



MINISTERSTWO
AKTYWÓW PAŃSTWOWYCH



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

Warszawa, kwiecień 2021 r.

SPIS TREŚCI

SPIS SKRÓTÓW	4
WPROWADZENIE	5
1. Diagnoza – uwarunkowania zewnętrzne i wewnętrzne rynku energii elektrycznej	6
1.1. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej	6
1.2. Polityka energetyczna Polski do 2040 r.	8
1.3. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w Polsce	9
1.4. Budowa jednolitego rynku energii	13
1.5. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w innych krajach UE	14
1.6. Ceny energii (Polska/UE)	17
1.7. Ceny uprawnień do emisji CO ₂	20
1.8. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną	22
1.8.1. Prognozy światowe (UE)	22
1.8.2. Prognozy krajowe – Polska	24
1.9. Znaczenie sektora elektroenergetycznego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski	24
1.10. Podsumowanie (przesłanki wyodrębnienia aktywów wytwórczych opartych na węglu)	25
2. Wsparcie dla regionów dotkniętych skutkami transformacji	27
3. Wsparcie budowy nowych źródeł wytwórczych	27
4. Kluczowe założenia i cele modelu transformacji	28
5. Rola energetyki węglowej w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w okresie transformacji	31
6. Ramy czasowe oraz zakres podmiotowy i przedmiotowy programu rządowego	31
7. Spójność społeczno-gospodarcza	32
8. System monitorowania realizacji programu rządowego	32
9. Powiązania z dokumentami o charakterze międzynarodowym oraz dokumentami strategicznymi i planistycznymi	33
10. Harmonogram realizacji najważniejszych działań	33
SPIS WYKRESÓW	34
SPIS TABEL	34

SPIS SKRÓTÓW

BAT	Najlepsze dostępne techniki, ang. best available techniques
CO ₂	Dwutlenek węgla
EU ETS	Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ , ang. European Union Emissions Trading System
GW	Gigawat
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (przez OSP)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
MAP	Ministerstwo Aktywów Państwowych
MW	Megawat
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetyczna S.A.
OSD	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych
OSP	Operator systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
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 CO₂.

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 następnego dziesięciolecia, 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. 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 prądu z odnawialnych źródeł energii oraz większe wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego. Będzie to niemożliwe 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 mogą działać w miejscach, gdzie obecnie pracują bloki węglowe.

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 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 zeroemisyjnym wodorem.

Niniejsza koncepcja stanowi implementację PEP2040 w obszarze nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa i ma na celu dostosowanie koncernów energetycznych do wyzwań transformacji. Po wydzieleniu aktywów węglowych skupią się one 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, gwarantująca bezpieczeństwo energetyczne kraju, zapewniająca niezbędną dostępność mocy w systemie energetycznym, ograniczająca się do niezbędnych inwestycji odtworzeniowych i stopniowego odstawiania jednostek węglowych przy postępującym wzroście mocy źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Wydzielenie aktywów węglowych pozwoli na przeprowadzenie kontrolowanej transformacji energetycznej.

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 CO₂.

Stworzony w 2005 r. unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) jest pierwszym i największym na świecie międzynarodowym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂. System jest kluczowym elementem polityki klimatycznej Unii Europejskiej i podstawowym narzędziem redukcji emisji gazów cieplarnianych.

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 podnoszeniu sprawności energetycznej Unii Europejskiej. Pakiet ten stał się w kolejnych latach punktem wyjścia dla nowych, bardziej ambitnych celów redukcyjnych.

24 października 2014 r. przywódcy Unii Europejskiej uzgodnili najambitniejszą wówczas w skali światowej politykę klimatyczno-energetyczną do roku 2030. Zobowiązywały one kraje członkowskie, by do 2030 r. zredukowały emisje łącznie o co najmniej 40% w porównaniu z rokiem 1990. Dodatkowo Rada Europejska zatwierdziła dla całej Unii Europejskiej cztery cele w perspektywie roku 2030. Po rewizji w 2018 r. i w 2020 r. przedstawiają się one następująco:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% w porównaniu z emisją z 1990 r.;
- co najmniej 32-proc. udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto;
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%;
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE.

Ponadto w listopadzie 2016 r. Komisja Europejska zaprezentowała pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, zwany również pakietem zimowym. Wyznacza on unii energetycznej rolę narzędzia do realizacji celu nadrzędnego, jakim jest wkład w globalną i kompleksową transformację w kierunku gospodarki niskoemisyjnej na rzecz złagodzenia zmian klimatycznych. Dokument, wskazując sposób operacjonalizacji unijnych celów klimatyczno-energetycznych, ma przyczynić się do stworzenia unii energetycznej oraz budowy jednolitego rynku energii UE. Pakiet zimowy zainicjował reformę systemu zarządzania unią energetyczną, nowelizację dyrektywy o OZE, nowelizację dyrektywy o efektywności energetycznej oraz dyrektywy rynkowej, której celem jest dokończenie budowy europejskiego rynku energii i integracja krajowych i regionalnych rynków, umożliwiająca w przyszłości handel energią elektryczną.

Istotnym elementem pakietu zimowego z punktu widzenia polskiego sektora elektroenergetycznego było przyjęcie w ramach rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej regulacji prawnych ograniczających korzystanie z mechanizmu wsparcia w postaci rynku mocy dla instalacji, których poziom emisji dwutlenku węgla przekracza 550 g CO₂/kWh.

11 grudnia 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła Europejski Zielony Ład. Jest to nowa europejska strategia wzrostu, mająca za zadanie przekształcenie Unii Europejskiej w sprawiedliwe i dobrze prosperujące społeczeństwo;

łączy polityczne strategie przeciwdziałania zmianie klimatu, ochrony i przywracania różnorodności biologicznej, eliminowania zanieczyszczeń, przechodzenia na gospodarkę o obiegu zamkniętym. Europejski Zielony Ład ma zapewnić, by transformacja miała charakter kompleksowy.

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 kontynentem neutralnym dla klimatu. Komisja Europejska zaproponowała Europejskie prawo o klimacie, które ugruntuje ten cel w prawodawstwie i zapewni UE środki do jego osiągnięcia.

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. Chodzi o to, by kosztami transformacji nie obciążać nadmiernie krajów opartych w większości na węglu, posiadających mniejsze możliwości finansowe niż bogatsze państwa członkowskie UE, które stać na wcześniejsze deklaracje neutralności klimatycznej.

Mechanizm sprawiedliwej transformacji jest kluczowym narzędziem w transformacji europejskiej gospodarki w gospodarkę neutralną klimatycznie. W założeniu gwarantuje wsparcie dla łagodzenia społecznych i gospodarczych skutków transformacji, koncentrując się na regionach, gałęziach przemysłu i pracownikach dotkniętych w największym stopniu skutkami unijnej polityki energetyczno-klimatycznej. W trzech filarach zostaną uruchomione środki w wysokości co najmniej 100 mld euro.

W grudniu 2020 r., w związku z postanowieniami wynikającymi z Porozumienia Paryskiego, Rada Europejska zwiększyła poziom ambicji klimatycznych i zatwierdziła nowy cel dotyczący redukcji emisji do 2030 r. Przywódcy Unii Europejskiej zgodzili się na ograniczenie w Unii Europejskiej emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem w roku 1990.

Po analizie działań wymaganych dla wszystkich sektorów, m.in. w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej i wykorzystania energii odnawialnej, Komisja Europejska rozpocznie prace nad wnioskami ustawodawczymi, które potrwają do czerwca 2021 r.

Po dokonaniu przeglądu prawodawstwa w dziedzinie energii Komisja Europejska w razie konieczności zaproponuje jego zmiany. Kiedy państwa członkowskie będą aktualizować w 2023 r. swoje krajowe plany dotyczące energii i klimatu, powinny już uwzględniać nowe, ambitniejsze cele klimatyczne.

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 CO₂ i innych zanieczyszczeń.

Coraz wyższe cele klimatyczne, wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ i ograniczenie wsparcia dla energetyki węglowej po 2025 r. wymuszają – niezależnie od dotychczasowych wysiłków – kolejne istotne zmiany sektora elektroenergetycznego, których celem jest utrzymanie konkurencyjności polskiej gospodarki. Transformacja sektora musi uwzględniać europejską politykę klimatyczną i opierać się na rozwoju nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania prądu.

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 zaawansowanych prac nad Krajowym Planem Odbudowy, który stanowi podstawę wydatkowania funduszy w ramach Instrumentu na rzecz Odbudowy i Wzmocnienia Odporności, a także planów sprawiedliwej transformacji i projektu Umowy Partnerstwa.

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 zasoby węgla pozostaną istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale wzrost popytu na energię będzie pokrywany przez jednostki inne niż konwencjonalne instalacje węglowe.

Coraz większą rolę odgrywać będą źródła odnawialne – ich udział 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. 5-7 GW w 2030 r. i do ok. 10-16 GW w 2040 r. Zakłada się, że w 2040 r. ponad 50% mocy zainstalowanych będą stanowić źródła zeroemisyjne.

Szczególne 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. uruchomiony zostanie 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 przeznaczone na moce bezemisyjne, tj. OZE i energetykę jądrową¹.

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 ramach unijnego mechanizmu sprawiedliwej transformacji w wysokości 60 mld zł. Szczegółowe rozwiązania w tym zakresie zostaną ujęte przede wszystkim w krajowym i terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji.

Realizacja założeń PEP40 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 Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Planowane przez sektor wielkoskalowe inwestycje w niskoemisyjne źródła energii elektrycznej i ciepła i inteligentną infrastrukturę elektroenergetyczną przyniosą znaczną obniżkę emisyjności wynikającej z polskiego miks energetycznego, zapewniając nie tylko redukcję negatywnego wpływu na środowisko, ale także bezpieczeństwo dostaw oraz akceptowalne ceny energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców końcowych.

Spółki już obecnie analizują projekty gazowe, których celem jest zastąpienie w okresie przejściowym wyeksploatowanych bloków węglowych. Analizy obejmują też wiele projektów rozwojowych zgodnych z PEP2040, które dotyczą m.in. technologii magazynowania energii, paliw alternatywnych oraz technologii wodorowych. Po ich zakończeniu polskie spółki będą dysponowały technologiami, które pozwolą zapewnić bezpieczeństwo dostaw przy akceptowalnych cenach energii.

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 zobowiązań redukcyjnych nałożonych na Polskę 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 MW², 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

¹ Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

² Raport 2020 KSE, PSE

w systemie. W mniejszej części moc zainstalowana w KSE oparta była na gazie (5,63%) i hydroenergii (4,77%). Około 10 229 MW stanowiły moce zainstalowane w OZE (głównie 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 CO₂, co obciąża je wysokimi kosztami systemu EU ETS.

Węgiel kamienny będzie najdłużej wykorzystywany w elektrowniach oddanych do użytku w ostatnich latach, ponieważ jednostki pracujące w parametrach nadkrytycznych cechują się mniejszą emisyjnością i bardziej efektywnym wykorzystaniem paliwa. Dodatkowo, każda z tych jednostek zbudowana jest w formule CCS-ready (gotowości do wychwytywania, transportu i składowania CO₂).

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 i klastry energii, 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 niestabilnych OZE, które mają pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii przez nie wytworzonej. Czas pracy 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). Wraz z przyrostem mocy OZE oraz przewidywanym wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ będzie się zmieniał profil eksploatacji jednostek gazowych. W przeszłości ich praca miała charakter szczytowy, ponieważ jednak rośnie koszt wytwarzania w blokach węglowych, instalacje gazowe będą coraz częściej wykorzystywane do pracy w podstawie, a w przyszłości głównie do bilansowania jednostek OZE. Będzie to możliwe dzięki wysokiej elastyczności w zakresie możliwości regulowania wielkości produkcji.

Problemem Krajowego Systemu Elektroenergetycznej 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, względem wytwarzania w tradycyjnych jednostkach kondensacyjnych. W związku ze wzrostem kosztów emisji także w ciepłownictwie będzie następowało stopniowe zastępowanie jednostek węglowych nowymi źródłami gazowymi.

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., 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 przejęciu 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. 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 prądu, jak i ciepła. Obowiązujące strategie wskazują na znaczący przyrost mocy w OZE oraz rozwój sieci dystrybucyjnych w celu dostosowania systemu przesyłowego 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 w 2040 r., dzięki kolejnym projektom na nowych obszarach, przekroczy 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 ponad 3 GW do roku 2030.

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. Łączne nakłady inwestycyjne 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).

Grupa Kapitałowa ENEA stawia na zrównoważoną i odpowiedzialną transformację zakładającą rozwój zero- i niskoemisyjnych źródeł wytwórczych oraz większą dywersyfikację obecnego łańcucha wartości, polegającą m.in. na inwestycjach w nowe linie biznesowe.

W okresie 2025-2035 produkcja energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych będzie systematycznie maleć. W roku 2018 udział źródeł konwencjonalnych w produkcji energii elektrycznej wynosił ponad 90%, w roku 2030 zmniejszy się do 59%, a w 2035 do 40%.

Grupa założyła wzrost udziału źródeł zero- i niskoemisyjnych w całkowitej produkcji energii elektrycznej. W 2030 r. 33% produkowanej energii elektrycznej będzie pochodzić ze źródeł OZE, a 8% ze źródeł gazowych. Do roku 2035 udział OZE w produkcji energii elektrycznej utrzyma się na poziomie z roku 2030, natomiast do 27% wzrośnie udział źródeł gazowych.

ENEA S.A. przewiduje, że w wyniku realizacji swojej strategii uzyska moc zainstalowaną na poziomie 7,5 GW w 2025 r. oraz 8,3 MW w 2030 r. Koncern będzie dążył do tego, by do 2035 r. osiągnąć wskaźnik na poziomie 9,7 MW.

Do 2030 r. planowany przyrost nowych mocy w OZE wyniesie ok. 2,5 GW, a w źródłach niskoemisyjnych (w tym gazowych) ok. 700 MW. Do 2035 r. moc zainstalowana w nowych źródłach OZE ma wzrosnąć do ok. 3,5 GW, a w źródłach niskoemisyjnych (w tym gazowych) do ok. 2 GW.

Nakłady inwestycyjne na utrzymanie ciągłości funkcjonowania oraz na nowe moce wytwórcze wyniosą ponad 64 mld zł w perspektywie roku 2035, z czego ok. 14,7 mld zł przypada na OZE (fotowoltaika, farmy wiatrowe, biogazownie, instalacje do spalania biomasy), a 7,3 mld zł na nowe niskoemisyjne moce wytwórcze.

Aktualizacja strategii TAURON Polska Energia S.A. na lata 2016-2025 zakłada tzw. Zielony Zwrot TAURONA, czyli zrównoważoną transformację grupy w kierunku rozwoju źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Poziom mocy zainstalowanej w Grupie Kapitałowej TAURON wyniesie w 2025 r. 5,7 GW, a w roku 2030 4,6 GW. W roku 2025 aktywa nisko- i zeroemisyjne będą stanowiły w miksie ok. 28% (1,6 GW), natomiast w 2030 r. 66% (3 GW).

W zakresie OZE przygotowywane są opcje dla rozwoju instalacji poprzez budowę własnych źródeł, zakup działających instalacji oraz gotowych projektów. Do roku 2025 przyrost mocy w lądowych farmach wiatrowych ma wynieść 900 MW, a w fotowoltaice 300 MW. W kolejnych latach planuje się budowę następnych wielkoskalowych instalacji OZE. Koncern przystąpi także do projektu budowy morskich farm wiatrowych.

Osiągnięcie założonego poziomu mocy zainstalowanej w OZE wymagać będzie od Grupy Kapitałowej TAURON nakładów w wysokości ok. 5 mld zł w okresie 2020-2030.

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. Przewiduje się, że ten trend będzie nasilał się wraz z aktualizacją strategii ESG (Environment, Social and Governance) przez sektor bankowy oraz wejściem w życie unijnych zasad taksonomii. Rodzi to ryzyko dla możliwości realizacji planów rozwoju elektroenergetyki,

co w konsekwencji może przełożyć się na opóźnienie transformacji energetycznej Polski oraz dalszy wzrost kosztów prądu.

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 pięciu dotychczasowych 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.

Wyodrębnienie aktywów węglowych przyspieszy inwestycje i da spółkom nowy impuls inwestycyjny. Utrzymanie dotychczasowych struktur organizacyjnych mogłoby prowadzić do odkładania decyzji inwestycyjnych w czasie ze względu na efekt „wypychania” z rynku drogiej energii z bloków węglowych przez nowe tańsze źródła wytwórcze. Przewiduje się że wydzielenie aktywów nie tylko umożliwi realizację inwestycji przewidzianych w obecnych strategiach, ale również pozwoli na przyjęcie bardziej ambitnych celów.

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. Obecnie nie są stosowane inne limity ofert i cen na rynku dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB) niż przewidziane przez regulacje UE.

Takie rozwiązanie docelowo obejmie całą Europę, więc wymiana międzysystemowa będzie realizowana automatycznie, a przepływy uzależnią się od różnic cenowych na rynku i ograniczeń technicznych samych połączeń. Docelowo alokacja zdolności przesyłowych będzie dokonywana w sposób jednolity dla całego paneuropejskiego rynku energii, prowadząc do rosnącej wymiany międzysystemowej, której kierunki będą zależne od kosztów wytwarzania energii elektrycznej na lokalnych rynkach.

Rozporządzenie 2019/943/UE nałożyło na Operatorów Systemu Przesyłowego obowiązek udostępniania uczestnikom rynku energii transgranicznych (międzysystemowych) zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych, wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu

elektroenergetycznego. Oznacza to, że 70 % całkowitej zdolności przesyłowej danego połączenia musi zostać udostępnione na potrzeby handlu energią pomiędzy krajami.

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 ograniczonym stopniu tak już się dzieje. 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 zapewniającego wysoką rentowność wytwarzania w jednostkach węglowych.

Do roku 2014 Polska była eksporterem energii elektrycznej. Uwarunkowania związane z kosztami uprawnień do emisji CO₂, a w konsekwencji wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej odwróciły ten trend i Polska stała się importerem energii elektrycznej netto. Pięć lat z rzędu byliśmy importerem energii elektrycznej netto. W 2020 r. import netto osiągnął rekordowo wysoki poziom – 13,1 TWh.

Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, rosnący udział jednostek o zerowym koszcie zmiennym i nadwyżki produkcji energii elektrycznej z OZE w krajach ościennych doprowadziły do zmniejszenia stopnia wykorzystania mocy wytwórczych zasilanych paliwami kopalnymi. Wynika to wprost z różnic w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, która w przypadku Polski wciąż bazuje na źródłach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym.

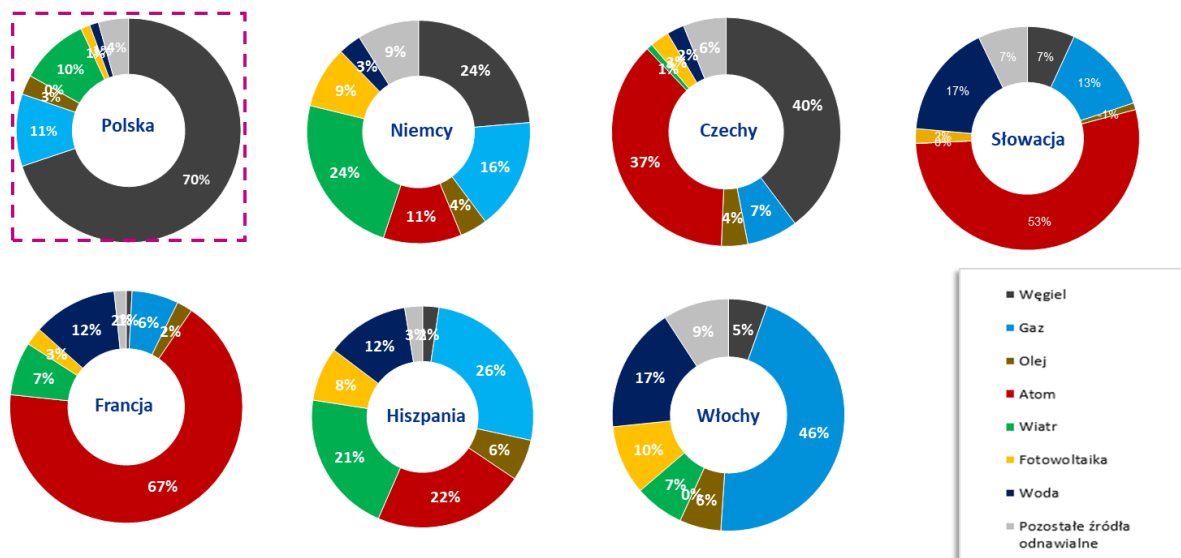
Dodatkowo zmiany regulacyjne na poziomie UE, obejmujące m.in. budowę jednolitego rynku energii, zwiększają presję na maksymalizację możliwości wymiany transgranicznej, co w przyszłości będzie ograniczać eksploatację krajowych aktywów węglowych na rzecz większego importu tańszej energii wytwarzanej w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

1.5. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego w innych krajach UE

Z oceny Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu dokonanej przez Komisję Europejską wynika, że państwa członkowskie przyspieszają transformację energetyczną i klimatyczną, zatem koszyk energetyczny będzie się zmieniał szybciej niż oczekiwano. Przewiduje się, że do 2030 r. zużycie węgla spadnie o 70% w porównaniu z 2015 r., a energia elektryczna ze źródeł odnawialnych będzie stanowić 60% produkcji.

Łącznie 21 państw członkowskich jest już wolnych od węgla (Estonia, Łotwa, Litwa, Belgia, Malta, Luksemburg, Cypr) lub zobowiązało się do stopniowego odchodzenia od tego paliwa podając konkretne daty w swoich krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu (Szwecja i Austria – 2020 r., Portugalia – 2021 r., Francja – 2022 r., Słowacja – 2023 r., Włochy i Irlandia – 2025 r., Grecja – 2028 r., Holandia, Finlandia, Węgry, Dania, Hiszpania – 2030 r., Niemcy – 2038 r., Czechy – 2038 r.). Stopniowe odejście od węgla planuje również Słowenia.

Wykres nr 1. Struktura miks energetycznego krajów wg produkcji energii elektrycznej [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych World Bank

Niemcy

Obecna polityka energetyczna Niemiec została zainicjowana w 2011 r. Niemiecka transformacja energetyczna (Energiewende) rozpoczęła się kilka miesięcy po awarii elektrowni jądrowej w Fukushima (Japonia). Kluczowymi elementami realizacji krajowych celów klimatycznych w energetyce niemieckiej są: zastąpienie kogeneracji węglowej kogeneracją gazową, zmniejszenie produkcji energii elektrycznej z jednostek węglowych, rozszerzenie stosowania odnawialnych źródeł energii.

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. Trwa analiza rozwiązań, jakie należy wdrożyć. 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.

Niemcy zakładają odejście od węgla 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.

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 rezygnację z węgla do 2038 r. Analizowane były trzy scenariusze transformacji zakładające odejście od węgla w następujących latach: 2033, 2038 i 2043 r. Z dotychczas przygotowanych oficjalnych dokumentów wynika, że koniec produkcji prądu 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 miksu 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

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 prądu ma zapewnić budowa magazynów energii na poziomie 6 GW.

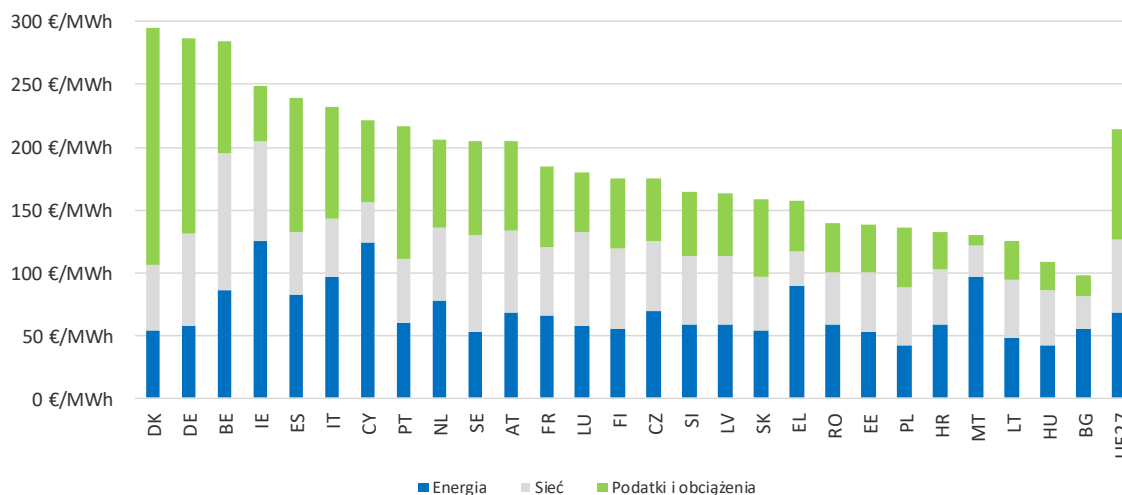
W roku 2030 całkowita moc zainstalowana ma osiągnąć ok. 161 GW (farmy wiatrowe na lądzie i offshore –50 GW, fotowoltaika – 40 GW, biomasa i biogaz – 1,6 GW, CCGT – 26,6 GW, atom – 3,2 GW).

1.6. Ceny energii (Polska/UE)

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

Od 2016 r. całkowite detaliczne ceny energii elektrycznej w poszczególnych państwach członkowskich są coraz bardziej wyrównane, choć nadal występują znaczne różnice. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w 2019 r. wahały się od 98 EUR/MWh w Bułgarii do 295 EUR/MWh w Danii. Średnia cena w Unii Europejskiej wynosiła 216 EUR/MWh. Na ceny detaliczne składają się głównie elementy, które nie wynikają z konkurencji, lecz z ustaleń organów regulacyjnych (np. regulowane opłaty sieciowe i podatki/obciążenia).

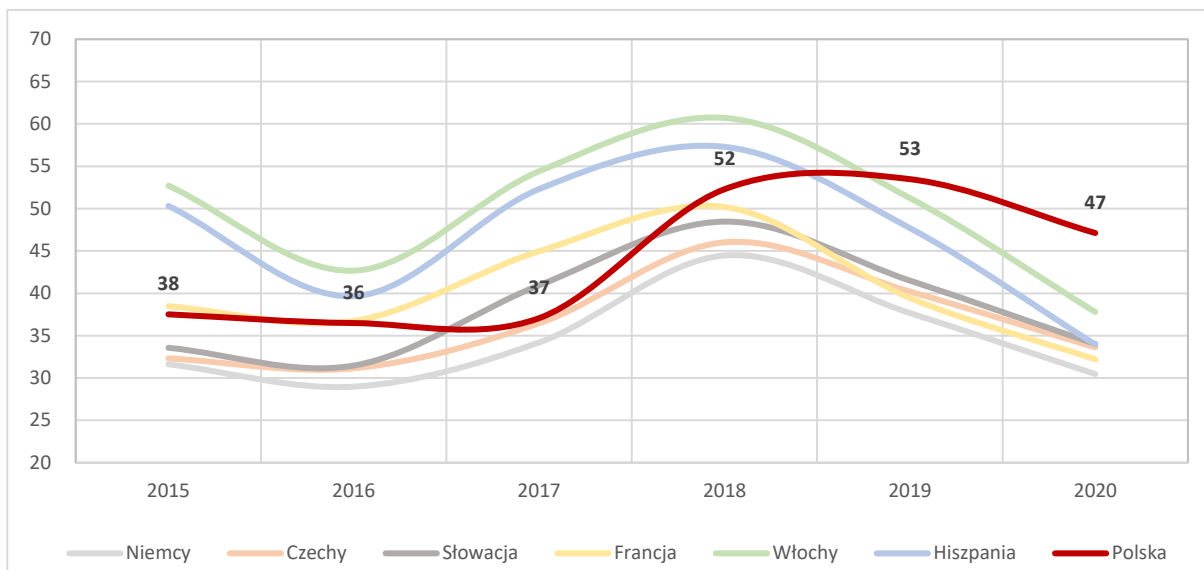
Wykres nr 2. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE w 2019 r.



Źródło: Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Ceny i koszty energii w Europie, COM/2020/951 final

Ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce należą do najwyższych w Unii. Przyczyna tkwi w strukturze wytwarzania zdominowanej przez węgiel. Pozostałe kraje UE intensyfikują swoje działania na rzecz klimatu i ograniczenia emisji CO₂. Utrzymywanie statusu quo polskiego miksu energetycznego, w obliczu obciążeń klimatycznych i zwiększającego się importu energii, może prowadzić do dalszych podwyżek 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 (zużywający energię na własny użytek), które powstały na bazie projekcji uśrednionych kosztów systemowych z uwzględnieniem oszacowań odnośnie do 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.

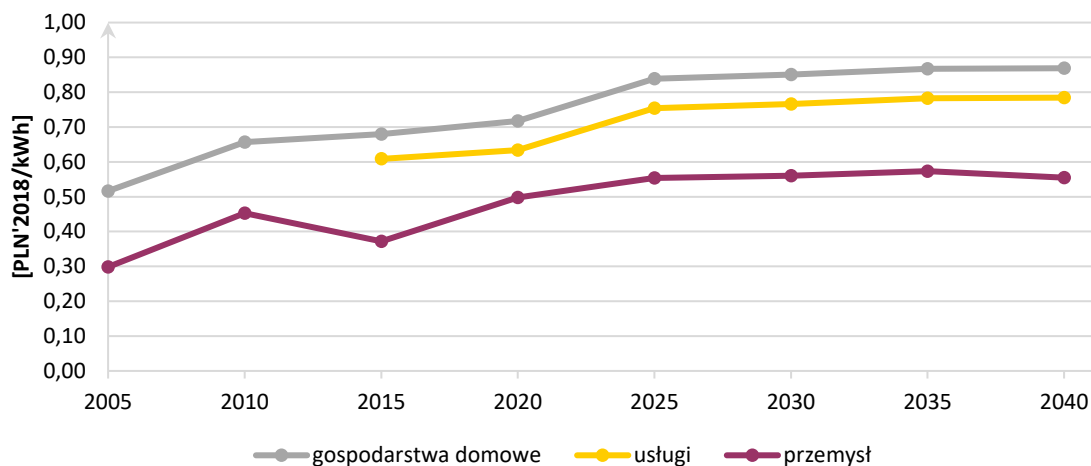
Prognozowane ceny są średnimi cenami oferowanymi w ramach umów kompleksowych i rozdzielonych, zawierającymi podatki. Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej we wszystkich trzech rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych.

Tabela nr 1. 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 CO₂ jest jedną z głównych przyczyn wzrostu cen energii w Polsce. Sektor energetyczny bazuje na węglowych jednostkach wytwórczych, w największym stopniu obciążonych kosztami emisji. Ceny uprawnień do emisji CO₂ 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 CO₂ 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 współczynnik emisyjności polskiej energetyki węglowej (ok. 760 kg CO₂/MWh w 2021 r.) i wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ (ok. 40 euro/t w pierwszym kwartale 2021 r.) grożą sytuacją, w której głównym składnikiem kosztów wytworzenia energii elektrycznej będą koszty związane z opłatami za emisje. Na bazie analizy kilku scenariuszy³ rozwoju sektora w Polsce szacuje się, że hurtowa cena energii elektrycznej w 2030 r. w scenariuszu bez transformacji sektora będzie o ok. 14% wyższa niż w scenariuszu z proponowaną transformacją. Dla 4-osobowego gospodarstwa domowego oznacza to podwyżkę o ok. 10%, czyli o ok. 250 zł rocznie.

Odkładanie transformacji przy rosnących cenach CO₂ będzie powodować coraz większe koszty do pokrycia przez odbiorców końcowych.

Dzięki transformacji uda się ograniczyć całkowitą emisję CO₂ z produkcji energii elektrycznej o ok. 23% w 2025 r. i niemal o połowę, tj. o ok. 46% w 2030 r. Emisja dwutlenku węgla w 2025 r. będzie zatem mniejsza o ok. 28 mln ton, a w 2030 r. o ok. 55 mln ton.

Oszczędności na uprawnieniach tylko w 2030 r. to ekwiwalent mniej więcej 22,2 mld zł rocznie, a łącznie ponad 140 mld zł w ciągu dekady⁴. Bez procesu transformacji pieniądze te będą kosztem pozyskania energii elektrycznej, ograniczającym nakłady rozwojowe oraz inwestycyjne.

³ Opracowania własne Ministerstwa Aktywów Państwowych.

⁴ Cena uprawnień do emisji CO₂ w 2030 to 90,2 Euro/t, kurs Euro = 4,55

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. Spowoduje to burzliwe i trudne do opanowania zmiany o niespotykanej skali na całym rynku energetycznym, niosące negatywne skutki dla całej polskiej gospodarki. Wskutek wzrostu cen energii obniży się konkurencyjność krajowych przedsiębiorstw, szczególnie działających w sektorach energochłonnych. Może to prowadzić do ograniczenia produkcji i inwestycji, w efekcie spadnie też eksport i zwiększy się import.

Zamykanie kolejnych jednostek wytwórczych znacznie ograniczy podaż energii elektrycznej, spowoduje niedobory na rynku energii i raptowny wzrost cen. Ceny ustabilizują się na znacznie wyższych poziomach, tzn. na poziomach, na których zamknięte jednostki byłyby rentowne, gdyby wcześniej nie zostały odstawione. Proces ten wskazuje na konieczność utrzymania określonej liczby konwencjonalnych jednostek i mocy wytwórczych w systemie. Jest to koszt, który należy ponieść, aby zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne i przeprowadzić kontrolowaną i sprawiedliwą transformację.

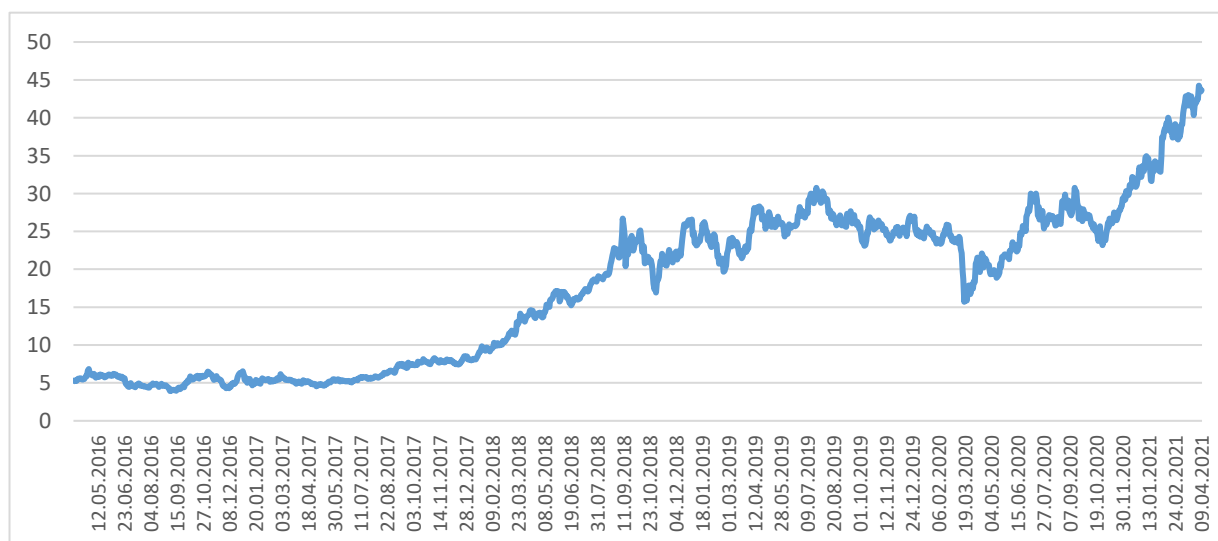
1.7. Ceny uprawnień do emisji CO₂

Rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ stały się jednym z najważniejszych wyzwań sektora elektroenergetycznego ostatnich lat. Na przestrzeni dekady wartość uprawnień w systemie handlu uprawnieniami do emisji wzrosła 8-krotnie; przez to nastąpiło obniżenie rentowności aktywów węglowych produkujących energię elektryczną.

Po krótkotrwałej obniżce spowodowanej epidemią koronawirusa, ceny uprawnień do emisji CO₂ osiągnęły historyczne maksimum na poziomie 44,28 EUR/EUA w kwietniu 2021 r. Jeszcze na początku 2018 r. ceny uprawnień notowane były na poziomie niespełna 8 EUR/EUA.

Od początku roku notowania praw wzrosły już o 30 proc. W 2020 r., pomimo chwilowego spadku związanego z pandemią COVID-19, podrożały o 32 proc.

Wykres nr 5. Ceny uprawnień do emisji CO₂ 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.

Rezerwa stabilności rynkowej, która została uruchomiona w styczniu 2019 r., znacznie zredukowała nadwyżkę praw do emisji. W maju 2020 r. po raz czwarty opublikowano wskaźnik, który tym razem pokazał, że zmniejszyła się ona do ok. 1,39 mld uprawnień. W związku z tym i na podstawie zmienionych przepisów dotyczących EU ETS na 4. etapie EU ETS (2021–2030) liczba uprawnień sprzedanych na aukcji zmniejszyła się w 2020 r. o około 375 mln.

Po ustaleniu nowego rygorystycznego celu redukcyjnego w wysokości 55% Komisja Europejska ma przedstawić rozwiązania, które dostosują do niego unijny system handlu uprawnieniami. Wśród propozycji znalazły się m.in.: szybsze zmniejszanie liczby wydawanych uprawnień, jednorazowe ograniczenie ich wolumenu czy też rozszerzenie systemu na przemysł budowlany, transport morski i drogowy.

To wszystko powoduje, że Polska musi być przygotowana na rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. Ich wysokie notowania w największym stopniu wpływają na sektor energetyczny, powodując spadek opłacalności produkcji energii z aktywów węglowych. W świetle powyższego drogie 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 CO₂ 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 2. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (bez sektora LULUCF) względem 1990 r.

Scenariusz	emisja CO ₂ z 1990 r.	emisja CO ₂ w 2030 r.		emisja CO ₂ w 2040 r.	
	[mln t]	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.
Realizacja PEP2040	377	268	29%	209	45%
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 CO₂ 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 klimatu⁵. Pomimo znaczącego wzrostu cen uprawnień w 2018 r., Komisja Europejska nie wskazała w 2019 r. zaktualizowanych

⁵ 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.

(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 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.

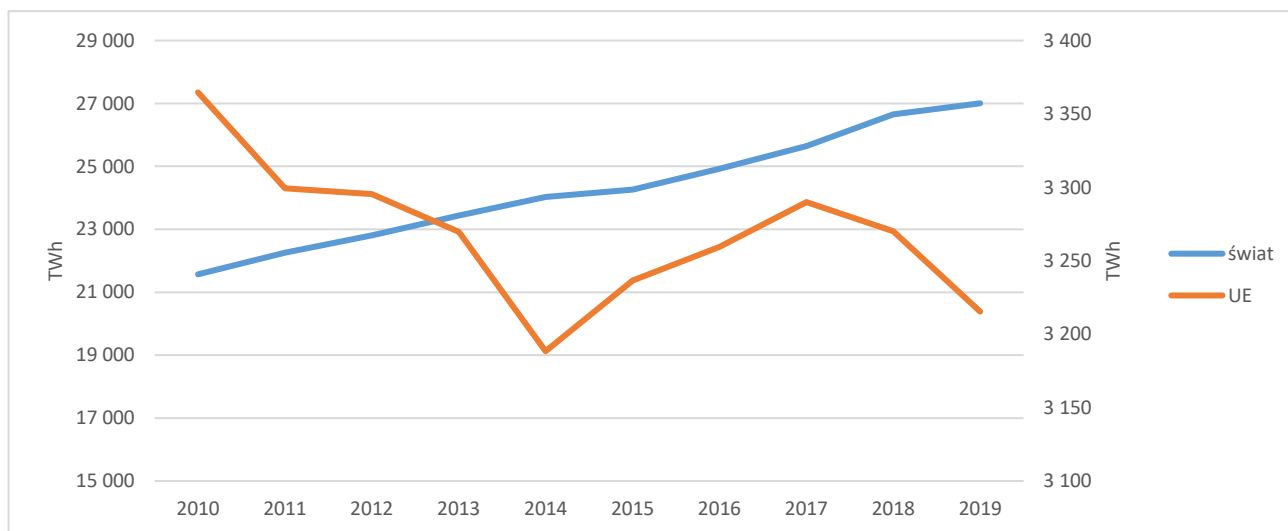
Tabela nr 3. Udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii według prognoz IAEA.

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 2050⁶

Do roku 2050 udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii ma wzrosnąć o ok. 8 p.p. w stosunku do udziału w roku 2019⁷.

Wykres nr 6. Wolumen produkcji energii elektrycznej brutto w latach 2010 – 2019 na świecie (oś lewa) oraz w Unii Europejskiej (oś prawa).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie bp Statistical Review of World Energy⁸

⁶ IAEA, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, wrzesień 2020

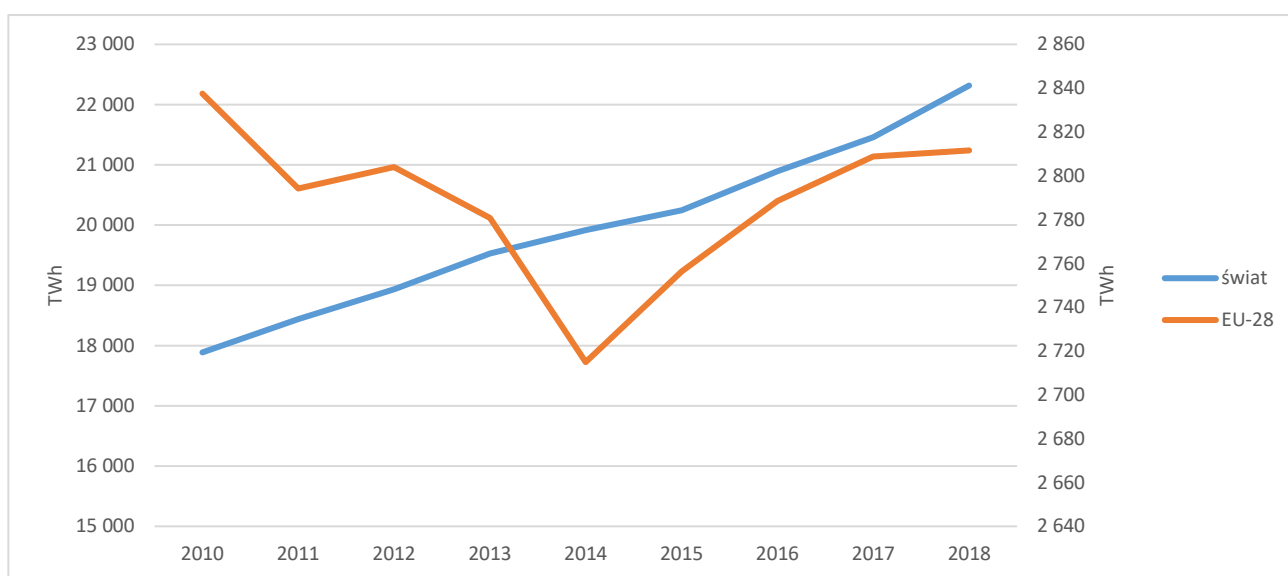
⁷ IAEA, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, wrzesień 2020

⁸ bp Statistical Review of World Energy, czerwiec 2020

W roku 2019 produkcja energii elektrycznej w ujęciu globalnym wzrosła o 1,3% stosunku do roku poprzedniego. W 2018 r. z kolei była wyższa o 3,9%. W UE produkcja energii elektrycznej w 2019 r. spadła o 1,7%, zaś w 2018 o 0,6%.

W roku 2019 odnotowano spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej zarówno w ujęciu globalnym (o ok. 1,5 p.p.), jak i europejskim (o ok. 4,5 p.p.). Węgiel nadal jednak był głównym źródłem energii na świecie; w UE była nim energetyka jądrowa. Udział OZE w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej w roku 2019 wzrósł do ok. 10,4%, przewyższając nieznacznie udział energii jądrowej. W UE również odnotowano wzrost udziału odnawialnych źródeł energii – do poziomu ok. 23,9% (roczny wzrost o ok. 2,5 p.p.). W roku 2019 w UE zaobserwowano także wzrost udziału gazu w produkcji prądu – o ok. 2,5 p.p.⁹

Wykres nr 7. Zużycie energii elektrycznej w latach 2010 – 2018 na świecie (oś lewa) oraz w Unii Europejskiej (oś prawa).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IEA10

W 2018 r. zużycie energii elektrycznej w ujęciu globalnym wzrosło o 4 % w zestawieniu z 2017 r., w którym z kolei zwiększyło się ono o 2,7%. W Unii wskaźnik ten był wyższy o 0,7% w 2017 i 0,1% w 2018 r.¹¹

Według prognoz IEA globalne zużycie energii elektrycznej w 2020 r. było mniejsze o ok. 2%, przy czym największy spadek dotyczył Europy – ponad 4% (konsekwencja pandemii COVID-19 i podjętych środków zaradczych). W 2021 r. przewiduje się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na świecie o 3% (ok. 700 TWh), a w Europie o ok. 2%¹².

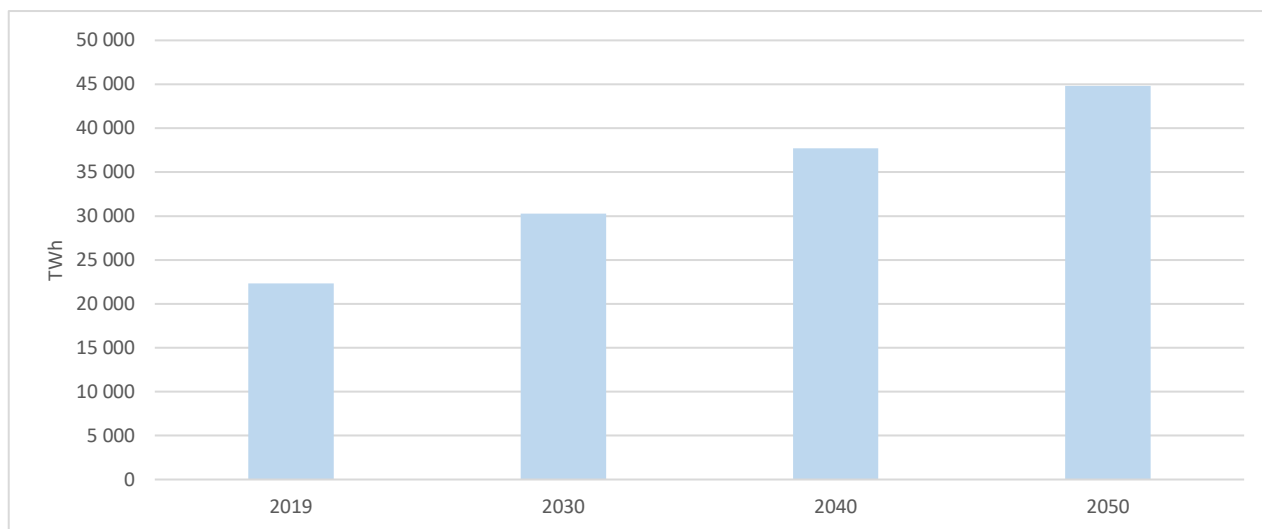
⁹ bp Statistical Review of World Energy, czerwiec 2020

¹⁰ IEA Data and Statistics

¹¹ IEA Data and Statistics

¹² IEA, Electricity Market Report, grudzień 2020

Wykres nr 8. 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 2050¹³

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. Na skutek różnicy cen na połączeniach transgranicznych import netto zwiększył się o 2,6 TWh w zestawieniu z rokiem 2019. W rezultacie do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w 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.

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 prądu 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 zmian klimatu oraz integrację rynków energetycznych w regionach, a docelowo w całej UE.

¹³ IAEA, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, wrzesień 2020

Jednym z podstawowych celów polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako zapewnienie nieprzerwanych dostaw energii wszystkim odbiorcom w przystępnych cenach. 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 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 gazem, który jest postrzegany jako paliwo przejściowe w okresie transformacji.

Przedwczesne wygaszanie jednostek węglowych bez zastępowania ich przez nowe źródła wytwórcze mogłoby doprowadzić do skokowych wzrostów cen energii i poprawy rentowności produkcji w pozostałych elektrowniach węglowych. W rezultacie stałyby się one efektywne ekonomicznie i mogłyby działać dłużej, byłoby to 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 prądu dla odbiorców końcowych (blackout).

Rząd Rzeczypospolitej Polskiej mając na uwadze konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa zamierza podjąć wszelkie możliwe działania, aby uniknąć takiej sytuacji. Przy rozpatrzeniu warunków rynkowych oraz zobowiązań klimatycznych, konieczna jest sprawiedliwa transformacja energetyczna uwzględniająca punkt wyjścia krajowej gospodarki. Oznacza to użycie eksploatowanych obecnie jednostek węglowych do stabilizowania systemu elektroenergetycznego poprzez zapewnienie rezerw mocy koniecznych z perspektywy KSE.

Realizacją tego postulatu jest koncepcja transformacji 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.

Długoterminowe zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego możliwe jest tylko poprzez zwiększenie inwestycji w odnawialne źródła energii oraz stabilne źródła gazowe. Tempo transformacji musi być dostosowane do 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 zimowy, w kwietniu 2018 r. dokonano reformy systemu EU ETS zmniejszając

liczbę uprawnień do emisji, w grudniu 2019 r. zaakceptowano Zielony Ład, natomiast w grudniu 2020 r. nowy 55-proc. cel redukcyjny.

Rewizja kluczowych dyrektyw i decyzji dotyczących polityki klimatycznej i środowiskowej UE spowodowała, że ceny uprawnień do emisji CO₂, po krótkotrwałej obniżce spowodowanej epidemią COVID-19, przekroczyły 40 euro za tonę. Z tej przyczyny obniżyła się rentowność aktywów węglowych produkujących energię elektryczną.

Jednostki węglowe ze względu na wysokie koszty zmienne (związane z uprawnieniami do emisji CO₂) produkują coraz mniej energii elektrycznej; są eliminowane z rynku 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. Dodatkowo budowa jednolitego rynku energii zwiększa presję na maksymalizację możliwości wymiany transgranicznej, która w przyszłości może skutkować rzadszą pracą krajowych aktywów węglowych i większym importem tańszej zagranicznej energii elektrycznej.

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.

Zgodnie z polityką energetyczną państwa niezbędne jest zwiększenie produkcji prądu z odnawialnych źródeł energii oraz większe zastosowanie gazu jako paliwa przejściowego, będącego w okresie transformacji (okresie przejściowym) gwarancją bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Budowa nowych jednostek wytwórczych to duże nakłady inwestycyjne. Osiągnięcie celów wyznaczonych przez „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” nie będzie możliwe bez koncernów energetycznych z udziałem Skarbu Państwa. Ich rola jest kluczowa przy realizacji inwestycji w stabilne źródła gazowe w lokalizacjach, w których obecnie funkcjonują bloki węglowe. Aktywne uczestnictwo koncernów energetycznych zapewnia efektywną transformację sektora oraz daje gwarancję realizacji unijnych zobowiązań redukcyjnych nałożonych na Polskę.

Zmiana polityki instytucji finansowych, które ograniczają finansowanie dłużne podmiotów zaangażowanych w wytwarzanie energii w jednostkach węglowych, powoduje, że koncerny energetyczne napotykają duże trudności w zdobywaniu środków nawet na rozwój czystej energetyki. Utrzymywanie aktualnego, wysokiego zaangażowania w energetykę węglową powoduje ograniczenie inwestycji w rozwój mocy nisko- i zeroemisyjnych, a tym samym opóźni proces transformacji energetycznej polskiej gospodarki.

Wydzielenie aktywów wytwórczych do oddzielnego podmiotu pozwoli ograniczyć ryzyko regulacyjne i klimatyczne spółek sektora elektroenergetycznego. Istotnie zwiększy potencjał spółek do inwestowania m.in. w nowe elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne, gazowe oraz magazyny energii, ponieważ uzyskają one dostęp do szerszej i atrakcyjniejszej oferty instytucji finansowych, zamkniętej dla przedsiębiorstw obciążonych tzw. śladem węglowym. Większe możliwości finansowania dłużnego na jak najkorzystniejszych warunkach (m.in. zielone obligacje, 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 zapewni wypełnienie przez Polskę zobowiązań klimatycznych oraz szybką i efektywną kosztowo transformację energetyczną. Jednocześnie kluczowe będzie utrzymanie niezbędnej rezerwy mocy w Krajowym Systemie Energetycznym 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, w tym Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. 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. Dzięki przygotowanym przez samorządy regionalnym planom sprawiedliwej transformacji, proces ten będzie miał charakter stopniowy i ewolucyjny, a podejmowane działania będą przemyślane i odpowiednio zaplanowane.

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 będą z budżetu centralnego i z budżetów samorządowych.

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.

Szczegółowe rozwiązania staną się przedmiotem oddzielnych regulacji i programów, których celem będzie sprawiedliwy podział kosztów i ochrona najbardziej wrażliwych grup społecznych.

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 KPO 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, modernizacja 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 CO₂ w ramach systemu ETS. Do Funduszu Transformacji Energetyki trafi 40% uzyskanych w ten sposób środków. Całkowita szacunkowa kwota to równowartość 275 mln uprawnień (ok. 49 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.

Konwersja jednostek węglowych na jednostki gazowe, a tym samym większe wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego, nie będzie możliwa 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.

Część środków z Funduszu Transformacji Energetyki zostanie przeznaczona na wsparcie budowy jednostek zasilanych gazem (elektrowni oraz elektrociepłowni pracujących w wysokosprawnej kogeneracji), bez powstania których rozwój odnawialnych źródeł energii napotka na systemowe bariery związane z bilansowaniem mocy.

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, w tym inwestycji w pewne i elastyczne źródła gazowe, które pozwolą zachować stabilność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przy rosnącym udziale odnawialnych źródeł energii. 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 transformacji.

Obecnie największymi wytwórcami energii elektrycznej są trzy spółki z udziałem Skarbu Państwa: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. Bez ich obecności w procesie zmian nie powstanie wystarczająco dużo nowej mocy. Są to jednocześnie podmioty w największym stopniu wytwarzające energię w jednostkach konwencjonalnych. Łącznie są one właścicielami 70 bloków węglowych. Obecna struktura wytwórcza ogranicza ich zdolności inwestycyjne ze względu na obciążenie śladem węglowym.

Odpowiedzią na te wyzwania jest planowane wydzielenie 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:

- Nabycie przez Skarb Państwa od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A, ENEA 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.
- 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 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., TAURON Polska Energia S.A. wskażą po jednej spółce, wokół której dokonają integracji aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla.
- Do spółki zostaną wniesione akcje/udziały pozostałych spółek wchodzących w skład grup związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych oraz spółki serwisowe.
- Spółka będzie zdolna do samodzielnego funkcjonowania poza strukturami grupy, tj. będzie posiadała wszystkie funkcje wewnętrzne, które obecnie są świadczone w ramach centrów usług wspólnych.
- Ze spółek zajmujących się wytwarzaniem energii w jednostkach węglowych zostaną wydzielone aktywa nie związane z tą działalnością, w szczególności dotyczy to elektrowni gazowych, jednostek ciepłowniczych i kogeneracyjnych. Dotyczy to również nieruchomości, na których planowana jest budowa nowych źródeł wytwórczych.

Sposób wydzielenia aktywów węglowych:

- Nabycie przez Skarb Państwa od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. akcji/udziałów spółki, wokół której zostaną zintegrowane aktywa związane z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla.
- Nabycie nastąpi po przeprowadzeniu due diligence oraz wyceny nabywanych aktywów.
- 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.
- Skarb Państwa dokona integracji nabytych aktywów w ramach jednego podmiotu. Integratorem będzie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna Spółka Akcyjna (PGE GiEK).
- Integracja nastąpi poprzez połączenie nabytych przez Skarb Państwa spółek lub ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK.
- PGE GiEK będzie działał pod firmą Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego S.A. (NABE).
- NABE będzie w pełni niezależny od dotychczasowych właścicieli.

Sposób działania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego:

- NABE będzie podmiotem w pełni samowystarczalnym, tj. będzie w stanie zapewnić sobie wszystkie niezbędne do niezakłóconego działania funkcje wewnętrzne i zewnętrzne, tj. HR, IT, zakupy, trading.
- NABE będzie prowadziło jedynie inwestycje utrzymaniowe i modernizacyjne niezbędne do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych.
- NABE będzie gwarantem bezpiecznej i zrównoważonej transformacji ze względu na dostarczanie mocy niezbędnej do bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.
- Wraz z podłączaniem do KSE nowych nisko- lub zeroemisyjnych źródeł wytwórczych, NABE będzie wycofywać z użytkowania eksploatowane bloki węglowe.
- O ile będzie to konieczne ze względów technicznych, NABE będzie współpracować z PGE Polską Grupą Energetyczną S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. przy budowie nowych jednostek gazowych. 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., 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 skupią się na zapewnieniu nowych mocy wytwórczych, które zastąpią w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym obecnie eksploatowane jednostki węglowe.
- Wydzielenie aktywów nie będzie miało bezpośredniego wpływu na działanie pozostałych segmentów 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. Brak jej realizacji może doprowadzić do opóźnienia procesu transformacji, co będzie prowadzić do wielu negatywnych konsekwencji, które zostały opisane w niniejszym dokumencie.

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 przeciwnym wypadku istnieje ryzyko przeciążenia systemu prowadzące do rotacyjnego wyłączenia odbiorców końcowych (brownout), a w ostateczności do ogólnokrajowej przerwy w dostawie prądu dla odbiorców końcowych (blackout). Rynek energii elektrycznej w przeciwieństwie do wielu innych rynków krótkookresowo charakteryzuje się praktycznie 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 na system po 1. lipca 2025 r., kiedy zacznie obowiązywać limit emisyjny 550 g CO₂/kWh dla źródeł dostaw mocy. Limit ten w praktyce wyeliminuje z systemu jednostki węglowe.

Wraz z wygaśnięciem wsparcia z rynku mocy, może nastąpić szybsze niż pierwotnie planowano odstawianie węglowych bloków energetycznych. Długotrwałość procesu inwestycyjnego w stabilne źródła wytwarzania uniemożliwi w tym horyzoncie czasowym wprowadzenie wystarczającej ilości nowych mocy wytwórczych. Zmniejszenie dostępności mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym 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 krótkoterminowo mogą być zapewnione jedynie przez jednostki węglowe.

Planowane jest wprowadzenie mechanizmu funkcjonującego po 1 lipca 2025 r., który umożliwi stopniowe odstawianie jednostek węglowych, z uwzględnieniem konieczności utrzymania niezbędnych rezerw mocy do czasu wprowadzenia do Krajowego Systemu Energetycznego nowych nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwórczych zdolnych do jego zbilansowania, oraz zapobieżenie szokowi podażowemu związanego z odstawianiem dużej liczby jednostek węglowych w krótkim czasie.

Szczegółowe rozwiązania dotyczące mechanizmu będą przedmiotem oddzielnych regulacji. Ze względu na ograniczenia wynikające z europejskich przepisów dotyczących funkcjonowania rynku wewnętrznego Unii Europejskiej będą musiały zostać zatwierdzone przez Komisję Europejską.

6. Ramy czasowe oraz zakres podmiotowy i przedmiotowy programu rządowego

Ramy czasowe programu 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 programu 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.

Niniejszy program rządowy dotyczący 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 będzie też sprzyjać osiągnięciu pozornie mniej oczywistych celów społeczno-gospodarczych oraz wdrażaniu priorytetów rozwojowych, takich jak chociażby wzrost konkurencyjności i innowacyjności polskiej gospodarki czy powstawanie nowych, wysokopłatnych i lepszych miejsc pracy. Transformacja będzie miała istotny wpływ na rozwój społeczno-gospodarczy regionów, w których zlokalizowane są elektrownie zasilane węglem brunatnym i kamiennym. W perspektywie średnio- i długoterminowej doprowadzi także do zmniejszenia liczby gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym oraz poprawy jakości życia mieszkańców i ich zamożności, a w konsekwencji do budowy zintegrowanej wspólnoty społecznej i jej bezpieczeństwa.

8. System monitorowania realizacji programu rządowego

Odpowiedzialność za monitoring realizacji niniejszego programu 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 programu za poprzednie sześć miesięcy. Pierwsze sprawozdanie dla Rady Ministrów zostanie przygotowane w styczniu 2022 r. i obejmie całość działań zrealizowanych na przestrzeni 2021 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 niniejszego programu będzie, w zależności od potrzeb, poddawany okresowym przeglądom, również pod kątem ewentualnych korekt.

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

Rządowy program wydzielenia aktywów węglowych wpisuje się w działania określone w strategii „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” i jest spójny 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.

Program wydzielenia jest zgodny 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).

Przygotowany program, wpisujący się w politykę energetyczną Unii Europejskiej, będzie wkładem w realizację celów wynikających z przyjętych zobowiązań międzynarodowych związanych z ograniczaniem emisji CO₂.

10. Harmonogram realizacji najważniejszych działań

Kolejnymi krokami projektu transformacji sektora energetycznego będą:

- reorganizacja wewnętrzna spółek (IV kw. 2021/I kw. 2022),

Integracja spółek serwisowych 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 (IV kw. 2021/I kw. 2022),
- wycena wydzielanych spółek (II kw. 2022),
- nabycie przez Skarb Państwa akcji/udziałów w spółkach (II/III kw. 2022),

Nabycie przez Skarb Państwa od PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A, ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. spółek zależnych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach zasilanych węglem. Następnie odbędzie się integracja nabytych aktywów w jednej grupie kapitałowej będącej spółką ze 100-proc. udziałem Skarbu Państwa, funkcjonującej według zasad Kodeksu spółek handlowych.

SPIS WYKRESÓW

Wykres nr 1. Struktura miks energetycznego krajów wg produkcji energii elektrycznej [%]	15
Wykres nr 2. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE w 2019 r.	17
Wykres nr 3. Średnie ceny hurtowe energii elektrycznej na rynku spot [EUR/MWh]	18
Wykres nr 4. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na odbiorców [PLN'2018/kWh].....	19
Wykres nr 5. Ceny uprawnień do emisji CO ₂ EUR/EUA w latach 2016-2021	20
Wykres nr 6. Wolumen produkcji energii elektrycznej brutto w latach 2010 – 2019 na świecie (oś lewa) oraz w Unii Europejskiej (oś prawa).	22
Wykres nr 7. Zużycie energii elektrycznej w latach 2010 – 2018 na świecie (oś lewa) oraz w Unii Europejskiej (oś prawa).....	23
Wykres nr 8. Prognoza zużycia energii elektrycznej na świecie według International Atomic Energy Agency (IAEA).	24

SPIS TABEL

Tabela nr 1. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na sektor [PLN'2018/kWh]	18
Tabela nr 2. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (bez sektora LULUCF) względem 1990 r.	21
Tabela nr 3. Udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii według prognoz IAEA.	22