2030 r. względem poziomów emisji z 1990 r.

Rewizja kluczowych dyrektyw i decyzji dotyczących polityki klimatycznej i środowiskowej UE spowodowała, że ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, po krótkotrwałej obniżce spowodowanej epidemią COVID-19, przekroczyły 90 euro za tonę. Z tej przyczyny obniżyła się rentowność aktywów węglowych produkujących energię elektryczną. W przypadku utrwalenia obecnego wysokoemisyjnego miksu paliwowego w krajowej energetyce, malejąca pula uprawnień przypisanych Polsce będzie skutkować koniecznością zakupu uprawnień na aukcjach i rynkach zagranicznych.

W ostatnich latach rynek energii elektrycznej został daleko zmodyfikowany na skutek szybkiego przyrostu OZE charakteryzujących się m.in. dużą niestabilnością pracy. Praca źródeł konwencjonalnych stała się częściowo zależna od niestabilnych OZE, które mają pierwszeństwo – ekonomiczne lub regulacyjne- wprowadzania do sieci energii przez nie wytworzonej. Jednostki węglowe ze względu na wysokie koszty zmienne (związane przede wszystkim z kosztem zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>) produkują coraz mniej energii elektrycznej, są eliminowane z rynku hurtowego energii elektrycznej przez tańsze źródła odnawialne oraz gazowe. Rosnący udział jednostek o zerowym koszcie zmiennym i nadwyżki produkcji energii elektrycznej z OZE w krajach ościennych doprowadziły do ograniczenia stopnia wykorzystania krajowych jednostek węglowych i wzrostu importu energii elektrycznej do Polski. Dodatkowo budowa jednolitego rynku energii zwiększa presję na maksymalizację możliwości wymiany transgranicznej, która w przyszłości może skutkować jeszcze bardziej zmienną pracą krajowych aktywów wytwórczych opartych na węglu, w tym w krótszych interwałach czasowych i znacząco większym importem tańszej energii elektrycznej w sytuacjach nadpodaży oraz nietypowo wysokim wykorzystaniem mocy w sytuacjach przyspieszonego wzrostu gospodarczego lub niskiej dostępności źródeł odnawialnych.

Wysokoemisyjne, sukcesywnie wycofywane krajowe jednostki wytwórcze nie są w wystarczającym stopniu zastępowane nowymi źródłami, które w nadchodzącym czasie umożliwiłyby samodzielne pokrycie zapotrzebowania na moc i energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Według opracowania Ministra Klimatu i Środowiska pn. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2020 r., w scenariuszach biorących pod uwagę uwarunkowania ekonomiczne prowadzenia działalności gospodarczej w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, do roku 2030 wymagane jest zbudowanie dodatkowych 8 do 9 GW nowych dyspozycyjnych mocy wytwórczych dla zapewnienia akceptowalnych standardów bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce. W obecnej strukturze właścicielskiej, pozyskanie finansowania na tak szybkie i daleko idące odtworzenie technologiczne podsektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wydaje się mało realne, szczególnie że osiągnięcie celów wyznaczonych przez „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” nie będzie realistycznie możliwe bez znaczącego zaangażowania koncernów energetycznych z udziałem Skarbu Państwa. Zarówno dotychczas, jak i na podstawie dotyczących przyszłych lat okresów dostaw na aukcjach rynku mocy, można bez wątpliwości stwierdzić, że ich rola była i pozostanie kluczowa przy realizacji inwestycji w stabilne źródła gazowe, w tym w lokalizacjach, w których obecnie funkcjonują bloki

węglowe. Aktywne uczestnictwo koncernów energetycznych w poprawie efektywności ekonomicznej procesu transformacji sektora przybliży Polskę do realizacji unijnych zobowiązań redukcyjnych w zakresie emisji CO<sub>2</sub>.

Zmiany w zakresie regulacji rynku energii jak i postępujący udział niesterowalnych źródeł OZE w strukturze wytwarzania energii wymuszają konieczność zapewnienia elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Konieczne jest zatem większe zróżnicowanie technologiczne, wykorzystanie potencjału odpowiedzi odbiorców (DSR) oraz innych usług, które mogą zapewnić większą elastyczność sieci. Z tego względu rosnąć będzie znaczenie jednostek wytwórczych charakteryzujących się dużym zakresem elastyczności wytwarzania (tj. dostosowanych do szybkich zmian obciążenia w jak największym możliwym zakresie przy jednoczesnym zachowaniu warunków technicznych bezpiecznej pracy), podczas gdy aktualnie taką rolę pełną w polskim systemie elektrownie węglowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Dla zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego ogromne znaczenie będzie mieć rozwój technologii magazynowania energii. Jest to szczególnie istotne również dla zwiększenia możliwości integracji OZE w systemie, gdyż pozwoli na gromadzenie nadmiaru energii elektrycznej i jej wykorzystanie w późniejszym okresie. Przełomowe znaczenie dla zmiany struktury wytwarzania i zwiększania elastyczności systemu elektroenergetycznego może mieć działalność badawczo-rozwojowa w zakresie nowych technologii i wdrożenia innowacyjnych rozwiązań związanych z zastąpieniem gazu ziemnego przez tzw. zielony wodór. Efektywne ekonomicznie wykorzystanie wodoru na dużą skalę, czy inne rozwiązania przekształcające energię elektryczną w nośniki energii i energochłonne produkty chemiczne (ang. *power-to-X*), powstające zwłaszcza przy źródłach OZE, obiektach przemysłu chemicznego i rafineryjnego oraz infrastruktury elektroenergetycznej, gazowej i ciepłowniczej, mogą zrewolucjonizować funkcjonowanie KSE. Przy odpowiednim rozwoju technologicznym w perspektywie do 2030 r. będzie możliwe wykorzystanie nawet 2–4 GW mocy z instalacji OZE do produkcji zielonego wodoru.

Zmiana polityki instytucji finansowych, które istotnie ograniczają a w znaczącej większości w zasadzie wycofują się z finansowania dłużnego podmiotów zaangażowanych w wytwarzanie energii w jednostkach węglowych, powoduje, że koncerny energetyczne napotykają duże trudności w pozyskiwaniu środków finansowych nawet na rozwój energetyki niskoemisyjnej lub zeroemisyjnej (z wyłączeniem tylko finansowania projektowego, które charakteryzuje się m.in. wyższymi kosztami obsługi). Utrzymywanie aktualnego, wysokiego zaangażowania w energetykę węglową powoduje obiektywnie znaczące ograniczenie inwestycji w rozwój mocy nisko- i zeroemisyjnych, a tym samym opóźni proces transformacji energetycznej polskiej gospodarki.

Wydzielenie węglowych aktywów wytwórczych do oddzielnego podmiotu pozwoli ograniczyć ryzyko regulacyjne i klimatyczne spółek sektora elektroenergetycznego. Po wydzieleniu aktywów węglowych spółki powinny odzyskać a nawet zwiększyć dostęp do szerokiego rynku w zakresie możliwości pozyskania finansowania zewnętrznego. Dzięki oczyszczeniu bilansu spółek z aktywów węglowych i opracowaniu zdekarbonizowanego programu inwestycyjnego grupy energetyczne będą mogły znacząco poprawić rentowność prowadzonej działalności, co przełoży się na większe wykorzystanie dźwigni finansowej jak również obniży koszty obsługi bieżącego i przyszłego długu. Wobec powyższych zdarzeń – poprzez realizowane inwestycje w większym zakresie – spółki będą mogły sprawniej przystąpić do minimalizowania dalece negatywnych skutków finansowych wynikających z deficytowego bilansu Polski w systemie EU ETS.

Istotnie zwiększy się potencjał spółek wynikający z dostępu do szerszej i atrakcyjniejszej oferty instytucji finansowych, nieosiągalnej dla przedsiębiorstw obarczonych tzw. śladem węglowym, zostanie wykorzystany do inwestowania m.in. w nowe elektrownie wiatrowe (onshore, offshore), fotowoltaiczne, gazowe oraz magazyny energii. Większe możliwości finansowania dłużnego na jak najkorzystniejszych warunkach (m.in. zielone obligacje, kredyty i obligacje w formule ESG) będą sprzyjać przyspieszeniu projektów inwestycyjnych przy równocześnie niższym zaangażowaniu kapitałów własnych.



Przyszła struktura sektora elektroenergetycznego będzie w dużej mierze zależała od wielkoskalowych inwestycji spółek z udziałem Skarbu Państwa. Ich zaangażowanie przybliży wypełnienie przez Polskę zobowiązań klimatycznych oraz przyspieszy bardziej efektywną kosztowo transformację energetyczną. Jednocześnie kluczowe będzie utrzymanie niezbędnej rezerwy mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w oparciu o obecnie funkcjonujące jednostki węglowe, aby nie nastąpił skokowy wzrost cen energii wywołany zbyt niską podażą mocy.

Skala wyzwań, jakie stoją przed polskim sektorem energetycznym w związku z potrzebą transformacji niskoemisyjnej wymaga zatem podjęcia działań o charakterze właścicielskim przez Skarb Państwa.

## 2. Wsparcie dla regionów dotkniętych skutkami transformacji

Transformacja sektora elektroenergetycznego przeprowadzona zostanie w sposób sprawiedliwy, z uwzględnieniem potrzeb i obaw społeczności na obszarach związanych z energetyką węglową. Istotą tego procesu będzie zapewnienie nowych możliwości rozwoju dla regionów najbardziej dotkniętych skutkami przekształceń, w szczególności poprzez tworzenie nowych miejsc pracy w sektorach innych niż konwencjonalna energetyka węglowa. Elementami transformacji regionalnej będą m.in.: budowa nowych gałęzi przemysłu, zmiana i podnoszenie kwalifikacji pracowników, tworzenie nowych, innowacyjnych przedsiębiorstw lub rozwój już istniejących. Aby transformacja była skuteczna, musi być sprawiedliwa i społecznie akceptowalna.

Kluczowym narzędziem w zapewnieniu sprawiedliwego przebiegu tego procesu jest unijny Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji (MST), w tym Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST). Nie finansuje on transformacji samej w sobie, lecz skupia się na wsparciu regionów najbardziej nią dotkniętych, gdzie konieczne jest przekwalifikowywanie i aktywna integracja pracowników oraz osób poszukujących pracy.

Najważniejsze obszary wsparcia w ramach FST to:

- dywersyfikacja gospodarcza regionów węglowych realizowana poprzez m.in. inwestycje produkcyjne w MŚP (w określonych przypadkach również w innych niż MŚP przedsiębiorstwach), inwestycje w tworzenie nowych przedsiębiorstw, działania badawcze i innowacyjne oraz działania wspierające transfer zaawansowanych technologii, a także poprzez cyfryzację;
- wsparcie w zmianę i podnoszenie kwalifikacji pracowników oraz aktywne poszukiwanie pracy;
- rozwój przystępnej cenowo czystej energii i poprawa efektywności energetycznej;
- wzmocnienie gospodarki o obiegu zamkniętym;
- przywracanie do użytku zdegradowanych terenów pogórnich;
- inne obszary wsparcia, w tym w zrównoważoną mobilność lokalną oraz w zakresie kształcenia i włączenia społecznego.

Dzięki przygotowanym przez samorządy Terytorialnym Planom Sprawiedliwej Transformacji (TPST), proces ten będzie miał charakter stopniowy i ewolucyjny, a zakres wsparcia będzie różnicowany z uwzględnieniem specyficznych potrzeb i potencjałów poszczególnych regionów. Oznacza to, że podejmowane działania będą przemyślane i odpowiednio zaplanowane. TPST są przygotowywane przez zarządy sześciu województw: śląskiego, wielkopolskiego, dolnośląskiego, małopolskiego, lubelskiego i łódzkiego. Planuje się, że każdy z nich będzie dysponował własną kopertą finansową i obejmuje swoim wsparciem od jednego do siedmiu powiatów położonych na obszarze danego województwa. Planuje się, że zarządy województw będą pełniły funkcję instytucji pośredniczących.

Łączna alokacja Programu *Fundusze Europejskie dla Sprawiedliwej Transformacji* w cenach bieżących wyniesie ok. 4,4 mld EUR (1,68 mld EUR z WRF na lata 2021-2027, 2,16 mld EUR z Instrumentu UE na rzecz Odbudowy na lata 2021-2023, 0,56 mld EUR przesunięte z EFRR i EFS+.):

- województwo śląskie - 2 066 mln EUR;
- województwo dolnośląskie - 556 mln EUR;
- województwo wielkopolskie - 387 mln EUR;
- województwo łódzkie - 344 mln EUR;
- województwo lubelskie - 248 mln EUR;
- województwo małopolskie - 247 mln EUR;
- koperta krajowa – 562 mln EUR.

TPST będą określać kompleksową i spójną wizję transformacji danego obszaru, nie tylko ze środków pochodzących z FST ale i pozostałych filarów Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji tj. pożyczki i gwarancje w ramach instrumentu InvestEU oraz pożyczki dla podmiotów sektora publicznego udzielanych przez EBI. Możliwe będzie finansowanie szerokiego zakresu inwestycji w obszarze m.in. ochrony środowiska, energetyki odnawialnej, infrastruktury zrównoważonego transportu. Inwestycje te realizowane będą na obszarach wskazanych w TPST, a także poza nimi, jeśli ich realizacja będzie mieć pozytywny wpływ na realizację celów wskazanych w TPST.

Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji nie zamyka katalogu możliwych źródeł pomocy dla regionów narażonych na negatywne skutki zmian. Regiony te otrzymają również wsparcie z programów operacyjnych finansowanych ze środków europejskich, krajowych środków publicznych, które pochodzą z budżetu centralnego i z budżetów samorządowych, a realizowane działania skierowane będą do różnych grup docelowych.

W obecnej, kończącej się już perspektywie finansowej 2014-2020, w ramach działań współfinansowanych ze środków Europejskiego Funduszu Społecznego w regionalnych programach operacyjnych (zarządzanych przez samorządy województw), realizowane są tzw. projekty outplacementowe, które mają pomóc pracownikom zagrożonym zwolnieniem, przewidzianym do zwolnienia lub zwolnionym (z przyczyn nie dotyczących pracownika) w przekwalifikowaniu się i znalezieniu nowego zatrudnienia.

Outplacement stanowi kompleksowy zestaw działań dostosowany do indywidualnych potrzeb przedsiębiorców i ich pracowników, a jego obligatoryjnym elementem jest doradztwo zawodowe połączone z przygotowaniem Indywidualnego Planu Działania dla danej osoby. Inne formy wsparcia dobierane są indywidualnie, w zależności od zdiagnozowanych potrzeb konkretnego uczestnika, i mogą to być m.in. pośrednictwo pracy, poradnictwo psychologiczne, szkolenia, kursy, studia podyplomowe, staże czy wsparcie finansowe na rozpoczęcie własnej działalności gospodarczej w formie zwrotnej lub bezzwrotnej.

Nowe możliwości w zakresie outplacementu dla przedsiębiorstw zmuszonych do ograniczenia zatrudnienia w związku z transformacją przyniesie także perspektywa finansowa 2021-2027. W ramach programów regionalnych (zarządzanych przez samorządy województw), istnieje możliwość sfinansowania z Europejskiego Funduszu Społecznego Plus (EFS+) outplacementu dla pracowników zagrożonych zwolnieniem, przewidzianych do zwolnienia lub zwolnionych z przyczyn nie dotyczących pracownika. Analiza dotychczas opracowanych programów regionalnych wskazuje, że poszczególne województwa planują przeprowadzenie tego rodzaju interwencji.

Działania związane z łagodzeniem skutków społecznych i gospodarczych transformacji energetycznej zaangażowane są i będą również spółki z udziałem Skarbu Państwa. Już teraz wiele z nich realizuje projekty inwestycyjne, które dadzą miejsca pracy, jak również społeczne związane z rozwojem nowych kompetencji.

Rząd dołoży wszelkich starań, aby proces transformacji elektroenergetycznej w Polsce, zapewniający bezpieczeństwo energetyczne kraju, był sprawiedliwy społecznie, a do pracowników i regionów nim objętych popłynęło niezbędne wsparcie.

### 3. Wsparcie budowy nowych źródeł wytwórczych

Wyzwania związane z realizacją polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej i wynikającą z niej transformacją sektora energetycznego będą wymagać znacznych nakładów inwestycyjnych.

Środki finansowe oraz mechanizmy wsparcia muszą być adekwatne do aktualnych wyzwań stojących przed sektorem elektroenergetycznym, który jest fundamentem rozwoju polskiej gospodarki. Dostępne fundusze unijne i krajowe, wobec ogromnych potrzeb związanych z koniecznością dynamicznej transformacji energetyki w kierunku niskoemisyjnym, należy traktować jako istotny wkład w realizację tego celu oraz szansę, którą należy wykorzystać.

Krajowe regulacje zapewniają system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Głównym jego instrumentem jest system aukcyjny. Funkcjonują również rozwiązania pozwalające na rozwój i wspieranie generacji rozproszonej OZE (mikroinstalacje OZE) oraz lokalnych instalacji OZE (małe instalacje OZE), poprzez inne znane w Europie i na świecie systemy wsparcia OZE w postaci mechanizmów FIT (feed-in tariff) oraz FIP (Feed-in premium).

Funkcjonowanie systemu wsparcia OZE jest zapewnione co najmniej do 30 czerwca 2039 r., przy czym podkreślić należy, że trwają kolejne prace legislacyjne mające na celu wprowadzenie zmian w systemie wsparcia OZE.

W 2021 r. weszły w życie regulacje prawne pozwalające na rozwój morskiej energetyki wiatrowej, która będzie kluczowym filarem przyszłej transformacji energetycznej Polski. Wprowadzone regulacje systemowe wprowadzają do porządku prawnego mechanizm wspierający rozwój morskiej energetyki wiatrowej, w tym zasady rozliczeń za wytworzoną energię elektryczną przez morskie farmy wiatrowe.

Krajowy Plan Odbudowy zakłada duże inwestycje w OZE i transformację energetyczną. W dokumencie można znaleźć obok wsparcia OZE, w tym morskiej energetyki wiatrowej, wdrożenie inteligentnej infrastruktury energetycznej oraz rozwój magazynów energii. Planowane jest także udzielenie wsparcia inwestycyjnego i doradczego dla społeczności energetycznych. Nastąpi również poprawa otoczenia regulacyjnego w zakresie energetyki rozproszonej i prosumenckiej.

Środki z Funduszu Modernizacyjnego zostaną przeznaczone na modernizację systemu energetycznego i poprawę efektywności energetycznej. Ze środków będą realizowane również projekty inwestycyjne o zróżnicowanej skali. Oznacza to możliwość uzyskania wsparcia zarówno na modernizację dużych obiektów energetycznych jak i termomodernizację budynków jednorodzinnych, modernizację źródeł i sieci ciepłowniczych, rozwój niskoemisyjnej energetyki rozproszonej itp.

W lipcu 2019 r. Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów przyjął rekomendacje dotyczące sposobów rozdysponowania środków, które trafią do Polski ze sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach systemu ETS. Wówczas zdecydowano się zrezygnować z możliwości skorzystania z derogacji dla energetyki lub przekazania tej puli uprawnień do Funduszu Modernizacyjnego na rzecz sprzedaży całej dostępnej puli uprawnień do emisji na aukcjach, a z części uzyskanych w ten sposób środków stworzyć fundusz, który będzie państwowym funduszem celowym w dyspozycji ministra właściwego ds. energii. Do Funduszu Transformacji Energetyki trafi 40% uzyskanych w ten sposób środków. Całkowita szacunkowa kwota to równowartość 275 mln uprawnień (ok. 90 mld zł, w zależności od kursu euro i ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla).

Ministerstwo Środowiska zarekomendowało wówczas, aby środki zostały przeznaczone przede wszystkim na inwestycje mające na celu realizację Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030, w tym m.in. na: energetykę jądrową, modernizację jednostek wytwórczych w sektorze energetycznym, rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym ciepłowniczych, OZE wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

Zastępowanie jednostek węglowych przez jednostki gazowe, a tym samym większe wykorzystanie paliwa gazowego jako paliwa przejściowego, nie będzie możliwe bez odpowiednich środków finansowych. Rolą państwa w obliczu wielkiego programu inwestycyjno-transformacyjnego jest zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zachęt ekonomicznych do budowania, utrzymywania i modernizowania instalacji wytwórczych. Do 2030 r. w celu zachowania bilansu mocy w KSE niezbędna jest budowa nowych elektrowni gazowych o łącznej mocy kilku gigawatów.

Ze wstępnych planów wynika, że część środków z Funduszu Transformacji Energetyki może zostać przeznaczona na wsparcie budowy jednostek zasilanych paliwem gazowym (elektrowni oraz elektrociepłowni pracujących w wysokosprawnej kogeneracji), bez powstania których rozwój odnawialnych źródeł energii napotka na systemowe bariery związane z bilansowaniem mocy. Możliwość wsparcia z tych źródeł inwestycji w infrastrukturę gazową (zarówno jednostki wytwórcze opalane gazem naturalnym, jak i sieci ciepłownicze i przesyłowe) będzie jednak uzależniona od szybkiego utworzenia Funduszu Transformacji Energetyki.

## 4. Kluczowe założenia i cele modelu transformacji

Celem transformacji energetycznej jest zapewnienie akceptowalnych społecznie kosztów zakupu energii elektrycznej, przy nieprzerwanych jej dostawach, na poziomach zbliżonych do cen występujących w krajach sąsiadujących. Przeprowadzone analizy wskazują, że w obecnym otoczeniu regulacyjnym i rynkowym nie będzie to możliwe bez zasadniczej zmiany struktury miksu energetycznego państwa. Wymaga to przyspieszenia tempa inwestycji w nowe nisko- i zeroemisyjne źródła wytwórcze. Jeżeli to nie nastąpi, transformacja zostanie zakłócona przez skokowy wzrost cen energii na skutek spadku poziomów rezerw mocy.

Zmiany wobec tego muszą opierać się na dwóch filarach. Pierwszym z nich jest pobudzenie inwestycji sektora elektroenergetycznego zarówno w zeroemisyjne odnawialne źródła energii, magazyny jak i sterowalne, elastyczne źródła gazowe, które pozwolą zachować stabilność KSE przy rosnącym udziale OZE. Drugim jest zachowanie niezbędnego poziomu rezerw mocy poprzez utrzymanie w systemie jednostek węglowych do czasu powstania nowych źródeł wytwórczych. Długookresowo utrzymanie stabilnego poziomu cen pozwoli zachować konkurencyjność krajowej gospodarki, w szczególności sektorów energochłonnych, oraz uzyskać szeroką akceptację społeczną dla przeprowadzenia transformacji.

Obecnie największymi wytwórcami energii elektrycznej są trzy grupy energetyczne z udziałem Skarbu Państwa: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENERGA S.A., której aktualnym właścicielem jest PKN ORLEN S.A. Bez ich obecności w procesie zmian nie powstanie wystarczająco dużo nowych mocy. Są to jednocześnie podmioty w największym stopniu wytwarzające energię w węglowych jednostkach konwencjonalnych. Łącznie są one właścicielami 73 bloków węglowych. Obecna struktura wytwórcza istotnie ogranicza ich zdolności inwestycyjne ze względu na obciążenie śladem węglowym.

Odpowiedzią na te wyzwania jest planowana koncepcja wydzielenia aktywów węglowych ze struktury wymienionych koncernów energetycznych. Odbędzie się to poprzez nabycie przez Skarb Państwa aktywów związanych z wytwarzaniem energii w jednostkach węglowych. Poniżej zostały przedstawione najważniejsze założenia, w oparciu o które realizowany będzie ten proces. Z uwagi na złożoność procesu wydzielenia w toku

dalszych prac w uzasadnionych przypadkach możliwe jest zmodyfikowanie pewnych szczegółowych rozwiązań, nie wpływających na zasadniczy kierunek przemian sektora elektroenergetycznego.

Najważniejsze założenia tego procesu:

- Nabywanie przez Skarb Państwa od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., TAURON Polska Energia S.A. wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym spółek serwisowych świadczących usługi na ich rzecz;
- Nabycie może nastąpić poprzez nabycie akcji/udziałów poszczególnych spółek bezpośrednio przez Skarb Państwa a następnie ich konsolidację w ramach NABE lub poprzez warunkowe nabycie akcji/udziałów spółek przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK), pod warunkiem nabycia akcji PGE GiEK przez Skarb Państwa. Wybór modelu transakcji będzie uzależniony od rezultatów przeprowadzonych analiz;
- W związku z nierozzerwalnością kompleksów energetycznych zasilanych węglem brunatnym, wśród nabywanych aktywów znajdują się również kopalnie węgla brunatnego;
- Aktywa związane z wydobyciem węgla kamiennego nie zostaną włączone do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych;
- Aktywa ciepłownicze (tj. źródła wytwórcze, sieci oraz niezbędna infrastruktura, z wyłączeniem układów wytwarzających ciepło będących integralną częścią elektrowni węglowych) w związku z planowanymi modernizacjami w kierunku źródeł nisko- i zeroemisyjnych nie będą przedmiotem wydzielenia;
- Nabycie zostanie poprzedzone reorganizacją wewnętrzną koncernów energetycznych.

Główne założenia reorganizacji wewnętrznej koncernów energetycznych w związku z wydzieleniem aktywów węglowych:

- PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., TAURON Polska Energia S.A. wskażą spółki, wokół których dokonają integracji aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla;
- Do spółek tych zostaną wniesione akcje/udziały pozostałych spółek wchodzących w skład grup związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych oraz spółki serwisowe;
- W uzasadnionych przypadkach możliwe jest nabycie przez Skarb Państwa akcji dwóch spółek od jednej grupy kapitałowej, jeżeli koszty ich reorganizacji w jeden podmiot nie byłyby uzasadnione z punktu widzenia dalszej działalności NABE;
- Spółki docelowo będą zdolne do samodzielnego funkcjonowania poza strukturami dotychczasowych grup energetycznych. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się możliwość, iż w okresie przejściowym, spółki mogą posiadać i realizować umowy z dotychczasowymi centrami usług wspólnych (historyczne lub nowo podpisane w związku z wydzieleniem spółki z danej grupy energetycznej) na realizację wybranych procesów biznesowych w zakresie, w jakim świadczenie takich usług nie prowadzi do ograniczenia konkurencji na rynku;
- Ze spółek zajmujących się wytwarzaniem energii w jednostkach węglowych zostaną wydzielone aktywa niezwiązane z tą działalnością, w szczególności dotyczy to elektrowni gazowych, jednostek pracujących głównie jako ciepłownicze i kogeneracyjne. Dotyczy to również nieruchomości, na których planowana jest budowa nowych źródeł wytwórczych.

Sposób wydzielenia aktywów węglowych:

- Wydzielenie aktywów z grup energetycznych może nastąpić poprzez: nabycie akcji poszczególnych spółek bezpośrednio przez Skarb Państwa a następnie ich konsolidację w ramach NABE lub poprzez warunkowe nabycie akcji spółek przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK), pod warunkiem nabycia akcji PGE GiEK przez Skarb Państwa. W przypadku wyboru pierwszego wariantu konsolidacja

w ramach NABE nastąpi poprzez ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK. Wybór modelu transakcji będzie uzależniony od przeprowadzonych analiz;

- Zakłada się jednoczesne nabycie akcji wszystkich spółek wchodzących w skład NABE;
- Wszystkie ewentualne transakcje wymagane w ramach wybranej struktury, związane z wydzieleniem aktywów, zostaną przeprowadzone w oparciu o rynkową wycenę niezależnego podmiotu oraz po przeprowadzeniu niezależnego badania due dilligence. Poszczególne wyceny będą uwzględniać zobowiązania finansowe, które spółki wytwórcze, wydzielane w ramach transakcji, posiadają wobec podmiotów dominujących i/lub zobowiązania finansowe wobec instytucji finansujących;
- Sposób rozliczenia transakcji, z uwagi na zadłużenie spółek wytwarzania wobec podmiotów dominujących w grupach kapitałowych, będzie przedmiotem szczegółowych uzgodnień pomiędzy Skarbem Państwa a obecnymi właścicielami i ich kredytodawcami;
- NABE będzie działało w formie spółki holdingowej skupionej wokół PGE GiEK, gdzie spółki nabywane od ENEA, Tauron, Energa będą spółkami zależnymi wchodzący w skład jej grupie kapitałowej;
- NABE będzie w pełni niezależny od dotychczasowych właścicieli z dopuszczeniem przejściowych okresów, w których będzie posiadać i realizować umowy z dotychczasowymi centrami usług wspólnych.

Sposób działania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego:

- NABE będzie rentownym podmiotem, którego działalność będzie finansowana z przychodów z rynku energii, świadczenia usług systemowych oraz przychodów z Rynku Mocy. Zakłada się, że utworzenie i funkcjonowanie NABE nie będzie wiązało się z udzielaniem nowej pomocy publicznej;
- Wszelkie nadwyżki finansowe mogą stanowić rezerwę na poczet przyszłych wydatków lub stanowić źródło dywidend dla Skarbu Państwa;
- NABE będzie podmiotem w pełni samowystarczalnym, tj. będzie w stanie zapewnić sobie samodzielnie lub – w okresie przejściowym – na bazie zawieranych umów z podmiotami zewnętrznymi, w tym ze spółkami, z których wydzielane są aktywa, wszystkie niezbędne do niezakłóconego działania funkcje wewnętrzne i zewnętrzne, tj. HR, IT, zakupy, trading;
- NABE będzie skupiało się na inwestycjach utrzymaniowych i modernizacyjnych niezbędnych do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych, w tym zmierzających do ograniczenia emisyjności eksploatowanych jednostek;
- NABE będzie wspierać bezpieczną i zrównoważoną transformację ze względu na dostarczanie mocy niezbędnej do bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego;
- Zakłada się, że bloki NABE będą centralnie dysponowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. na tej samej zasadzie jak obecnie. W przypadku nadwyżki energii elektrycznej w krajowym systemie możliwy jest eksport energii elektrycznej na niezmiennych zasadach jak obecnie. Celem działalności NABE będzie wsparcie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski w warunkach konkurencji z pozostałymi podmiotami;
- Zakłada się optymalny ekonomicznie rozdział obciążeń bloków NABE (economic dispatch), tj. codzienny rozdział zarówno umów sprzedaży energii, jak też produkcji pomiędzy wszystkie jednostki wytwórcze. Obecnie cztery podmioty osobno, tj. suboptymalnie, rozdzielają ekonomicznie produkcję na bloki tylko swoich elektrowni, powodując codziennie bezpowrotne straty (deadweight loss) ze względu na brak możliwości koordynacji grafików obciążeń swoich urządzeń na najbardziej sprawne i najmniej emisyjne – w skali całego systemu – aktywa wytwórcze;
- Planowany udział NABE w rynku będzie całkowicie rynkowy, prowadzony na zasadach równorzędnych z innymi aktywami funkcjonującymi w KSE. NABE będzie musiała, podobnie jak każdy podmiot wytwórczy, konkurować ceną z innymi aktywami wytwórczymi dla utrzymania wolumenu sprzedaży energii elektrycznej;

- Obecnie w Polsce funkcjonuje już szereg narzędzi, które mają na celu monitorowanie działalności podmiotów na rynku energii elektrycznej pod kątem nadmiernego wykorzystania ich siły rynkowej oraz oferujące rozwiązania pozwalające na skuteczną mitygację ryzyka nadużycia. Oznacza to, że NABE nie będzie występować w roli cenotwórcy;
- Spadek udziału produkcji aktywów NABE w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w wyniku planowanych odstawień źródeł węglowych w sposób oczywisty i bezpośredni będzie wpływał na pozycję NABE na konkurencyjnym rynku energii. Siła rynkowa NABE będzie ulegała osłabieniu proporcjonalnie do spadku udziału w rynku;
- Wraz z przyłączeniem do KSE nowych nisko- lub zeroemisyjnych źródeł wytwórczych, NABE będzie stopniowo wycofywać z użytkowania eksploatowane bloki węglowe, adekwatnie do spełniania warunków bezpieczeństwa pracy sieci z uwzględnieniem uwarunkowań ekonomicznych. Tym samym NABE przyczyni się do zapewnienia kontrolowanego tempa transformacji;
- NABE będzie prowadziło optymalne ekonomicznie wyłączenie bloków węglowych przez jeden podmiot (NABE), zamiast nieskoordynowanych planów i inicjatyw podejmowanych osobno przez rozłączne zarządy obecnych spółek energetycznych. Oddzielnie działające spółki mają szczegółową wiedzę jedynie o swoich aktywach i nie są w stanie ocenić implikacji związanych z wyłączeniami dla pozostałych krajowych aktywów wytwórczych, co może prowadzić do braku koordynacji, asymetrii informacji i w efekcie do nieoptymalnych decyzji z punktu widzenia funkcjonowania całego rynku;
- O ile będzie to konieczne ze względów technicznych, NABE będzie współpracować z PGE Polską Grupą Energetyczną S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A. TAURON Polska Energia S.A. przy budowie nowych jednostek gazowych i/lub w ramach uregulowania współpracy w zakresie działalności eksploatacyjnej na linii Spółki - NABE. Potencjalna współpraca będzie dotyczyć udostępniania niezbędnej infrastruktury pozostającej własnością NABE i będzie odbywać się na zasadach rynkowych.

Sposób działania koncernów energetycznych po wydzieleniu aktywów węglowych:

- PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., TAURON Polska Energia S.A. będą nadal rozwijać swoją działalność w oparciu o posiadane aktywa w obszarze dystrybucji, ciepłownictwa, obrotu oraz wytwarzania energii w nisko- i zeroemisyjnych źródłach;
- W obszarze wytwarzania spółki uzyskają zdolność do zapewnienia przyrostu nowych nisko- i zeroemisyjnych mocy wytwórczych, które zastąpią w KSE obecnie eksploatowane jednostki węglowe;
- Wydzielenie aktywów nie będzie miało bezpośredniego wpływu na działanie pozostałych segmentów operacyjnych wchodzących w skład poszczególnych koncernów energetycznych.

Przedstawiona koncepcja wydzielenia aktywów węglowych przyczyni się do przyspieszenia tempa transformacji energetycznej Polski. Pozwoli ona na wypełnienie podjętych zobowiązań klimatycznych i ograniczy emisyjność krajowej gospodarki.

Integracja aktywów wytwórczych opartych na węglu w NABE umożliwia zatem tańsze wypełnienie kryterium bezpieczeństwa energetycznego z punktu widzenia konsumenta przez NABE w porównaniu do scenariusza, w którym aktywa węglowe pozostałyby w obecnych grupach energetycznych. NABE może posiadać w swoim portfelu kombinację rentownych i nierentownych elektrowni wypełniających łącznie kryterium bezpieczeństwa energetycznego, tj. kryterium optymalizacji dobrobytu społecznego oraz zapewniającą maksymalną możliwą do osiągnięcia efektywność prowadzonej działalności wytwórczej.

Zgodnie z dokonanymi analizami powstanie NABE może ograniczyć tempo wzrostu cen energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilkunastu lat w porównaniu do sytuacji braku przekształceń. Realizacja tego założenia będzie możliwa dzięki harmonogramowi, stopniowych wyłączeń bloków, uwzględniającemu zarówno potrzeby

bezpieczeństwa energetycznego jak i uwarunkowania ekonomiczne, optymalnemu ekonomicznie rozdziałowi obciążeń przypadających na jednostki wytwórcze NABE, oraz intensyfikacji rozwoju koncernów energetycznych w kierunku aktywów wytwórczych opartych na nisko- i zeroemisyjnych źródłach.

Planowana koncentracja wytwórczych aktywów węglowych w NABE będzie podlegała prawu krajowemu. Wynika to z faktu, że nie ma wymiaru wspólnotowego, ponieważ każde uczestniczące w koncentracji przedsiębiorstwo osiąga więcej niż 2/3 łącznych obrotów przypadających na Unię Europejską w Polsce. Zgodnie z prawem europejskim państwo członkowskie decyduje o tym, jakiego rodzaju transakcje gospodarcze podlegają ocenie organu ochrony konkurencji oraz jakie są zasady tej oceny. Z uwagi na korzyści wynikające z utworzenia NABE dla krajowej gospodarki zasadne jest wyłączenie w drodze ustawy obowiązku zgłoszenia Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zamiaru koncentracji w rozumieniu przepisów o ochronie konkurencji i konsumentów.

Brak realizacji koncepcji przedstawionej w dokumencie może doprowadzić do opóźnienia procesu transformacji, co będzie prowadzić do wielu negatywnych konsekwencji, które zostały opisane w niniejszym dokumencie a w szczególności wprowadzi długotrwałe zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce oraz pogłębi i utrwali niekorzystną dla polskich konsumentów strukturalną zależność kosztów wytwarzania energii elektrycznej od kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

## 5. Rola energetyki węglowej w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w okresie transformacji

Aby system energetyczny mógł nieprzerwanie działać, musi nastąpić pełne pokrycie popytu w każdym momencie jego pracy w strukturze produkcji i konsumpcji wykonalnej ze względów sieciowych, w przeciwnym wypadku istnieje ryzyko przeciążenia systemu prowadzące do rotacyjnego wyłączenia odbiorców końcowych (brownout), a w ostateczności do ogólnokrajowej przerwy w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (blackout). Rynek energii elektrycznej w przeciwieństwie do wielu innych rynków krótkookresowo charakteryzuje się blisko zerową elastycznością cenową popytu. Dodatkowo najwyższe zapotrzebowanie na energię jest związane ze skrajnymi warunkami atmosferycznymi, takimi jak wysokie mrozy lub fale upałów. Dlatego z perspektywy bezpieczeństwa dostaw energii z systemu elektroenergetycznego dla wszystkich odbiorców, konieczne jest utrzymywanie odpowiedniej rezerwy mocy, która w naturalny sposób tworzy nadpodaż w systemie. Rozwiązaniem tego problemu w Polsce jest rynek mocy, który jednak znacząco ograniczy skalę oddziaływania po 1 lipca 2025 r., kiedy jednostki emitujące więcej niż 550 g CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach rynku mocy. Tym samym brak dodatkowych przychodów dla bloków węglowych spowoduje brak możliwości realizacji podstawowego celu rynku mocy, jakim jest utrzymanie adekwatności źródeł wytwórczych w perspektywie średnioterminowej.

Wraz z wygaśnięciem wsparcia z rynku mocy może nastąpić szybsze niż pierwotnie planowano odstawianie węglowych bloków energetycznych, o czym mówi m.in. scenariusz „low thermal capacity” opisany w raporcie European Resource Adequacy Assessment 2021 wydanym przez ENTSOE-E. Jednocześnie, zarówno długotrwałość procesu inwestycyjnego w stabilne źródła wytwarzania, jak też ograniczenia źródeł finansowania grup energetycznych w obecnej strukturze właścicielskiej, utrudnią lub uniemożliwią w tym horyzoncie czasowym wprowadzenie wystarczającej ilości nowych mocy wytwórczych. Zmniejszenie dostępności mocy w KSE może prowadzić do poważnych zaburzeń w całej gospodarce na skutek ograniczeń lub przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Aby przeciwdziałać opisanym w niniejszym dokumencie negatywnym



skutkom związanym z niedostatecznym bilansem mocy, Rząd Rzeczypospolitej Polskiej zamierza podjąć działania zmierzające do zachowania niezbędnych rezerw, które krótko i średnioterminowo mogą być zapewnione jedynie przez jednostki węglowe.

Dla zapewnienia możliwości zbilansowania systemu w każdym momencie konieczne jest utrzymywanie odpowiednich poziomów rezerw mocy, które mogą być zapewniane przez jednostki wytwórcze o stabilnym profilu wytwarzania. W związku z tym, dla jednoczesnego zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz zwiększania integracji w nim OZE, koniecznym będzie opracowanie mechanizmów wspierających pogodzenie tych dwóch potrzeb systemu. Dzięki takim mechanizmom możliwe będzie zapewnienie, że zarówno utrzymywanie odpowiedniej rezerwy mocy, jak też rozwój OZE w Polsce, będą odbywały się z zachowaniem efektywności ekonomicznej i technicznej<sup>12</sup>.

## 6. Ramy czasowe oraz zakres podmiotowy i przedmiotowy Koncepcji

Ramy czasowe Koncepcji wyznaczają lata 2021-2022. Przyjęcie tak zakreślonego przedziału czasowego umożliwi powiązanie procesu przebudowy strukturalnej spółek sektora elektroenergetycznego z udziałem Skarbu Państwa z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”. Ponadto zapewni zgodność Koncepcji z głównymi założeniami Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju oraz celami Strategii Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej. W przyjętym horyzoncie czasowym zaistnieją warunki pozwalające na włączanie się spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa w działania wynikające z długoterminowych przedsięwzięć i wieloletnich polityk Unii Europejskiej w obszarze klimatu.

Do priorytetowych obszarów transformacji energetycznej, której jednym z fundamentów jest wydzielenie aktywów węglowych ze struktur spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa, zalicza się w szczególności zapewnienie stabilnych cen energii oraz gwarancji niezawodności systemu, a co za tym idzie – bezpieczeństwa dostaw energii. Zostanie to osiągnięte poprzez przyspieszenie inwestycji w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwórcze. Przyczyni się to do zwiększenia tempa transformacji, a także tworzenia nowych, wysokopłatnych miejsc pracy. W skali makroekonomicznej cały proces transformacji energetycznej spowoduje rozwój nowych gałęzi przemysłu i nowoczesnych usług w polskiej gospodarce.

Niniejsza Koncepcja, dotycząca wydzielenia aktywów węglowych ze struktur spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa, obejmuje swym zakresem zarówno zmiany w strukturze organizacyjnej spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa, jak i zmiany w strukturze własnościowej wydzielonych podmiotów.

## 7. Spójność społeczno-gospodarcza

Sektor wydobywczy paliw kopalnych oraz sektor elektroenergetyczny współpracują przede wszystkim na potrzeby innych przemysłów i pozostałych gałęzi gospodarki, gdzie tworzone są produkty i usługi finalne. Energia jest zatem dobrem pośrednim, której cena i stabilność dostaw wpływają bezpośrednio na jakość życia obywateli oraz warunki prowadzenia działalności gospodarczej.

Realizacja koncepcji transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego nie tylko przyniesie korzyści zdefiniowane i opisane w poprzednich rozdziałach niniejszego opracowania, ale przyczyni się również do osiągnięcia

---

<sup>12</sup> Sprawozdanie Ministra Klimatu i Środowiska z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2019-2020.

celów społeczno-gospodarczych oraz wdrażaniu priorytetów rozwojowych zarówno na poziomie krajowym, jak i regionalnym, takich jak chociażby wzrost konkurencyjności i innowacyjności polskiej gospodarki czy powstawanie nowych, wysokopłatnych i lepszych miejsc pracy w sektorach innych niż konwencjonalna energetyka węglowa. Transformacja będzie miała istotny wpływ na rozwój społeczno-gospodarczy regionów, w których zlokalizowane są elektrownie zasilane węglem brunatnym i kamiennym. Przyczyni się do budowy nowych gałęzi przemysłu, powodując tym samym dywersyfikację gospodarczą terenów do tej pory silnie związanych z energetyką konwencjonalną, co będzie miało bezpośredni wpływ na tworzenie się nowych źródeł zatrudnienia na rynku pracy. Niezbędne przy tym będzie zapewnienie możliwości zmiany i podnoszenia kwalifikacji zawodowych pracowników zatrudnionych w przemyśle wydobywczym. Jak wskazano w pkt 2 dokumentu, zadania te będą mogły być realizowane w ramach programów regionalnych, zarządzanych przez samorządy województw, w trakcie trwania perspektywy finansowej na lata 2021 – 2027. W perspektywie średnio- i długoterminowej transformacja doprowadzi także do zmniejszenia liczby gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym ze względu na spadek kosztów energii oraz ciepła oraz poprawy jakości życia mieszkańców m.in. wskutek czystszej powietrza, a także ich zamożności, w szczególności poprzez tworzenie wysokopłatnych i bezpiecznych miejsc pracy, a w konsekwencji doprowadzi to do budowy zintegrowanej wspólnoty społecznej i jej bezpieczeństwa.

## 8. System monitorowania realizacji Koncepcji

Odpowiedzialność za monitoring realizacji niniejszego Koncepcji będzie spoczywać na Ministerstwie Aktywów Państwowych. Monitoring dokonywany będzie w odstępach sześciomiesięcznych. W związku z tym Minister Aktywów Państwowych będzie co sześć miesięcy – w okresie odpowiednio do końca stycznia oraz do końca lipca każdego roku – przedkładał Radzie Ministrów sprawozdanie z procesu wdrażania Koncepcji za poprzednie sześć miesięcy. Pierwsze sprawozdanie dla Rady Ministrów zostanie przygotowane w lipcu 2022 r. i obejmie całość działań zrealizowanych na przestrzeni I połowy 2022 r.

Sprawozdanie będzie przygotowane z wykorzystaniem informacji otrzymanych od podmiotów odpowiedzialnych za realizację zadań wynikających z przedmiotowego dokumentu, w tym od:

- organów administracji publicznej;
- spółek sektora elektroenergetycznego z bezpośrednim i pośrednim udziałem Skarbu Państwa;
- doradców zewnętrznych wybranych przez Skarb Państwa.

Informacje te będą obejmować również powody ewentualnych odchyień i opóźnień od przyjętego harmonogramu wydzielenia aktywów węglowych ze struktur wymienionych spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa.

Jednocześnie, mając na uwadze dynamikę zmian dokonujących się w środowisku, w jakim funkcjonują spółki energetyczne, proces wdrażania niniejszej Koncepcji będzie, w zależności od potrzeb, poddawany okresowym przeglądom, również pod kątem ewentualnych korekt założeń przyjętych w niniejszym dokumencie.

## 9. Powiązania z dokumentami o charakterze międzynarodowym oraz dokumentami strategicznymi i planistycznymi

Koncepcja wydzielenia aktywów węglowych wpisuje się w działania określone w strategii „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” i jest spójna z „Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030”. Dokumenty te wyznaczają ramy transformacji energetycznej w Polsce, a także zawierają strategiczne rozstrzygnięcia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego.

Koncepcja wydzielenia jest zgodna także ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), przyjętą przez Radę Ministrów uchwałą z 14 lutego 2017 r. Wskazuje ona, że zapewnienie gospodarce, instytucjom i obywatelom stabilnych i optymalnych dostaw energii, po akceptowalnej ekonomicznie cenie, wpływa na realizację celów Strategii, co z kolei jest głównym zamierzeniem przedstawionego w tym dokumencie programu.

Przedstawiony plan wydzielenia aktywów węglowych uzupełnia również cele zatwierdzonej 12 maja 2020 r. przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej Strategii Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego państwa (rozbudowa mocy wytwórczych i zapobieganie nieoczekiwanym przerwom w dostawach) oraz ochrony środowiska (wspieranie rozwoju energetyki opartej na wykorzystaniu bezemisyjnych źródeł energii).

Przygotowana Koncepcja, wpisująca się w politykę energetyczną Unii Europejskiej, będzie wkładem w realizację celów wynikających z przyjętych zobowiązań międzynarodowych związanych z ograniczaniem emisji CO<sub>2</sub>.

## 10. Ramowy harmonogram realizacji najważniejszych działań

Kolejnymi krokami projektu transformacji sektora energetycznego będą:

- reorganizacja wewnętrzna spółek i zapewnienie wydzielanym spółkom zdolności operacyjnej (do końca II kw. 2022),

Reorganizacja (organizacyjna i/lub kapitałowa) spółek serwisowych i funkcji wsparcia niezbędnych do samodzielnego funkcjonowania spółek wytwórczych wokół istniejących podmiotów w oparciu o funkcjonujące struktury organizacyjne, infrastrukturę, zasoby, doświadczoną kadrę, sprawnie działające procesy i procedury.

- rozpoczęcie procesu due diligence (III kw. 2022/IV kw. 2022);
- wycena wydzielanych spółek (IV kw. 2022);
- nabycie przez Skarb Państwa akcji/udziałów w spółkach zależnych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach zasilanych węglem od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., TAURON Polska Energia S.A. spółek. (IV kw. 2022).

Następnie odbędzie się wniesienie nabytych aktywów do jednej grupy kapitałowej będącej spółką ze 100-proc. udziałem Skarbu Państwa, funkcjonującej według zasad Kodeksu spółek handlowych.

## SPIS WYKRESÓW

Wykres nr 1. Struktura miksu energetycznego krajów w 2020 r. wg produkcji energii elektrycznej [%].....	18
Wykres nr 2. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE w I połowie 2021 r.....	21
Wykres nr 3. Średnie ceny hurtowe energii elektrycznej na rynku spot [EUR/MWh].....	22
Wykres nr 4. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na odbiorców [PLN'2018/kWh]... ..	23
Wykres nr 5. Ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> EUR/EUA w latach 2016-2021.....	25
Wykres nr 6. Prognoza zużycia energii elektrycznej na świecie według International Atomic Energy Agency (IAEA) .....	26
Wykres nr 7. Wolumen produkcji energii elektrycznej brutto w latach 2010 – 2021 na świecie (oś lewa) oraz w Unii Europejskiej (oś prawa).....	27

## SPIS TABEL

Tabela nr 1. Zmiany cen energii elektrycznej w latach 2019–2021.....	21
Tabela nr 2. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na sektor [PLN'2018/kWh].....	23
Tabela nr 3. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (bez sektora LULUCF) względem 1990 r.....	25
Tabela nr 4. Udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii według prognoz IAEA.....	26