

Polski Komitet Energii Elektrycznej

Wkład polskiego sektora energetycznego w realizację globalnej polityki klimatycznej

Grudzień 2018



PKEE

Polski Komitet
Energii Elektrycznej

Spis treści

4

List Prezesa Rady Zarządzającej PKEE

5

Wprowadzenie

10

Streszczenie Zarządce

18

Diagnoza sektora energetycznego

30

Przegląd globalnej, unijnej i polskiej polityki klimatycznej

42

Transformacja energetyczna
w Polsce i wybranych krajach UE

54

Perspektywa 2050 dla polskiej elektroenergetyki

60

Innowacje w sektorze energetycznym

72

Działania na rzecz poprawy jakości powietrza

82

Aspekty społeczne zmian w sektorze energetycznym

90

Finansowanie transformacji energetycznej w Polsce

96

Podsumowanie i wnioski



List Prezesa Rady Zarządzającej PKEE

Szanowni Państwo,

Energetyka, jej przyszłość i kierunki rozwoju, jest jednym z najważniejszych zagadnień stale obecnych zarówno w polityce krajowej, jak i światowej. Działalność sektora energetycznego, jego wpływ na zmiany klimatyczne, jak również troska o zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, stanowią główne wyzwania, jakie stoją przed branżą energetyczną.

Polski sektor energetyczny znajduje się obecnie w momencie przełomowym. Już teraz jesteśmy świadkami licznych zmian, jakie zachodzą w polskiej energetyce. Nowe wyzwania i długoterminowe cele stojące przed branżą, wymagają od nas wszystkich wiele wysiłku. Aby sprostać oczekiwaniom zarówno społecznym, jak i unijnym, sektor energetyczny w Polsce wymaga wielu inwestycji.

Na całym świecie energetyka ma opinię uciążliwej dla środowiska naturalnego, dlatego też konieczne jest konsekwentne przeprowadzanie jej modernizacji i jednoczesna wymiana wiedzy pozwalająca na zwiększanie świadomości stosowania rozwiązań przyjaznych dla człowieka i środowiska. Musimy wspólnie zadbać o to, żeby modernizowane urządzenia, jak również nowe instalacje były coraz bardziej efektywne, ekonomiczne w eksploatacji, a jednocześnie w większym stopniu proekologiczne.

Polska energetyka wychodzi naprzeciw wyzwaniom, poprzez realizację szeregu działań, których celem jest wprowadzenie zmian w perspektywie kolejnych 20–30 lat. W dalszym kształtowaniu polskiego miksu energetycznego istotną rolę będzie odgrywał rozwój OZE, w tym fotowoltaika i morskie farmy wiatrowe, jak również energetyka rozproszona. Ponadto, prowadzone są też prace nad wprowadzeniem energetyki jądrowej, co stwarza polskiej energetyce realne szanse na zbudowanie nowego rozdziału w działaniach na rzecz ochrony klimatu. W ostatnich latach, w energetyce w naszym kraju zaszły znaczące zmiany, które przyczyniły się m.in. do redukcji dotychczasowej emisji CO₂ o ponad 30 proc.

Transformacja energetyczna wymaga jednak czasu i kolejnych, wysokich nakładów finansowych, dlatego powinna być realizowana stopniowo. Istotną kwestią jest zrozumienie i uwzględnienie w planowanych zmianach specyfiki poszczególnych gospodarek oraz zakresu i kosztów, które są niezbędne do przeprowadzenia potrzebnych działań. W krajach wysokowęglowych nie można przeprowadzić tych zmian gwałtownie, gdyż mogłyby one przynieść poważne, negatywne skutki zarówno społeczne, jak i gospodarcze.

Poniższy raport Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który został opracowany w związku ze spotkaniem Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu – COP24 w Katowicach w grudniu 2018 r., ma na celu przybliżenie specyfiki sektora energetycznego w Polsce i drogi jego rozwoju, a także uwarunkowań (w tym historycznych). Ponadto, przedstawia działania podejmowane w obszarze krajowej energetyki, zmierzające do ochrony klimatu i środowiska naturalnego, jak również dotychczasowe osiągnięcia branży energetycznej w zakresie systematycznej redukcji poziomu emisji zanieczyszczeń do powietrza. Dodatkowo, przedstawione zostały także perspektywy i plany rozwoju sektora energetycznego w Polsce w perspektywie roku 2050 (z uwzględnieniem Projektu Polityki Energetycznej Państwa 2040, zaprezentowanego przez Ministerstwo Energii 23 listopada br.) w tym – w zakresie rozwoju OZE, innowacyjnych rozwiązań oraz zero- i niskoemisyjnych technologii.

Mam nadzieję, że niniejszy raport spotka się z Państwa zainteresowaniem i przybliży Państwu kluczowe kwestie związane z funkcjonowaniem polskiego sektora elektroenergetycznego, jego specyfiką, jak również z zachodzącymi w nim zmianami. Liczę, że lektura tego opracowania przyczyni się do lepszego zrozumienia sytuacji polskiej energetyki, jej potencjału oraz wyzwań, jakie przed nią stoją.

Henryk Baranowski

Prezes Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej

Wprowadzenie

Cel, przedmiot i zakres Raportu

Niniejszy Raport został opracowany w związku z 24. sesją Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (United Nations Framework Convention on Climate Change, Konwencja UNFCCC) – COP24 w Katowicach w dniach 3-14 grudnia 2018 roku. Głównym celem konferencji jest podjęcie wiążących decyzji dotyczących kluczowych zasad realizacji ustaleń Porozumienia Paryskiego tj. zasad wdrażania światowej polityki ochrony klimatu po 2020 roku, dla której sektor energetyczny ma kluczowy wpływ.

W związku z goszczeniem przez Polskę tegorocznej Konferencji Konwencji UNFCCC, Polski Komitet

Energii Elektrycznej (PKEE) chce przybliżyć kluczowe uwarunkowania funkcjonowania polskiego sektora elektroenergetycznego, licząc na lepsze zrozumienie jego sytuacji oraz wyzwań, jakie przed nim stoją.

Niniejszy raport przedstawia także podejmowane i planowane działania sektora ukierunkowane na szeroko rozumianą ochronę klimatu i środowiska, które wpisują się w światowe megatrendy dotyczące niskoemisyjnego rozwoju oraz wdrażania efektywnych technologii i rozwiązań.

W ramach raportu przedstawiono dotychczasowe dokonania polskiej energetyki w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG)

i zanieczyszczeń powietrza, jak również określono perspektywy i plany rozwoju sektora w horyzoncie roku 2050. Plany te skupiają się przede wszystkim na rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), rozwiązań innowacyjnych i mniej emisyjnych technologii. Jednocześnie raport skupia się na uwarunkowaniach gospodarczo-społecznych, jak i potencjalnych źródłach finansowania niezbędnych zmian.

Sytuację polskiego sektora porównano też z trzema innymi krajami (Niemcami, Hiszpanią i Rumunią), które przechodziły lub przechodzą transformację energetyczną polegającą na stopniowym odchodzeniu od węgla.

Raport został opracowany przez PKEE we współpracy z Ernst & Young Business Advisory.



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej



EY
Building a better
working world

Rola PKEE w transformacji sektora

PKEE jako stowarzyszenie polskiego sektora elektroenergetycznego istnieje od 1997 roku. Jego działalność koncentruje się na zagadnieniach związanych z funkcjonowaniem branży w nowoczesnej gospodarce rynkowej. PKEE angażuje się w działania i projekty na rzecz rozwoju polskiej energetyki, jak również zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju z poszanowaniem zasad

zrównoważonego rozwoju, w tym ochrony środowiska i klimatu.

PKEE aktywnie wspiera rozwój polskiej elektroenergetyki, wpływając na kształtowanie otoczenia regulacyjnego, zarówno w Polsce, jak i Unii Europejskiej. Jest organizacją reprezentującą interesy polskiego sektora energetycznego w Unii Przemysłu Elektroenergetycznego – EURELECTRIC, największego

stowarzyszenia branży elektroenergetycznej w Europie. W Polsce stanowi ważne forum dyskusji o elektroenergetyce, współpracuje z administracją publiczną biorąc udział m.in. w konsultacjach regulacji prawnych oraz inicjatyw mających wpływ na funkcjonowanie sektora energetycznego w Polsce.

Do kluczowych obszarów działalności PKEE należą:



Bezpieczeństwo energetyczne

poprzez realizację działań mających na celu wprowadzanie modelu rynku zapewniającego stabilność dostaw energii, spełniającego jednocześnie oczekiwania konsumentów, podmiotów z branży, jak i administracji rządowej.



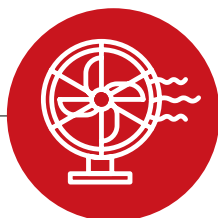
Efektywność energetyczna

poprzez promocję rozwiązań poprawiających efektywność energetyczną urządzeń konsumentów, jednostek wytwórczych i sieci, w tym budowę nowych wysokosprawnych bloków na parametry nadkrytyczne i rozwój kogeneracji.



Innowacje w energetyce

poprzez zaangażowanie w prace na rzecz nowatorskich rozwiązań jak smart grid, elektromobilność, magazyny energii, OZE czy integracja sektora energetycznego z sektorem IT.



Walka o czyste powietrze

poprzez realizację kampanii edukacyjno-informacyjnych, takich jak kampania „Energetyka kocha czyste powietrze”.



Elektromobilność

poprzez wsparcie polskiej nauki w pracach nad elektromobilnością, w tym nad prototypem samochodu elektrycznego i magazynami energii.

Uwarunkowania i wyzwania polskiego sektora elektroenergetycznego

Największym wyzwaniem polskiego sektora elektroenergetycznego jest transformacja w ramach realizacji polityki klimatycznej i środowiskowej. Przy dominacji technologii węglowych, konieczne są działania dla szybkiego zmniejszania emisji CO₂ i zanieczyszczeń.

Globalna polityka klimatyczna za cel ograniczenia wzrostu średniej temperatury powierzchni Ziemi do najwyżej 2°C w porównaniu do poziomu przed rewolucją przemysłową oraz podjęcie wysiłków na rzecz ograniczenia tego wzrostu do poziomu 1,5°C. Najnowszy raport¹ Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC) wskazuje, iż konieczna

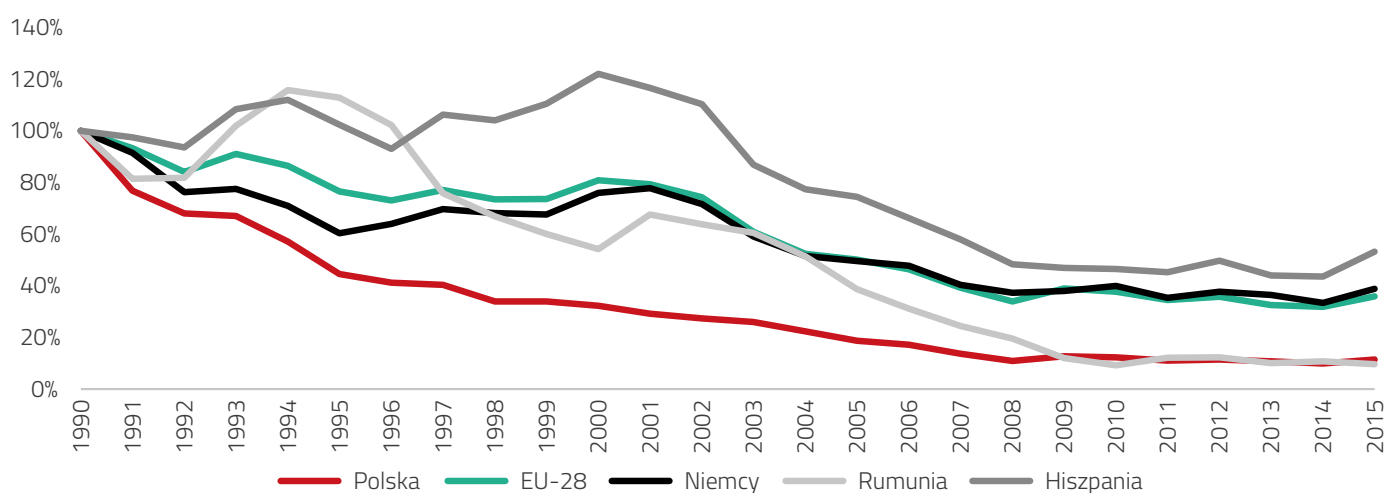
będzie dalsza intensyfikacja działań, ponieważ dopiero ograniczenie wzrostu do 1,5°C zapobiegnie nieodwracalnym zmianom. Polityka Unii Europejskiej (UE) biorąca pod uwagę te wymagania, określa coraz bardziej ambitne cele redukcyjne dla emisji GHG, które aktualnie wyznacza co najmniej –40%² redukcji emisji w 2030 roku względem 1990 roku. Prowadzona obecnie w UE debata nad zobowiązaniami do 2050 roku przesądzi wkrótce o poziomie dalszych celów w tym zakresie.

Polska od wielu lat uczestniczy w działaniach społeczności międzynarodowej i unijnej na rzecz ochrony klimatu. Ratyfikując Konwencję UNFCCC, Protokół z Kioto, Poprawkę

Dauhańską i Porozumienie Paryskie a także trzykrotnie³ organizując konferencje Stron Konwencji UNFCCC, pokazuje, iż ma aktywny udział w światowym wysiłku redukcji emisji GHG i aktywnie angażuje się w ochronę klimatu.

Rezultatem działań w zakresie ochrony klimatu jest dokonana na przestrzeni ostatnich trzech dekad redukcja emisji GHG o około 30%, a w sektorze energetycznym o około 38%. Redukcji dokonano przy istotnym wzroście gospodarczym, prawie siedmiokrotnym tym okresie. Najlepiej odzwierciedla to trend spadku emisyjności produktu krajowego brutto (PKB). Tak istotny spadek emisyjności PKB, który pomimo takiego spadku jest jednym z najwyższych w państwach UE.

Rys. 1.1 Zmiana emisyjności GHG produktu krajowego brutto



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych Eurostat i Banku Światowego

¹ <http://ipcc.ch/report/sr15/>.

² Konkluzje Rady Europejskiej z posiedzenia w dniach 23-24 października 2014 roku.

³ 2008 rok – Poznań, 2013 rok – Warszawa, 2018 rok – Katowice.

Sektor energetyczny w Polsce ma największy udział w antropogenicznych emisjach GHG ze spalania paliw, a główne działania redukcyjne są adresowane do niego. Dla polskiego sektora elektroenergetycznego ambitne cele redukcji emisji GHG będą dużym wyzwaniem. Wynika to głównie z dominującego udziału krajowych surowców energetycznych tj. węgla kamiennego i brunatnego w miksie energetycznym. Zapewnia to Polsce bezpieczeństwo energetyczne poprzez łatwo dostępne, stosunkowo tanie i bezpieczne logistycznie dostawy paliwa.⁴

Szybkie zmiany struktury paliwowo-technologicznej wytwarzania energii elektrycznej pociągają za sobą istotne zmiany w górnictwie węglowym i w wielu sektorach i podsektorach powiązanych z energetyką węglową i górnictwem.

Dominacja technologii węglowych w polskim sektorze energetycznym ma uwarunkowania historyczne. Po II wojnie światowej, ze względu na uwarunkowania polityczne, węgiel był praktycznie jedynym dostępnym surowcem energetycznym, a rozwijająca gospodarka potrzebowała coraz większych ilości energii. Krajowe zasoby paliw węglowodorowych są stosunkowo niewielkie, a ich ceny na rynkach międzynarodowych były relatywnie wysokie. Po przemianach geopolitycznych dokonanych w 1989 roku, działania na rzecz poprawy ekonomii sektora i ochrony środowiska uzyskały wysoki priorytet. Pomimo priorytetu, ze względu na konieczność ponoszenia wysokich nakładów, zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej muszą być dokonywane stopniowo.

Tabela 1.1 Emisje GHG w Polsce w podziale na sektory [Mt CO₂ ekw.]

Sektor	1988 ⁴	1990	2005	2016
Energia	475	382	330	327
w tym:				
Produkcja en. el. i ciepła	249	229	170	155
Transport	24	20	35	53
Przemysł	31	23	25	29
Rolnictwo	48	47	30	30
Odpady	16	16	13	11
Razem	570	467	398	396

Źródło: Opracowanie na podstawie danych Eurostat

Dla wprowadzania rozwiązań rynkowych w sektorze, istotne było uchwalenie w 1997 roku Ustawy – Prawo energetyczne, która wprowadzała rozwiązania prawne i ekonomiczne polskiego sektora energii, zbliżone do zawartych w pierwszej dyrektywie rynkowej⁵ Wspólnoty Europejskiej⁶. Od 2004 roku, po wejściu Polski do UE, większość polskich legislacji dotyczących energetyki determinowanych jest lub wynika z prawa UE.

Działania polskiego sektora elektroenergetycznego pozwoliły sprostać wyzwaniom wynikającym z globalnych i unijnych zobowiązań w zakresie redukcji emisji GHG i zanieczyszczeń powietrza. W efekcie cele Protokołu z Kioto na rok 2012 zostały osiągnięte przez Polskę z dużą nadwyżką, ponad 29% zamiast wymaganych 6%. Dotrzymywane są cyklicznie zaostrzane, unijne standardy i wymogi emisji zanieczyszczeń, a cel redukcji emisji GHG na 2020 rok jest w trakcie realizacji. W zakresie łącznych emisji zanieczyszczeń do powietrza

energetyka zawodowa w Polsce ma bardzo mały udział – transport oraz gospodarstwa domowe w największym stopniu przyczyniają się do emisji zanieczyszczeń. Stanowi to dobrą bazę do sprostania kolejnym wyzwaniom wynikającym z długoterminowych celów klimatycznych.

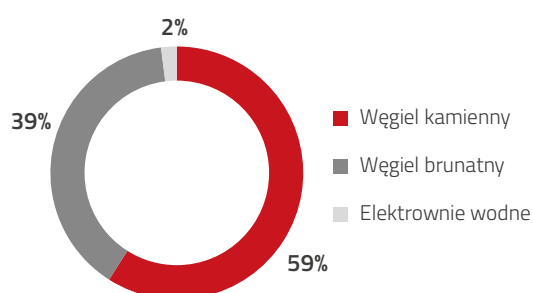
Polski sektor elektroenergetyczny już podjął szereg działań dla sprostania wyzwaniom w horyzoncie kolejnych 20–30 lat – spółki energetyczne sięgają po innowacyjne rozwiązania i technologie, prowadzą badania i projekty pilotażowe. W dalszym kształtowaniu polskiego miksu energetycznego istotną rolę będzie odgrywał rozwój OZE i generacji rozproszonej. Prowadzone są także prace i analizy dotyczące wprowadzenia energetyki jądrowej, która zgodnie z projektem Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku będzie miała istotny wpływ na pokrycie rosnącego zapotrzebowania i redukcję emisyjności.

⁴ Dla Polski rokiem bazowym PzK jest rok 1988.

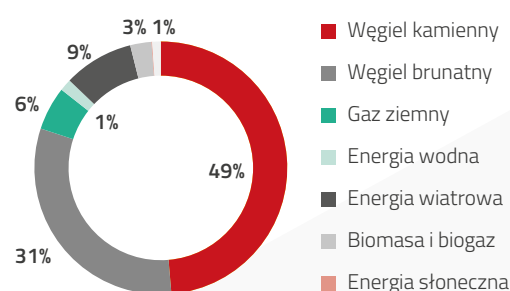
⁵ Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

⁶ Unia Europejska całkowicie zastąpiła Wspólnotę Europejską w 2009 roku.

Rys. 1.2 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 1990 roku



Rys. 1.3 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2017 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE

Cele redukcji emisji CO₂ uzyskiwane są poprzez stale rosnącą sprawność wytwarzania oraz rosnącą produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem (wysokosprawna kogeneracja), która obecnie wynosi blisko 30 TWh rocznie. Od kilkunastu lat przyspieszono redukcję emisji CO₂ poprzez wprowadzanie źródeł odnawialnych i gazowych.

Historyczne uwarunkowania polskiego sektora energetycznego powodują, że

dla realizacji celów światowej i unijnej polityki klimatycznej konieczny jest znacznie większy wysiłek niż w innych krajach UE. Kierunki dalszego rozwoju polskiego sektora energetycznego będą determinowane przez poziom celów redukcji emisji GHG, który będzie decydował o wyborze technologii wytwarzania i dalszej transformacji mixu energetycznego. Z uwagi na postępującą elektryfikację gospodarki, zwłaszcza w obszarze

transportu i sektora komunalnego, zapotrzebowane na energię będzie rosło w kolejnych dekadach, a jego pokrycie najprawdopodobniej będzie musiało być zapewnione przez technologie niskoemisyjne. Rosnący udział energii elektrycznej w gospodarce będzie konieczny dla realizacji głębokiej redukcji GHG w następnych dekadach, potwierdza to opracowanie Eurelectric „Decarbonisation pathways”.

Tabela 1.2 Rosnący udział energii elektrycznej w UE

	2015	2050 scenariusz 1	2050 scenariusz 2	2050 scenariusz 3
Redukcja emisji GHG w krajach UE w 2050 roku w stosunku do 1990	22%	80%	90%	95%
Bezpośredni udział energii elektrycznej w gospodarce unijnej i wybranych sektorach w 2050 roku				
Gospodarka unijna	22%	38%	48%	60%
Transport	1%	29%	43%	63%
Budynki	34%	45%	54%	63%
Przemysł	33%	38%	44%	50%

Źródło: „Decarbonisation pathways”, Studium McKinsey dla Eurelectric, 2018 rok

Pokrycie rosnącego zapotrzebowania przy jednoczesnym redukowaniu emisji CO₂ będzie największym wyzwaniem sektorów elektroenergetycznych w najbliższych dekadach.

Zagadnienia zarysowane w tym rozdziale zostały szerzej omówione w dalszych częściach niniejszego Raportu, do lektury którego serdecznie zachęcamy.

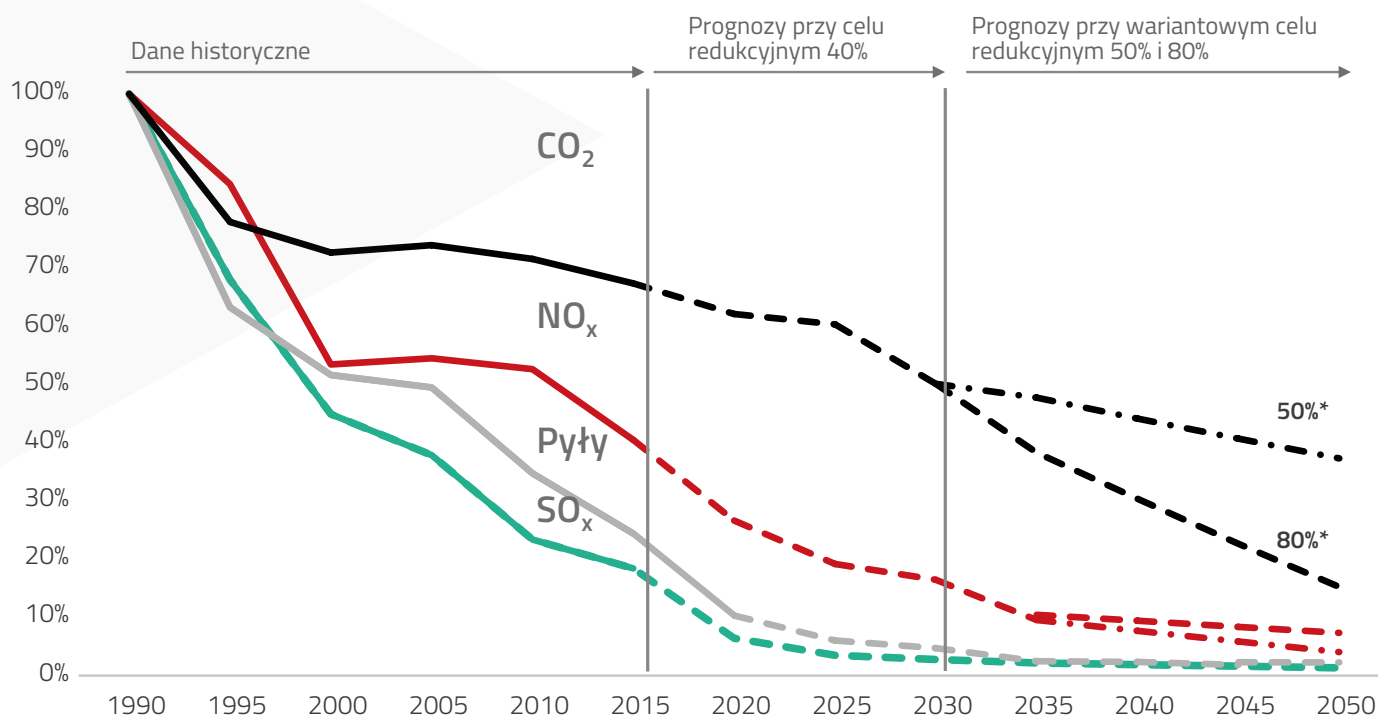
Streszczenie Zarządcze

Polski sektor elektroenergetyczny musiał być odbudowywany po II wojnie światowej prawie od zera, majątek był zniszczony w ok. 70%. W 1946 roku wyprodukowano w Polsce niecałe 6 TWh energii elektrycznej a tylko około 10% wsi było zelektryfikowanych⁷. Po zrównoważeniu podaży z popytem w latach osiemdziesiątych, podjęto

Wdrażanie unijnej dyrektywy o emisjach przemysłowych i wynikających z niej konkluzji BAT, przyczyni się do dalszego spadku emisji zanieczyszczeń w najbliższych latach. Dodatkowo od ponad 10 lat funkcjonują efektywne systemy wsparcia rozwoju OZE, które mają istotny wpływ na redukcję emisji zanieczyszczeń, a udział tych źródeł

rezerwowania mocy w OZE oraz w technologiach wysokosprawnej kogeneracji oraz generacji rozproszonej. Zmianom w strukturze wytwarzania będą towarzyszyć rozwój i przebudowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w celu dostosowania ich do nowych wyzwań. Efekty tych działań stanowią dobrą bazę do opracowywania

Rys. 2.1 Poziom emisji CO₂ i zanieczyszczeń w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w Polsce w odniesieniu do roku 1990 z prognozą z do 2050 roku w wariantach 50 i 80% redukcji emisji CO₂ w porównaniu do 2005 [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych historycznych KOBIZE oraz prognoz z analiz sektorowych

* 40%, 50% i 80% odnosi się do redukcji emisji CO₂ w 2050 roku względem 2005.

działania w zakresie ochrony środowiska, a później także ochrony klimatu, które stały się jednym z najważniejszych priorytetów sektora. Wysokie zasoby węgla kamiennego i brunatnego zdeterminowały rozwój wytwarzania energii elektrycznej (i ciepła) w technologiach węglowych. Niemniej jednak po włączeniu do priorytetów polskiego sektora energetycznego zagadnień związanych z ochroną klimatu, udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła systematycznie spada.

Kosztowne programy modernizacyjne w latach dziewięćdziesiątych radykalnie obniżyły emisje zanieczyszczeń, a emisja CO₂ spadła o ponad 30%.

w produkcji energii elektrycznej w roku 2021 powinien zbliżyć się do poziomu 20%.

Polski sektor elektroenergetyczny podejmuje dalsze działania mające na celu wypełnienie zobowiązań Porozumienia Paryskiego i realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE. Planuje się dalszy rozwój OZE, a także analizuje się możliwość uruchomienia energetyki jądrowej, która zgodnie z projektem Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku będzie miała istotny wpływ na pokrycie rosnącego zapotrzebowania i redukcję emisyjności. Wraz z dywersyfikacją źródeł dostaw, będzie się zwiększał udział technologii gazowych, szczególnie na potrzeby

ambitnych planów na okresy do 2030, 2040 i 2050 roku, a następnie do ich realizacji.

Niemniej jednak, jak pokazuje historia i doświadczenia rozwiniętych krajów, działania na rzecz klimatu i środowiska wymagają bardzo wysokich nakładów i kosztów. Środki z funduszy pomocowych tylko częściowo kompensują wydatki sektora, które są znacznie wyższe niż przeciętne w krajach UE. W celu efektywnej realizacji zakładanej transformacji, sektor energetyczny w swoich działaniach musi też uwzględniać wiele uwarunkowań o charakterze mikro- oraz makroekonomicznych.

7 Na podstawie „Energetyki polskiej droga do współczesności” Wojciech Kwinta („Polska Energia” marzec 2012 roku).

Uwarunkowania makro i mikroekonomiczne

Polska gospodarka ze względu na uwarunkowania geopolityczne rozwijała się znacznie wolniej niż gospodarki krajów Europy Zachodniej. Po zmianach ustrojowych w 1989 roku, a zwłaszcza po wejściu do Unii Europejskiej, poziom rozwoju gospodarczego Polski zaczyna dynamicznie rosnąć, ale w dalszym ciągu daleko odbiega od przeciętnego w UE.

Osiągnięcie rozwoju gospodarczego zbliżonego do przeciętnego w UE, będzie skutkowało wzrostem zużycia energii elektrycznej, pomimo podejmowanych działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Prawdopodobnie dopiero w latach czterdziestych polska gospodarka osiągnie stan pozwalający rozwijać się bez dalszego dynamicznego wzrostu zużycia energii elektrycznej.

Dla uniknięcia sektorowych barier

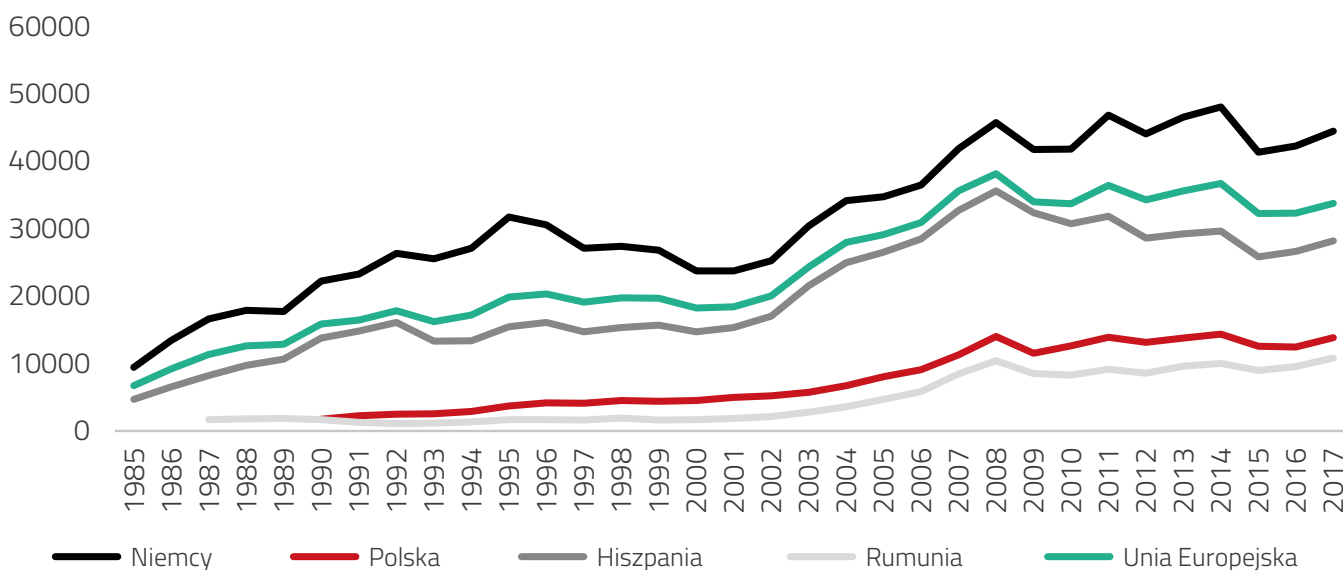
wzrostu gospodarczego konieczne jest utrzymanie stabilnych dostaw energii elektrycznej w wymaganych ilościach i po akceptowalnych cenach. Istotne są aspekty społeczne, wynikające z poziomu cen energii elektrycznej dla najuboższych gospodarstw domowych oraz konieczności przebranżowienia wielu pracowników tracących pracę w wyniku transformacji na energetykę niskoemisyjną.

Transformacja elektroenergetyki w stronę gospodarki niskoemisyjnej w Polsce bezpośrednio wiąże się z ograniczeniem zużycia węgla. Szczyt wydobywania węgla kamiennego w Polsce w końcówce lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku nastąpił 30-50 lat później niż w takich krajach jak Francja, Wielka Brytania czy Niemcy. Kraje te dopiero teraz całkowicie wygaszają wydobywanie, co obrazuje skalę czasu potrzebnego również Polsce dla

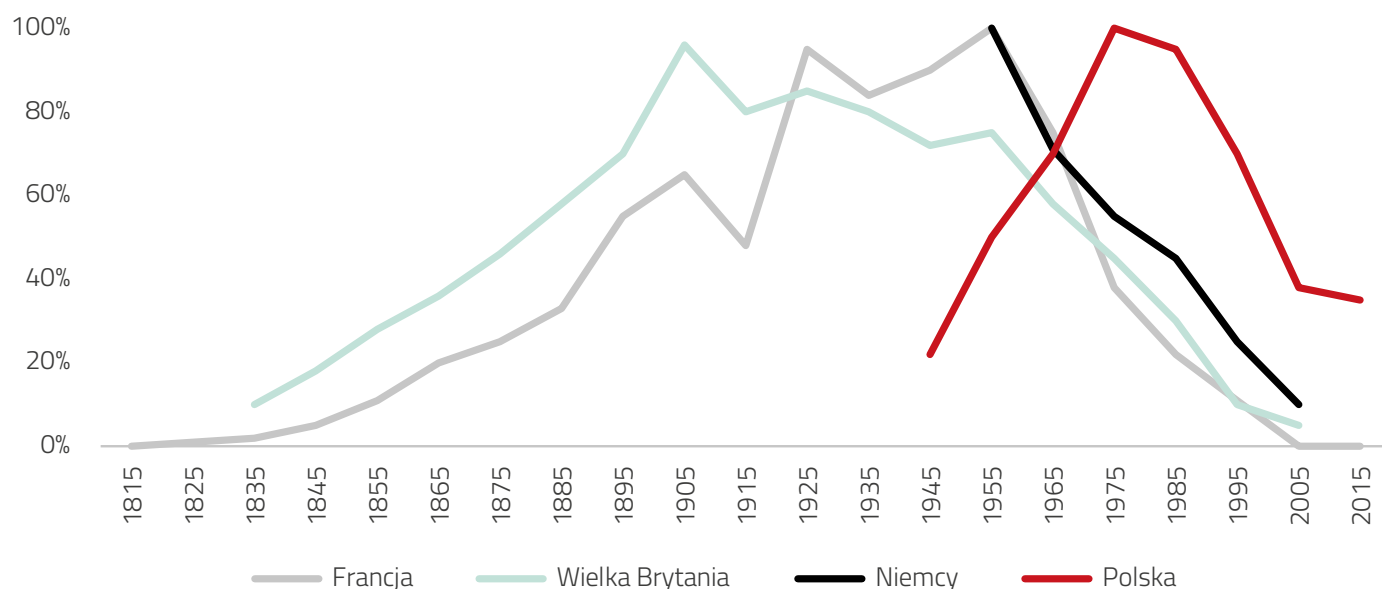
przeprowadzenia zmian w sektorze wydobywczym. Sytuację sektora wydobywczego komplikuje dodatkowo skupienie około 86% wydobywania węgla kamiennego w jednym regionie – na Górnym Śląsku. Czynniki te będą istotnie wpływać na koszty i tempo transformacji energetyki. Polska stara się prowadzić reformy w górnictwie w sposób ewolucyjny z zachowaniem osłon socjalnych, co powoduje, że ze względu na niezbędne środki tempo transformacji jest istotnie ograniczone.

Polska stara się prowadzić reformy w górnictwie w sposób ewolucyjny z zachowaniem osłon socjalnych. Działania osłonowe są kosztowne i przy ograniczonym budżecie państwa nie pozwalają na istotne zwiększenie tempa transformacji, tempa które jest wymagane w realizacji polityki klimatycznej.

Rys. 2.2 Wzrost PKB per capita w wybranych krajach [USD per capita]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

Rys. 2.3 Zużycie węgla w Niemczech, Wielkiej Brytanii, Francji i Polsce [%]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych historycznych KOBIZE oraz prognoz z analiz sektorowych

* 40%, 50% i 80% odnosi się do redukcji emisji CO₂ w 2050 roku względem 2005.

Problemy socjalne zostały podniesione w Porozumieniu Paryskim i inicjatywie „Just Transition”, stały się też podstawą postulatów utworzenia specjalnego funduszu osłonowego („Just Energy Transition Fund”) w ramach procedowanej obecnie unijnej

perspektywy budżetowej na lata 2021–2027. Niemniej sektor energetyczny musi w swojej transformacji uwzględnić uwarunkowania restrukturyzacji górnictwa węglowego, jego potrzeb i konieczności przebranżowienia.

Polska w realizacji polityki klimatycznej

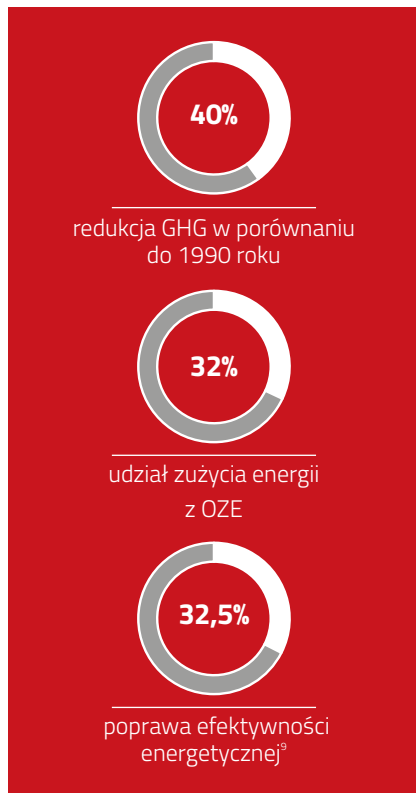
Od lat dziewięćdziesiątych Polska aktywnie działa na rzecz ochrony klimatu – jest stroną Konwencji Klimatycznej UFGCC i Protokołu z Kioto, ratyfikowała Poprawkę Dauhańską i Porozumienie Paryskie. Zobowiązanie redukcyjne GHG określone w Kioto na lata 2008-2012 wypełniła ze znaczącą nadwyżką (redukcja o 29% względem roku bazowego zamiast wymaganych 6%). Dodatkowo Polska wdraża unijną politykę klimatyczno-energetyczną do 2020 roku z krajowymi celami 3X20.

Szacuje się, że realizacja polityki klimatyczno-energetycznej w perspektywie do 2030 roku, w samej elektroenergetyce będzie wymagało nakładów na poziomie około 60-70 mld EUR a w perspektywie do 2050 roku 130-175 mld EUR⁸. Skala tych nakładów świadczy o rzetelnym traktowaniu wyzwań klimatycznych przez sektor oraz racjonalnych szacunkach w zakresie niezbędnych potrzeb. Równocześnie, realizacja działań dostosowawczych musi

uwzględniać poziom rozwoju gospodarczego oraz wrażliwość gospodarstw domowych na ceny energii. W tym kontekście przygotowywanie sektora do realizacji polityki klimatycznej jest dokonywane w oparciu o szereg analiz rozwojowych. W raporcie przedstawiono wyniki analiz zawartych w opublikowanym w dniu 23 listopada 2018 roku projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz przeprowadzonych w ramach projektu sektorowego.

Perspektywa 2030

Plany do 2030 roku są opracowywane przy założeniu obecnie ustalonych celów klimatycznych:



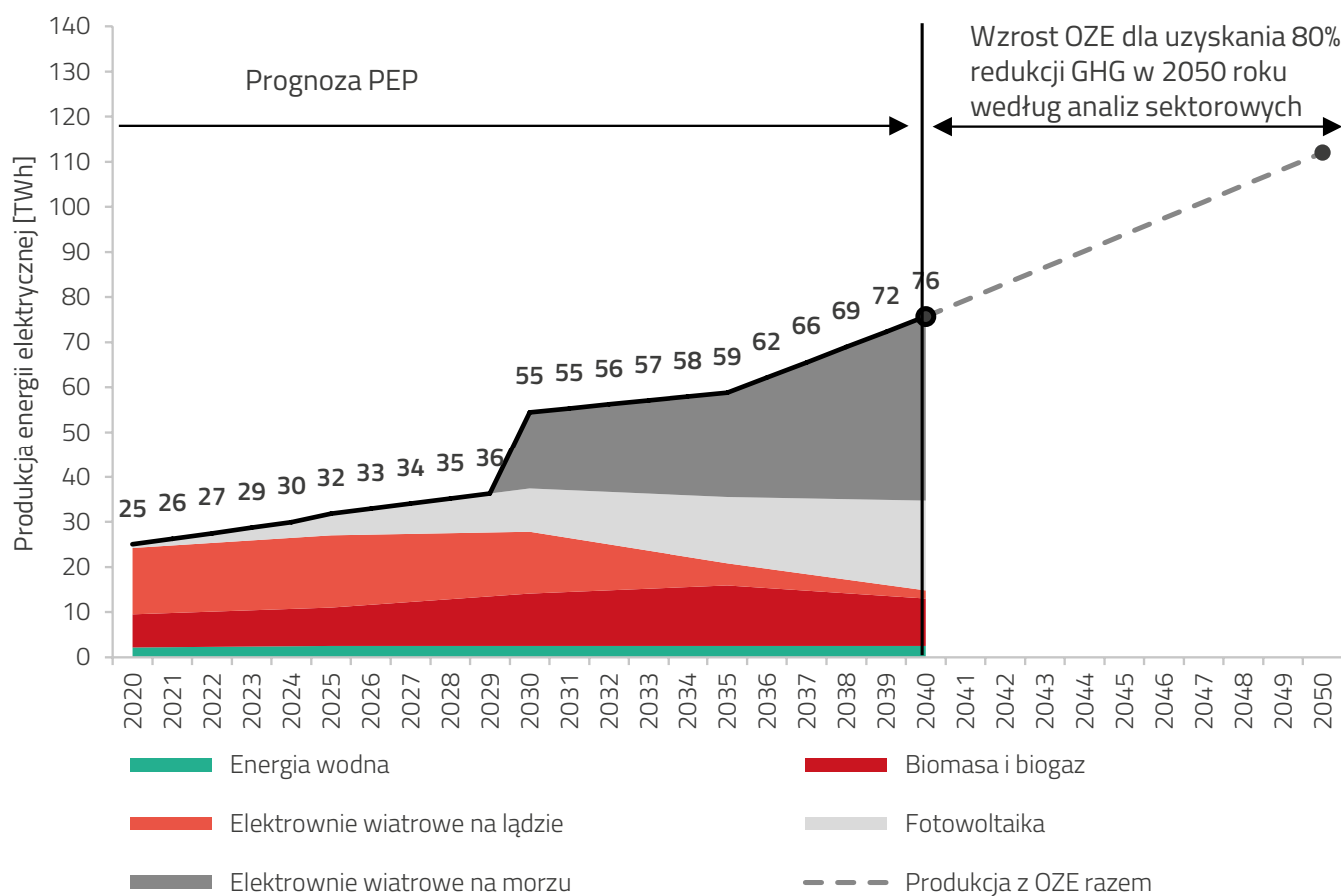
Plany realizacyjne krajów członkowskich są opracowywane przy uwzględnieniu zróżnicowanych celów zależnie od rozwoju gospodarczego, posiadanych zasobów oraz historycznych uwarunkowań. Proces planowania jeszcze trwa, ale jest pewne, że polska elektroenergetyka, ze względu na istotny udział węgla w produkcji energii elektrycznej, będzie musiała ponieść największe koszty redukcji emisji CO₂ i wzrostu udziału OZE.

Obecnie konsultowany projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku zakłada udział energii z OZE w sektorze elektroenergetycznym w 2030 roku na poziomie 27%. Największy udział w produkcji OZE będą miały morskie farmy wiatrowe oraz fotowoltaika. Kontynuacja trendu rozwoju OZE z drugiej połowy lat 30-tych pozwala na osiągnięcie produkcji z OZE w sektorze wynikającej z potrzeb scenariusza 80% redukcji emisji CO₂ w 2050 roku według analiz sektorowych.



⁸ Na podstawie analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

⁹ W stosunku do scenariusza bazowego PRIMES 2007.

Rys. 2.4 Prognozy dotyczące rozwoju OZE w elektroenergetyce do 2030 z perspektywą do 2050 roku

Źródło: Prognozy opracowane na potrzeby projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.



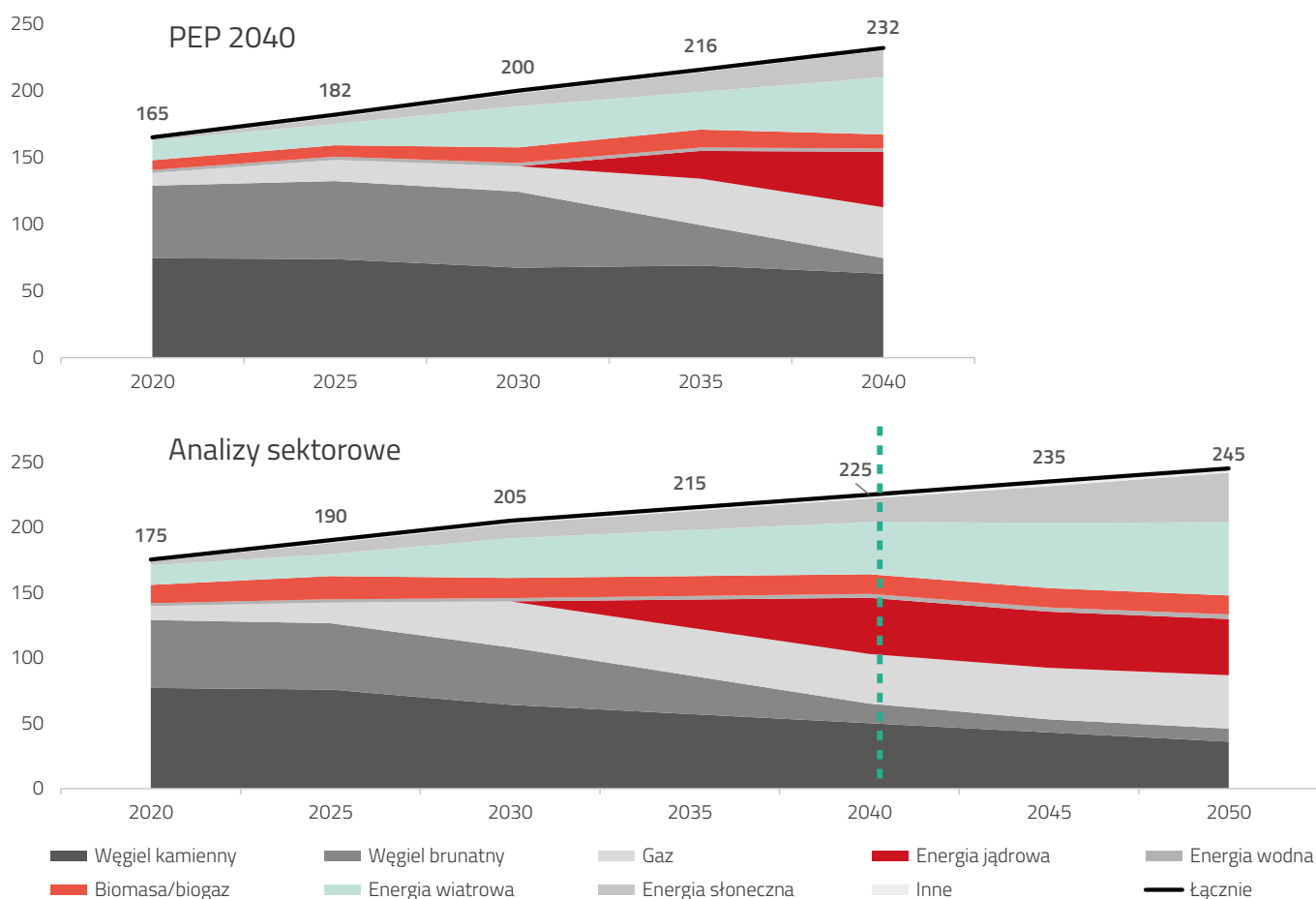
Perspektywa 2050

Osiągnięcie celów redukcyjnych w kolejnych dziesięcioleciach będzie zależało przede wszystkim od postępu w rozwoju poszczególnych technologii wytwarzania OZE

i magazynowania energii. Istotną rolę mogą odegrać także źródła rozproszone współpracujące z mikrosieciami, klastrami energii czy lokalnymi obszarami bilansowania.

Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku zakłada również rozwój energetyki jądrowej

Rys. 2.5 Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej do 2050 roku [TWh]



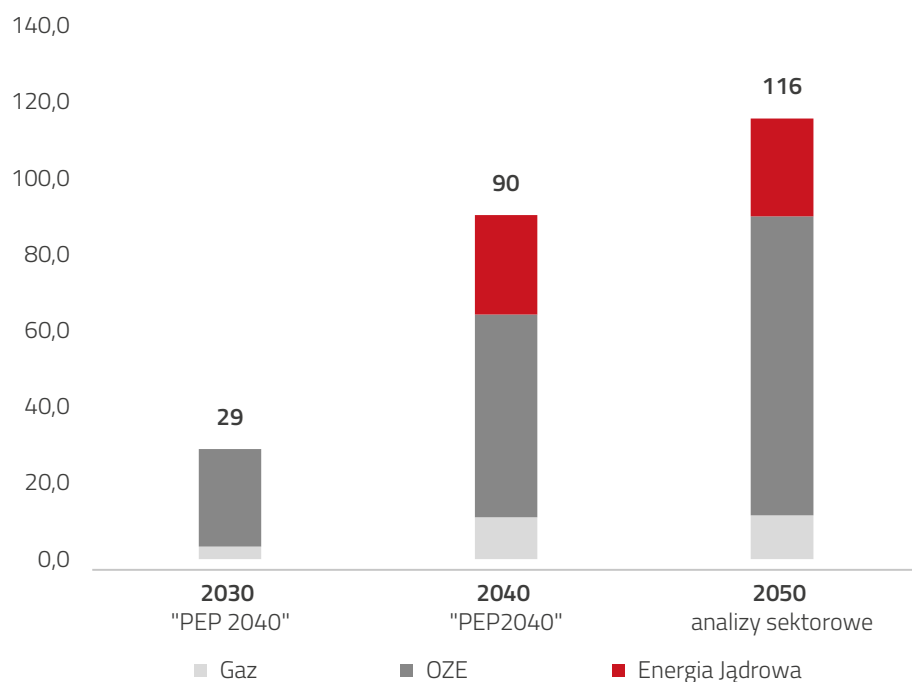
Źródło: Prognozy opracowane na potrzeby projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

Prognozy zużycia energii elektrycznej i zmiany struktury wytwórczej w ramach analiz sektorowych z roku 2017 są bardzo zbliżone do prognoz zawartych w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. .

Prognozy zużycia energii elektrycznej i zmiany struktury wytwórczej w ramach analiz sektorowych z roku 2017 są bardzo zbliżone do prognoz zawartych w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. Oznacza to, że

prognozy sektorowe na kolejną dekadę, do 2050 roku mogą prezentować jeden z najbardziej prawdopodobnych wariantów kontynuacji obecnego projektu PEP2040.

Rys. 2.6 Potrzebne nakłady inwestycyjne w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła na redukcję emisji CO₂ do 2050 – wartość skumulowana od 2020 roku [mld EUR]



Źródło: Prognozy opracowane na potrzeby projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

Przedstawione prognozy zmian strukturalnych produkcji energii elektrycznej ilustrują skalę wyzwań dla sektora elektroenergetycznego. Przy ustalaniu celów redukcyjnych dla poszczególnych krajów w UE na 2030 rok i lata późniejsze bierze się pod uwagę poziom rozwoju gospodarczego danego kraju, ale pewne jest, że ze względu na obecną, węglową strukturę, Polska będzie obciążona relatywnie wyższymi kosztami transformacji sektora niż rozwinięte kraje UE. Największe nakłady będą musiały być poniesione w sektorze wytwórczym, niemniej jednak konieczne będzie poniesienie inwestycji w rozwój i modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które zwiększą wydatki sektora o 30–35%.

Ponadto energetyka włącza się w rozwój elektromobilności i poprawy efektywności energetycznej poprzez formułę ESCO – czyli dzielenia efektów zaoszczędzonej energii między konsumenta i przedsiębiorstwo wspomagające.

Nakłady inwestycyjne będą głównie przeznaczone na zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej oraz na pokrycie rosnącego zapotrzebowania ze względu na rosnącą elektryfikację gospodarki i wzrost gospodarczy.

Wykres przedstawia niezbędne nakłady inwestycyjne sektorze zgodnie z projektem Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku.

Biorąc pod uwagę zbieżność analiz sektorowych z projektem PEP2040, można oczekiwać, że dodatkowe nakłady w latach 2041–2050 mogą wynosić około 26 mld EUR.

Szacuje się, że do 2030 roku spółki energetyczne i niezależni inwestorzy będą mogli sfinansować około 70% nakładów inwestycyjnych w wytwarzaniu i 100% nakładów w sieciach. Już w tym okresie powstaje luka około 16 mld EUR. Szacowane unijne i krajowe systemy dotacyjne będą mogły pokryć około połowę tej kwoty. Będą to głównie środki w ramach tzw. mechanizmów kompensacyjnych wprowadzanych na lata 2021–2030 znowelizowaną dyrektywą ETS.

Istotne znaczenie w obniżaniu kosztów transformacji energetycznej mają innowacje. Większość spółek z sektora aktywnie realizuje inicjatywy w obszarze nowych technologii wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej, w tym technologie wychwytywania i przetwarzania CO₂, technologii wodorowych, technologii hybrydowych OZE itp. W sieciach badania są związane z tworzeniem inteligentnych sieci, wspomaganiem generacji rozproszonej, rozwojem usług, w tym sterowania popytem (DSR).

Racjonalne gospodarowanie ograniczonymi środkami będzie wymagało poszukiwania dalszych źródeł finansowania w celu zapewnienia pokrycia bilansu mocy i niezbędnej rezerwy, przy jednoczesnym ograniczeniu wzrostu kosztów energii mogącego stać się barierą wzrostu gospodarczego hamując także realizowane działania na rzecz ochrony klimatu. W tym kontekście realizacja transformacji powinna być dokonywana w sposób stopniowy i zrównoważony.

3

Diagnoza sektora energetycznego



Historia sektora energetycznego w Polsce

Zmiany w funkcjonowaniu sektora energetycznego

Do 1989 roku, energetyka, jako niezbędny i strategiczny element funkcjonowania państwa, zarządzana w sposób scentralizowany, a energia elektryczna była traktowana jako dobro społeczne. Do tego okresu system elektroenergetyczny obejmował około 26GW mocy zapewniającej ciągłość dostaw energii elektrycznej przy jednoczesnej wysokiej emisji dwutlenku węgla i zanieczyszczeń – energetyka węglowa wytwarzała około 98% energii elektrycznej.

W 1990 roku, po zmianach geopolitycznych, przeprowadzono reformę sektora, która obejmowała:

- Podzielenie przedsiębiorstwa mającego monopol na dostawy energii w Polsce na 3 podsektory: wytwarzanie, przesył i dystrybucję, w których utworzono około 70 firm
- Przywrócenie właściwych relacji cenowo-kosztowych
- Wdrożenie elementów konkurencji
- Istotną poprawę ekonomii i redukcję emisyjności wytwarzania poprzez program modernizacji i budowy nowych jednostek
- Przygotowanie polskiego systemu elektroenergetycznego do połączenia z systemami krajów Europy Zachodniej.

Kolejnym istotnym wydarzeniem było wejście w życie ustawy Prawo Energetyczne w 1997 roku, która stworzyła fundamenty funkcjonowania elektroenergetyki w warunkach rynkowych oraz wprowadziła sektorowego regulatora – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Efektem wprowadzenia prawa energetycznego było również powstanie w 1999 roku Towarowej Giełdy Energii.

W ślad za zmianami regulacyjnymi, sektor przeprowadzał działania prywatyzacyjne, które doprowadziły do wejścia na polski rynek czołowych spółek energetycznych z Europy i świata takich jak: EdF, GdF Suez, RWE, Vattenfall, czy ENRON.

W 2004 roku Polska przystępując do Unii Europejskiej zobowiązała się do dalszych reform sektora wynikających z obowiązujących regulacji unijnych. Coraz większe otwarcie rynku na konkurencję, w tym również spółek zagranicznych przyspieszyło działania konsolidacyjne i doprowadziło do powstania pionowo zintegrowanych grup energetycznych funkcjonujących obecnie::

- Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Tauron Polska Energia S.A.
- ENEA S.A.
- Energa S.A.

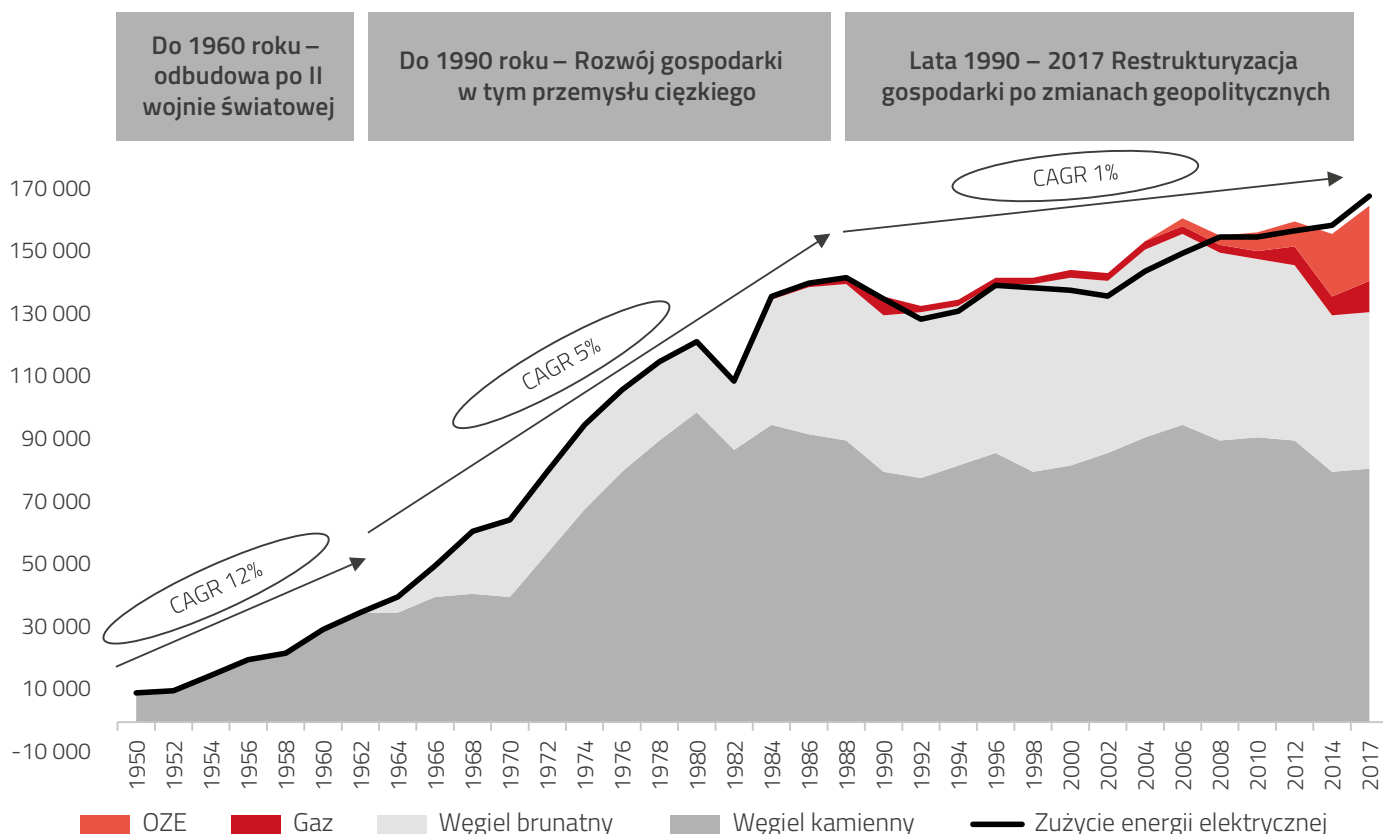
Rozwój produkcji energii elektrycznej w Polsce

Ze względu na bogate krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego, podstawą wytwarzania były technologie oparte na tych surowcach. Największy przyrost mocy zainstalowanej był obserwowany w latach siedemdziesiątych, kiedy

zbudowano jednostki wytwórcze o łącznej mocy około 14 GW. Jednostki z tego okresu i starsze, obecnie wchodzą w ostatni etap eksploatacji i istnieje konieczność ich zastąpienia jednostkami nowymi. Zmiany geopolityczne na przełomie lat 80 i 90 były powiązane z załamaniem gospodarczym i koniecznością

przebudowy polskiej gospodarki, które spowodowały istotny spadek zużycia energii w latach 1990-92. W kolejnych latach zużycie energii stabilnie wzrastało, a jego tempo było ograniczane przez działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej oraz zmiany strukturalne w gospodarce.

Rys. 3.1 Rozwój produkcji i zużycia energii elektrycznej w Polsce [GWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

Rozwój odnawialnych źródeł energii

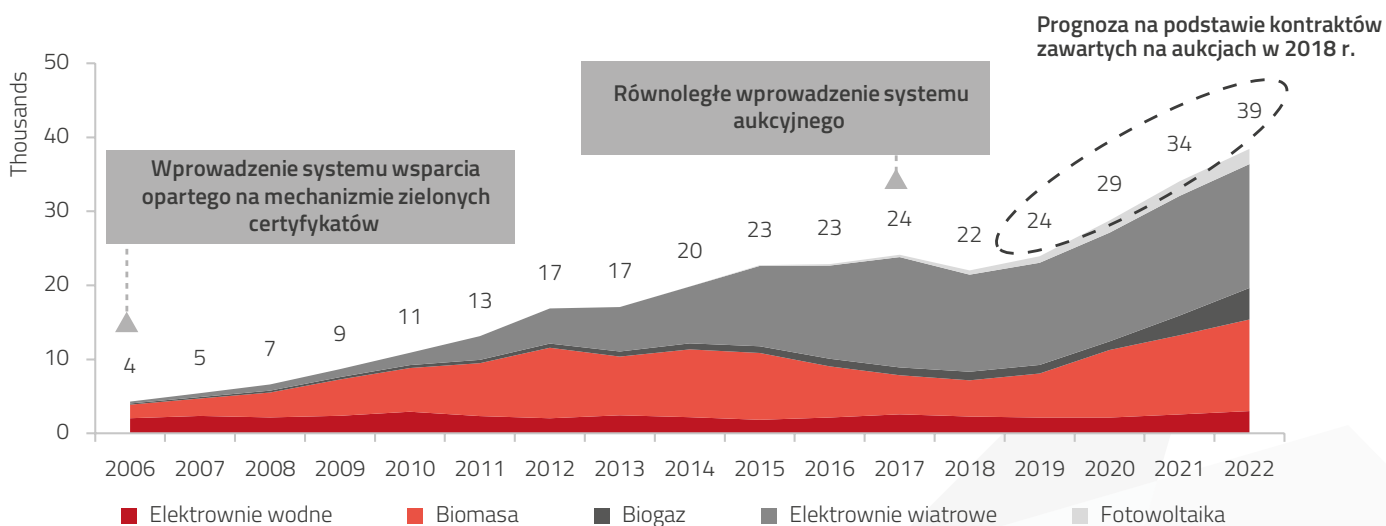
Do 2005 roku rozwój OZE ograniczony był jedynie do budowy elektrowni wodnych oraz lokalnego wykorzystania biomasy. Od 2006 roku wprowadzono system wsparcia dla OZE, gdzie wytwórcy produkujący energię z OZE otrzymywali tzw. zielone certyfikaty, które generowały dodatkowe przychody poprzez sprzedaż certyfikatów do sprzedawców energii zobowiązanych regulacjami do ich umarzania w proporcji do wielkości energii sprzedanej do odbiorców końcowych.

Wprowadzenie systemu zielonych certyfikatów doprowadziło do szybkiego wzrostu OZE, który przekraczał tempo zakładane w Krajowym Planie Działania w Zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych, a dominującymi technologiami były technologie oparte na spalaniu biomasy oraz lądowe elektrownie wiatrowe. Dla umożliwienia rozwoju innych, droższych, technologii wprowadzono w 2015 roku aukcyjny system wsparcia oraz zamrożono system zielonych certyfikatów do jego naturalnego wygaśnięcia około roku 2031.

System wsparcia w postaci zielonych certyfikatów, po 1 lipca 2016 roku, nie obejmuje nowych jednostek. W ramach systemu aukcyjnego przeprowadzono dotychczas szereg aukcji pilotażowych, a istotny przyrost mocy OZE wskutek funkcjonowania nowego systemu wsparcia oczekiwany jest w 2019 roku, po realizacji pierwszych dużych aukcji w końcu tego roku.

Obecnie szacuje się, że od momentu wprowadzenia systemu wsparcia dla OZE w 2006 roku, łączne nakłady na odnawialne źródła energii w Polsce wyniosły około 15 mld EUR¹⁰.

Rys. 3.2 Zakładany przyrost produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat oraz wolumen energii z OZE planowanej do zakontraktowania zgodnie ze znowelizowaną w 2018 roku ustawą o odnawialnych źródłach energii.

¹⁰ Opracowane własne na podstawie wniosków o nakładach publikowanych instytucje udzielające pomocy publicznej.

Ograniczanie emisji GHG i zanieczyszczeń

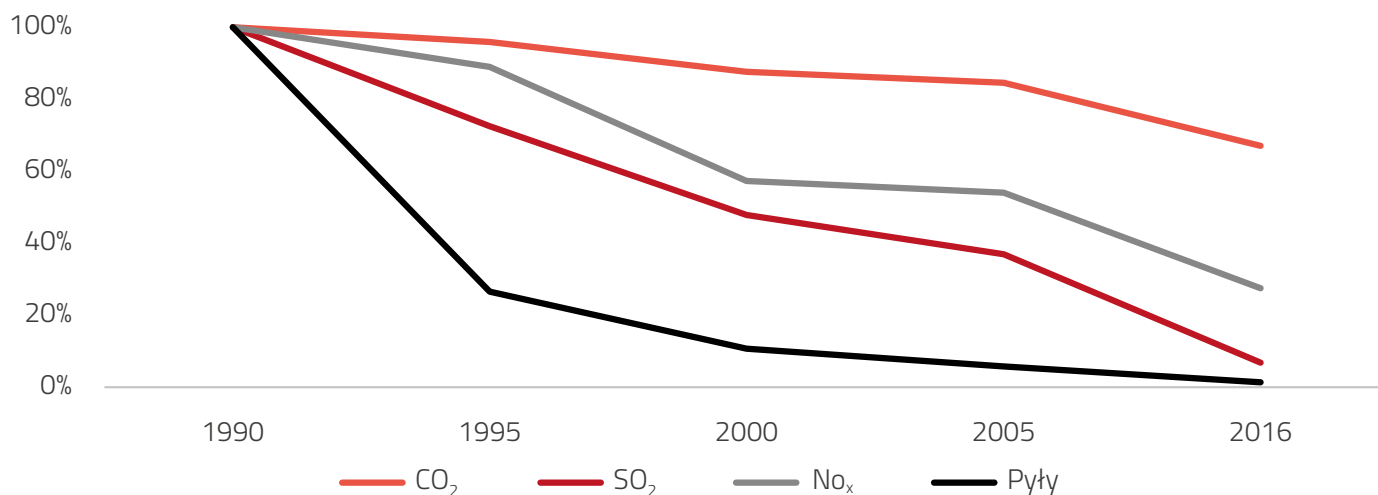
Do 1989 roku, polska gospodarka rozwijała się ekstensywnie przy wysokiej energochłonności. Po transformacji gospodarczej, w gospodarce przywrócono właściwe relacje cenowo kosztowe, co zapewniło opłacalność działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Modernizacje w sektorze energii

elektrycznej doprowadziły do istotnej poprawy sprawności wytwarzania i spadek strat sieciowych. W efekcie Polska znacznie przekroczyła swoje zobowiązania redukcji emisji GHG ustalone na COP w Kioto (29% redukcji wobec wymaganych 6% do 2012 roku). Istotny spadek emisyjności obserwuje się od 1990 roku, gdy rozpoczęto szerokoskalowe inwestycje modernizacyjne mające na celu

instalację wysokosprawnych instalacji redukcji zanieczyszczeń.

Po 2000 roku kontynuowano modernizację jednostek wytwórczych, w szczególności w zakresie dalszej redukcji emisji SO_2 oraz NO_x . Obecnie trwają dalsze działania na rzecz redukcji emisji zanieczyszczeń zgodnie ze zobowiązaniami i normami UE określonymi przez tzw. konkluzje BAT.

Rys. 3.3 Poziom wskaźników emisyjności w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce w odniesieniu do roku 1990 [%]



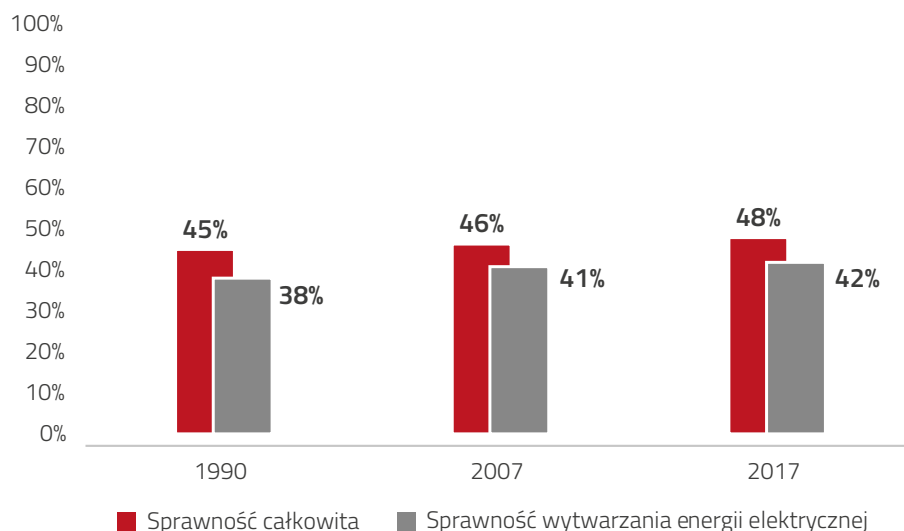
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE

Sprawność wytwarzania w energetyce zawodowej i przemysłowej

Polska jest jednym z pionierów rozwoju skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, a pierwsze duże elektrociepłownie powstały na początku lat pięćdziesiątych zeszłego wieku. Obecnie wszystkie duże miasta i przeważająca część zakładów przemysłowych korzystają z ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w procesie wysokosprawnej kogeneracji, co pozwala na zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej i stopnia wykorzystania energii chemicznej paliwa.

Kluczowe modernizacje istotnie poprawiające sprawność jednostek wytwórczych były prowadzone od lat dziewięćdziesiątych, niemniej część ich efektów było zużywane przez instalacje odsiarczania i odazotowania. Pomimo tego stopień wykorzystania energii chemicznej w paliwie w 2017 roku wzrósł do poziomu 48% w porównaniu do 45% w 1990 roku a sprawność wytwarzania energii elektrycznej wzrosła w tym okresie o 4% do poziomu 42%.

Rys. 3.4 Sprawność całkowita – sprawność łącznego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w polskiej elektroenergetyce oraz sprawność brutto wytwarzania energii elektrycznej [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE i URE

Pomimo dobrych łącznych wyników sprawności dla elektrowni kondensacyjnych i elektrociepłowni, około 2/3 produkcji energii elektrycznej odbywa się w jednostkach kondensacyjnych o sprawnościach 34–38% brutto. W latach 2017 – 2021 oddano lub zostaną oddane do eksploatacji bloki

węglowe o sprawnościach około 45% i gazowe o sprawności blisko 60%. Wprowadzenie tych bloków pozwoli na efektywną produkcję ponad 40 TWh energii elektrycznej i zastąpienie starych, nieefektywnych jednostek wytwórczych przyczyniając się do istotnego wzrostu średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej.

Obecny stan sektora energetycznego

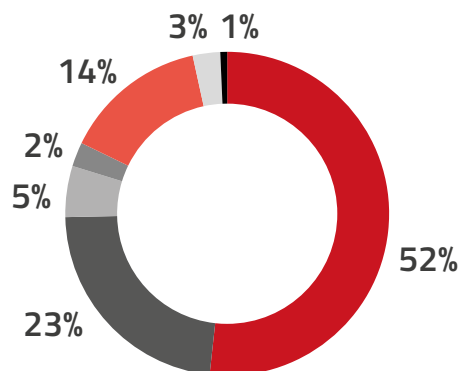
Wybrane elementy charakteryzujące obecny sektor elektroenergetyczny

Największe tempo jak i bezwzględny wzrost mocy, w ostatnich latach, obserwowany jest w jednostkach gazowych i OZE.

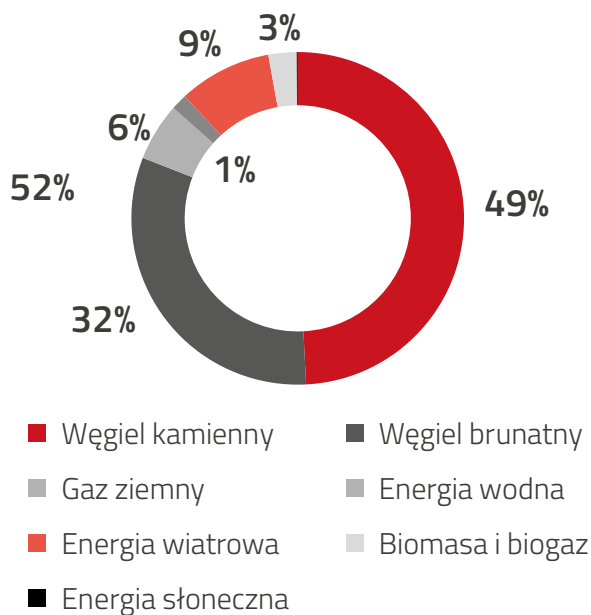
Dodatkowo istnieje znaczący potencjał dalszego rozwoju wysokosprawnej kogeneracji oraz źródeł rozproszonych. Aktualne zapotrzebowania na ciepło wskazuje, że możliwy jest dwukrotny wzrost produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w porównaniu do obecnej produkcji na poziomie około 30 TWh. Zużycie energii u odbiorców na niskim i średnim napięciu wynoszące niemal 80% łącznego poboru z sieci energetycznych pozwala szacować, że potencjał produkcji energii elektrycznej z źródeł rozproszonych jest istotnie większy niż obecny udział w produkcji, wynoszący 15%.

Z perspektywy sieci elektroenergetycznych, pomimo relatywnie wysokiego poziomu elektryfikacji, istotnym problemem jest awaryjność sieci, w szczególności w niesprzyjających warunkach pogodowych, co sprawia, że uzyskiwane wskaźniki jakości dostaw odbiegają od średniej unijnej. W tym kontekście, konieczne jest przeprowadzenie szeregu inwestycji modernizacyjnych w tym obszarze, które z jednej strony pozwoliłyby na zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw, a z drugiej strony umożliwiłyby przyłączanie rosnącej mocy źródeł rozproszonych.

Rys. 3.5 Struktura mocy zainstalowanej w Polsce w 2017 roku



Rys. 3.6 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2017 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE

Główne potrzeby i kierunki inwestycji w sektorze elektroenergetycznym

Wytwarzanie energii elektrycznej

Potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym obejmują trzy główne obszary:

- Dostosowanie istniejących jednostek wytwórczych do okresowo zaostrzanych standardów emisyjnych (głównie do 2025 roku)
- Zmiana struktury wytwarzania zapewniającej kontynuację procesu redukcji emisji GHG
- Pokrywanie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W zakresie dostosowania jednostek największą pozycję stanowią modernizacje dostosowawcze (prowadzące do redukcji emisji tlenków siarki, azotu, rtęci i pyłu) do wymogów konkluzji BAT, z wyjątkiem elektrociepłowni korzystających z wcześniejszych derogacji, z szacowanymi nakładami do 2021 roku na poziomie ponad 2 mld EUR.

Modernizacje przedłużające żywotność są realizowane w zależności od wieku i stanu poszczególnych jednostek i szacuje się, że do 2030 roku na ten cel trzeba przeznaczyć około 3,5 mld EUR.

Zmiana struktury wytwarzania jest i będzie dokonywana poprzez zastępowanie jednostek węglowych jednostkami OZE lub nowymi

wysokosprawnymi, niskoemisyjnymi jednostkami kogeneracyjnymi oraz jednostkami gazowymi niepracującymi w kogeneracji, a niezbędne tempo tych zmian będzie zależało od przyjętych celów redukcyjnych i celów OZE. W zależności od tych celów zmiana struktury wytwarzania związana z redukcją emisji CO₂ będzie wymagała poniesienia nakładów do 2030 roku na poziomie około 35-45 mld EUR.

Istotną pozycją będzie także konieczność pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię w Polsce, które obecnie jest prawie dwukrotnie niższe niż średnie zużycie w UE. Zapewnienie pokrycia będzie wymagało przede wszystkim budowy nowych jednostek wytwórczych, ale będzie także wspierane przez budowę efektywniejszych jednostek w ramach zmiany struktury wytwarzania.

Jeszcze na początku dekady, dla istotnej poprawy w zakresie wymaganych ilości mocy dyspozycyjnych oraz istotnego obniżenia emisyjności w ostatnich latach podjęto decyzję o budowie grupy dużych jednostek pracujących w podstawie obciążenia opartych o gaz i węgiel kamienny, które mają zastąpić starsze mniej sprawne i bardziej emisyjne bloki wytwórcze. Pierwszy blok węglowy o mocy 1075 MW o sprawności na poziomie 45,6% pracuje od roku

w elektrowni Kozienice. W Płocku i we Włocławku w tym roku uruchomiono bloki gazowo-parowe o mocy 608 i 483 MW o sprawnościach blisko 60%. W budowie są:

- Dwa nowe bloki w elektrowni Opolu o mocy 900 MW każdy i sprawności 45,5%
- Nowy blok w elektrowni Jaworzno o mocy 910 MW i sprawności 45,9%
- Nowy blok w elektrowni Ostrołęka o mocy 1000 MW i sprawności powyżej 45%
- Nowy blok w elektrowni Turów o mocy 450 MW i sprawności 43,4%.

Dodatkowo planowane są inwestycje w nowe jednostki gazowe, zarówno pracujące w cyklu otwartym i cyklu kombi (turbina gazowo-parowa), jak i w skojarzeniu

Planowana jest również budowa morskich farm wiatrowych, których potencjał na przestrzeni najbliższych dwóch dekad jest szacowany na 10-12 GW. Analizuje się również wprowadzenie energetyki jądrowej po 2030 roku, której realizację uwzględniono w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku.

Szacuje się, że dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania do 2030 roku konieczne będą inwestycje na poziomie około 12 mld EUR.

Elektroenergetyczne sieci przesyłowe i dystrybucyjne

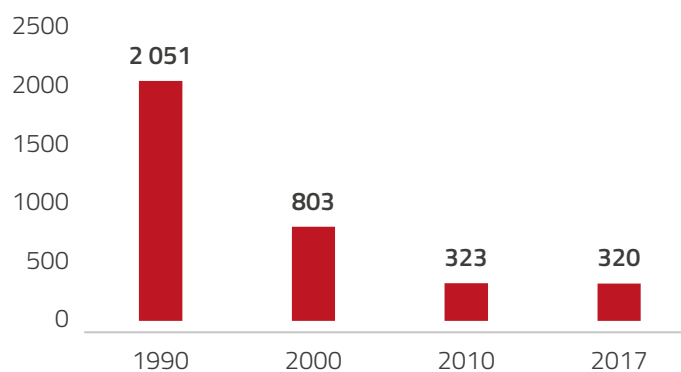
Inwestycje w zakresie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych koncentrują się w trzech obszarach podobnych jak w wytwarzaniu.

W pierwszej kolejności konieczne jest utrzymanie istniejącego majątku, co przede wszystkim wymaga corocznego odtwarzania około 20 tys. km. sieci.

Zmiana struktury sieci w pierwszej kolejności wynika z potrzeby zmniejszenia przerw w dostawach energii elektrycznej. Największym problemem jest wysoki udział awarii sieci będących konsekwencją ekstremalnych warunków pogodowych. Inwestycje w tym zakresie będą koncentrowały się na zwiększaniu stopnia zaizolowania linii napowietrznych średniego napięcia oraz zastępowanie linii napowietrznych liniami kablowymi. Z drugiej strony, inwestycje w sieci wymuszane będą rozwojem generacji rozproszonej. Dodatkowo niezbędne działania w zakresie przebudowy i wzmocnienia sieci będą wymuszane przez rozwój ładowarek dla samochodów elektrycznych, których intensywny rozwój zakłada się w najbliższym okresie.

Rozbudowa sieci przesyłowych wynikała będzie przede wszystkim ze zlokalizowania istotnych, nowych źródeł wytwórczych w północnym regionie Polski, gdzie obecnie nie funkcjonują jednostki wytwórcze o dużej mocy. Zgodnie

Rys. 3.7 Elektrochłonność polskiej gospodarki [kWh / 1000 USD]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat i Banku Światowego

z obecnymi planami, zakłada się możliwość budowy co najmniej 8 GW mocy w morskich elektrowniach wiatrowych. Dodatkowo, konieczność rozbudowy sieci przesyłowej w północnym regionie Polski może być spowodowana budową elektrowni jądrowych na tym obszarze. Ponadto konieczna była rozbudowa połączeń z krajami Europy zachodniej ponieważ przed 1990 rokiem główne połączenia transgraniczne były budowane na granicach dawnego ZSRR. Obecnie budowa połączeń transgranicznych jest konieczna ze względu na budowę unijnego rynku energii. Polska pomimo wybudowania trzech nowych i rozbudowie dwóch połączeń sieci 400 kV, ma jedno z najniższych, z krajów UE, możliwości wymiany transgranicznej.

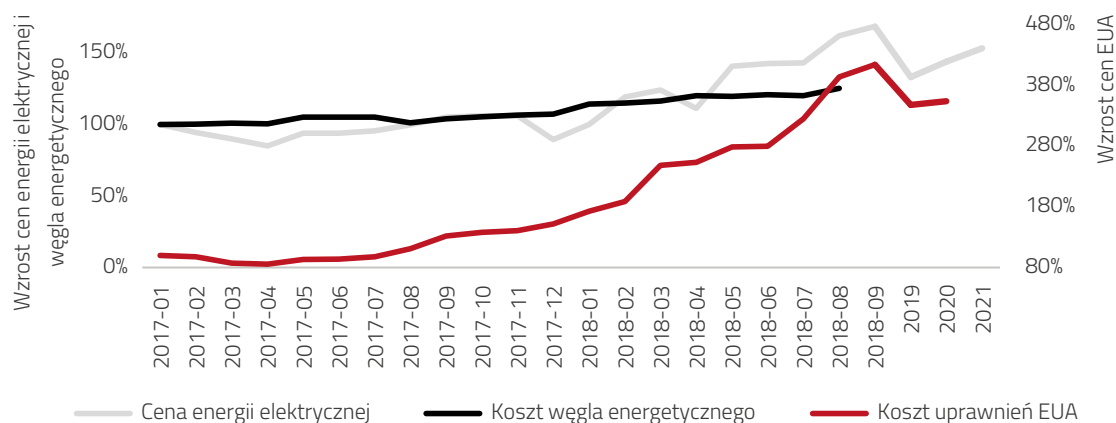
Szacuje się, że niezbędne nakłady w obszarze sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do 2030 wyniosą około 23 mld EUR.

Wpływ elektroenergetyki na krajową gospodarkę

Sektor energetyczny pomimo małego bezpośredniego udziału w PKB (około 3%¹¹), poprzez powszechność wykorzystywania ma bardzo istotny wpływ na gospodarkę, a przerwy w dostawach powodują ogromne straty. Na podstawie analizy¹² w zakresie oszacowania kosztu niedostarczonej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) straty w gospodarce wynikające z niedostarczonej energii przeciętnie wynoszą około 18 000 EUR/MWh a w niektórych sektorach gospodarki mogą osiągać znacznie wyższe wartości. Potwierdzają to analizy faktycznie poniesionych strat przez duże przedsiębiorstwa, w wyniku wprowadzonych w sierpniu 2015 roku, ograniczeń w dostawach energii elektrycznej. Wysokie koszty gospodarki z powodu niedostarczonej energii elektrycznej mogą doprowadzić

¹¹ Według danych GUS

¹² Analizy w zakresie oszacowania kosztu niedostarczonej energii w KSE wykonane przez EY na zlecenie PGE.

Rys. 3.8 Wzrost cen energii elektrycznej, uprawnień EUA i kosztów węgla energetycznego [%]

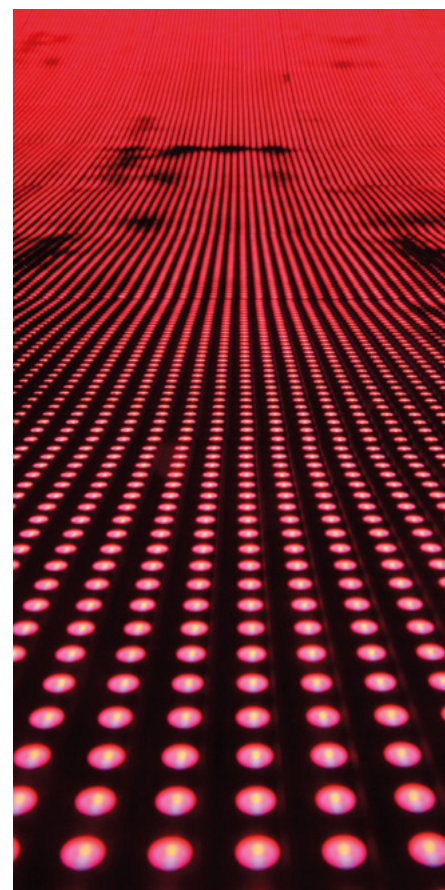
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, EEX oraz ARP

*ceny energii i EUA na lata 2019-2021 pochodzą z kontraktów terminowych na TGE i EEX.

do powstania bariery wzrostu gospodarczego, co zwiększa znaczenie zarówno inwestycji w nowe moce wytwórcze, jak i w rozbudowę i modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Zakładany wzrost gospodarczy Polski w celu osiągnięcia co najmniej przeciętnego poziomu rozwoju w krajach UE, w porównaniu do obecnego poziomu. PKB na mieszkańca w Polsce, liczonego wg. parytetu siły nabywczej, kształtującego się na poziomie 70%¹³ przeciętnego w UE będzie związany z istotnym wzrostem zużycia energii elektrycznej, pomimo realizacji działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

Rosnące zapotrzebowanie i niezbędne inwestycje mogą tworzyć barierę dla wzrostu gospodarczego poprzez nadmierny wzrost cen energii elektrycznej, który może wyhamować inwestycje. Dodatkowym obciążeniem są koszty pozyskania EUA, które w ostatnim okresie wzrosły kilkukrotnie, pomimo, że bilans emisji CO₂ i wydawanych uprawnień nie wskazuje tak szybki wzrost cen. Wydatki na EUA z jednej strony są przyczyną wzrostu cen energii, a z drugiej strony ograniczają możliwości inwestycyjne spółek energetycznych.



13 Dane Eurostat za 2017 rok.



Stan sektora elektroenergetycznego

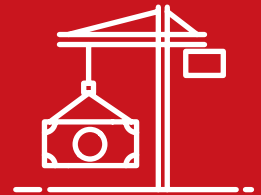
Podsumowanie:



Od 1990 roku emisyjność GHG wytwarzania energii elektrycznej spadła o 30%.



Sektor powinien uwzględnić w działaniach transformacji aspekty społeczne, związane z transformacją regionów uzależnionych od węgla, a które mogą mieć kluczowy wpływ na tempo zmian.



Do 2030 roku transformacja w kierunku niskoemisyjnym wymaga poniesienia około 70 mld EUR nakładów na inwestycje zmieniające strukturę wytwarzania, głównie poprzez budowę OZE.



Niezawodne dostawy energii elektrycznej po racjonalnych cenach są niezbędne dla wymaganego tempa rozwoju gospodarczego.



Polska elektroenergetyka jest istotnym źródłem bieżących wpływów do budżetu państwa, co istotnie obniża możliwości inwestycyjne. Konieczne są działania na rzecz obniżenia wydatków, m.in. poprzez innowacje, poprawę efektywności istniejących aktywów oraz pozyskanie dodatkowych środków zewnętrznych na nowe projekty inwestycyjne.

4

Przegląd globalnej, unijnej i polskiej polityki klimatycznej



Globalna polityka klimatyczna

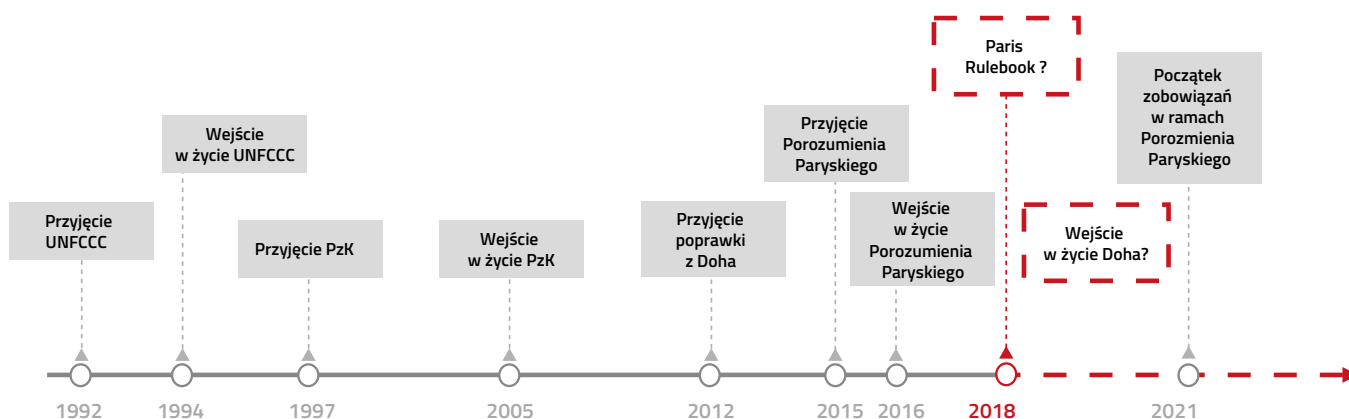
Dla podejmowania działań w zakresie ochrony klimatu kluczowe znaczenie ma przyjęcie w 1992 roku na Szczycie Ziemi w Rio de Janeiro Konwencji UNFCCC. Jej głównym celem, u źródła którego leżą wnioski pierwszego raportu IPCC, jest stabilizacja stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie gwarantującym brak negatywnego antropogenicznego wpływu na system klimatyczny. Do dzisiaj Konwencja UNFCCC została ratyfikowana przez 197 Stron, w tym Polskę oraz Unię Europejską (UE). Protokół z Kioto (PzK)¹⁴ zobowiązał państwa rozwinięte do konkretnych działań na rzecz ochrony klimatu poprzez ustanowienie dla nich celów redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) na okres 2008–2012 względem roku bazowego 1990¹⁵.

Przyjęta w 2012 roku Poprawka Dauhańska do PzK określająca cele redukcyjne na lata 2013–2020 nie weszła jeszcze w życie, przy czym Stany Zjednoczone, Kanada, Rosja oraz Japonia nie planują ratyfikacji¹⁶. W konsekwencji, nawet jeżeli Poprawka Dauhańska wejdzie w życie, ciężar redukcji emisji do 2020 roku będzie spoczywać na krajach europejskich, w tym przede wszystkim UE oraz Australii.

Porozumienie Paryskie¹⁷ rozpoczynające nowy rozdział w światowej polityce klimatycznej, zostało przyjęte w 2015 roku na COP21 w Paryżu. Porozumienie jest pierwszą w historii międzynarodową umową, która zobowiązuje wszystkie państwa świata do działań na rzecz ochrony klimatu po 2020 roku. Wzywa

do redukcji emisji gazów cieplarnianych tak szybko, jak to tylko możliwe i ograniczenia wzrostu średniej globalnej temperatury do poziomu znacznie poniżej 2°C w porównaniu do poziomu przedindustrialnego oraz podejmowanie wysiłków mających na celu ograniczenie tego wzrostu do 1,5°C. Działania zmniejszające emisję GHG będą podejmowane przez wszystkie Strony, z poszanowaniem ich specyfiki i możliwości społeczno-gospodarczych. Dotychczasowe deklaracje dotyczące krajowych wkładów w zakresie działań na rzecz ochrony klimatu do 2030 roku (nationally determined contributions, NDCs) złożone w ramach Porozumienia Paryskiego przez kraje, doprowadzą do ograniczenia wzrostu średniej temperatury tylko do ok. 3°C¹⁸.

Rys. 4.1 Główne wydarzenia światowej polityki klimatycznej od 1992 r.



Źródło: Opracowanie własne

¹⁴ Obecnie Stronami Protokołu są 192 państwa i Unia Europejska.

¹⁵ Kraje przechodzące transformację gospodarczą mogły wybrać inny rok bazowy lub okres, dla Polski jest to rok 1988.

¹⁶ Na razie Poprawka z Dauhańska została ratyfikowana przez 117 Stron Konwencji UNFCCC a do jej wejścia w życie konieczna jest ratyfikacja przez 144 Strony.

¹⁷ Porozumienie paryskie do dzisiaj zostało ratyfikowane przez 180 Stron Konwencji klimatycznej i weszło już w życie. Obecnie Stany Zjednoczone odrzucają udział w Porozumieniu, pomimo wcześniejszej ratyfikacji w 2016 r.

¹⁸ <https://climateactiontracker.org/global/temperatures/>



Najnowszy Raport IPCC¹⁹, który został opublikowany 8 października 2018 roku, wskazuje natomiast, że dla zapobiegnięcia nieodwracalnym zmianom w środowisku, konieczne jest ograniczenie wzrostu średniej globalnej temperatury do 1,5°C do końca wieku. Jeżeli cel ten ma zostać osiągnięty, potrzebne będą wzmożone działania ograniczające emisję GHG.

Wdrożenie Porozumienia Paryskiego wymaga opracowania i przyjęcia wielu dodatkowych decyzji, określających szczegóły implementacji poszczególnych elementów tego Porozumienia. Zgodnie z kalendarzem prac Konferencji Stron Konwencji UNFCCC, ma to nastąpić na COP24 w Katowicach w 2018 roku, gdzie planowane jest przyjęcie pełnego

pakietu wdrażającego Porozumienie Paryskie (tzw. Paris Rulebook). Dopiero pakiet wdrażający umożliwi realizację Porozumienia w praktyce i tym samym wyznaczy światową politykę klimatyczną co najmniej na kolejną dekadę.



¹⁹ <http://ipcc.ch/report/sr15/>

Polityka klimatyczna UE

Polityka klimatyczna od wielu lat jest jednym z kluczowych obszarów działań UE, której udział w światowych emisjach GHG wynosi obecnie ok. 10%²⁰. Kraje UE są inicjatorami i Stronami Konwencji UNFCCC i Protokołu z Kioto²¹.

W celu wymuszenia działań zapewniających uzyskanie redukcji emisji GHG przez państwa członkowskie, wprowadzono europejski system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS)²². Do redukcji emisji przyczynia się też rozwój OZE, poprzez realizację celów krajowych²³ oraz poprawa efektywności energetycznej²⁴.

Polityka klimatyczno-energetyczna do 2020 roku z celem redukcji emisji GHG o 20% została wdrożona poprzez tzw. pakiet klimatyczno-energetyczny z 2009 roku, który obejmuje reformę systemu handlu emisjami EU ETS, wprowadzenie celów redukcyjnych dla sektorów nieobjętych systemem EU ETS (tzw. non-ETS) oraz zobowiązania dotyczące OZE i efektywności energetycznej.

Tabela 4.1 Cele polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2020 r.

	Redukcja GHG	OZE	Efektywność energetyczna
Cel:	-20% wzgl. 1990	20% w finalnym zużyciu energii brutto (cele krajowe)	poprawa o 20% w stosunku do scenariusza bazowego
W tym:			
EU ETS:	-21% wzgl. 2005	10% w transporcie	
Non-ETS:	-10% wzgl. 2005 (cele krajowe od -20% do +20%, dla Polski: +14%)		

Źródło: Opracowanie własne

20 DG CLIMA, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress_en

21 W 2002 r. podjęto decyzję o wspólnej realizacji celu Protokołu z Kioto na okres 2008-2012 przez ówczesne kraje UE (Decyzja 2002/358/WE) i ratyfikowano tę umowę międzynarodową. Pozostałe kraje, które weszły do UE po 2004 r. miały swoje indywidualne cele ograniczania emisji GHG na okres 2008-2012.

22 Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32.

23 Dz. Urz. UE L 283 z 27.10.2001, str. 33.

24 Dz. Urz. UE L 114 z 27.4.2006, str. 64.

Założenia polityki klimatyczno-energetycznej na lata 2021-2030 przyjęte w październiku 2014 roku wpisują się w szerszy kontekst implementacji unii energetycznej (wdrażanej poprzez tzw. Pakiet zimowy²⁵ opublikowany w listopadzie 2016 roku), gdzie obniżenie emisyjności zostało uznane za jeden z jej pięciu wymiarów (obok bezpieczeństwa energetycznego, zintegrowanego europejskiego rynku energii, efektywności energetycznej oraz badań, innowacji i konkurencyjności). Finalne brzmienie kluczowych aktów prawnych jest już znane, w tym ambitne cele dla OZE²⁶ i efektywności energetycznej²⁷, a także zreformowane

zasady funkcjonowania EU ETS²⁸ i krajowe cele dla sektorów nieobjętych tym systemem²⁹. Natomiast prace nad innymi, ważnymi z punktu widzenia sektora energetycznego aspektami, nadal trwają (np. dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i rozporządzenie w sprawie wewnętrznego rynku energii).

Uzgodnione akty prawne wskazują z poziomu Unii Europejskiej na konieczność zmian w sektorze energetycznym w kierunku technologii nisko- i zeroemisyjnych. Cel unijny dla sektorów ETS ma być osiągnięty głównie poprzez wprowadzanie malejącej od 2021 r. o 2,2% rocznie

liczby uprawnień do emisji CO₂ oraz niezależnie od tego poprzez stosowanie mechanizmu rezerwy stabilności rynku (MSR), która ma rozpocząć funkcjonowanie od 1 stycznia 2019 r. Przyjęte rozwiązania, w związku z oczekiwaniami inwestorów traktujących uprawnienia do emisji, jako instrumenty finansowe, już teraz prowadzą do wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂. Dyrektywa ETS przewiduje mechanizmy kompensacyjne dla państw o niższym poziomie rozwoju (PKB poniżej 60% średniej UE w 2013 roku), do których zalicza się 10 państw członkowskich, w tym Polska, jednak ich ostateczny kształt nie jest

Tabela 4.2 Cele i założenia polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 roku

	Redukcja GHG	OZE	Efektywność energetyczna
Cel:	-40% wzgl. 1990	32% w finalnym zużyciu energii brutto Transport: 14%	32,5%
W tym:			
ETS:	43% wzgl. 2005	Ograniczenia wykorzystania biomasy jako OZE	
Non-ETS:	-30% wzgl. 2005 (cele krajowe od 0% do -40%, dla Polski: -7%)	Coroczne zwiększanie udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie (1,1-1,3 p.p./a)	

Źródło: Opracowanie własne

²⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

²⁶ Nowelizacja jeszcze nieopublikowana w Dz. Urz. UE.

²⁷ Nowelizacja jeszcze nieopublikowana w Dz. Urz. UE.

²⁸ Dz. Urz. UE L 76 z 19.3.2018, str. 3.

²⁹ Dz. Urz. UE L 156 z 19.6.2018, str. 26.

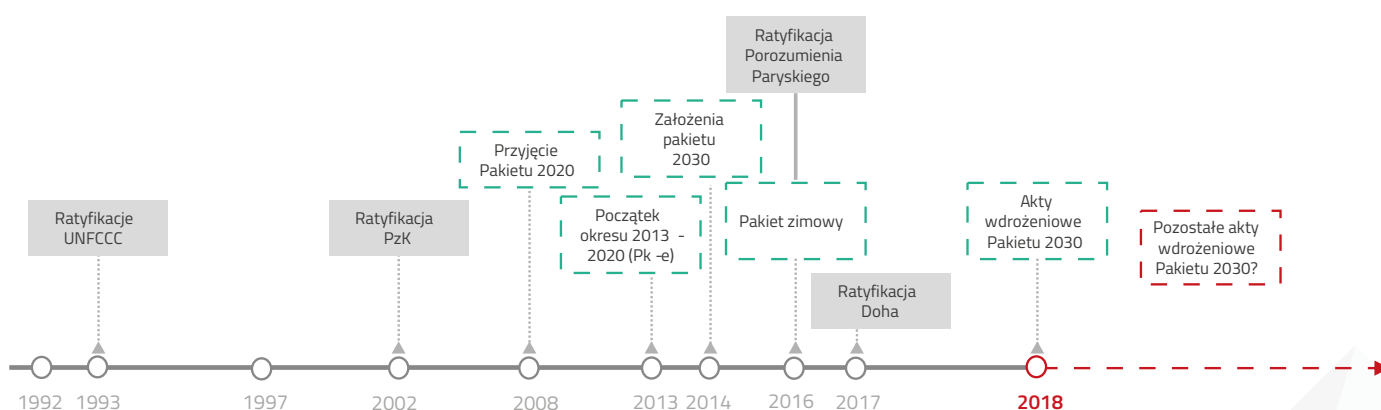
adekwatny do zidentyfikowanej skali wyzwań. Komisja Europejska szacuje, że do 2030 roku, dzięki ambitnym celom w zakresie OZE i efektywności energetycznej, uda się osiągnąć redukcję emisji GHG na poziomie 45%³⁰, co może być odczytywane, jako zachęta do dodatkowego podniesienia celów redukcyjnych jeszcze przed 2030 rokiem.

Propozycje Komisji Europejskiej zawarte w projektach dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej³¹ (tzw. dyrektywa rynkowa) i rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii³², (tzw. rozporządzenie rynkowe), opublikowanych w ramach tzw. Pakietu zimowego, również dążą do eliminacji technologii węglowych. Świadczy o tym m.in. proponowane w ramach procedowanego obecnie rozporządzenia rynkowego

wprowadzenie ograniczenia emisyjności technologii, którym będzie można udzielać wsparcia w ramach mechanizmów mocowych.

W perspektywie 2050 roku nie ma jednoznacznie wyznaczonych celów unijnej polityki klimatycznej³³. Zakłada się, że kształt polityki klimatycznej UE po 2030 roku zostanie wypracowany w najbliższym czasie, gdyż wymaga tego zarówno Porozumienie Paryskie, jak i regulacje dotyczące unii energetycznej.

Rys. 4.2 Kluczowe elementy rozwoju polityki klimatycznej UE



Źródło: Opracowanie własne

30 Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego i Rady. UE i porozumienie klimatyczne z Paryża: podsumowanie postępów na konferencji COP w Katowicach, COM(2018)716.

31 COM(2016) 864, 2016/0380 (COD).

32 COM(2016) 861, 2016/0379 (COD).

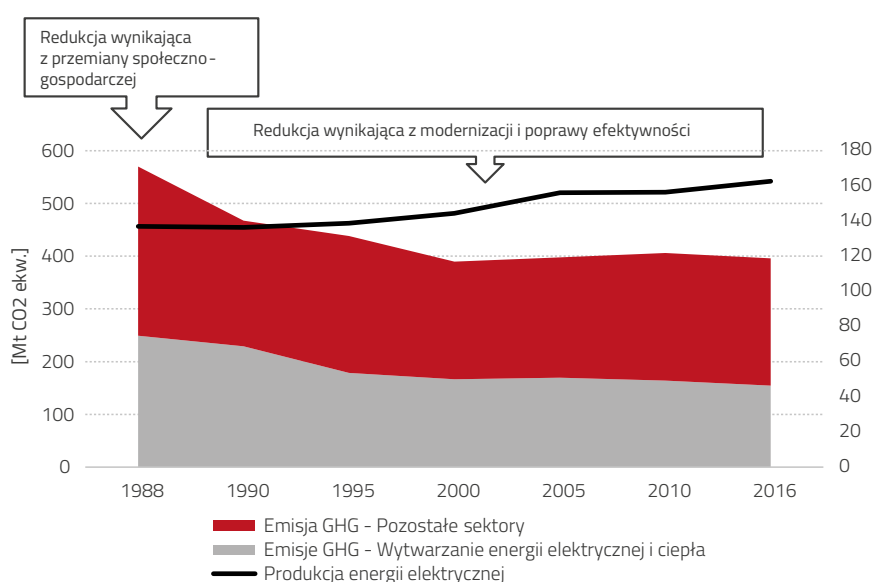
33 Mapy drogowe w zakresie energii i klimatu przedstawione przez KE w 2011 r. na okres do 2050 r. nie zostały przyjęte przez Radę Europejską ze względu na zbyt duży wpływ na gospodarki krajów o wysokim udziale węgla w zaspokajaniu potrzeb energetycznych.

Polska w realizacji światowej i unijnej polityki klimatycznej

Polska jest stroną Konwencji UNFCCC od 1994 roku i PzK od 2002 roku, ratyfikowała Poprawkę Dauhańską i Porozumienie Paryskie. Tym samym od dawna współuczestniczy w działaniach na rzecz ograniczenia zmian klimatu, podejmowanych przez społeczność międzynarodową. Zobowiązanie redukcyjne emisji GHG określone w PzK na lata 2008–2012 wypełniła ze znaczącą nadwyżką (redukcja o 29% względem roku 1988 zamiast wymaganych 6%).

Polska wdraża unijną politykę klimatyczno-energetyczną UE do 2020 roku, gdzie zobowiązana jest do udziału w realizacji ogólnounijnego celu redukcji emisji z sektorów objętych systemem ETS o 21% względem poziomu z 2005 roku oraz ograniczenia emisji w sektorach non-ETS, gdzie emisje mogą maksymalnie wzrosnąć o 14% w porównaniu do poziomu z 2005 roku. Polska jest na ścieżce do wypełnienia tego zobowiązania, pomimo wzrostu emisji GHG w 2016 roku. Możliwość korzystania z mechanizmów kompensacyjnych takich, jak bezpłatny przydział EUA dla wytwórców energii elektrycznej oraz ciepła przy niskim poziomie cen EUA uprawnień do emisji, powodowały, że polski sektor energetyczny był w stanie funkcjonować w ramach tego systemu bez znaczącego wzrostu cen energii. Po gwałtownym wzroście cen EUA aż do września 2018 roku, ceny energii elektrycznej w Polsce wzrosły (w styczniu na TGE

Rys. 4.3 Emisje gazów cieplarnianych w Polsce w okresie 1988–2016
[Mt CO₂ ekw.]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat oraz PSE

* Pomimo, że bezwzględna wielkość emisji utrzymuje się na stabilnym poziomie to w porównaniu do produkcji energii elektrycznej jednostkowa emisyjność spada.

cena energii elektrycznej wynosiła około 163 PLN/MWh, a we wrześniu około 276 PLN/MWh). Ponadto, rozwijane są technologie OZE, których udział w finalnym zużyciu energii brutto w 2020 roku ma wynieść 15% (11,3% w 2016 roku), co również przyczyni się do ograniczania emisji GHG.

Polska włącza się aktywnie w działania na rzecz ochrony klimatu w perspektywie po 2020 roku i będzie realizować swój wkład w wypełnienie przyjętego przez UE zobowiązania, tj. redukcji emisji GHG o 40% do 2030 roku w porównaniu do poziomu

z 1990 roku. Obowiązujące w Polsce obecnie dokumenty planistyczne i regulacje promują rozwój OZE³⁴, efektywności energetycznej³⁵, kogeneracji³⁶ czy elektromobilności³⁷, powinny zatem umożliwić rozwój gospodarki w kierunku mniej emisyjnym.

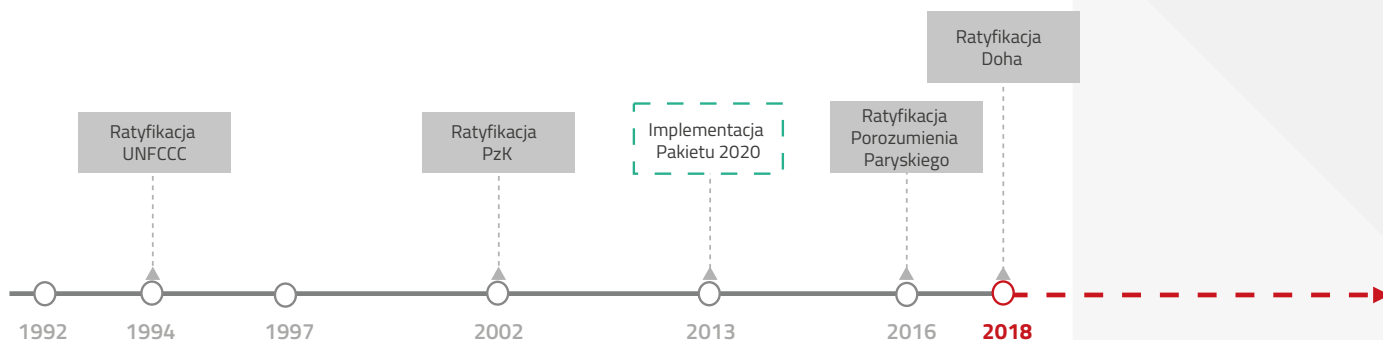
Potwierdza to również opublikowany projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, która zakłada stopniowy spadek udziału węgla na rzecz źródeł OZE, źródeł gazowych oraz rozwój energetyki jądrowej po 2030 roku.

34 Ustawa o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2018 poz. 1269.

35 Ustawa o efektywności energetycznej, Dz.U. 2016 poz. 831.

36 Dotychczasowy mechanizm wsparcia kogeneracji wygaś, trwają prace nad nowym mechanizmem w ramach prac nad Projektem ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji z dnia 16.03.2018.

37 Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, Dz.U. 2018 poz. 317.

Rys. 4.4 Kluczowe elementy rozwoju polskiej polityki klimatycznej

Źródło: Opracowanie własne EY

Cele polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 roku z punktu widzenia Polski są bardzo ambitne, a ich realizacja będzie wymagać istotnych zmian w strukturze wytwarzania energii. Będzie także stanowić znaczne obciążenie dla całej gospodarki. Na podstawie rozporządzenia UE 2018/84238 w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji GHG przez państwa członkowskie, Polska ma zredukować swoje emisje w sektorach non-ETS o 7% do 2030 roku w porównaniu do poziomu z 2005 roku. Będzie też uczestniczyć w realizacji ogólnounijnego celu redukcji emisji GHG w EU ETS o 43% względem 2005 roku. Zważywszy na ograniczenia w dostępie do mechanizmów kompensacyjnych oraz wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, osiągnięcie wymaganych redukcji będzie stanowić wyzwanie dla sektora i całej gospodarki.

Wycofywanie węgla z mixu energetycznego musi następować stopniowo i trudno to będzie osiągnąć przed 2050 rokiem. Takie zmiany będą miały istotne konsekwencje społeczne, finansowe i technologiczne, więc muszą zostać starannie zaplanowane i przeprowadzone w sposób, w jak największym stopniu eliminujący negatywne konsekwencje.

Obecnie zakłada się, że ograniczenia zużycia węgla są możliwe w stopniu zapewniającym wypełnienie celów polityki klimatycznej do 2030 roku. Projekt Polityki Energetycznej Polski zakłada stopniowe wycofywanie jednostek węglowych i zastępowanie ich źródłami niskoemisyjnymi. W perspektywie do 2040 roku produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego spada poniżej 20% obecnego poziomu.

Polski sektor energetyczny od początku uczestniczy w realizacji polityki klimatycznej. Pomimo dużego udziału źródeł wykorzystujących do produkcji energii paliwa wysokoemisyjne, głównie węgiel kamienny i brunatny, polski sektor energetyczny stopniowo zwiększa udział energii wytwarzanej ze źródeł niskoemisyjnych i bezemisyjnych, w związku z czym emisyjność produkcji energii w Polsce spada. Redukcja emisji GHG w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła od 1988 roku do 2016 roku wyniosła 38%, a w ciągu ostatnich 10 lat 12%. Osiągnięcie tak znaczącego obniżenia emisji wymagało wielu zmian, w tym gospodarczych (np. odejście od gospodarki centralnie planowanej) oraz inwestycji w mniej emisyjne technologie i rozwiązania, jak np. kogeneracja i OZE.

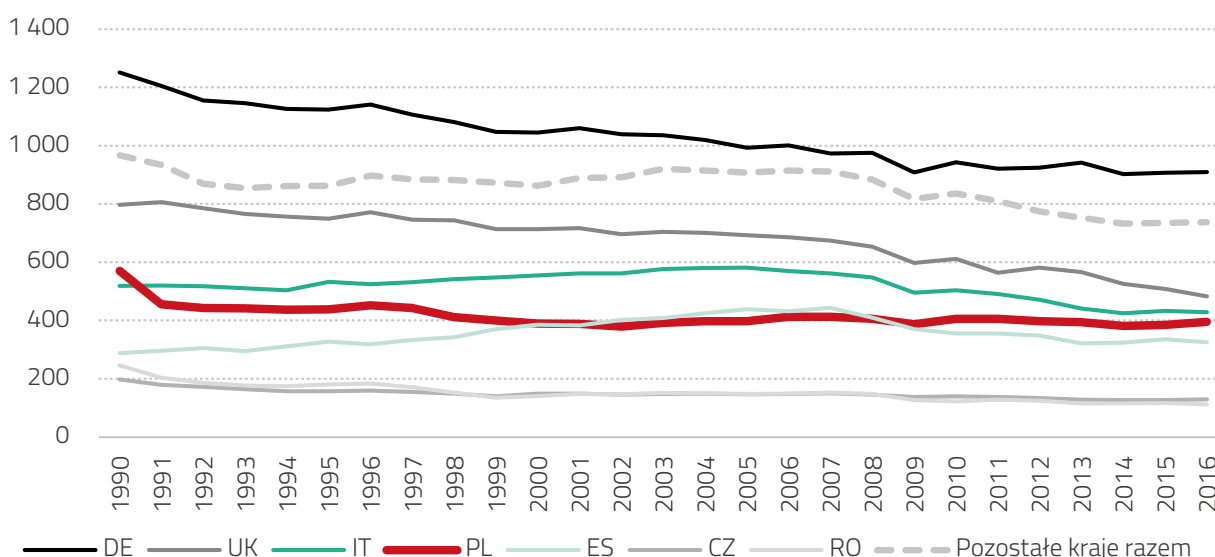
Redukcja GHG w Polsce na tle innych krajów UE

Polska jest piątym dużym emitentem GHG w UE, po Niemczech, Wielkiej Brytanii, Francji i Włoszech. Pod względem wypełnienia zobowiązań pierwszego okresu rozliczeniowego Protokołu z Kioto, Polska (-29%) jest w grupie krajów, które osiągnęły znaczące redukcje emisji GHG, przekraczające w dużej mierze ich cele na lata 2008-2012, co zostało zaprezentowane na kolejnym wykresie. Wyższy poziom redukcji osiągnęły tylko niektóre kraje, które wstąpiły do UE razem z Polską w 2004 roku - redukcje odnotowane przez Łotwę, Rumunię, Litwę, Estonię i Bułgarię przekroczyły 50%. Żaden z tych krajów nie ma jednak gospodarki opartej na węglu w tak znaczącym stopniu jak Polska.

Analizując natomiast dane dotyczące emisji GHG dla krajów ówczesnej UE-15 można zaobserwować, że w okresie 2008-2012 żaden z nich nie dokonał tak znaczących redukcji emisji GHG względem 1990 roku. Dania, Niemcy, Szwecja i Wielka Brytania obniżyły swoje emisje o ponad 20% w porównaniu do 1990 roku. Natomiast niektóre kraje jak np. Austria, Luksemburg i Hiszpania odnotowały wzrosty emisji przekraczające ich cele (odpowiednio -13%, -28% i +15%) w ramach Decyzji 2002/358/WE³⁹ dotyczącej wspólnej realizacji celów na okres 2008-2012 i wypełniły swoje zobowiązania przy udziale zakupu dodatkowych jednostek z mechanizmów kredytowych (JI⁴⁰, CDM⁴¹).

Trend emisji GHG z sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w poszczególnych krajach jest zróżnicowany. Istotne redukcje względem poziomu w 1990 roku osiągnęły np. Rumunia (66%) i Wielka Brytania (60%). Dla porównania w Polsce emisje zmniejszyły się o 38%, porównywalne redukcje zostały odnotowane w Austrii, Bułgarii i we Włoszech. W Niemczech emisje GHG z wytwarzania energii elektrycznej i ciepła spadły o 11% w okresie 1990-2016. W ostatnich latach emisje spadają zwłaszcza w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Hiszpanii, a także Rumunii, co należy wiązać z decyzjami o istotnych zmianach miksu energetycznego – głównie odejściu od węgla i istotnemu rozwojowi OZE.

Rys. 4.5 Emisje GHG w krajach UE-28 w latach 1990-2016 [Mt CO₂ ekw.]



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych Eurostat

*dla Polski dla 1990 r. podano poziom emisji z 1988 r.

39 Dz. Urz. UE L 130 z 15.5.2002 r., str. 1.

40 Mechanizmy Wspólnych Wdrożeń, ang. Joint Implementation.

41 Mechanizmy Czystego Rozwoju, ang. Clean Development Mechanism.

Rys. 4.6 Zmiana emisji GHG w krajach UE-28 względem roku bazowego Protokołu z Kioto [%]

Dla krajów EU-15 pokazano zmiany emisji względem celów w ramach Burden Sharing Agreement (Decyzja 2002/358/WE)

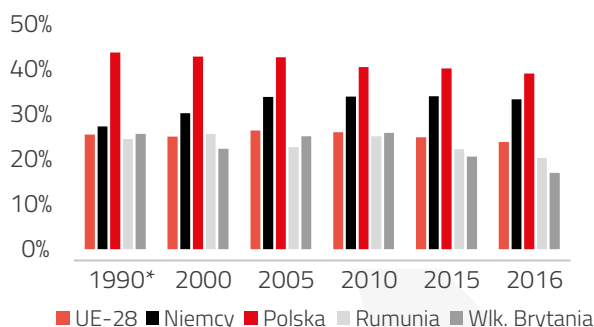
**Cypr i Malta nie miały celów redukcyjnych na okres 2008-2012

Źródło: COM(2014) 689 final, Eurostat

Należy zatem podkreślić, że Polska redukuje emisje GHG w sposób ciągły. Proces ten przebiega jednak w tempie, uwzględniającym jej uwarunkowania gospodarcze, surowcowe i technologiczne. Trend emisji GHG w ostatnich latach w Polsce, jak

i w innych dużych krajach UE, jak np. Niemcy jest zbliżony. Świadczy to o znacznie większym wysiłku redukcyjnym polskiej gospodarki, która jest mniej rozwinięta niż kraje z ówczesnej UE-15. Ponadto, emisja GHG per capita w Polsce (ok. 10,4 t CO₂

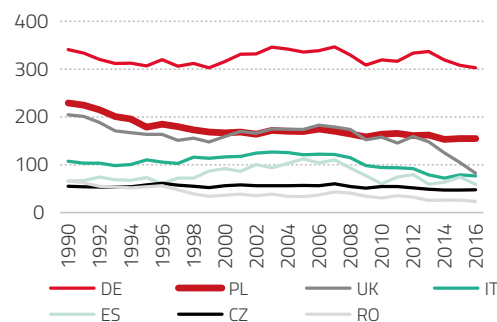
ekw.) jest zbliżona do średniej dla UE-28 (8,7 t CO₂ ekw.). Jednakże, jest niższa w porównaniu do poziomu notowanego dla krajów Europy Zachodniej, jak np. Niemcy (11,3 t CO₂ ekw.) czy Holandia (12,2 t CO₂ ekw.).

Rys. 4.7 Udział emisji GHG z energetyki zawodowej w emisjach całkowitych w wybranych krajach i UE-28** [%]

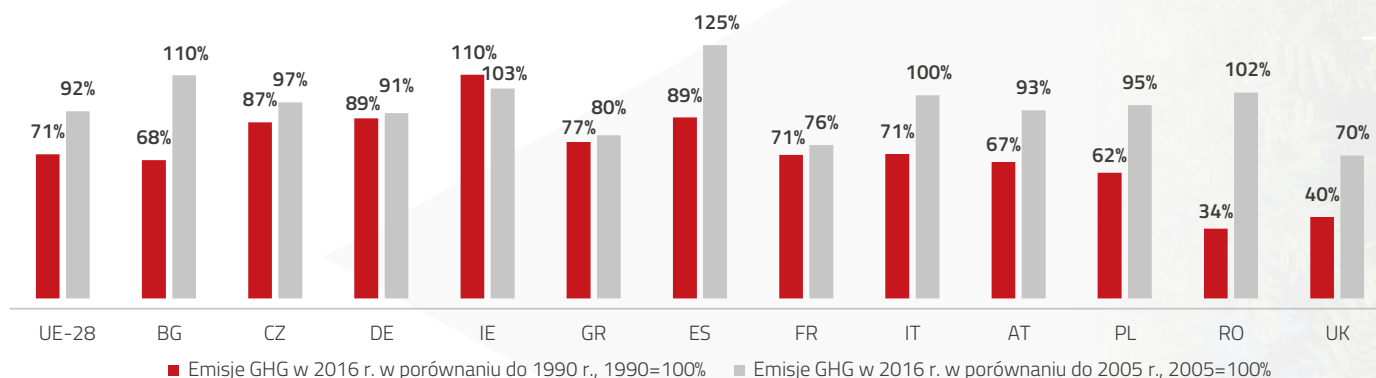
*Dla Polski rokiem bazowym w ramach PzK jest 1988 roku, dane te uwzględniono na wykresie

**Dane dla UE-28 dla lat sprzed rozszerzenia UE w 2004 r., 2007 r. i 2012 r. uwzględniają dane tych nowych państw

Źródło: Eurostat

Rys. 4.8 Emisje GHG z energetyki zawodowej w wybranych krajach UE [Mt CO₂ ekw.]

Rys. 4.9 Zmiana emisji z energetyki zawodowej w wybranych krajach UE



*Dla Polski rokiem bazowym w ramach PzK jest 1988 r., dane te uwzględniono na wykresie

**Dane dla UE-28 dla lat sprzed rozszerzenia UE w 2004 r., 2007 r. i 2012 r. uwzględniają dane tych nowych państw

Źródło: Eurostat



Przegląd globalnej, unijnej i polskiej polityki klimatycznej

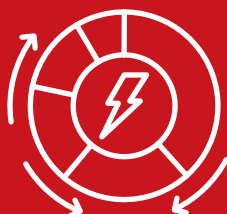
Podsumowanie:



Realizacja celów i założeń Porozumienia Paryskiego będzie oznaczać konieczność podjęcia **ambitnych działań na rzecz ochrony klimatu**, w tym ograniczenia emisji GHG przez wszystkie kraje świata, biorąc pod uwagę ich indywidualne uwarunkowania i możliwości społeczno-gospodarcze.



Polska aktywnie uczestniczy w światowych i unijnych wysiłkach na rzecz **walki z globalnym ociepleniem**, czego niezbitym dowodem jest osiągnięcie 29% redukcji emisji GHG od 1988 roku, w czym znaczący udział ma spadek emisji GHG z sektora energetycznego (38% od 1988 roku), który od początku angażował się w realizację polityki ochrony klimatu.



Ambitne cele redukcyjne emisji GHG po 2020 roku stanowią wyzwanie dla polskiej gospodarki, w tym dla polskiego sektora energetycznego. W horyzoncie roku 2050 będą dokonywane **zmiany w strukturze polskiego mixu energetycznego, ukierunkowane na wzrost udziału technologii zero- i nisko-emisyjnych**, co będzie się wiązało z koniecznością ponoszenia znaczących kosztów. Ze względu na możliwości polskiej gospodarki proces ten powinien być realizowany stopniowo oraz w sposób zrównoważony.

5

Transformacja energetyczna w Polsce i wybranych krajach UE



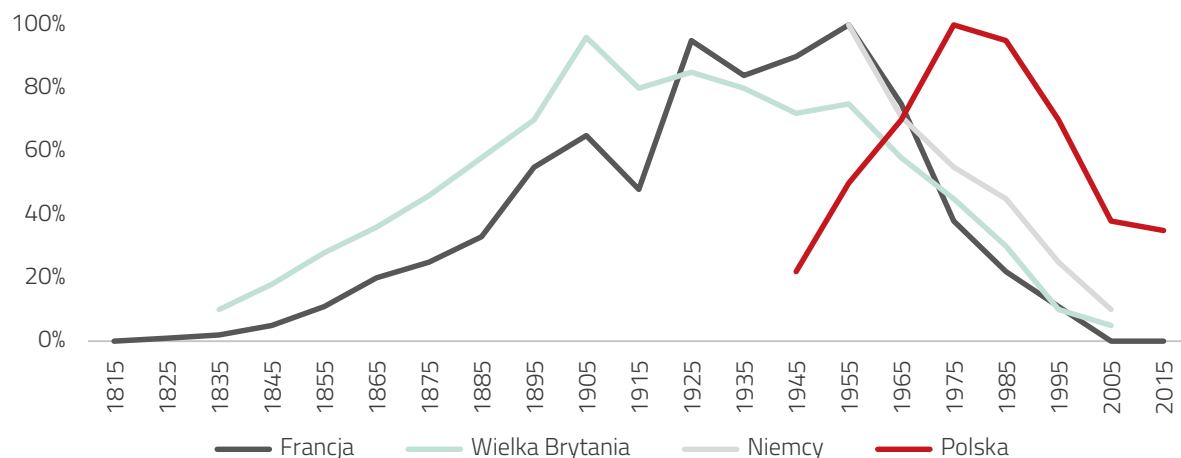
Transformacja energetyczna dokonywana jest ciągle, a wymusza ją dostępność surowców energetycznych, koszty pozyskania poszczególnych nośników energii i ich użyteczność, a w ostatnich latach działania na rzecz ochrony klimatu. W XIX wieku węgiel kamienny stał się podstawowym surowcem energetycznym w Polsce i wielu krajach UE. W największych krajach UE – w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Francji, szczyt zużycia węgla przypadał na połowę XX wieku. W kolejnych dziesięcioleciach węgiel zaczął być zastępowany paliwami jądrowymi i węglowodorowymi.

Działania na rzecz ochrony klimatu w tych krajach rozpoczęły się już 30-50 lat temu i obecnie udział węgla jest istotnie ograniczony lub niemal całkowicie wyeliminowany. Zupełnie inna sytuacja jest w Polsce, gdzie szczyt wykorzystania węgla

W rezultacie proces transformacji energetycznej w Polsce wymuszonej realizacją polityki klimatycznej rozpoczął się z zupełnie innego punktu, a w związku z istotnym udziałem węgla, redukcja wykorzystania wysokoemisyjnych paliw, oraz związana z tym transformacja rejonów wydobywczych są kluczowymi wyzwaniami sektora i gospodarki.

Porównanie transformacji energetycznej w polskim sektorze energetycznym z perspektywy zużycia węgla dokonano w zestawieniu z wybranymi krajami – Niemcami, Hiszpanią oraz Rumunią. Kraje te reprezentują grupy państw w UE o różnym stopniu rozwoju gospodarczego oraz różnych strukturach paliwowo-technologicznych. Niemcy charakteryzują się jeszcze wysokim udziałem węgla w produkcji energii elektrycznej, lecz jednocześnie

Rys. 5.1 Zużycie węgla w Niemczech, Wielkiej Brytanii, Francji i Polsce [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych WISE-Europe

kamiennego przypadał na lata osiemdziesiąte ubiegłego wieku, a zasoby surowcowe i relacje cenowo-kosztowe kształtowane w tzw. bloku wschodnim nie sprzyjały wypieraniu węgla kamiennego przez paliwa węglowodorowe. W konsekwencji Polska podjęła działania ograniczające zużycie węgla kamiennego dopiero po zmianach geopolitycznych w latach dziewięćdziesiątych XX wieku – 30-50 lat później niż czołowe kraje UE.

realizują ambitne plany ochrony klimatu. Hiszpania jest podobnym krajem do Polski pod względem ludności i wielkości kraju, a także w kontekście uwarunkowań historycznych związanych z gospodarką centralnie sterowaną. Rumunia jest krajem nieco mniej rozwiniętym od Polski, a proklimatyczna transformacja energetyczna staje wobec podobnych wyzwań, co Polska.

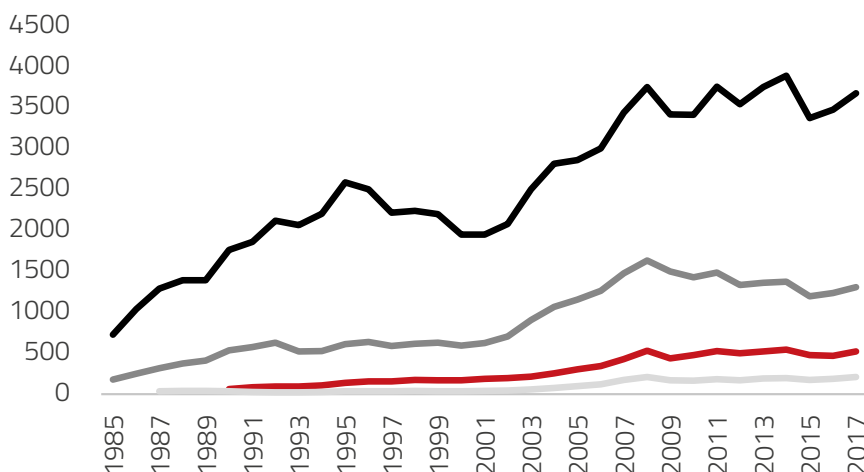
Historyczny rozwój gospodarczy i stan sektora energetycznego w Polsce i wybranych krajach

Wzrost gospodarczy

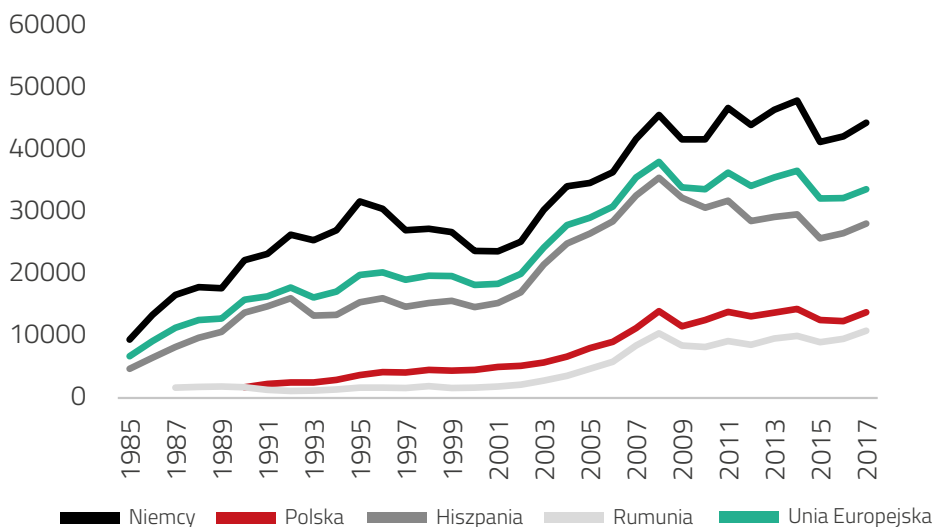
Wszystkie porównywane kraje, Niemcy, Hiszpania, Rumunia i Polska, do końca lat sześćdziesiątych odbudowywały swoje gospodarki po zniszczeniach wojennych II wojny światowej, a w przypadku Hiszpanii wojny domowej.

Późniejsze okresy dobrej koniunktury najlepiej wykorzystały Niemcy, które najwcześniej zaczęły korzystać z efektów integracji europejskiej. Hiszpania weszła do Wspólnoty Europejskiej w 1986 roku, Polska, już do Unii Europejskiej, w 2004 roku a Rumunia w 2007 roku. Wkrótce po wejściu Polski i Rumunii do UE rozpoczął się kryzys, który nie pozwolił tym krajom na uzyskanie tak długich okresów szybkiego rozwoju jakie miały Niemcy i Hiszpania. Poziom rozwoju gospodarczego Polski i Rumunii w dalszym ciągu jest wielokrotnie niższy niż Niemiec i Hiszpanii.

Rys. 5.2 PKB wybranych krajów [mld USD]



Rys. 5.3 PKB na mieszkańca wybranych krajów [USD per capita]



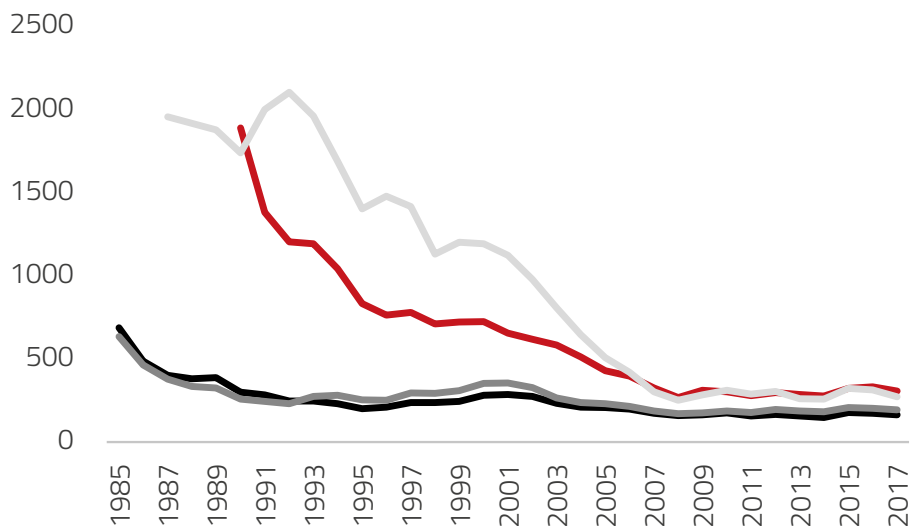
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

Energochłonność i elektrochłonność gospodarki

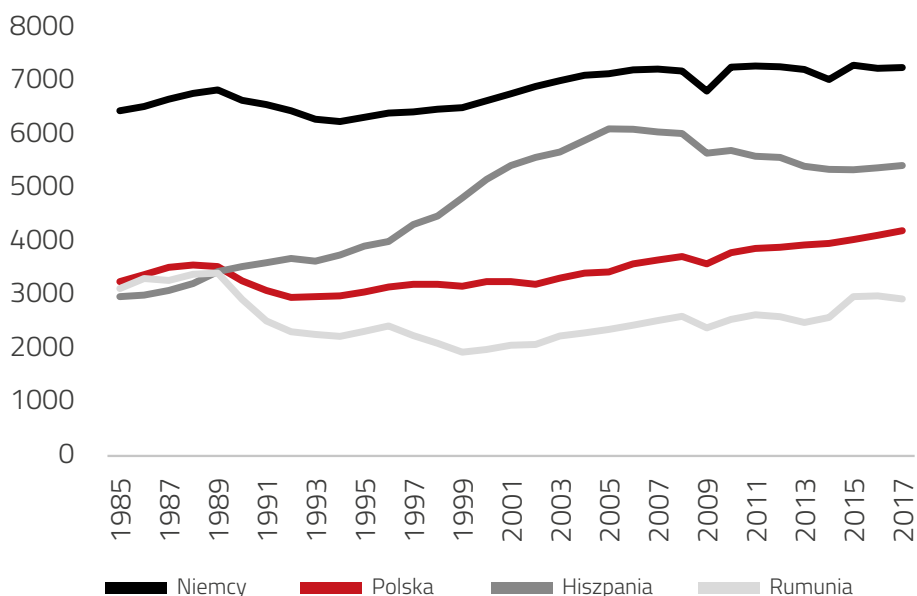
Niemcy i Hiszpania już w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku zaczęły szybko zmniejszać energochłonność gospodarki czemu sprzyjało zwiększone zużycie paliw węglowodorowych przy jednoczesnym ograniczaniu węgla. W Polsce i Rumunii istotne spadki energochłonności wystąpiły w latach dziewięćdziesiątych po zmianach ustrojowych i wprowadzeniu cen odzwierciedlających koszty.

Spadkowi energochłonności i szybkiemu rozwojowi gospodarczemu na ogół towarzyszy wzrost udziału energii elektrycznej w zużyciu finalnym energii brutto. W Niemczech i Hiszpanii takie okresy już wystąpiły, w Polsce i Rumunii jeszcze nie, a zmiany te będą miały dodatkowe konsekwencje dla sektora i gospodarki. Gospodarka niemiecka rozwija się przy ujemnym współczynniku tempa wzrostu zużycia energii w stosunku do tempa wzrostu PKB, hiszpańska jest już blisko takiej dynamiki a polska i rumuńska są jeszcze w okresie wzrostowym. Prawdopodobnie dopiero po kilkunastoletnim okresie szybkiego rozwoju gospodarczego będzie możliwy w Polsce ujemny trend wzrostu zużycia energii do wzrostu PKB.

Rys. 5.4 Elektrochłonność PKB wybranych krajów [kWh / 1000 USD]



Rys. 5.5 Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh per capita]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

Stan sektora elektroenergetycznego

We wszystkich porównywanych krajach, sektory energetyczne pokrywają zapotrzebowanie na energię elektryczną, z tym że rezerwy mocy w Polsce i Rumunii są na dolnym dopuszczalnym poziomie. Struktura wytwarzania energii elektrycznej znacząco różni się pomiędzy krajami, a w Polsce jako jedynym z porównywanych krajów nie funkcjonują technologie jądrowe, a udział gazu jest kilkuprocentowy.

Energetyka węglowa dominuje w Polsce (w 2017 roku 78% udziału w produkcji energii elektrycznej), w Niemczech ma istotny udział na poziomie około 37%, w Rumunii na poziomie około 27% a w Hiszpanii na poziomie około 18%.

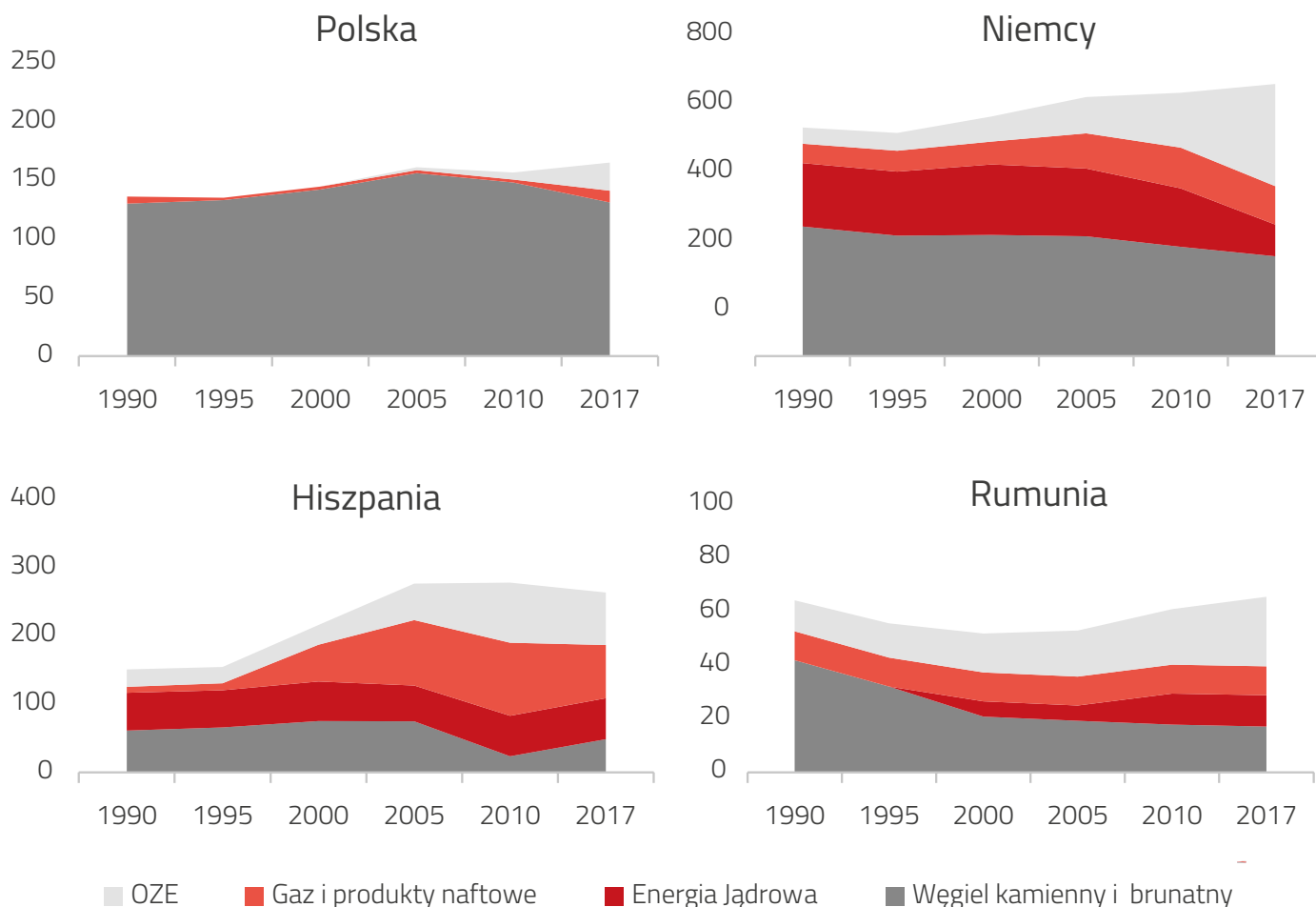
Elektrownie węglowe, we wszystkich krajach, w większości pochodzą z lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych. W Niemczech w latach dziewięćdziesiątych XX wieku oraz w XXI wieku wybudowano kilkanaście bloków węglowych o mocy 750 – 1100 MW. W Polsce w tym okresie wybudowano i rozpoczęto budowę kilkunastu bloków o mocach 250 – 1110 MW o łącznej mocy około 10 tys. MW. W Hiszpanii i Rumunii w tym okresie nie budowano nowych mocy w technologiach węglowych.

Istniejące jednostki węglowe są okresowo modernizowane dla przedłużania żywotności i dotrzymywania wymogów w zakresie emisji zanieczyszczeń. Obecnie niemal wszystkie istniejące jednostki

węglowe w Europie przechodzą modernizację dla dostosowania do wymogów środowiskowych, które będą obowiązywać od 2021 roku.

Polska energetyka wyróżnia się bardzo mało zróżnicowaną strukturą paliwowo-technologiczną. Niemcy, Hiszpania i Rumunia mają zróżnicowaną i zrównoważoną strukturę. W Polsce istotne zmiany struktury rozpoczęły się dopiero w XXI wieku. Takie uwarunkowania historyczne powodują konieczność ponoszenia istotnie większych obciążeń przy wdrażaniu polityki klimatycznej niż w innych krajach UE, w szczególności w przypadku rosnących cen EUA i rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Rys. 5.6 Struktura wytwarzania energii elektrycznej w wybranych krajach [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych krajowych

Prognozy rozwoju sektora elektroenergetycznego

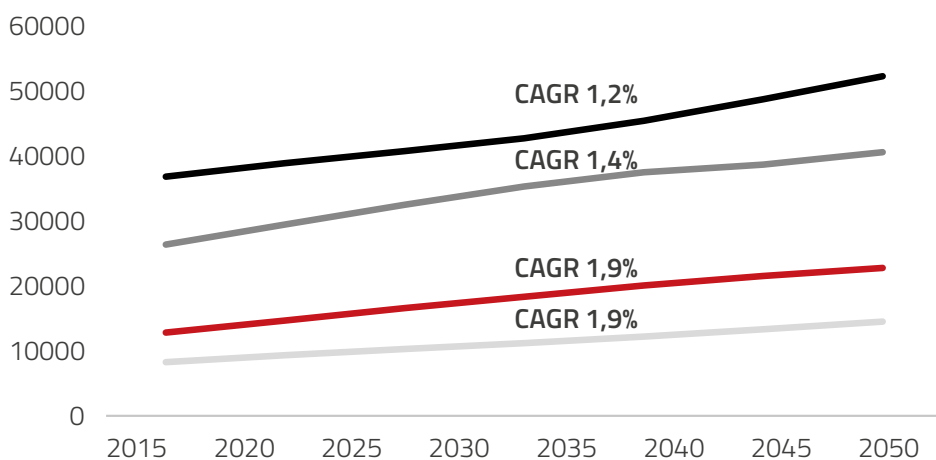
Scenariusz referencyjny

W ramach analiz związanych z wdrażaniem unijnej polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 (poprzez pakiet regulacji opublikowany 30 listopada 2016 roku, zwany „pakietem zimowym”) opracowano dla poszczególnych krajów prognozy do 2050 roku w warunkach kontynuacji obecnych polityk i środków, tzw. scenariusz referencyjny (EU Reference Scenario 2016). Scenariusz ten jest bazą dla opracowywania krajowych planów w zakresie energii i klimatu, zmierzających do realizacji unijnych celów na 2030 rok w zakresie ochrony klimatu i środowiska. Plany te mają zawierać również wstępne prognozy do 2040 roku.

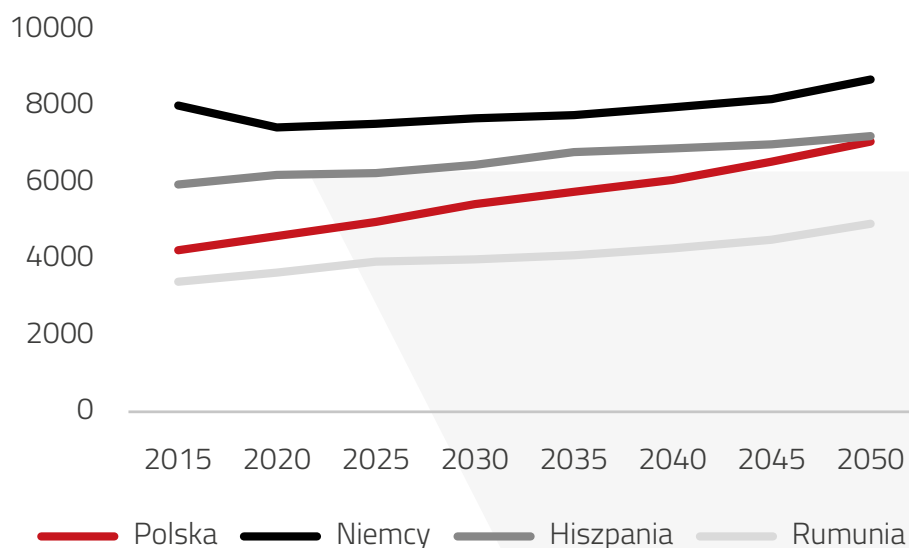
W niniejszym podrozdziale zostały przedstawione wyniki prognoz i analizy porównawcze dla scenariusza referencyjnego.



Rys. 5.7 Prognozowany rozwój gospodarczy PKB per capita [EUR per capita]

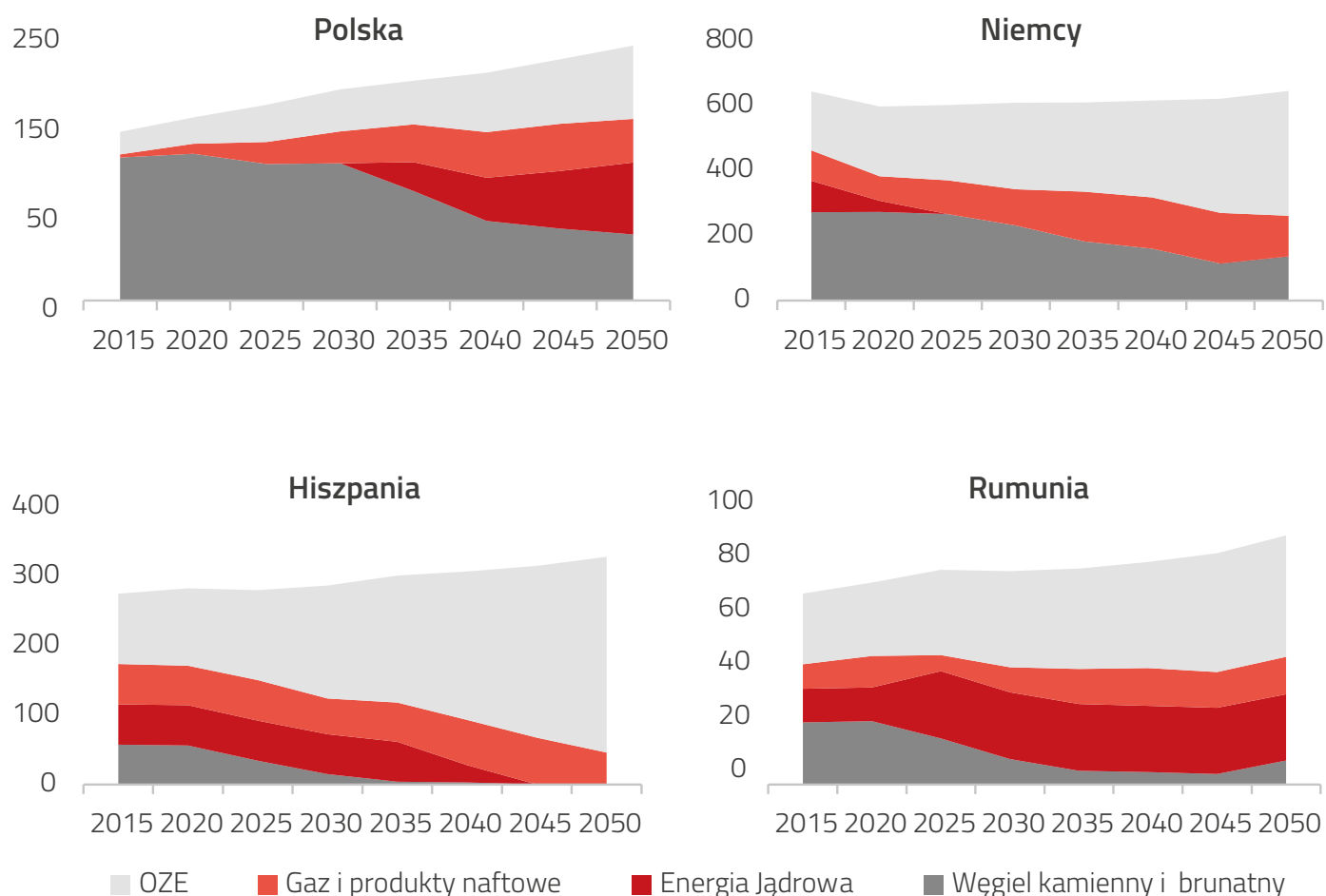


Rys. 5.8 Prognozowane zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh per capita]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EU Reference Scenario 2016

Rys. 5.9 Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej w wybranych krajach na podstawie EU Reference Scenario [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie EU Reference Scenario 2016

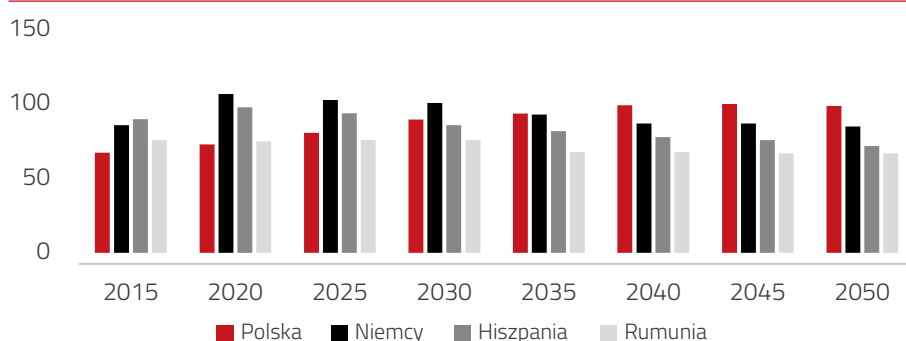
Założeniem scenariusza referencyjnego UE jest brak kontynuacji transformacji energetycznej po 2015 roku, co powoduje, że w Polsce w 2050 roku dalej dominuje energia elektryczna z paliw kopalnych obciążona wysokimi kosztami uprawnień do emisji CO₂ i/lub instalacji CCS/CCU (carbon capture and storage/utilisation).

Stale rosnące koszty wytwarzania energii elektrycznej spowodowałyby zahamowanie wzrostu gospodarczego Polski. W tym kontekście Polska polityka energetyczna i plany w sprawie energii i klimatu muszą zakładać wyższą poprawę efektywności energetycznej i istotnie tańszy mikś energetyczny.

Biorąc pod uwagę tempo redukcji emisji CO₂ zakłada się, że Polska będzie w znacznie szybciej redukować emisje niż Niemcy, co jednak nie odzwierciedla różnic w poziomie rozwoju gospodarczego tych krajów, które powinny być uwzględniane w ramach planowania celów klimatycznych na szczeblu UE.

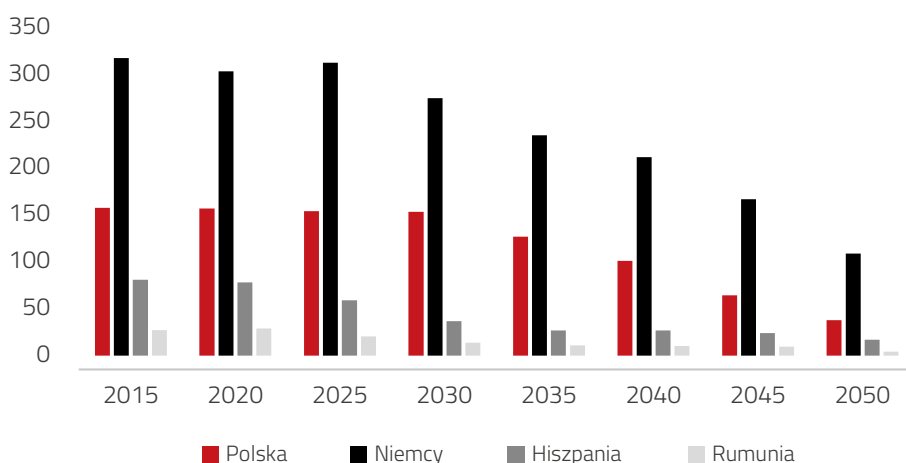
Zwiększony wzrost gospodarczy oraz przejście na technologie niskoemisyjne wraz ze wzrostem zużycia energii elektrycznej będą powodowały wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej i w konsekwencji mogą powodować dodatkowe bariery rozwoju oraz wzrost napięć społecznych.

Rys. 5.10 Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej [EUR13'/MWh]

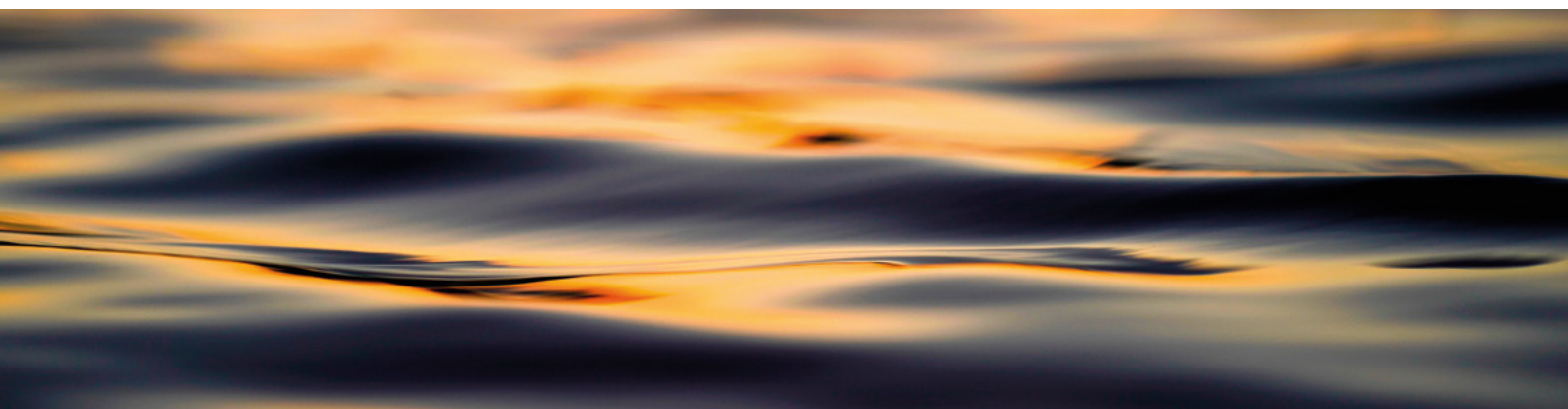


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EU Reference Scenario 2016

Rys. 5.11 Porównanie emisji CO₂ z sektora energetycznego [Mt]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EU Reference Scenario 2016



Scenariusze rozwoju według polityk energetycznych lub analiz sektorowych

Wdrożenie polityki klimatycznej w UE od 2021 roku będzie realizowane poprzez zintegrowane krajowe plany w sprawie energii i klimatu (KPEiK). Pierwsze takie plany są opracowywane dla osiągnięcia unijnych celów energetyczno-klimatycznych w 2030 roku. KPEiK są tworzone przez poszczególne kraje członkowskie, a w przypadku gdy ich sumaryczny efekt nie jest zgodny z celami UE są odpowiednio modyfikowane.

Prace nad KPEiK dla Polski jeszcze trwają, niemniej jednak prognozy w nim zawarte będą spójne z Polityką Energetyczną Polski. W związku z niepewnością, co do ostatecznego kształtu KPEiK dla pozostałych krajów, przedstawione prognozy zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej ilustrują jeden z możliwych

wariantów, który może znaleźć się w finalnych KPEiK. W planach wynikających z istniejących polityk lub analiz sektorowych widać istotny wpływ poprawy efektywności energetycznej, dla uzyskania unijnego celu w 2030 roku na poziomie 32,5%.

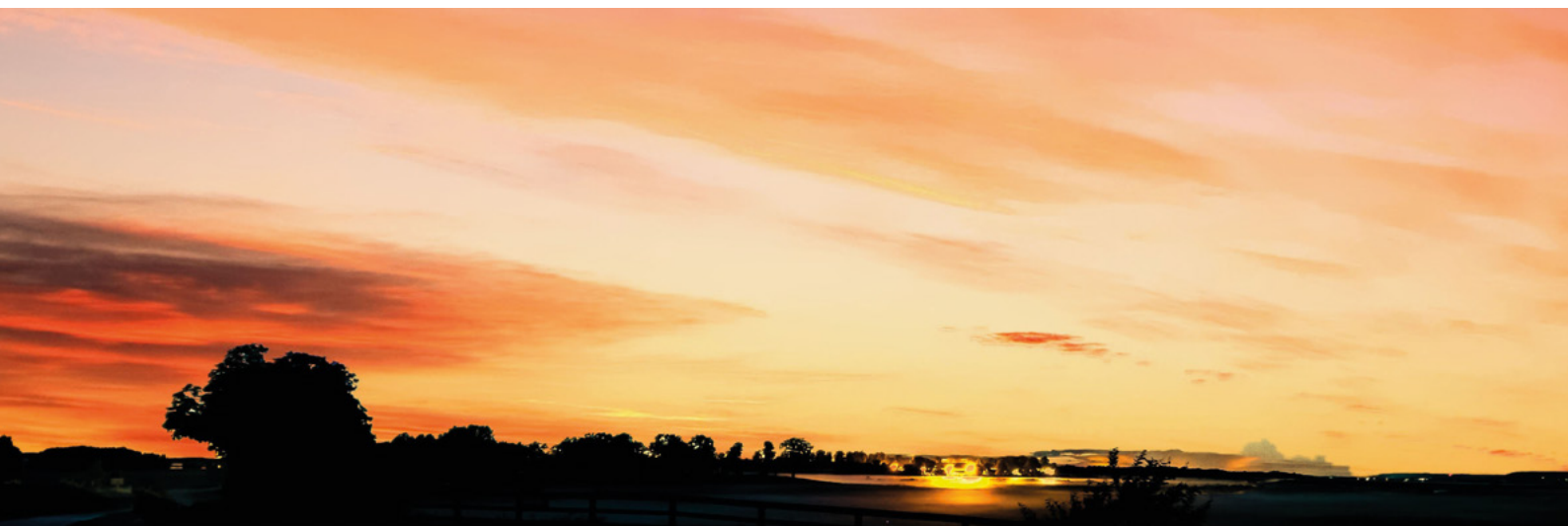
Kluczowym aspektem w realizacji celów redukcji emisji w Polsce jest kwestia rozwoju energetyki jądrowej, której rozwój został uwzględniony w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku.

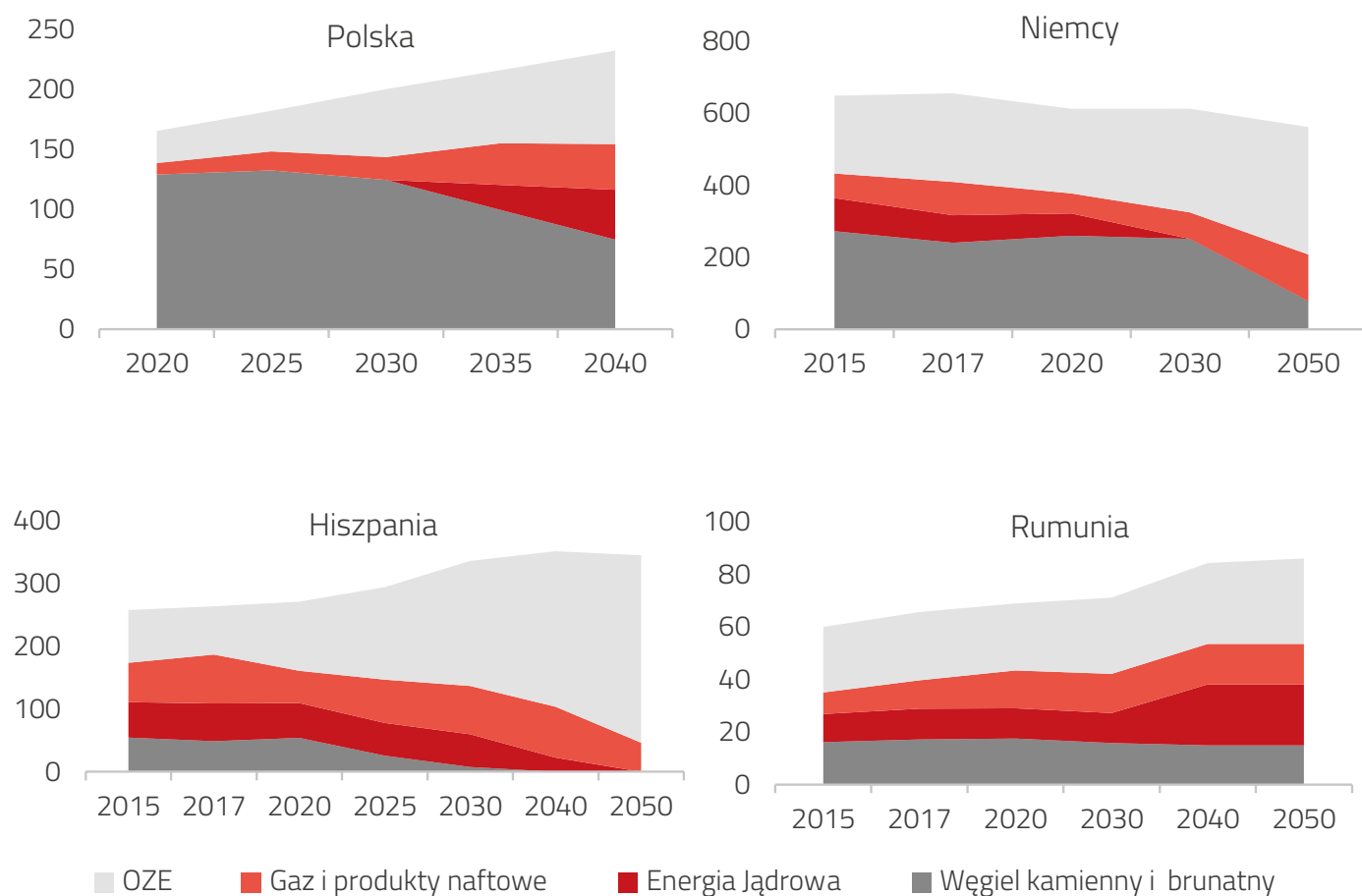
W Hiszpanii zakłada się dominację OZE ze wsparciem jednostek gazowych z całkowitą eliminacją źródeł węglowych. W Niemczech również prognozuje się dominujący udział OZE, ale prawdopodobnie energetyka węglowa będzie miała część udziału w produkcji energii elektrycznej, nawet

w 2050 roku. Dla Rumunii zakłada się ustabilizowanie obecnej struktury produkcji z przyrostem źródeł OZE i gazowych w celu pokrycia rosnącego zapotrzebowania.

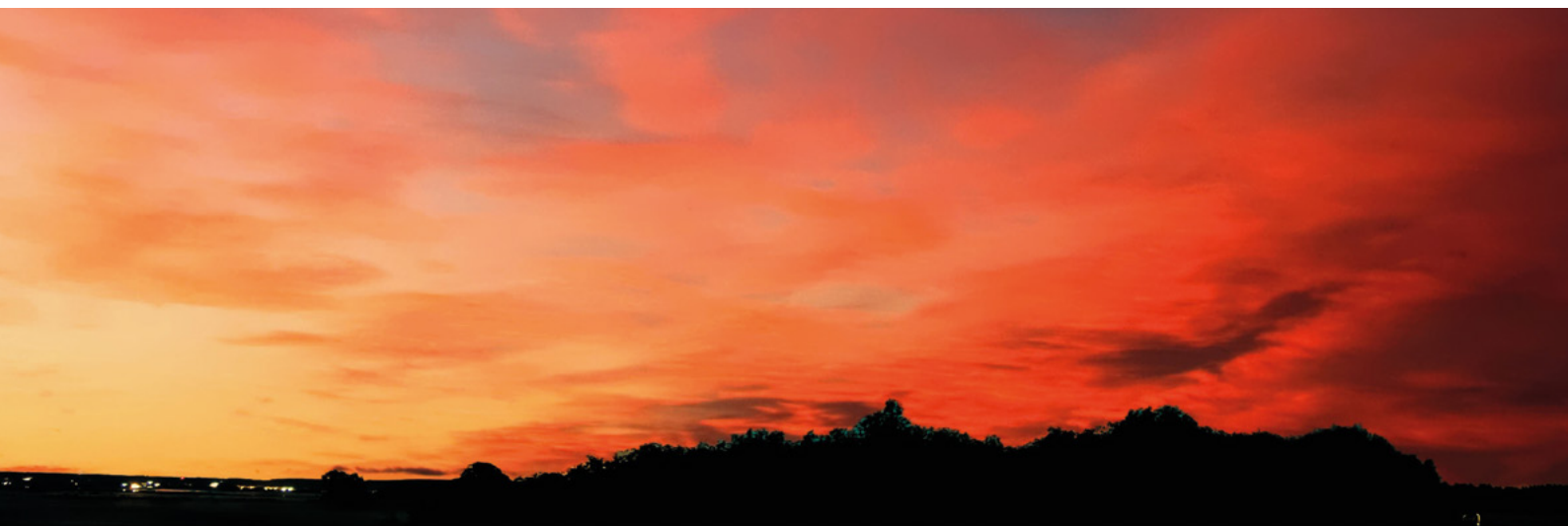
Porównując prognozy dla analizowanych krajów, można zaobserwować, że Polska stoi przed zdecydowanie najtrudniejszymi wyzwaniami wynikającymi z transformacji struktury wytwarzania energii elektrycznej i koniecznością zmniejszenia udziału węgla w strukturze wytwórczej.

Prognoza dla Polski obejmuje horyzont 2040 roku (horyzont projektu PEP2040), natomiast prognozy dla pozostałych krajów w ramach krajowych analiz zostały opracowane w horyzoncie roku 2050.



Rys. 5.12 Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej w wybranych krajach [TWh]

Źródło: Opracowanie własne na projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku i publikowanych dokumentów nt. planów krajowych w Niemczech, Hiszpanii i Rumunii





Transformacja energetyczna w Polsce i wybranych krajach UE

Podsumowanie:



Ze względu na uwarunkowania surowcowe i historyczne **Polska jest w innej pozycji startowej, w zakresie realizacji proklimatycznej transformacji energetycznej**, niż większość krajów UE, przede wszystkim ze względu na stopień rozwoju gospodarczego i dominację węgla.



Tempo zmian transformacji energetycznej musi uwzględniać zarówno dynamikę wzrostu gospodarczego Polski jak i uwarunkowania społeczne. Do osiągnięcia przeciętnego poziomu PKB w UE, Polska musi rozwijać się zdecydować szybciej niż dotychczas. Kosztowna transformacja może wyhamować tempo rozwoju gospodarczego. Zmiany struktury paliwowo-technologicznej także muszą uwzględniać potrzeby rejonów węglowych i ich pracowników.



Węgiel jest dominującym paliwem w miksie energetycznym Polski. W Niemczech też odgrywa istotną rolę. Zarówno Polska i Niemcy w ostatnich latach budowały nowe jednostki, przede wszystkim dla wymiany najstarszych, najmniej sprawnych jednostek.



Do 2050 roku struktura wytwarzania w Polsce będzie istotnie zdywersyfikowana. **OZE i technologie gazowe będą zastępować technologie węglowe**, analizuje się efektywność wprowadzenia technologii jądrowych.

6

Perspektywa 2050 dla polskiej elektroenergetyki



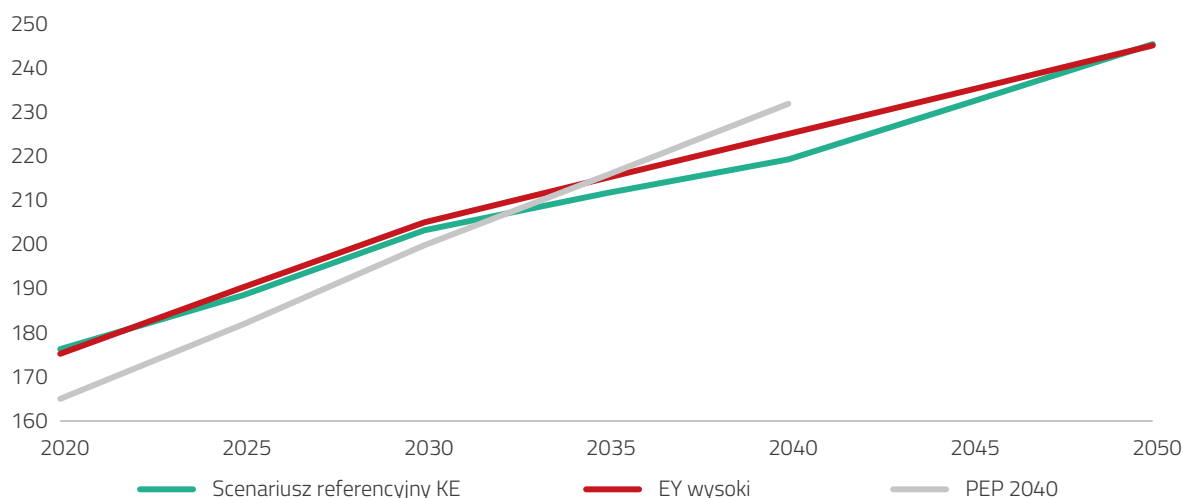
Dalsze działania na rzecz redukcji emisji CO₂ w Polsce determinowane są zaostższanymi wymogami globalnymi i unijnymi w zakresie ochrony środowiska. W związku z dominującą pozycją kluczową rolę w dalszej redukcji emisji CO₂ w Polsce w dalszym ciągu będzie mieć sektor energetyczny.

W odpowiedzi na rosnące wymagania klimatyczne obecnie prowadzone są równoległe prace na politykę energetyczną polski z perspektywą do 2040 roku (w dniu 23 listopada 2018 roku do konsultacji społecznych opublikowano projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku) oraz nad KPEiK do 2030 roku z prognozami do 2040 roku, który ma być wkładem Polski w osiągnięcie celów ustalonych na szczeblu UE.

Elektroenergetyka 2050

Zakłada się, że przyrost zużycia energii elektrycznej w związku z wzrostem gospodarczym, rozwojem elektromobilności oraz zwiększonym udziałem energii elektrycznej w ciepłownictwie będzie w części kompensowany istotną poprawą efektywności energetycznej.

Rys. 6.1 Prognoza wzrostu produkcji energii elektrycznej w Polsce [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych projektu Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku i EU Reference Scenario 2016 oraz prognoz EY.

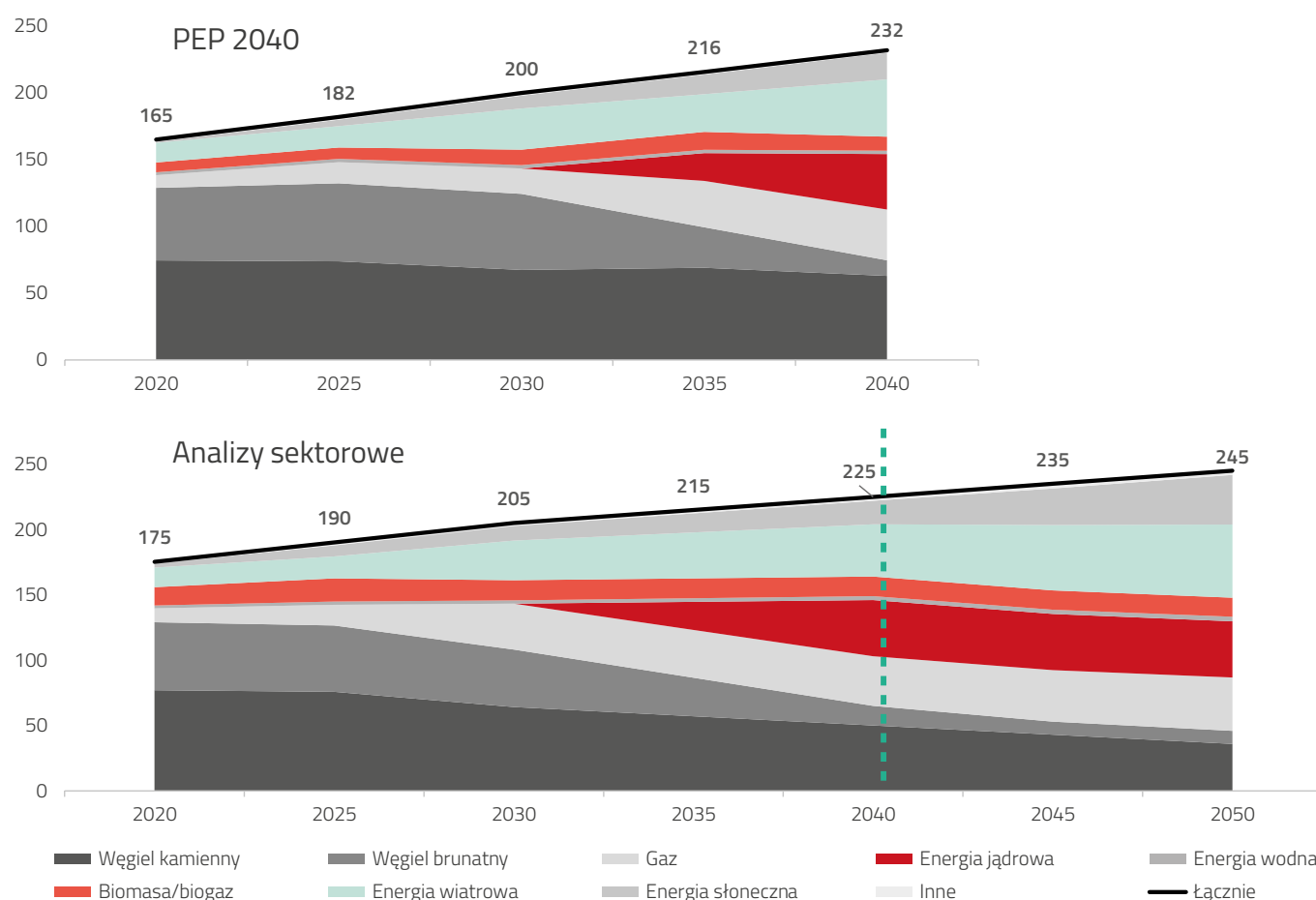
Prognozy do 2030 roku zostały opracowane przy założeniu celów redukcyjnych dla Polski na poziomie średniej unijnej. Prognozy na kolejne lata opracowano przy założeniu zróżnicowanych celów dla Polski i dla polskiej elektroenergetyki. Zaprezentowane prognozy produkcji energii elektrycznej w Polsce obejmują

zarówno prognozy z projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, jak i analizy sektorowe stowarzyszeń 2016.⁴²

Polski sektor energetyczny, ze względu na zobowiązania klimatyczne będzie zmuszony przechodzić fundamentalne zmiany, które wymagają także akceptacji strony społecznej.

Zmiany struktury wytwarzania zostały przedstawione w oparciu o prognozy zawarte w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, jak i analizy sektorowe. W ramach analiz porównano również poziom niezbędnych nakładów na zmianę struktury wytwórczej sektora i pokrycie rosnącego zapotrzebowania.

Rys. 6.2 Produkcja energii elektrycznej do 2050 roku [TWh]



Źródło: Prognozy opracowane na potrzeby projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

⁴² Na podstawie analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

Prognozy zużycia energii elektrycznej i zmiany struktury wytwórczej w ramach analiz sektorowych z roku 2017 są bardzo zbliżone do prognoz zawartych w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. Oznacza to, że prognozy sektorowe na kolejną dekadę, do 2050 roku mogą prezentować jeden z najbardziej prawdopodobnych wariantów kontynuacji obecnego projektu PEP2040.

Kolejny wykres przedstawia niezbędne nakłady inwestycyjne w sektorze zgodnie z projektem Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. Biorąc pod uwagę zbieżność analiz sektorowych z projektem PEP2040, można oczekiwać, że dodatkowe nakłady w latach 2041–2050 mogą wynosić około 26 mld EUR. Nakłady te będą przede wszystkim związane z dalszym przyrostem zapotrzebowania na energię oraz dalszą zmianą struktury wytwórczej sektora w stronę redukcji emisji CO₂.

Rys. 6.3 Potrzebne nakłady inwestycyjne na redukcję emisji CO₂ do 2050 [mld EUR]



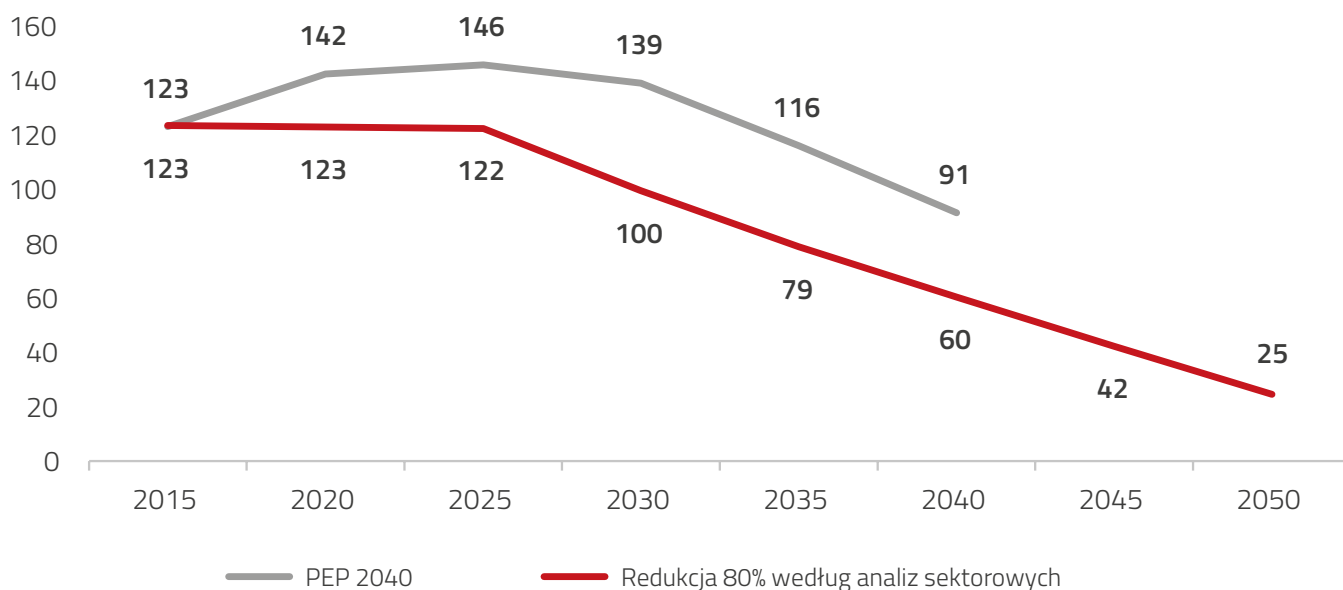
Źródło: Prognozy opracowane na potrzeby projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

Należy zaznaczyć, że powyższe nakłady nie obejmują wydatków na modernizację istniejących jednostek wytwórczych na co konieczne jest dodatkowe 8-10 mld EUR w każdej dekadzie.

Zmiana struktury wytwórczej sektora przedstawiona na poprzednich wykresach będzie prowadziła do istotnej redukcji emisyjności sektora, co zostało zaprezentowane na kolejnym wykresie.

Na podstawie porównań przedstawionych analiz, można stwierdzić, że utrzymanie trendu spadku emisji CO₂ z lat 2031-2040 określonych w projekcie PEP2040 w kolejnym dziesięcioleciu pozwoli na osiągnięcie poziomu redukcji CO₂ w sektorze energetycznym na poziomie około 80% w stosunku do 2005 roku wyznaczonej w analizach sektorowych na 2050 rok.

Rys. 6.4 Poziom emisji CO₂ z produkcji energii elektrycznej w sektorze energetycznym do 2050 roku [Mt]



Źródło: Prognozy opracowane na potrzeby projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku oraz analiz EY w projekcie TGPE: „Aktualizacja kosztów i ocena wpływu wymagań konkluzji BAT na sektor energetyczny w Polsce z uwzględnieniem zmian wprowadzonych na ostatecznym spotkaniu Technicznej Grupy Roboczej w Sewilli oraz wpływu innych wymagań środowiskowych a także wzrostu udziału nieregulowanych OZE w rynku energii”.

Perspektywa 2050 dla polskiej elektroenergetyki

Podsumowanie:



Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce będzie rosnąć przez co najmniej 15-20 lat, przy czym częściowo będzie on kompensowany zwiększaniem efektywności energetycznej



Węgiel będzie miał w 2050 roku jeszcze **istotny udział** w wytwarzaniu energii elektrycznej.



Do 2050 roku **dla ochrony klimatu jest niezbędna istotna zmiana struktury** paliwowo-technologicznej.



Projekt Polityki Energetycznej Polski, opublikowany 23 listopada 2018 roku zakłada stopniowy spadek udziału węgla w strukturze wytwórczej poprzez budowę nowych źródeł OZE i źródeł gazowych. Zakłada się **również realizację programu jądrowego z pierwszym blokiem jądrowym uruchomionym w 2033 roku.**

7

Innowacje w sektorze energetycznym



W polskiej energetyce innowacje od początku były traktowane jako realny potencjał do obniżania kosztów i zwiększania parametrów jakościowych. Polska jako jeden z pierwszych krajów zaczęła rozwijać produkcję energii elektrycznej skojarzoną z produkcją ciepła, w początkowej fazie przystosowując do tego turbiny kondensacyjne. W efekcie modernizacji przeprowadzanych w latach dziewięćdziesiątych XX wieku, jednostki wytwórcze osiągały moc o około 10% wyższą przy sprawności wytwarzania większej o 3-4%. Zrealizowano także jako pierwszy w Europie Środkowo-Wschodniej projekt dotyczący odzysku ciepła z procesów przemysłowych na potrzeby ogrzewania miejskiego, redukując tym samym lokalną emisję CO₂.

Obecnie zapotrzebowanie na innowacje w energetyce generują głównie:

- Ochrona klimatu i środowiska oraz powiązany z tym rosnący popyt na towary i usługi obciążone niewielkimi emisjami
- Ciągłe poszukiwanie oszczędności
- Konieczność zapewniania bezpieczeństwa dostaw energii przy rosnących cenach i ryzyku braku dostaw surowców energetycznych
- Megatrendy związane z cyfryzacją i decentralizacją.

W energetyce dodatkowym obszarem jest rosnący udział energii elektrycznej w zużyciu energii finalnej, co zwiększa zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz zmienia charakter jej poboru. W najbliższych latach największe zmiany w tym zakresie będą wynikać z elektryfikacji transportu samochodowego.

Ochrona klimatu i środowiska i bezpieczeństwo dostaw

W zakresie ochrony klimatu i środowiska oraz bezpieczeństwa dostaw największe zapotrzebowanie na innowacje wywołuje wprowadzanie niemal zeroemisyjnych technologii wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. W związku ze specyfiką ich produkcji rośnie potrzeba powiązania tych źródeł z magazynami energii i/lub technologiami o sterowalnej produkcji.

W Polsce, ze względu na uwarunkowania surowcowe, węgiel w przyszłych latach będzie w dalszym ciągu obecny w strukturze wytwarzania energii elektrycznej.

Wymusza to poszukiwanie sposobów na ograniczenie wpływu energetyki węglowej na klimat i środowisko, również poprzez realizację działań innowacyjnych.

Technologie OZE i magazynowanie energii

Zależność produkcji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych od warunków atmosferycznych powoduje konieczność wprowadzenia magazynów energii i/lub rezerwowania jednostek OZE jednostkami wytwórczymi produkującymi niezależnie od warunków zewnętrznych.

Każda z kluczowych spółek prowadzi obecnie prace w tym zakresie, a najwięcej projektów dotyczy optymalizacji lokalizacji i doboru technologii źródeł OZE, doskonalenia i współpracy różnych technologii OZE, magazynowania energii i ich współdziałania z OZE. Planuje się działania dla opanowania technologii wodorowych umożliwiających magazynowanie energii wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych.

Tabela 7.1 Przykłady projektów innowacyjnych w zakresie OZE i magazynowania energii

PGE	TAURON	ENERGA	ENEA
1. Optymalizacja projektu morskiej farmy wiatrowej poprzez badania w ramach projektu „Pływający Lidar”.	1. Grupa rozwija technologię wysp poligeneracyjnych, do produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu i biogazu z odpadów i lokalnie dostępnej biomasy.	1. Badanie efektywności i wpływu na środowisko elektrowni fotowoltaicznej umieszczonej na platformie pływającej na zbiorniku wodnym elektrowni łapino.	1. Analizowane są możliwości rozwoju elastycznego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu w ramach poligeneracji, również z uwzględnieniem czystych technologii węglowych.
2. Magazyn energii o mocy 500 kW i pojemności 750 kWh zintegrowany z należącą do spółki farmą fotowoltaiczną.	2. Magazyn energii w województwie śląskim o mocy 2MW i pojemności użytkowej 500kWh.	2. Polsko-japoński projekt badawczy zastosowania automatyki odciążającej sieć i hybrydowego magazynu energii do opanowywania przepływów po szybkich zmianach generacji innych źródeł.	2. Analizowane są możliwości rozwoju usług systemowych poprzez magazyny energii.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych spółek energetycznych.

Niskoemisyjne technologie węglowe

Ewolucyjne zmniejszanie udziału węgla w produkcji energii elektrycznej wymaga rozwoju czystych technologii węglowych. Wszystkie grupy energetyczne angażują się w projekty obniżające emisję CO₂ i zanieczyszczeń oraz obniżające koszty produkcji.

Tabela 7.2 Przykłady projektów innowacyjnych w niskoemisyjnych technologiach węglowych

PGE	TAURON	ENERGA	ENEA
1. PGE rozwija niskoemisyjne źródła energii, m.in. wysokosprawną kogenerację oraz trigenerację.	1. TAURON jest liderem konsorcjum CO ₂ -SNG, grupującego polskie i francuskie podmioty realizujące projekt obejmujący wychwyt CO ₂ ze spalin i przekształcanie go w syntetyczny gaz ziemny (SNG). Gaz ten będzie powstawał w wyniku reakcji CO ₂ z wodorem pochodzącym z procesu elektrolizy, zasilanego nadwyżką taniej energii elektrycznej pochodzącej z OZE.	1. ENERGA rozwija niskoemisyjne źródła kogeneracyjne, głównie na biomasę i odpady.	1. Enea przygotowuje studium wykonalności projektu budowy bloku w technologii zgazowania węgla (IGCC) w pobliżu kopalni Bogdanka, powiązanego ewentualnie z wychwytem i przetwarzaniem CO ₂ .
2. Wprowadzany jest hybrydowy system spalania, który zmniejsza ilości popiołu przeznaczonych do składowania oraz pozwala na produkcję materiału użytecznego.		2. Analizowane są możliwości obniżania emisji CO ₂ i zanieczyszczeń poprzez wprowadzanie bloków gazowych i węglowych na parametry nadkrytyczne.	
2. Wdrażana jest niskonakładowa metoda zwiększająca skuteczność procesu odsiarczania spalin do poziomu zapewniającego spełnienie wymogów konkluzji BAT.			

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych spółek energetycznych.

Efektywność energetyczna

Działania w zakresie efektywności energetycznej ukierunkowane są na obniżenie zużycia energii elektrycznej w procesach wytwarzania i przesyłu energii oraz obniżenie zużycia przez

odbiorców końcowych poprzez zwiększanie świadomości optymalnego zużycia energii elektrycznej, monitorowanie zużycia energii, zarządzania jej wykorzystaniem oraz sterowania urządzeniami

domowymi. Każda z kluczowych grup energetycznych realizuje programy na rzecz poprawy efektywności energetycznej, często w połączeniu z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania.

Tabela 7.3 Przykłady projektów innowacyjnych w zakresie efektywności energetycznej

PGE	TAURON	ENERGA	ENEA
1. PGE poprzez fundusz Venture Capital, rozwija technologię automatycznego redukowania poboru energii poprzez ustawienia urządzeń, np. zmniejszenie natężenia oświetlenia.	1. TAURON realizuje program ProMoc, którego produktem końcowym jest prototyp narzędzia wspomagającego aktywne zarządzanie bilansem energetycznym i preferencjami klientów.	1. ENERGA realizuje w Gdyni projekt ENERGA LIVING LAB, w którym testuje się nowe technologie i nowoczesne produkty energetyczne u użytkowników w ich domach.	1. ENEA wprowadziła produkt ENEA Smart, który łączy umowy na zakup energii z rozwiązaniami inteligentnego domu, które mają zwiększać bezpieczeństwo (zabezpieczenie przed pożarami, zalaniem, czy włamaniami) oraz pozwalają lepiej kontrolować zużycie energii i wydatki ponoszone na ogrzewanie pomieszczeń.
2. W projekcie „SmartEnergy – efektywne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej w domu i w firmie”, opracowuje rozwiązania w zakresie monitorowania i sterowania zużyciem energii przez odbiorców z grupy taryfowej C i G – odbiorców przyłączonych do sieci niskich napięć.	2. Zwiększy to efektywne wykorzystanie potencjału redukcji popytu na energię i świadczenia usług DSR.	2. W ramach projektu testuje się przede wszystkim nowe rozwiązania cenowe i narzędzia wspierające zarządzanie energią elektryczną.	2. W ramach realizacji projektu badawczo-rozwojowego dotyczącego hybrydowego układu grzewczo-chłodzącego dla budynków, ENEA zamierza prowadzić prace nad oprogramowaniem wspierającym zarządzanie efektywnością energetyczną budynków mieszkalnych, biurowych i przemysłowych.
	3. Z kolei projekt MOBISTYLE pozwala na podniesienie świadomości i poczucia własności u konsumentów dla aktywniejszych działań dla zwiększania efektywności energetycznej.	3. Grupa jest również najbardziej zaawansowana w instalacji systemu inteligentnego opomiarowania, który poza dodatkowymi informacjami o pracy sieci w czasie rzeczywistym umożliwia również bardziej świadome działania odbiorców energii dzięki dostępowi do rzeczywistych danych o zużyciu.	
	4. Natomiast projekt UtilitEE ma na celu zwiększenie efektywności zużycia energii poprzez wykorzystanie technologii informacyjno-komunikacyjnych oraz mechanizmów zarządzania popytem DSM („demand side management”).		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych spółek energetycznych.

Rozproszone wytwarzanie, Smart grid i smart metering, cyfryzacja

Decentralizacja i wprowadzanie technologii OZE sprzyja rozwojowi rozproszonej produkcji energii elektrycznej. Możliwość uzyskania dotacji inwestycyjnych i sprzedaży nadwyżek wytwarzanej energii zwiększyły atrakcyjność budowy źródeł u konsumentów. W gospodarstwach domowych najszybciej rozwijają się źródła fotowoltaiczne, u większych odbiorców również inne technologie,

w tym kogeneracja gazowa i biomasowa. Rozwój generacji rozproszonej powoduje zmiany w funkcjonowaniu sieci dystrybucyjnej, która pełni zarówno rolę tradycyjnego zasilania odbiorców w energię, jak również musi być w stanie odbierać nadwyżki produkowanej przez nich energii elektrycznej. Możliwość ta wymaga przebudowy sieci i zwiększenia inwestycji w ich oprzyrządowanie, m.in. automatykę zabezpieczeniową, inteligentne liczniki, terminale sterujące, systemy

komunikacyjne itp. W efekcie przebudowy powstają inteligentne sieci, które pozwalają na zwiększenie funkcjonalności sieci dystrybucyjnych, przede wszystkim umożliwiają rozwój energetycznych inicjatyw lokalnych, takich jak klastry, obszary lokalnego bilansowania czy mikrosieci. Prowadzi to do pełniejszego wykorzystywania lokalnych zasobów energetycznych i zmniejszania zużycia. We wszystkich grupach trwają badania oraz projekty pilotażowe w tym zakresie.



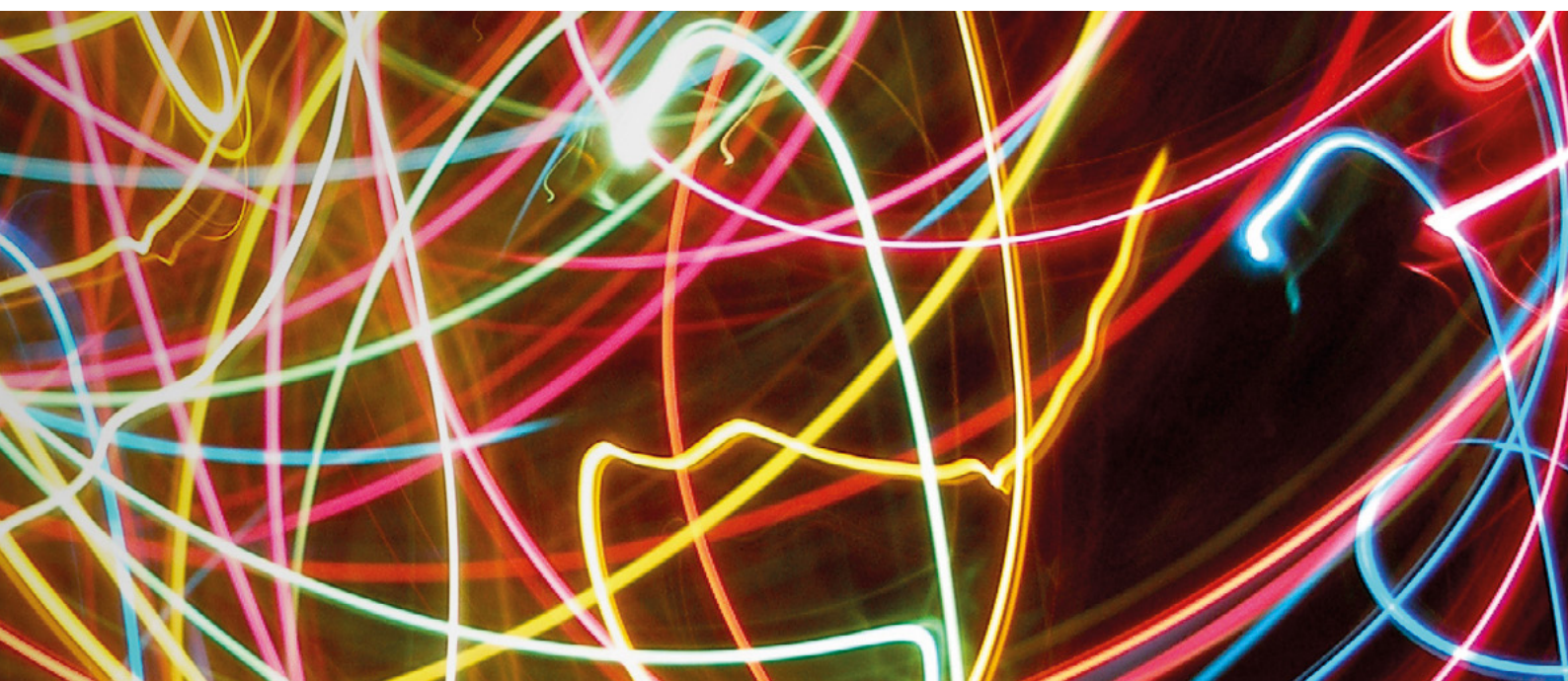
Tabela 7.4 Przykłady projektów innowacyjnych w zakresie generacji rozproszonej, smart grid i cyfryzacji

PGE	TAURON
1. PGE pracuje nad zintegrowanym i zautomatyzowanym systemem zarządzania siecią dystrybucyjną nN oraz przyłączonymi do niej odbiorcami, magazynami i rozproszonymi źródłami.	1. TAURON opracowuje model funkcjonowania energetyki rozproszonej 2.0 – samobilansujących się obszarów sieci elektroenergetycznej.
2. Grupa inwestuje m.in. w sieć inteligentną wspierającą poprawę jakości i niezawodności zasilania odbiorców, w tym obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI.	2. Projekt obejmuje m.in. stworzenie narzędzia analitycznego służącego analizowaniu efektywności mikro sieci.
3. Rozwija się systemy monitorowania jakości energii, inteligentnego opomiarowania, wprowadza się automatyzację oraz buduje się system transmisji cyfrowej.	3. Opracowuje się platformę pozwalającą na agregowanie potencjału wytwórczego i regulacyjnego rozproszonych źródeł energii odnawialnej i zasobników energii oraz wybranych kategorii odbiorów sterowalnych.
4. Obszar digitalizacji jest jednym z priorytetów działania spółki	4. TAURON prowadzi także prace nad Zintegrowanym Systemem Diagnostyki Sieciowej, systemu wspomagającego proces zarządzania populacją transformatorów WN/SN.
5. PGE Ventures, czyli funduszu przeznaczonego na inwestycje w innowacyjne, małe firmy. Priorytetem są innowacje pozwalające na cyfryzację kontaktu z klientem czy wykorzystujące technologie big data.	5. Kolejny projekt to platforma zarządzania danymi z zaawansowanej infrastruktury pomiarowej.
	6. Grupa pracuje ona również nad rozwiązaniami z obszaru Internetu Rzeczy.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych spółek energetycznych.



ENERGA	ENEA
1. Energa realizuje projekt „Lokalne Obszary Bilansowania”, który pozwoli na zwiększenie elastyczności systemu.	1. ENEA wspomaga rozwój energetyki prosumenckiej i jest zaangażowana w rozwój klastrów energii.
2. Spółka rozwija inteligentne sieci, jako pierwsza w Polsce pilotażowo wdrożyła projekt Smart Toruń - jeden z najbardziej nowoczesnych elementów systemu elektroenergetycznego w Polsce. Podobny projekt spółka zrealizowała na Helu.	2. Spółki grupy zaangażowane są w takie inicjatywy klastrowe jak: Leszczyński Klaster Energii „Nowa energia dla Leszna”, Zielonogórski Klaster Energii, Klaster Energii w Środzie Wielkopolskiej, czy Piłski Klaster Energetyczny.
3. Energa jest też największym operatorem inteligentnych systemów opomiarowania na polskim rynku.	3. Ciągi SN są obejmowane funkcjonalnością FDIR (Fault Detection, Isolation & Restoration) w celu lokalizowania w czasie rzeczywistym awarii sieci, zautomatyzowanej separacji uszkodzonych odcinków i jak najszybszego przywracania napięcia odbiorcom.
4. Należy również wspomnieć o projekcie UPGRID, którego celem jest zweryfikowanie wybranych technologii w zakresie poprawy niezawodności i optymalizacji pracy sieci SN i nN, wraz z rozwiązaniami wspomagającymi przyłączanie generacji rozproszonej, na wybranym obszarze demonstracyjnym sieci miejskiej w Gdyni.	4. Kolejny projekt wdraża system dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi linii wysokiego napięcia (DOL) sieci przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych.
	5. W ramach innego projektu wzmacnia się wyposażenie stacji SN/nn w układy bilansujące oraz układy telemechaniki dla wspomagania ruchu sieci.
	6. W innym obszarze digitalizacji, spółka analizuje możliwość wykorzystania technologii blockchain m.in. do rozliczania transakcji na rynku energetycznym.



Innowacyjne zużycie energii elektrycznej

Innowacyjne rozwiązania w zakresie zużycia energii elektrycznej mogą doprowadzić do bardziej efektywnego i stabilnego wykorzystania energii elektrycznej. Rozwój sektora elektromobilności spowoduje wyrównanie zapotrzebowania na energię elektryczną w nocy, wyrównując dobową krzywą zapotrzebowania, a rozwój usług redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną (DSR) zwiększy elastyczność zużycia energii w szczytach zapotrzebowania.

Elektromobilność

Elektromobilność to koncepcja zakładająca wykorzystanie ekologicznych, bezemisyjnych pojazdów elektrycznych, w miejsce pojazdów zasilanych paliwami kopalnymi. Elektromobilność, to zarówno indywidualne pojazdy elektryczne, jak również elektryczny transport publiczny, infrastruktura do ładowania, lokalne zasobniki energii, systemy wsparcia i zarządzania transportem elektrycznym, innowacyjne usługi energetyczne związane z magazynowaniem energii elektrycznej, nowe modele biznesowe związane z eksploatacją transportu elektrycznego oraz wsparcie publiczne

i działania informacyjno-edukacyjne dla obywateli. Z perspektywy sektora elektroenergetycznego, przewidywany rozwój pojazdów elektrycznych wpłynie na zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego.

Rozwój elektromobilności, zakładający dynamiczną popularyzację samochodów elektrycznych, wydaje się być jedną z największych szans rozwoju dla przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji spółki prowadzą szereg programów R&D w celu określenia optymalnych sposobów wykorzystania szans wynikających z rozwoju elektromobilności.

Tabela 7.5 Przykłady projektów innowacyjnych w zakresie elektromobilności i zwiększania elektryfikacji

PGE	TAURON	ENERGA	ENEA
1. PGE inwestuje w infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych (stacje do ładowania oraz system rozliczania transakcji ładowania).	1. TAURON rozwija punkty do ładowania samochodów elektrycznych oraz usługę carsharingu tych pojazdów.	1. ENERGA inwestuje w stacje do ładowania samochodów elektrycznych.	1. ENEA realizuje pilotażowe projekty dotyczące samochodów elektrycznych i stacji ładowania.
2. Razem z Politechniką Lubelską prowadzi badania nad systemem zarządzania siecią nN na potrzeby poprawy efektywności energetycznej w sieci, ograniczenia szczytowego obciążenia sieci i zmniejszenia strat.	2. Analizuje dynamiczne bilansowanie mocy w sieci ładowarek dla samochodów elektrycznych.	2. Testowano również usługę carsharingu tych pojazdów.	2. Enea współpracuje z Kolejowymi Zakładami Łączności w zakresie wdrażania i dystrybucji stacji ładowania pojazdów elektrycznych.
			3. W ramach spółki ElectroMobility Poland, powołanej wspólnie z pozostałymi Grupami Energetycznymi Enea opracuje projekt polskiego samochodu elektrycznego.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych spółek energetycznych.

DSR - redukcja poboru mocy na żądanie operatora

DSR (Demand Side Response) to jeden ze sposobów na bezpieczną pracę systemu energetycznego w szczytach obciążenia z wykorzystaniem aktywnych zachowań odbiorców energii. W ramach umów DSR operator systemu kontraktuje usługi redukcji poboru mocy określając między innymi wielkość redukcji i czas trwania. W trakcie największego obciążenia systemu operator ma możliwość wykorzystania wcześniej zakontraktowanej redukcji zużycia energii zmniejszając tym samym

obciążenie systemu i poprawiając bezpieczeństwo jego pracy.

W 2018 roku PSE przeprowadziło przetargi w ramach tzw. Programu Gwarantowanego. Program ten przewiduje opłatę za gotowość i wykonanie redukcji w zamian za obowiązek redukcji poboru mocy na wezwanie PSE. Drugim aspektem związanym z DSR jest Program Bieżący - opłata za faktyczne wykonanie redukcji. Obecnie w ramach Programu Gwarantowanego oddzielnie na okres letni i zimowy PSE zakontraktowało po 500 MW redukcji.

Maksymalną stawkę za redukcję poboru mocy o 1 MW w ciągu godziny ustalono w przetargu w Programie Gwarantowanym na 3 200 EUR, co wynosi kilkadziesiąt razy więcej niż koszt zakupu 1 MWh energii w normalnych warunkach rynkowych.

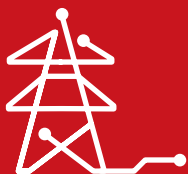
Rozwój usług DSR można zaobserwować również biorąc pod uwagę podaż mocy w ramach DSR na aukcjach rynku mocy, gdzie zgłoszonych zostało szereg istniejących instalacji DSR o łącznej sumie redukowanej mocy na poziomie 0,84 GW, jak również ponad 1 GW jednostek planowanych.



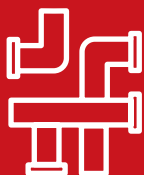


Innowacje w elektroenergetyce

Podsumowanie:



Konieczność przebudowy struktury sektora przy ograniczonych środkach wymaga poszukiwania sposobów na zmniejszenie wydatków, wykorzystanie innowacji może przynieść znaczące oszczędności.



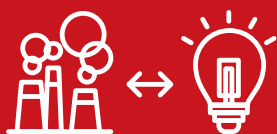
Drugi obszar dużych efektów to rozwój skojarzenia i budowa efektywnych systemów ciepłowniczych, w tym z wykorzystaniem magazynów ciepła.



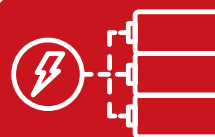
Największe efekty mogą przynieść innowacje w technologiach węglowych prowadzące do redukcji emisji CO₂. Polskie firmy energetyczne angażują się w takie projekty jak zgazowanie węgla w złożu i po wydobyciu, wychwytywanie i przetwarzanie CO₂ w handlowe produkty, itp.



Inteligentne pomiary, wprowadzanie dwustronnej komunikacji z odbiorcami, dodatkowe sterowniki prowadzą do inteligentnych sieci. Umożliwia to włączanie się do rynku nawet drobnych odbiorców i rozwój generacji rozproszonej. W następnej fazie inicjatywy lokalne mogą na tej infrastrukturze tworzyć lokalne grupy bilansowania, mikrosieci czy klastry energii.



Wykorzystanie mechanizmów DSR do redukcji szczytowego zapotrzebowania może istotnie ograniczyć inwestycje w nowe, szczytowe źródła wytwórcze.



Opanowanie efektywnego magazynowania energii umożliwi pełne wykorzystanie potencjału elektrowni wiatrowych i PV. W pierwszej kolejności, umożliwi dalszy rozwój energetyki rozproszonej i wykorzystanie inicjatyw lokalnych dla pokrycia zapotrzebowania mniejszych odbiorców. To również będzie zmniejszać wydatki sektora.

8

Działania na rzecz poprawy jakości powietrza

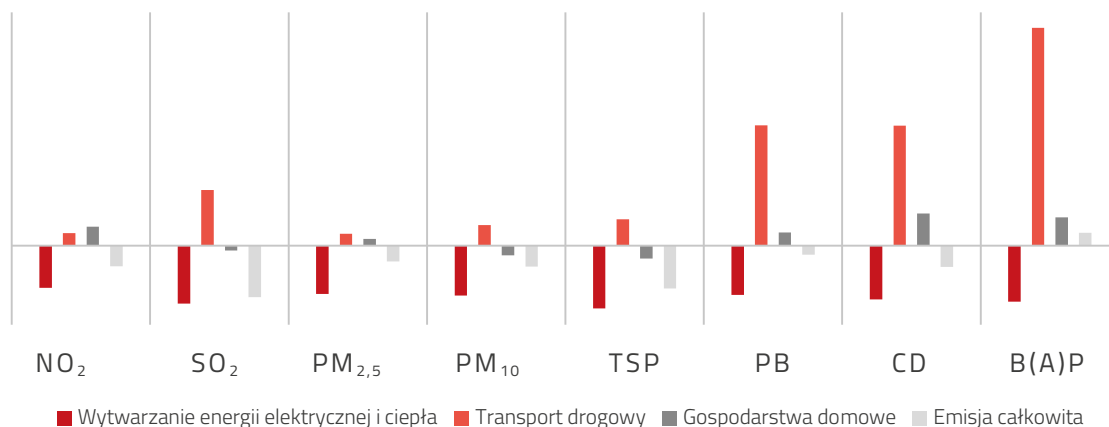


Stan jakości powietrza w Polsce

Poza koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych, których emisja ma globalny wpływ na środowisko, istnieją także inne czynniki wpływające na jakość stanu środowiska, w szczególności powietrza. Emisja zanieczyszczeń do powietrza jak dwutlenek siarki (SO_2), tlenki azotu (NO_x), amoniak (NH_3), tlenek węgla (CO), pyły (całkowity - TSP, oraz frakcje drobne: PM_{10} i $\text{PM}_{2,5}$), metale ciężkie czy niemetanowe lotne związki organiczne (NMLZO) oraz trwałe zanieczyszczenia organiczne (TZO) pochodząca z działalności poszczególnych sektorów gospodarki determinuje jakość środowiska, w tym m.in. jakość powietrza.

Na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat polski sektor energetyki zawodowej poczynił znaczący postęp w ograniczaniu emisji zanieczyszczeń powietrza, co wynika m.in. z faktu, iż źródła wytwórcze przeszły już proces głębokiej modernizacji, skutkującej znaczącymi spadkami emisji szkodliwych substancji. Ponadto emisje z tego sektora są ściśle kontrolowane a zgodność z obowiązującymi standardami emisyjnymi, które są systematycznie zastrzane, determinuje możliwość funkcjonowania. W związku z tym, obecnie wpływ sektora na lokalną jakość powietrza jest znikomy.

Rys. 8.1 Poziom redukcji zanieczyszczeń powietrza w Polsce w 2016 r. w porównaniu do 1990 r.

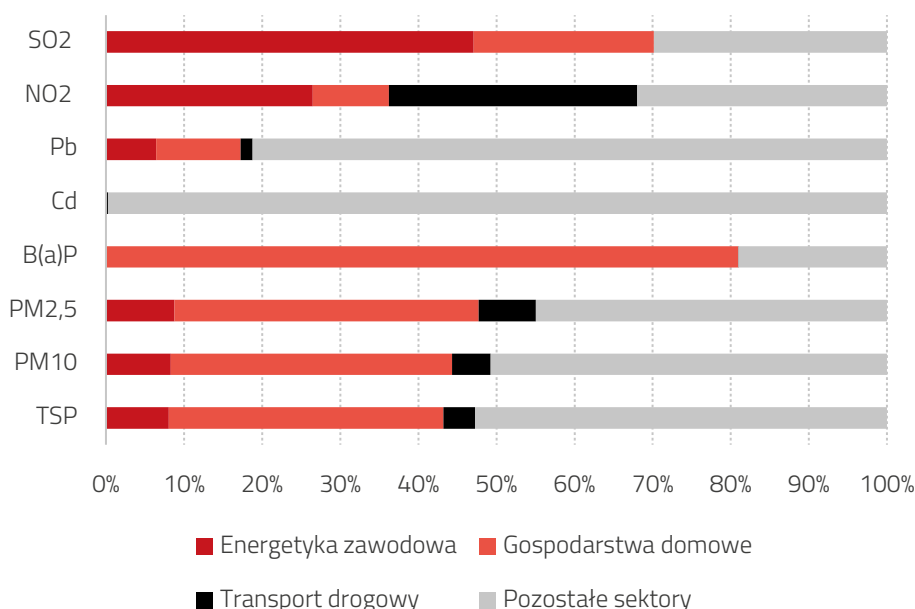


Źródło: Dane o emisjach zanieczyszczeń w formacie wymaganym przez dyrektywę 2016/2284 dla lat 1990–2016 w układzie klasyfikacji NFR, marzec 2018, KOBIZE.

W energetyce zawodowej w okresie 1990–2016 nastąpiła redukcja emisji pyłu całkowitego o ok. 95%, pyłu PM₁₀ i PM_{2,5} o ok. 75%, NO_x o 64% a SO₂ o 87%. Osiągnięcie takich redukcji wymagało przeprowadzenia wielu kosztownych modernizacji i inwestycji. Ponadto należy zwrócić uwagę, że w roku 2016 odnotowane emisje SO₂ były mniejsze o ok. 30% w porównaniu do roku 2015, co wynika przede wszystkim z dostosowania jednostek wytwórczych od 1 stycznia 2016 roku do zaostrzonych dopuszczalnych wielkości emisji w odniesieniu do obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (dyrektywa IED)⁴³. Nakłady poniesione na osiągnięcie takich redukcji wyniosły kilka miliardów EUR. W związku z dostosowaniem do kolejnych zaostrzeń standardów emisyjnych dla energetyki zawodowej wynikających z tzw. konkluzji BAT, dzięki modernizacji ok. 23 GW mocy kosztem około 2 mld EUR, emisje SO₂, NO_x i pyłów do ok. 2021 roku zmniejszą się o dalsze kilkadziesiąt procent.

W przeciwieństwie do zniżkowych trendów emisji zanieczyszczeń powietrza z sektora energetyki zawodowej, emisja tych substancji z sektora transportu (SO₂, NO_x, pyły) i sektora gospodarstw domowych w związku ze spalaniem złej jakości

Rys. 8.2 Emisja kluczowych zanieczyszczeń powietrza w Polsce w 2016 r.



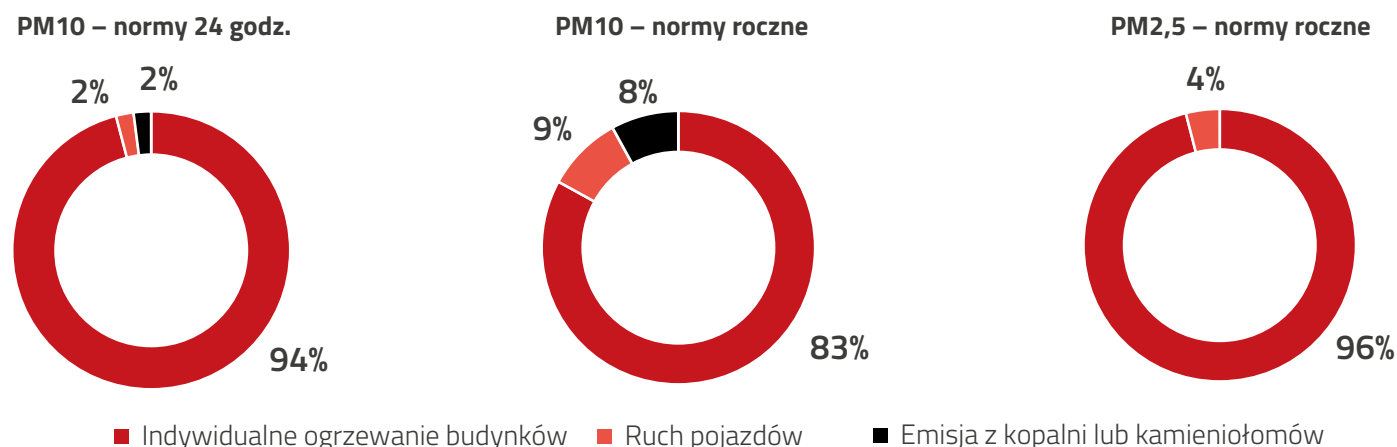
Źródło: Dane o emisjach zanieczyszczeń w formacie wymaganym przez dyrektywę 2016/2284 dla lat 1990–2016 w układzie klasyfikacji NFR, marzec 2018, KOBIZE.

paliw w nieefektywnych źródłach (NO₂, PM_{2,5}) znacząco rośnie. Fakt ten ma bardzo istotne znaczenie dla lokalnej jakości powietrza, gdyż to właśnie źródła tzw. „niskiej emisji”⁴⁴ w głównej mierze wpływają na przekroczenia dozwolonych norm i przy niekorzystnych warunkach atmosferyczno-topograficznych, powodują powstawanie smogu. Potwierdzają to dane statystyczne zbierane w ramach monitoringu jakości powietrza, prowadzonego w Polsce dla 46 stref obejmujących

terytorium całego kraju. Według danych dotyczących jakości powietrza w 2016 roku główne przyczyny przekroczeń wartości normatywnych to przede wszystkim emisja z indywidualnych instalacji ogrzewania w sektorze komunalno-bytowym (pyły, B(a)P) oraz transport drogowy w rejonach centralnych aglomeracji i większych miast (pyły). Zatem, wbrew powszechnej opinii, to nie energetyka zawodowa odpowiada za złą jakość powietrza, lecz źródła „niskiej emisji”.

43 Dz. U. UE L 334 z 17.12.2010.

44 Emisja zanieczyszczeń wprowadzana do powietrza z emitorów o wysokości do 40 m, z: – paleniska z indywidualnych gospodarstw domowych (domy jednorodzinne, budynki wielorodzinne), – lokalne kotłownie, – budynki użyteczności publicznej, – MŚP (warsztaty, usługi, piekarnie itp.), – komunikacji, – nieorganizowana emisja: pożary, pylenie ze składowisk materiałów itp., Krajowy Program Ochrony Powietrza do 2020 roku, Ministerstwo Środowiska, 2015.

Rys. 8.3 Przyczyny przekroczeń norm jakości powietrza dla pyłu PM_{10} i pyłu $PM_{2,5}$ w 2016 r.

Źródło: Ocena jakości powietrza w strefach w Polsce za rok 2016, Państwowy Monitoring Środowiska - Inspekcja Ochrony Środowiska, GIOŚ 2017.

Unijne regulacje dot. jakości powietrza

Jakość i ochrona powietrza stanowią jeden z obszarów polityki ochrony środowiska, do którego UE przykłada dużą wagę. Normy i standardy emisji zanieczyszczeń powietrza obowiązujące w Polsce wynikają bezpośrednio z regulacji UE⁴⁵.

Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych (IED, 2010/75/WE)⁴⁶ reguluje dozwolone poziomy

emisji z instalacji przemysłowych, w tym źródeł wytwórczych energii elektrycznej i ciepła. Dyrektywa ta wprowadziła zaostrzone wymagania emisyjne dla dużych źródeł spalania (≥ 50 MWt, tzw. LCP) obowiązujące od 2016 roku, które będą sukcesywnie zaostrzane⁴⁷. Najnowsze wymagania emisyjne wynikające z konkluzji BAT dla LCP zostały opublikowane w sierpniu 2017 roku⁴⁸ i wejdą w życie w 2021 roku

Dostosowanie źródeł wytwórczych do najnowszych norm wymaga przeprowadzenia kolejnych modernizacji i to w bardzo krótkim okresie, co wiąże się z wyzwaniami organizacyjnymi i logistycznymi. Nowe przepisy wprowadzają nie tylko kolejne zaostrzenia, ale i nowe wymagania odnośnie zanieczyszczeń do tej pory nieobjętych standardami, jak np. rtęć.

⁴⁵ Pierwsze regulacje zostały przyjęte w latach 90-tych XX w. i określały normy dla szeregu substancji zanieczyszczających, w tym ozonu, pyłu zawieszonego (PM_{10}) i dwutlenku azotu (NO_2). Obecnie dyrektywa 2008/50/WE wraz z czwartą dyrektywą pochodną 2004/107/WE stanowią ramy dla kontroli stężenia zanieczyszczeń powietrza w UE.

⁴⁶ Dz. U. UE L 334 z 17.12.2010.

⁴⁷ Dyrektywa IED dodatkowo wprowadza możliwość cyklicznego zaostrzania wymogów emisyjnych poprzez nadanie nowego wymiaru procesowi przeglądu dokumentów referencyjnych BAT, tzw. BREF. W ramach tego przeglądu opracowywane są tzw. konkluzje BAT (ang. BAT conclusions) – zatwierdzane następnie na forum UE w formie decyzji Komisji Europejskiej i obowiązujące po upływie czterech lat od publikacji tej decyzji.

⁴⁸ Dz. U. UE L 212 z 17.8.2017.

Tabela 8.1 Porównanie wymagań LCP i IED i Konkluzji BAT na przykładzie standardów dla największych źródeł węglowych

Zanieczyszczenie	Rodzaj jednostki	Standard [mg/Nm ³]		
		LCP >500 MWt	IED >300 MWt	BAT2021* >300 MWt
SO ₂	istniejąca	400	200	10/20 - 130/180
	nowa	200	150, 200	10/20 - 75
NO _x	istniejąca	500, 200	200	65/85 - 150/175
	nowa	200	150, 200	50/65 - 85
Pył	istniejąca	50	20	2-10-12
	nowa	30	10	2 - 5
Rtęć	istniejąca	brak	brak	1 - 4/7
	nowa	brak	brak	1 - 2/4

Źródło: Opracowanie własne na podstawie regulacji UE

* Występują różnice w zależności od rodzaju węgla i kotła.

Należy oczekiwać, że wymogi emisyjne wprowadzane konkluzjami BAT będą aktualizowane co 8-10 lat. Zatem ok. 2030 roku można oczekiwać kolejnych zaostreżeń, do których trzeba będzie dostosować źródła wytwórcze. W związku z tym, w perspektywie kolejnych ok. 10 lat energetyka zawodowa, mająca już dzisiaj – w porównaniu z innymi sektorami, ograniczony udział w negatywnym oddziaływaniu na jakość powietrza, będzie emitować jeszcze mniejsze ilości szkodliwych substancji.

Przyjęta w listopadzie 2015 roku dyrektywa w sprawie średnich źródeł spalania (MCP, 2015/2193)⁴⁹ wprowadziła wymagania w zakresie standardów emisyjnych dla źródeł o mocy od 1 do 5 MWt, które będą obowiązywać od 2030 roku dla źródeł istniejących oraz dla źródeł o mocy od 5 do 50 MWt, które będą obowiązywać od 2025 roku. Wymagania dla nowych jednostek MCP będą obowiązywać od 20 grudnia 2018 roku. Dyrektywa ta określa dopuszczalne wielkości emisji dla trzech zanieczyszczeń powietrza

– SO₂, NO_x i pyłów oraz zasady monitorowania ich emisji. W Polsce przepisy dyrektywy MCP dotyczą ok. 4800 źródeł wytwórczych.

Dyrektywa wprowadza zatem normy emisji dla mniejszych źródeł, w tym zaliczanych do tzw. „niskiej emisji”. Jej implementacja, obok wymagań dotyczących jakości paliw (dyrektywa 2009/30/WE⁵⁰ odnosząca się do redukcji zawartości siarki w niektórych paliwach ciekłych) i ekoprojektu (dyrektywa 2016/802⁵¹ odnosząca się do redukcji zawartości siarki

49 Dz. U. UE L 313 z 28.11.2015

50 Dz. U. UE L 140 z 5.6.2009

51 Dz. U. UE L 285 z 31.10.2009

w niektórych paliwach ciekłych) i ekoprojektu (dyrektywa 2009/125/WE⁵² określająca minimalne obowiązkowe wymagania dotyczące

efektywności energetycznej produktów, w tym wymogi dotyczące ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe), wymusi kolejne działania

ograniczające emisję zanieczyszczeń powietrza także z innych obszarów gospodarki.

Polskie regulacje dot. jakości powietrza i działania na rzecz walki ze smogiem

Aktywną rolę polskiego sektora energetyki w działaniach na rzecz ochrony powietrza determinuje prawodawstwo UE, implementowane do polskiego porządku prawnego. Kwestia norm jakości powietrza i dopuszczalnych poziomów emisji zanieczyszczeń jest uregulowana przepisami ustawy – Prawo ochrony środowiska⁵³ i aktów wydanych na jej mocy.

Kluczowym dokumentem dotyczącym walki z problemem złej jakości powietrza jest rządowy Program Czyste Powietrze. Jego celem jest poprawa efektywności energetycznej istniejących zasobów mieszkalnych budownictwa jednorodzinnego oraz zdecydowane zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery z funkcjonujących i nowo budowanych jednorodzinnych budynków mieszkalnych. Program będzie realizowany w latach 2018-2029 a środki w wysokości 24 mld EUR zostaną przeznaczone w szczególności na termomodernizację i wymianę źródeł ciepła. Wsparcie obejmie m.in. wymianę źródeł ciepła starej generacji opalanych węglem na: węzły ciepłownicze, nowoczesne kotły na paliwo

stałe (węgiel lub biomasa), systemy ogrzewania elektrycznego, kotły gazowe kondensacyjne i pompy ciepła, docieplenie budynków i zastosowanie odnawialnych źródeł energii cieplnej i elektrycznej, tj. kolektorów słonecznych i mikroinstalacji fotowoltaicznych, zakup i montaż: węzłów ciepłowniczych, nowoczesnych kotłów na paliwo stałe, systemów ogrzewania elektrycznego, kotłów gazowych kondensacyjnych czy pomp ciepła.

Uzupełnieniem programu priorytetowego „Czyste powietrze” są regulacje dot. jakości paliw i wymagań dla małych kotłów. Znowelizowana ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw⁵⁴ wprowadza m.in. normy jakościowe dla węgla i zakaz sprzedaży najgorszej jakości paliwa (tj. muły węglowe, flotokoncentraty, mieszanek zawierające mniej niż 85% węgla kamiennego) do sektora komunalno-bytowego. Normy będą zastosowane w przypadku paliw stałych spalanych w gospodarstwach domowych oraz w instalacjach o mocy cieplnej poniżej 1 MW, czyli w kotłowniach przy budynkach mieszkalnych, szkołach,

szpitalach. Ponadto wprowadzono świadectwa paliw stałych, co ma przyczynić się do świadomego wyboru paliwa do domowego kotła oraz kontrolę jakości paliw sprzedawanych do sektora komunalno-bytowego przez pośredników i producentów. Wprowadzone zostały także regulacje⁵⁵, które powodują, że z rynku detalicznego znikną paliwa nieprzystosowane do spalania w gospodarstwach domowych, czyli muły węglowe i flotokoncentraty, a od lipca 2020 roku także gorszej jakości miały węglowe. Obowiązują także wymagania⁵⁶ dla kotłów na paliwo stałe o mocy nie większej niż 500 kW, czyli tych używanych w gospodarstwach domowych oraz małych i średnich zakładach, określające m.in. wymagania w zakresie emisji tlenku węgla i pyłów.

Ponadto, trwają prace nad ustawą o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji⁵⁷, która ma wprowadzić od 1 stycznia 2019 roku aukcyjny system wsparcia dla tej technologii. Ma on objąć jednostki kogeneracji spełniające jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ na poziomie mniejszym lub równym

52 Dz. U. UE L 285 z 31.10.2009.

53 Dz.U. 2018 poz. 799.

54 Dz. U. 2018 poz. 427.

55 Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 27 września 2018 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych, Dz. U. 2018 poz. 1890.

56 Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe, Dz. U. 2017 poz. 1690.

57 Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, Ministerstwo Energii, marzec 2018.

450 kg/MWh wytwarzanej energii. Jak wynika z dokumentów⁵⁸ Ministerstwa Energii, założeniem jest, aby w latach 2019-2025 powstały w Polsce nowe jednostki kogeneracyjne o mocy ok. 3 tys. MW. Proponowane rozwiązania mają się przyczynić do poprawy jakości środowiska, w tym jakości powietrza w Polsce, dzięki

poprawie efektywności wykorzystania paliw do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Pomogą także w eliminacji systemów nieefektywnych poprzez inwestycje m.in. w jednostki odnawialnych źródeł energii oraz jednostki kogeneracji (w tym również wykorzystujące OZE). Dodatkowo koncentracja wsparcia głównie na

jednostkach o mocy do 50 MW oraz ułatwienia proceduralne dla instalacji do 1 MW przyczynią się do rozwoju efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych na terenie mniejszych aglomeracji miejskich lub obszarach wiejskich.

Działania polskiego sektora energetycznego na rzecz walki o czyste powietrze

Oprócz dostosowywania się do norm emisji zanieczyszczeń powietrza wynikających z regulacji, polski sektor energetyczny podejmuje inne działania i inicjatywy przyczyniające się do dalszego zmniejszenia emisji zanieczyszczeń a tym samym poprawy jakości powietrza i zdrowia ludzi.

Rozwój kogeneracji i ciepła systemowego

Jednym z nich jest rozwój wysokosprawnej kogeneracji, będącej jedną z najbardziej efektywnych metod przetwarzania energii pierwotnej. Technologia ta pozwala na uzyskanie niemal 40% oszczędności wykorzystania paliwa, a tym samym także na zmniejszenie emisji CO₂ i zanieczyszczeń. Kogeneracja przyczynia się również do uzyskania wysokiej efektywności dostarczania ciepła oraz redukcji niskiej emisji, gdyż źródła kogeneracyjne mogą dostarczać ciepło do lokalnych systemów ciepłowniczych.

W Polsce udział energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji nieco przewyższa średnią UE (Polska – 16%, średnia UE ok. 12 %). Potencjał kogeneracji jest jednak znacznie wyższy, pozwala nawet na podwojenie produkcji. Ekonomicznie opłacalny potencjał dodatkowej mocy w jednostkach skojarzonych jest szacowany⁵⁹ na ponad 10 GWe, przy produkcji rocznej 47-60 TWh, co pozwoliłoby na zmniejszenie emisji CO₂ o około 26 mln t rocznie.

Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przez ostatnie 10 lat utrzymywała się na poziomie ok. 25 TWh rocznie, co wynikało głównie z braku pewności regulacyjnej co do dalszego wspierania rozwoju tej technologii. Jednakże dane za 2016 roku wskazują na pewne przełamanie stagnacji, odnotowano wzrost produkcji do poziomu ok. 26,9 TWh w ok. 270 jednostkach kogeneracyjnych.

Wczesny rozwój kogeneracji w Polsce w porównaniu z innymi krajami już w przeszłości przyczynił się do redukcji emisji zanieczyszczeń z sektora energetycznego. Systemy te obecnie nie są jednak nowoczesne i wymagają transformacji w kierunku efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych⁶⁰. Jak wynika z analiz⁶¹ Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, tylko około kilkunastu procent wolumenu ciepła jest wytwarzane w systemach spełniających kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego i głównie są to systemy dostarczające ciepło odbiorcom w największych miastach Polski. Dlatego konieczne jest podejmowanie działań w kierunku ich modernizacji. Warunkiem zapewnienia opłacalności takich przedsięwzięć jest jednak odpowiedni system wsparcia i zwiększenie ceny ciepła lub wprowadzenie dodatkowych zachęt inwestycyjnych, które pozwolą na zmniejszenie ryzyka utraty konkurencyjności ciepła systemowego.

58 OSR do projektu ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs/2/12310101/12499846/12499847/dokument335922.pdf>.

59 Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa, IBS PW, Warszawa, styczeń 2016.

60 Zgodnie z ustawą - Prawo energetyczne efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy to system, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w: 1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 2) 50% ciepło odpadowe, lub 3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub 4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1-3.

61 <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs/2/12310101/12499846/12499847/dokument335922.pdf>.

Rozwój ciepła systemowego to dobry i sprawdzony sposób na walkę z zanieczyszczeniem powietrza i tzw. niską emisją. Umożliwia eliminację szeregu indywidualnych palenisk domowych zapewniając dostawę ciepła sieciowego, które jest czyste i bezpieczne dla środowiska, ponieważ jest produkowane w elektrociepłowniach, spełniając rygorystyczne normy emisyjne, kontrolowane przez monitoring emisji zanieczyszczeń. Miasta, które bazują na miejskich systemach ciepłowniczych i redukują indywidualne (emisyjne) formy produkcji energii ciepłej, nie borykają się z problemem powietrza złej jakości, wynikającej ze spalania paliw w sektorze komunalno-bytowym.

Z perspektywy globalnej, ciepło systemowe to produkt, który umożliwia także realizację celów klimatycznych.

Polskie spółki energetyczne dostrzegają korzyści płynące z kogeneracji i ciepła sieciowego, więc inwestują w tą technologię. Przeprowadzane są też modernizacje elektrociepłowni, w tym uwzględniające zmianę paliwa z węgla na gaz (np. EC Żerań, EC Czechnica, EC Gorzów), rozbudowywane są sieci ciepłownicze w wielu miastach (np. Kalisz, Wrocław, aglomeracja śląska) oraz rozważane jest uciepłownienie niektórych elektrowni (np. Elektrownia Rybnik). Wszystkie cztery główne polskie spółki energetyczne są aktywne w segmencie produkcji ciepła sieciowego głównie w jednostkach skojarzonych.

Elektryfikacja transportu i ogrzewania

Elektryfikacja odegra bardzo istotną rolę w walce o poprawę jakości powietrza i likwidacji niskiej emisji. Będzie też niezbędna dla realizacji dalszych celów redukcji emisji GHG do 2050 roku⁶² w tym m.in. w sektorze transportu i sektorze komunalno-bytowym poprzez rozwój elektromobilności i technologii wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania domów i podgrzewania wody, jak np. pompy ciepła.

Polskie spółki energetyczne widzą w tej opcji potencjał i kierunek rozwoju. W związku z tym zaczęto już podejmować inicjatywy dotyczące zachęt finansowych i wsparcia technicznego dla odbiorców indywidualnych oraz działania edukacyjne.



62 Decarbonization pathways. European economy. EU electrification and decarbonization scenario modeling. Synthesis of key findings, Eurelectric, May 2018.

Przykładem proponowanych rozwiązań są np. tzw. taryfy antysmogowe (G12as) wprowadzone przez cztery duże polskie spółki energetyczne (PGE, Tauron, Energa, Enea). Taryfy te charakteryzują się bardzo niskimi stawkami za energię elektryczną i za jej dystrybucję w godzinach nocnych, tj. 22:00–6:00, co stanowi interesującą alternatywę dla nieprzyjaznych środowisku form ogrzewania i umożliwia stosowanie w domach ogrzewania elektrycznego zamiast np. nieefektywnych pieców węglowych.

Celem wprowadzenia taryfy G12as jest zachęcenie właścicieli gospodarstw domowych do wymiany przestarzałych pieców, do ogrzewania domów w nocy przy użyciu energii elektrycznej oraz do jeżdżenia samochodem elektrycznym. Przeprowadzone analizy rocznych kosztów ogrzewania gospodarstwa domowego różnymi źródłami ciepła

pokazują, że w wyniku wprowadzenia taryfy antysmogowej ogrzewanie elektryczne jest tańsze od ogrzewania olejem opałowym i może być konkurencyjne do ogrzewania gazem i węglem.

Prowadzone są również kampanie i programy edukacyjne ukierunkowane na zwiększenie świadomości energetycznej i ekologicznej oraz popularyzację usług umożliwiających stosowanie czystszych technologii w ogrzewaniu i transporcie.

Dalsze perspektywy

Z uwagi na szybko zmieniające się otoczenie rynkowe i technologiczne, w celu utrzymania wiodącej pozycji na rynku konieczne będzie wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań, w tym biorących pod uwagę trendy światowe. Działania dotyczące ochrony klimatu i powietrza, w tym likwidacji smogu,

charakteryzuje synergia, dzięki czemu można wdrażać rozwiązania sprzyjające poprawie obu aspektów. Dotyczy to np. rozwoju OZE (zwłaszcza źródeł przydomowych, jak systemy fotowoltaiczne), czy elektromobilności. Coraz większe znaczenie będą odgrywać układy poligeneracyjne, energetyka rozproszona i mikrogeneracja. Polski sektor energetyczny zdaje sobie sprawę z konieczności dalszego rozwoju w tych kierunkach. Już dzisiaj elektroenergetyka doprowadziła do takiego stanu oczyszczania spalin, że wpływ dużych jednostek wytwórczych na czystość powietrza jest niemal niezauważalny, a wykorzystanie wiedzy i zasobów spółek energetycznych może znacznie przyspieszyć tempo poprawy jakości powietrza w Polsce.

Tabela 8.9 Kampanie na rzecz poprawy świadomości na temat jakości powietrza i walki ze smogiem

Nazwa programu	Prowadzący	Zakres działań
„Energetyka kocha czyste powietrze”	PKEE	Celem kampanii jest zmiana postaw społecznych, oraz zwiększenie świadomości energetycznej i ekologicznej mieszkańców Polski. Kampanię zainaugurowano w lutym 2018 roku prezentacją raportu przygotowanego przez ekspertów PKEE na temat przyczyn powstawania smogu.
„Oddychaj powietrzem”	Grupa TAURON	Program jest ukierunkowany na edukację jak i wsparcie techniczne. W ramach programu zapewniane jest kompleksowe wsparcie, od doradztwa technicznego przez pokrycie kosztów finansowych nabycia urządzeń do dedykowanych taryf. Wprowadzono także tzw. kompleksowe pakiety grzewcze, łączące w sobie konkretne korzyści dla klienta. Ważnym elementem tego programu są działania podejmowane w ramach współpracy z samorządami, np. w ramach rozwoju elektromobilności.
„Oddycham z Energią”	Grupa Energa	W ramach kampanii ofertowane są produkty oraz usługi popularyzujące niskoemisyjność w ogrzewaniu i transporcie, a także działania edukacyjne. Ich ważnym elementem jest internetowy serwis antysmogowy. Grupa oferuje też m.in. pełną obsługę w zakresie sprzedaży i instalacji nowoczesnych systemów ogrzewania opartych o piece akumulacyjne i pompy ciepła. Gwarantuje także montaż i przebudowę instalacji elektrycznej na potrzeby nowego systemu grzewczego. Ponadto, klienci, którzy zdecydują się na zakup proponowanych systemów ogrzewania, mogą liczyć na dofinansowanie inwestycji w wysokości 20% ceny urządzenia.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie dostępnych publicznie informacji

Działania na rzecz poprawy jakości powietrza

Podsumowanie:



Polski sektor energetyczny podejmuje też kolejne **działania i inicjatywy przyczyniające się do dalszego zmniejszenia emisji zanieczyszczeń**, a tym samym poprawy jakości powietrza i zdrowia ludzi. Wpisują się one w **prowadzone na szczeblu rządowym działania na rzecz walki ze smogiem**. Polskie spółki energetyczne inwestują w technologię kogeneracyjną i rozwój ciepła systemowego, angażują się w działania na rzecz elektryfikacji, podejmując działania promujące wykorzystanie energii elektrycznej w transporcie, jak i na cele grzewcze w sektorze komunalno-bytowym.



Ochrona i jakość powietrza stanowią jeden z priorytetów polityki ochrony środowiska UE. W związku z tym, wprowadzane są **coraz ostrzejsze normy i standardy emisji zanieczyszczeń do powietrza**, w tym dla źródeł wytwórczych energii elektrycznej i ciepła. Dostosowanie się do tych wymagań jest konieczne dla dalszego funkcjonowania jednostek wytwórczych.



Na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat, **polski sektor energetyczny znacząco zredukował emisję zanieczyszczeń do powietrza**. W związku z tym, obecnie jego wpływ na lokalną jakość powietrza można uznać za znikomy. Wymagało to przeprowadzenia wielu kosztownych modernizacji i inwestycji, co świadczy o zaangażowaniu sektora w działania na rzecz ochrony środowiska.



Działania podejmowane na rzecz poprawy jakości powietrza oraz ochrony klimatu cechuje synergia, **dzięki wdrażaniu takich rozwiązań jak OZE, kogeneracja czy elektromobilność, jednocześnie zmniejsza się emisję zanieczyszczeń powietrza, jak i gazów cieplarnianych.**

9

Aspekty społeczne zmian w sektorze energetycznym



Rozwój energetyki w Polsce, jak i wielu innych krajach, w początkowej fazie realizowany był w warunkach monopolu. Likwidacja monopolu i urynkwienie energetyki wraz z wprowadzeniem rynkowych relacji w zakresie gry popytu i podaży, a następnie zmiany technologiczne stymulowane ochroną klimatu wymuszające dodatkowe inwestycje i odejście od paliw wysokoemisyjnych wiążą się z powstaniem wielu napięć społecznych. Napięcia te powodowane są z jednej strony nieuniknionym wzrostem cen energii zwiększonym dodatkowo przez redukcję dotacji, jak również koniecznością przystosowania się do zmieniających się warunków funkcjonowania, w szczególności w regionach istotnie opartych na przemyśle wydobywczym – zarówno poprzez redukcję zatrudnienia w wyniku procesów restrukturyzacyjnych, jak i postępu technologicznego i zwiększonej automatyzacji.

Konieczność rozładowania tych napięć istotnie wpływa na tempo wprowadzanych zmian. Polskie i międzynarodowe doświadczenia płynące z wprowadzanych reform i restrukturyzacji sektorów energetycznych jednoznacznie wskazują, że konieczne jest uwzględnienie aspektów społecznych już na etapie ustalania strategicznych celów, stąd też uwarunkowania społeczne znalazły się w klimatycznym Porozumieniu Paryskim. Działania w zakresie ochrony klimatu naturalnie najbardziej oddziałuje na regionach tradycyjnie opartych na górnictwie węglowym. W odpowiedzi na rosnące wyzwania społeczne w tym sektorze, w 2017 roku w UE uruchomiono Platformę ds. transformacji regionów górniczych (Coal Regions in Transition), a ubóstwo energetyczne zaczyna być monitorowane, a problem ten jest wysoko na agendzie unijnej i krajowej.

Wzrost cen nośników energii a ubóstwo energetyczne

Ubóstwo energetyczne definiuje się, jako gospodarstwa domowe, które mają trudność z zaspokajaniem swoich potrzeb energetycznych ze względu zarówno na niskie dochody, jak i wysokie wydatki na energię, wynikające z charakterystyki energetycznej zamieszkiwanych gospodarstw domowych.

Określenie skali problemu dotkniętej ubóstwem energetycznym ludności jest trudna do sprecyzowania, z uwagi na brak jasno zdefiniowanych mierników w polskim ustawodawstwie.

Za najbardziej obiektywną uważana jest miara relatywna, zgodnie z którą do ubogich

energetycznie gospodarstw domowych zalicza się gospodarstwa o niskich dochodach i wysokich kosztach energii w porównaniu do innych gospodarstw domowych.

W wyniku przeprowadzonej przez „Instytut Badań Strukturalnych” analizy, ustalono, że w 2018 roku ubóstwem energetycznym dotkniętych jest 12,2% Polaków. Liczba ta jest niższa niż w latach poprzednich, głównie ze względu na wzrost gospodarczy kraju. Prognozy IBS pokazują również, że przy uwzględnieniu obecnych instrumentów wsparcia publicznego problemy związane z ubóstwem energetycznym nie zostaną rozwiązane do 2030 roku.

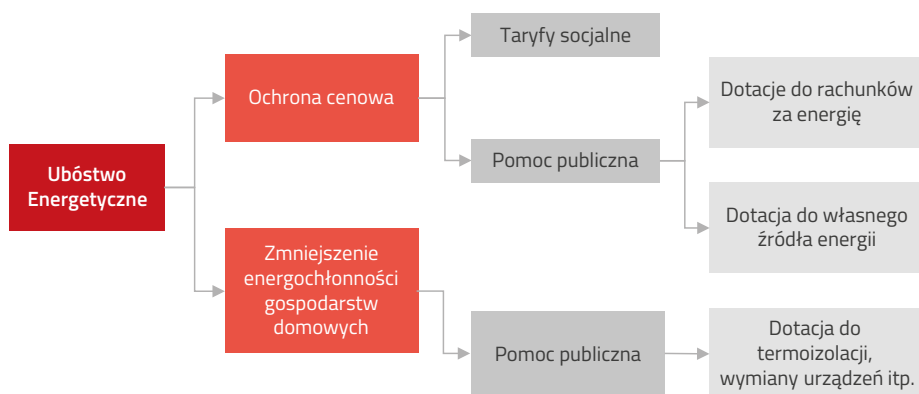
Tabela 9.1 Ubóstwo energetyczne w Polsce (2018)

Kategoria	Ubóstwo energetyczne w Polsce	
	2013	2018
Odsetek populacji dotkniętej ubóstwem energetycznym	17,1 %	12,2 %
Liczba osób	6,4 milionów	4,6 milionów

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów IBS

Spadek ludności dotkniętej ubóstwem energetycznym na przestrzeni ostatnich 5 lat wynika przede wszystkim z podjętych działań rządowych, do których zaliczany jest dodatek energetyczny dla odbiorców wrażliwych, program

„Region”, wsparcie z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w zakresie termomodernizacji budynków wielorodzinnych oraz regionalne programy operacyjne.

Rys. 9.1 Narzędzia do przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu

Źródło: Opracowanie własne

Walka z ubóstwem energetycznym może być prowadzona poprzez zmniejszenie energochłonności budynków lub przez wprowadzenie specjalnych subsydiów socjalnych ze strony państwa. Zalicza się do niej pomoc publiczną dla osób dotkniętych ubóstwem poprzez dotację do rachunków za energię lub dotację do niskoemisyjnych źródeł energii. Brak działań na rzecz zmniejszania ubóstwa energetycznego lub ich niedostateczny poziom wpływają na ograniczenie dynamiki zmian w sektorze energetycznym.

Problemy społeczne

Spadek zatrudnienia w sektorze energetycznym

Proces zmian w sektorze energetyki konwencjonalnej wymuszany jest przede wszystkim koniecznością ograniczania kosztów oraz redukcją emisji CO₂ i zanieczyszczenia. Powiązane z tym zmniejszenie zatrudnienia w samej energetyce rozłożone jest na terenie całej Polski i rozciągnięte w czasie. W Polsce zatrudnienie w węglowym wytwarzaniu energii elektrycznej spada ewolucyjnie. W ostatnich 20 latach zatrudnienie spadło dwukrotnie i obecnie wynosi ok. 25 tys. osób.

Koncentracja 86% wydobycia węgla kamiennego w skali kraju na terenie Górnego Śląska jest głównym wyzwaniem dla transformacji w Polsce. Zatrudnieni w górnictwie charakteryzują się wysoką specjalizacją nabytych umiejętności, co utrudnia możliwość wykorzystania ich umiejętności w innych sektorach, zwłaszcza w przypadku zatrudnionych

w sektorze górnictwa węgla kamiennego.

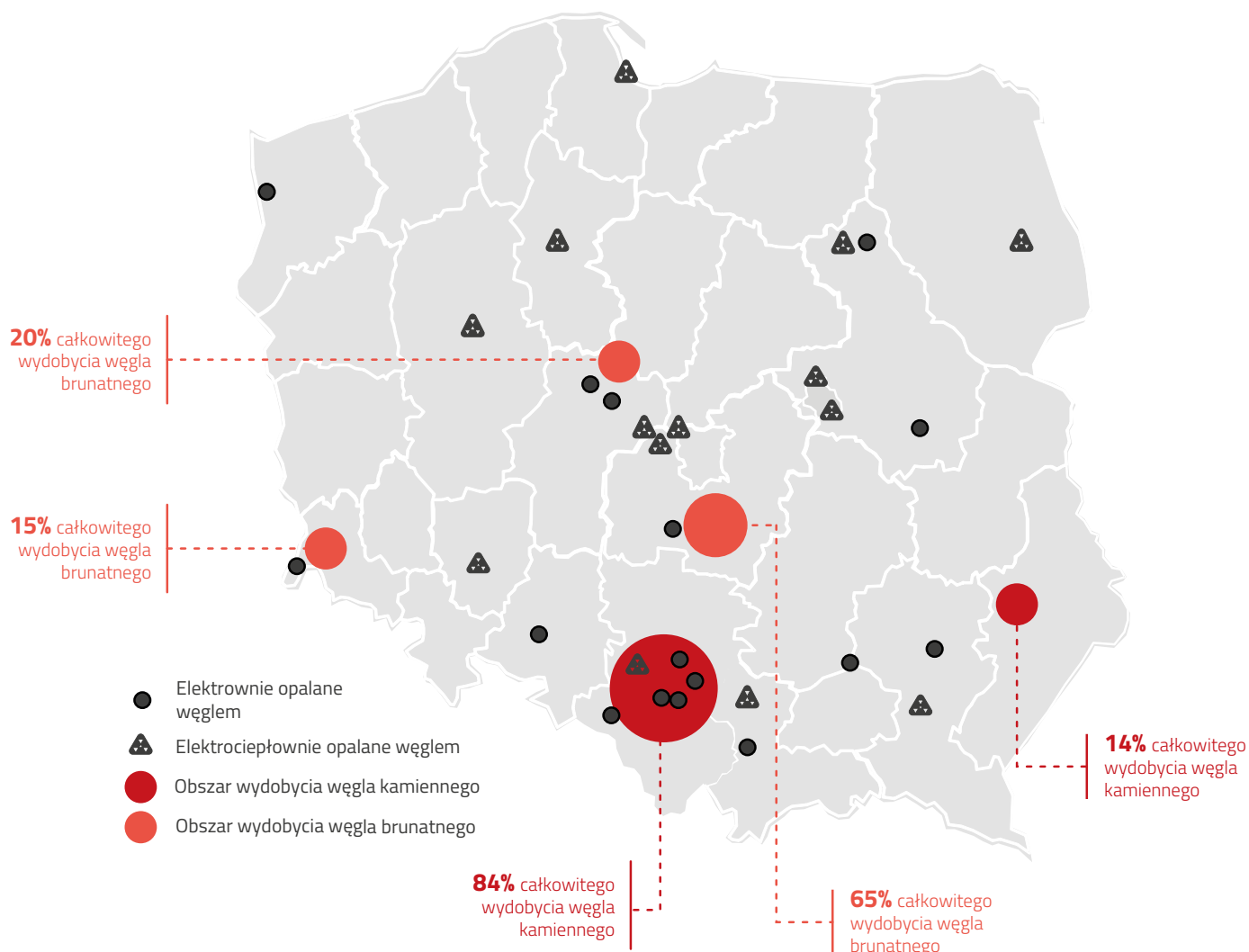
Spadek zużycia węgla kamiennego w energetyce łączy się ze spadkiem zużycia w innych sektorach oraz ze zmniejszonymi możliwościami eksportu. Od szczytowego wydobycia w 1989 roku na poziomie ok. 150 mln ton, wydobycie spadło do 65,8 mln ton w 2017 roku. Przy tak dużym spadku wydobycia, konieczna stała się redukcja zatrudnienia, które w tym okresie spadło 5-krotnie.

Restrukturyzacja polskiego sektora wydobywczego

Restrukturyzacja polskiego górnictwa rozpoczęła się w 1989 roku wraz z przejściem do gospodarki rynkowej. Kilkukrotny spadek zatrudnienia skoncentrowany na Górnym Śląsku wielokrotnie doprowadzał do napięć społecznych i konieczności spowolnienia wprowadzanych zmian. Redukcja zatrudnienia w polskim górnictwie w porównaniu

do szczytowego okresu sięgnęła 80% i wynosi obecnie ok. 84 tys. osób.

W odpowiedzi na wyzwania związane z przemianami w sektorze wydobywczym, w ostatnich latach wykorzystywane są rządowe programy socjalne, które skutecznie przyczyniają się do redukcji zatrudnienia bez konsekwencji większych napięć społecznych. Z drugiej strony postęp technologiczny i poniesione nakłady inwestycyjne przyczyniły się do wzrostu konkurencyjności węgla i pozwoliły na utrzymanie wydobycia na stabilnym poziomie od kilku lat. Obecne programy restrukturyzacyjne uwzględniają również przystosowanie wychodzących z sektora pracowników do wejścia do innych gałęzi gospodarki. Kolejnym aspektem związanym z redukcją zapotrzebowania na produkcję w sektorze wydobywczym, jest konieczność podejmowania działań dla poprawy stanu środowiska w obszarach wydobycia węgla oraz zagospodarowania terenów

Rys. 9.2 Rozmieszczenie elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych w Polsce

Źródło: Opracowanie własne

pogórnich. Kluczowe stają się starania mające na celu poprawę jakości powietrza, zagospodarowanie i rewitalizację terenów górniczych, redukcję emisji zanieczyszczeń, zmniejszenie wpływu na podziemną gospodarkę wodną, czy zwiększenie atrakcyjności obszarów górniczych jako terenów inwestycyjnych czy rekreacyjnych.

Bez takich inicjatyw oraz systemów wsparcia i działań

osłonowych, redukcja liczby kopalń i zapotrzebowania na pracowników w sektorze istotnie wpływa na zwiększające się ubóstwo rodzin górniczych, długofalowy wzrost bezrobocia oraz wyludnianie regionów. Z uwagi na fakt, że napięcia społeczne spowalniają tempo zmian, w ramach planowania szeroko idącej transformacji konieczne jest planowanie wdrażania również programów osłonowych, co

w przypadku Polski oznacza przede wszystkim programy dla Górnego Śląska. Programy te powinny być opracowywane uwzględniając potencjał restrukturyzacji sektora oraz brać pod uwagę doświadczenia zarówno krajowe, jak i międzynarodowe, w szczególności w krajach, które historycznie były w dużej mierze oparte na krajowym wydobyciu węgla.

Doświadczenia płynące z transformacji sektora górniczego innych krajów

Początek transformacji sektora wydobywczego w Europie rozpoczął się równolegle w Niemczech, Francji i Wielkiej Brytanii w połowie lat 50 XX wieku. Utworzona Europejska Wspólnota Węgla i Stali w 1952 roku miała bezpośredni wpływ na wzrost konkurencyjności węgla pomiędzy krajami członkowskimi. Rosnący udział importu i konkurencyjność spowodowały potrzebę redukcji kosztów i zwiększenia efektywności wydobycia co skutkowało redukcją zatrudnienia i zamykaniem kopalń.

Niemcy

W pierwszym etapie restrukturyzacji sektora wydobywczego w Niemczech poszukiwano zwiększenia efektywności wydobycia. Łączenie spółek w większe scentralizowane podmioty, zamykanie najmniej rentownych kopalń oraz redukcja zatrudnienia spowodowały, że w 1970 roku zatrudnienie w górnictwie znajdowało blisko 250 tys. osób – 65% spadek w stosunku do 1955 roku.

Rosnący postęp technologiczny w latach 70 pozwolił utrzymać wydobycie na zbliżonym poziomie przez kolejne lata.

W latach 80 działania skierowano na wprowadzenie pakietów socjalnych dla pracowników wychodzących z sektora oraz na zwiększenie nakładów w celu rekultywacji środowiska naturalnego. Rewitalizacja terenów górniczych stała się nowym motorem napędowym niemieckiej gospodarki z początkiem lat 90. Regionalna Strategia Dywersyfikacji odniosła

znaczący sukces w modernizacji zniszczonych przez górnictwo obszarów, przystosowaniu ich do użytku publicznego i inwestycjach w nowe technologie, czego najlepszym przykładem jest Zagłębie Ruhry, które z regionu wydobywczego przekształciło się w nowoczesne centrum technologiczne. Podejmowane w kolejnych latach działania zmierzające do całkowitego zaprzestania wydobycia węgla kamiennego, zwracały większą uwagę na ośrony socjalne, co pozwoliło uniknąć powstawania napięć społecznych.

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii najwyższy poziom zatrudnienia po II Wojnie Światowej w sektorze wydobywczym przypadł na 1955 rok, kiedy sektor zatrudniał ponad 700 tys. pracowników. Podobnie jak w Niemczech, dla wzrostu efektywności i zmniejszenia kosztów wydobycia restrukturyzację rozpoczęto od redukcji zatrudnienia, które w 1970 roku liczyło już zaledwie 280 tys. osób. W tym samym okresie, zredukowano poziom wydobycia o blisko 38% do ok. 140 mln ton.

Gwałtowna redukcja zatrudnienia w latach 80 dla skokowej poprawy efektywności doprowadziła do kilkuletnich strajków. Konieczne działania rządu przyczyniły się do zamknięcia 113 kopalni oraz redukcji zatrudnienia o 68% w okresie 10 lat. Efekty były okupione wysokimi kosztami społecznymi, które nie powinny być ponoszone obecnie.

Kluczowym do osiągnięcia sukcesu restrukturyzacji górnictwa w Wielkiej Brytanii były redukcja zatrudnienia, działania opierające się na pobudzeniu innych sektorów gospodarki

i przystosowaniu ludności do wejścia na nowe rynki pracy. W latach 90 działania rządowe skutecznie kierowały uwagę w stronę zachęt dla zagranicznych inwestorów do otwierania nowych miejsc pracy na terenach pogórniczych. Nowe zakłady pracy otworzyły tu zagraniczne korporacje, m.in. Bosch, Sony, Hitachi, BMW, Toyota czy Ford.

Obecnie sektor górniczy w Wielkiej Brytanii jest w fazie całkowitego wygaszania w związku z zamknięciem ostatniej kopalni węgla kamiennego w 2016 roku, a zatrudnienie w sektorze znajdują zaledwie pracownicy odpowiedzialni za rekultywację terenu i obsługę administracyjną.

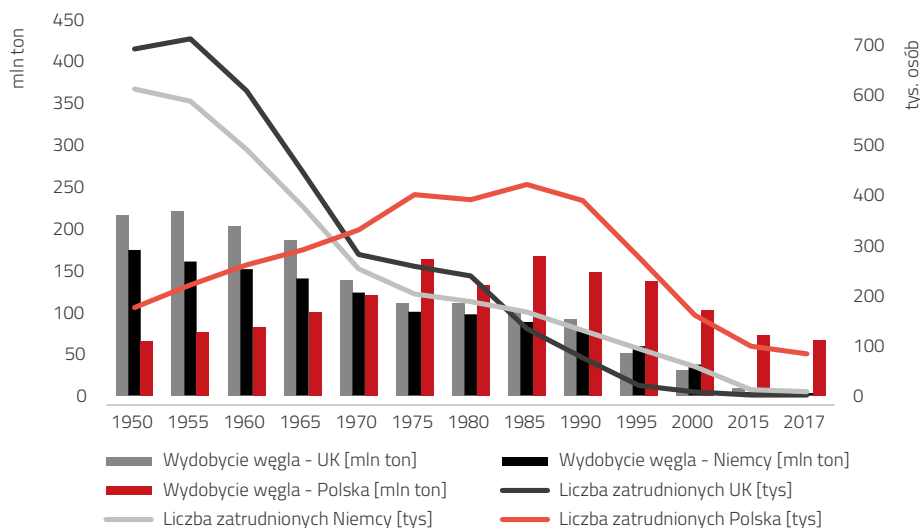
Porównanie doświadczeń Niemiec i Wielkiej Brytanii

Transformacja górnictwa w Niemczech była prowadzona bardziej ewolucyjnie w porównaniu do Wielkiej Brytanii. Pozwoliło to na uniknięcie ostrych napięć społecznych. Doświadczenia Niemiec i Wielkiej Brytanii pokazują, że problemy społeczne w energetyce mogą hamować dynamikę transformacji zmian w górnictwie.

Aspekty społeczne wdrażania polityki Klimatycznej

Działania europejskie w celu redukcji oddziaływania sektora wydobywczego na środowisko i zdrowie ludzkie jest rozpatrywane na wielu płaszczyznach na tle globalnym i Unii Europejskiej. Problematyka ta została szerzej poruszona m.in. w Porozumieniu Paryskim, inicjatywie „Just Transition” oraz w uruchomionej na poziomie UE platformie wsparcia w transformacji regionów węglowych (Coal Regions in Transition).

Rys. 9.3 Zatrudnienie i wydobycie węgla w górnictwie dla wybranych krajów w latach 1950 – 2017



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Eurostat i danych historycznych

Porozumienie Paryskie

Uzgodniono, że państwa UE oraz inne wysoko rozwinięte kraje będą wspierać finansowo kraje rozwijające się w drodze do spełnienia wyznaczonych limitów redukcji emisji zanieczyszczeń i złagodzenia jej wpływów na gospodarkę. Zainicjowano proces przeglądu prawodawstwa unijnego i propozycję nowych rozwiązań mających przyczynić się do realizacji postanowień Porozumienia. Porozumienie zwraca również uwagę na założenia wynikające z koncepcji „Just Transition” określając starania poszczególnych państw w zapewnieniu godziwych warunków pracy dla osób wychodzących z sektora wydobywczego.

Inicjatywa „Just Transition”

Inicjatywa „Just Transition” została ukierunkowana na transformację w sektorze wydobywczym. Nadrzędnym jej celem jest globalna pomoc regionom opartym na górnictwie w procesie przejścia w kierunku gospodarki zrównoważonej, stworzenie dogodnych miejsc pracy dla osób wychodzących z górnictwa oraz przeciwdziałanie zmianom klimatu.

Opracowane na podstawie doświadczeń innych krajów wytyczne mają ukierunkować działania państw poprzez odpowiednie formułowanie, wdrażanie oraz nadzorowanie prowadzonych działań w drodze przejścia do gospodarki zrównoważonej. Przejście do gospodarki niskoemisyjnej i odpornej

na zmianę klimatu maksymalizuje korzyści płynące z działań na rzecz klimatu, jednocześnie minimalizując trudności dla pracowników i lokalnych społeczności. Pomimo, iż etapy rozwoju i potrzeby poszczególnych krajów są różne, koncepcja nakreśla ramy działań, które powinny być stosowane we wszystkich państwach:

- Inwestycje w sektorach o niskiej emisyjności i oferujących wysokie zatrudnienie;
- Stworzenie odpowiedniej polityki społecznej i zdrowotnej;
- Dialog społeczny i polityka trójstronna;
- Edukacja i rozwój w obszarze nowych technologii do wspierania zmian w przemyśle.

Ich implementacja pomoże poszczególnym państwom przejść z gospodarki o wysokiej emisyjności do gospodarki zrównoważonej.

Unia Europejska

W ramach polityki w zakresie klimatu i energii do 2030 roku UE zakłada realizację trzech głównych celów. Najważniejszym celem jest i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% w stosunku do poziomu z 1990 roku. Ponieważ unijne programy sprzed 10 lat dotyczące opracowania technologii wychwytu i składowania CO₂ nie przyniosły efektu, uzyskanie takiego celu powiązane jest ze znacznym ograniczeniem zużycia węgla.

W celu ułatwienia rozwiązywania problemów społecznych związanych ze spadkiem wydobycia węgla uruchomiono w 2017 roku specjalną platformę „Coal Regions in Transition”.

Platforma “Coal Regions in Transition”

Platforma “Coal Regions in Transition” ma na celu wsparcie regionów uzależnionych od wydobycia węgla w identyfikowaniu, opracowaniu oraz wdrażaniu projektów, które mogą przyczynić się do trwałego pobudzenia transformacji gospodarczej i technologicznej. Platforma stwarza możliwość dialogu na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym z przedstawicielami Unii Europejskiej w drodze wyznaczenia możliwych ram politycznych oraz kierunku transformacji poprzez opracowanie długoterminowej strategii przyspieszającej przejście na czyste źródła energii.

Obecnie projekt pilotażowy prowadzony jest w trzech regionach: Śląsk, Trenczyn i Zachodnia Grecja. Projekt obejmuje analizę możliwości dotyczącą budowy elektrowni wodnych oraz geotermalnych w miejscach dawnych kopalni oraz inwestycję w elektromobilność, cyfryzację oraz rozwój turystyki w zależności od regionalnych potrzeb oraz możliwości. Fundusze na realizację projektów mogą zostać pozyskane ze środków UE.

U podstaw wyżej wymienionych inicjatyw, leżą starania dążące do poprawy środowiska naturalnego i ograniczenie emisji CO₂ do atmosfery. Możliwe do realizacji w Polsce

scenariusze kierunków rozwoju zostały opracowane w raporcie Forum Energii pt.: „Polski sektor energetyczny do 2050. 4 scenariusze”. W raporcie sformułowano, że całkowite koszty każdego ze scenariuszy będą do siebie zbliżone, z uwagi na malejące koszty inwestycji w OZE i rosnące koszty uprawnień EU ETS. Najistotniejszym jednak wnioskiem płynącym z raportu jest możliwość ograniczenia emisji CO₂ do 2050 roku w zależności od wybranej drogi rozwoju. Tym samym, wybór scenariusza OZE zakłada zmniejszenie emisji CO₂ o 84% a scenariusza zdyspersyfikowanego o ponad 65%.

Wprowadzone inicjatywy mogą skutecznie przyczynić się do transformacji sektora wydobywczego w Polsce. Doświadczenia innych krajów wskazują jak uniknąć popełnionych już błędów, a wsparcie merytoryczne i finansowe ze strony UE będą kluczowe dla wprowadzenia i monitorowania przebiegu wdrażanych zmian.

Uwarunkowania społeczne zmian sektora elektroenergetycznego w latach 2021 - 2050

Pomimo ogromnych zmian w sektorze i redukcji zatrudnienia o ok. 80% w stosunku do 1989 roku, Polska znajduje się obecnie w połowie dystansu przebitego przez Niemcy i Wielką Brytanię w drodze do transformacji sektora wydobywczego. Według szacunków Joint Research Centre, spośród 215 tys. zatrudnionych w górnictwie i bezpośrednio powiązanych branżach na poziomie

UE, zagrożonych utratą pracy do 2030 roku jest blisko 160 tys. pracowników. Najbardziej narażonym na zmiany jest obszar Śląska, w którym zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego znajduje ponad 70 tys. osób, co stanowi niemal połowę całkowitego zatrudnienia w tym sektorze w UE. Transformacja regionu i dostosowanie do założeń polityki klimatycznej będzie prowadzić do ograniczenia zużycia i wydobycia węgla. W tym kontekście konieczne jest wdrożenie odpowiednich programów ośłonowych, w których istotną rolę powinny odgrywać lokalne samorządy. Rolą samorządów powinien być wspólny dialog z mieszkańcami, pracownikami i zarządami kopalni mający na celu określenie potencjału działań restrukturyzacyjnych i koniecznych działań ośłonowych w regionie. Dopiero mając jasno określoną wizję transformacji regionu możliwe będzie podjęcie odpowiednich działań inwestycyjnych.

W przypadku węgla brunatnego kończą się obecnie eksploatowane złoża, a redukcja zatrudnienia jest rozłożona w czasie w wielu regionach Polski, stąd proces transformacji nie stanowi równie dużego wyzwania jak w przypadku transformacji węgla kamiennego na Śląsku.

W dalszych działaniach transformacyjnych należy uwzględnić aspekty społeczne na przykładzie innych krajów, przy czym powszechnie uznaje się, że dynamika zachodzących zmian będzie zależała od poziomu ośłon społecznych państwa i wsparcia ze strony Unii Europejskiej.

Aspekty społeczne transformacji w sektorze energetycznym

Podsumowanie:



Problem ubóstwa energetycznego w Polsce jest sukcesywnie redukowany na przestrzeni lat. Prowadzone **doradztwo dla osób dotkniętych i wsparcie finansowe na termomodernizację gospodarstw domowych** przyczyniły się do spadku ubóstwa o blisko 5% w okresie 5 lat.



Kluczowym dla transformacji polskiej energetyki i związanego z nią górnictwa **jest, skupiający 86% wydobycia węgla, region Śląska**. Działania osłonowe powinny zapewnić łagodne wyjście pracowników z sektora i umożliwienia zatrudnienia w innych sektorach.



Doświadczenie innych krajów z przeprowadzonej transformacji, pokazały, że **działania osłonowe przyniosły długoterminowy efekt, ograniczając napięcia społeczne**.



Współpraca ekspertów Unii Europejskiej przy transformacji sektora wydobywczego, pozwoli szczegółowo zaplanować proces wychodzenia z górnictwa przy wykorzystaniu nabytej wiedzy, unikając przy tym błędów popełnionych w innych krajach oraz minimalizując prawdopodobieństwo wystąpienia napięć społecznych.

10

Finansowanie transformacji energetycznej w Polsce



Nakłady inwestycyjne na transformację energetyczną w Polsce oraz zdolności inwestycyjne sektora

Osiągnięcie wymaganych poziomów redukcji emisji, czy udziału odnawialnych źródeł będzie wiązało się z koniecznością dalszej realizacji transformacji energetycznej kraju i ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych, co najmniej w poniższych obszarach:

- Energetyki ciepłej – w zakresie modernizacji odtworzeniowych, modernizacji dostosowawczych do konkluzji BAT oraz inwestycji zwiększających elastyczność jednostek wytwórczych dla współpracy z niesterowalnymi OZE oraz inwestycji związanych z przyrostem zapotrzebowania na energię elektryczną
- Energetyki odnawialnej – w celu stałego zwiększania udziału energii odnawialnej dla osiągnięcia wymaganych celów redukcji emisji CO₂, udziału OZE
- Sieci przesyłowych i dystrybucyjnych – których rozwój jest wymagany dla zapewnienia niezbędnego bezpieczeństwa dostaw energii, możliwości przyłączania rosnącej mocy odnawialnych źródeł energii i świadczenia usług dla inicjatyw lokalnych
- Działań ostonowych – poprzez tworzenie nowych miejsc pracy, przekwalifikowanie pracowników oraz przebudowę regionów pogórnich.

Dodatkowo polska gospodarka będzie ponosić koszty utraconych korzyści związanych z wcześniejszym zamykaniem kopalń, rekultywacją terenu i ograniczeniem działalności w przemyśle okołoenerygetycznym. Koszty te są trudne do oszacowania, niemniej jednak mogą one stanowić istotne obciążenie dla kraju, w szczególności w przypadku szybkiego tempa realizacji transformacji.

Niezbędne nakłady inwestycyjne do poniesienia tylko w sektorze energetycznym związane z transformacją energetyczną **do roku 2030 można**

szacować na około 70 mld EUR, a w perspektywie do 2050 roku 115-160 mld EUR.

Niniejszy rozdział skupia się na perspektywie do 2030 roku, gdyż analizy w dłuższym okresie są obarczone dużym stopniem niepewności w zakresie zarówno celów redukcyjnych, jak rozwoju technologicznego w kolejnych trzydziestu latach.

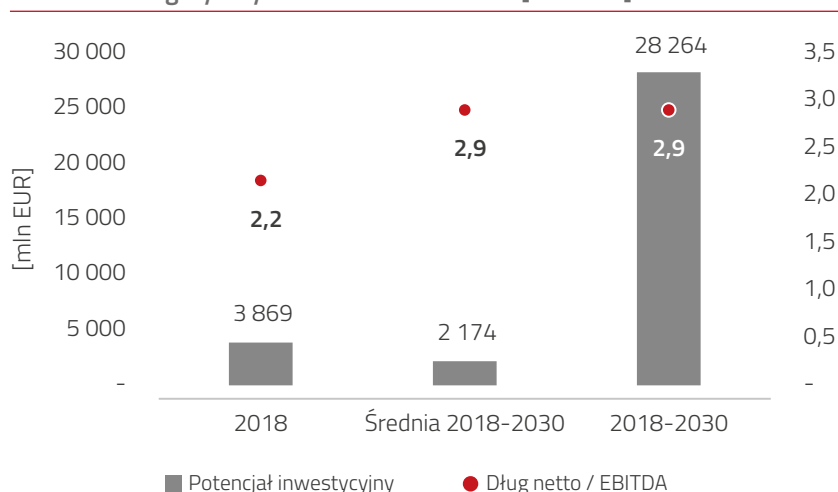
Nakłady te będą musiały być w większości sfinansowane przez krajowe spółki energetyczne, których potencjał inwestycyjny, w związku m.in. z rosnącymi obciążeniami z tytułu opłat za emisję CO₂, jest istotnie ograniczony.

Szacuje się, że potencjał inwestycyjny czterech największych grup energetycznych, tj. PGE, ENEA, TAURON i ENERGA w latach 2018-2030 z uwzględnieniem bezpiecznego poziomu zadłużenia, dodatkowych przychodów z tytułu rynku mocy od 2021 roku oraz z uwzględnieniem ograniczenia wpływu na wzrost ceny energii dla odbiorców końcowych wynosi około 28 mld EUR, przy czym szacunek ten zakłada brak wypłat dywidendy w całym okresie. W przypadku decyzji o zmianie polityki wypłat dywidendy, potencjał ten może być istotnie ograniczony.

Szacunki zostały oparte o obecną sytuację ekonomiczną spółek, ich planów inwestycyjnych i związanych z nimi dodatkowymi przepływami pieniężnymi (zarówno w zakresie wydatków i obsługi długu, jak i generowanych środków). Ponadto, od 2021 roku uwzględniono dodatkowe wpływy z rynku mocy do 2030 (okres prognozy) na poziomie równym udziałowi poszczególnych spółek w łącznej podaży mocy na rynku mocy oraz budżetowi mocy określonego w OSR do rozporządzenia o parametrach aukcji rynku mocy (z uwzględnieniem interesów odbiorców końcowych oraz eliminacją wsparcia w postaci usług systemowych o charakterze płatności za moc – operacyjnej rezerwy mocy oraz interwencyjnej rezerwy zimnej).

Zakładając stopniowy wzrost cen energii do średniego poziomu wyższego o około 12 EUR/MWh w roku 2030 w ujęciu realnym w porównaniu do roku 2018, kluczowe spółki energetyczne będą mogły wygenerować i pozyskać zewnętrzne finansowanie na realizację dodatkowych inwestycji na szacowanym poziomie **około 20 mld EUR**, co przełoży się na łączny szacowany potencjał inwestycyjny w latach 2018-2030 na poziomie **około 48 mld EUR**, co zostało zaprezentowane na kolejnym wykresie.

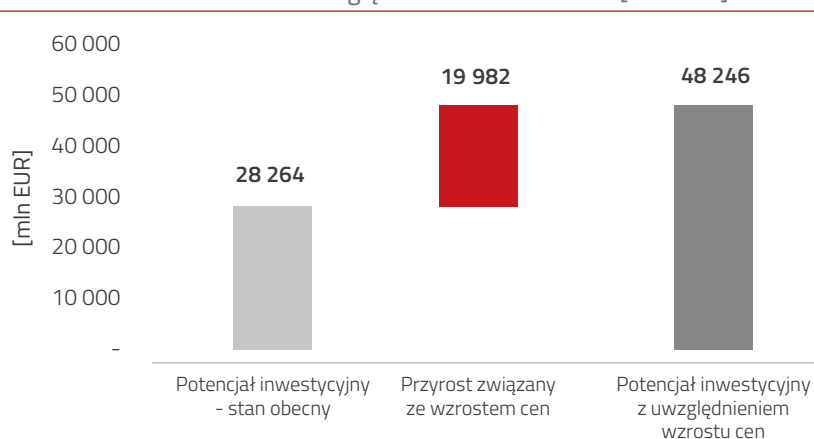
Rys. 10.1 Szacunek potencjału inwestycyjnego czterech polskich grup energetycznych w latach 2018-2030 [mldn EUR]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań spółek energetycznych

Biorąc pod uwagę szacowane zdolności inwestycyjne oraz potrzeby sektora w tym zakresie, realizacja transformacji energetycznej w Polsce zgodnie z celem redukcji emisji CO₂ i udziału energii z OZE będzie wymagał istotnego wsparcia w postaci dotacji lub napływu kapitału z zagranicy lub od inwestorów prywatnych. Szacowana luka do roku 2030 wynosi **około 16 mld EUR**.

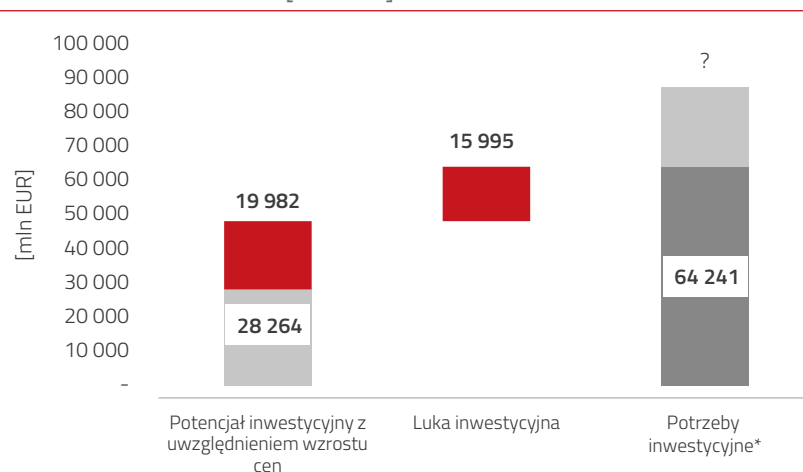
Rys. 10.2 Szacunek potencjału inwestycyjnego czterech polskich grup energetycznych w latach 2018-2030 z uwzględnieniem wzrostu cen [mldn EUR]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań spółek energetycznych

Luka ta nie uwzględnia konieczności wypłaty nawet niskich dywidend oraz nakładów na działania osłonowe. W rezultacie niedobór nakładów przekracza co najmniej 28 mld EUR. Przy założeniu, że prywatni inwestorzy dostarczą 7-12 mld EUR środków własnych i zewnętrznych, konieczne będzie pozyskanie 16-20 mld EUR ze środków pomocowych.

Rys. 10.3 Szacunek luki inwestycyjnej na transformację energetyczną w latach 2018-2030 [mldn EUR]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie analiz PSE oraz sprawozdań spółek energetycznych

*W celu zapewnienia porównywalności danych pomiędzy potencjałem inwestycyjnym czterech grup energetycznych a potrzebami inwestycyjnymi sektora, zaprezentowana wartość nie uwzględnia niezbędnych nakładów na sieci przesyłowe w kwocie ponad 4 mld EUR, które najprawdopodobniej w większości będą sfinansowane środkami własnymi Operatora Systemu Przesyłowego.

Potencjał środków unijnych i krajowych przeznaczonych na wsparcie transformacji sektora energetycznego

Luka inwestycyjna pomiędzy zdolnościami inwestycyjnymi sektora, a jego potrzebami w zakresie transformacji i realizacji polityki klimatycznej powinna zostać pokryta dodatkowymi środkami pomocowymi pochodzącymi zarówno ze źródeł unijnych, jak i krajowych.

Polska, jako jeden z największych beneficjentów funduszy unijnych, również w nowej perspektywie 2021-2027 może liczyć na istotne wsparcie finansowe na transformację gospodarki, w tym na realizację polityki klimatycznej w sektorze energetycznym.

Mając na uwadze fakt, iż obecnie trwają prace nad ostatecznym kształtem i podziałem środków w tej perspektywie i biorąc pod uwagę istotne potrzeby Polski w zakresie niezbędnych nakładów na transformację sektora, konieczne jest aktywne uczestnictwo strony polskiej w formułowaniu ostatecznych założeń dla nowej perspektywy.

Działania te powinny zostać nakierowane co najmniej na:

- Uwzględnienie potrzeb sektora w jak największym zakresie z uwzględnieniem konieczności stopniowej realizacji transformacji w gospodarkach istotnie opartych o paliwa wysokoemisyjne
- Wynikającej z powyższego, konieczności zapewnienia możliwości uzyskania funduszy pomocowych również na realizację inwestycji konwencjonalnych w ramach sektora ETS, w tym w szczególności w gazowe źródła energii elektrycznej i ciepła

- Zapewnienie możliwości konkurencyjności polskim spółkom w pozyskiwaniu funduszy na równych zasadach ze spółkami z bardziej rozwiniętych i innowacyjnych gospodarek
- Uproszczenie zasad i procedury ubiegania się o dofinansowanie dla podmiotów z sektora Małych i Średnich Przedsiębiorstw.

Budżet UE 2021-2027

Do kluczowych środków unijnych, które będą mogły być przeznaczone na inwestycje związane z transformacją sektora oraz działaniami dot. ochrony środowiska należą:

- Fundusze z Polityki Spójności i Rozwoju Regionalnego
- Fundusz Modernizacyjny
- Fundusz Innowacyjny.

W dniu 2 maja 2018 roku Komisja Europejska przyjęła i ogłosiła propozycję wieloletniego budżetu UE na lata 2021-2027. Zakładana całkowita suma płatności na rzecz krajów beneficjentów wynosi 1,246 bln EUR, przy czym obecnie brak jest decyzji co do podziału środków pomiędzy poszczególne kraje UE. Nie uwzględniając inflacji, przyszły budżet będzie wyższy niż obecny budżet UE na lata 2013-2020 w kwocie około 1,1 bln EUR.

W dniu 29 maja KE ogłosiła również planowany podział środków na Politykę Spójności oraz Wspólną Politykę Rolną – kluczowe fundusze z polskiej perspektywy. Według zapowiedzi środki przeznaczone na te polityki ulegną zmniejszeniu odpowiednio o 7 oraz 5 procent.

Polityka Spójności jest kluczowym instrumentem w UE i również kluczowym źródłem środków dla Polski, w tym dla sektora energetycznego. Fundusz Polityka Spójności ma wyrównać warunki ekonomiczne i społeczne w krajach Unii.

W ramach obecnych propozycji, Polska ma otrzymać w perspektywie 2021-2027 około 64,4 mld EUR, co oznacza spadek wielkości środków o około 19,5 mld EUR (ok. 23%) w porównaniu do perspektywy 2014-2020.

Biorąc pod uwagę obecny podział środków z Polityki Spójności i Rozwoju Regionalnego, z których 27,5 mld EUR (około 33% łącznego budżetu dla Polski) zostało przeznaczone na Infrastrukturę i Środowisko, można szacować, że w nowej perspektywie na ten obszar zostanie przeznaczone około 21 mld EUR.

W obecnej perspektywie, udział środków przeznaczonych na sektor energetyczny, w tym ochronę środowiska w łącznych środkach programu Infrastruktura i Środowisko, wynosi około 8%, co przy niezmienionych warunkach może przekładać się na kwotę możliwych do wykorzystania środków na poziomie około 1,8 mld EUR do 2027 roku. Uwzględniając perspektywę do roku 2030 przy takiej samej strukturze środków, na inwestycje w sektorze energetycznym będzie mogło być przeznaczone **około 2,6 mld EUR**.

Fundusze osłonowe i kompensacyjne

Nowelizacja dyrektywy ETS przewiduje mechanizmy osłonowe dla krajów o niższym rozwoju gospodarczym. Są to Fundusz Modernizacyjny, dzięki któremu istnieje możliwość bezpłatnego przyznawania uprawnień do emisji CO₂ wytwórcom energii elektrycznej z puli danego kraju z przeznaczeniem na inwestycje. Drugi mechanizm dysponuje środkami krajowego budżetu i został omówiony w podrozdziale dotyczącym krajowych środków. Ponadto dyrektywa ETS utworzyła Fundusz Innowacyjny, przeznaczony na rozwój nowych technologii niskoemisyjnych.

Fundusz Modernizacyjny

Nowym źródłem środków dla sektora energetycznego dla okresu 2021–2030 w ramach reformy systemu EU ETS będzie Fundusz Modernizacyjny. Fundusz Modernizacyjny będzie zasilany z wpływów z aukcji puli 2% łącznych pozwoleń na emisję CO₂ z opcją zwiększenia puli o dodatkowe 0,5%. Krajami, które będą mogły korzystać z środków Funduszu będą kraje członkowskie, których PKB per capita osiąga poziom do 60% średniej dla UE, w tym Polska.

Celem Funduszu jest wspieranie inwestycji w odnawialne źródła energii, poprawę efektywności energetycznej, magazyny energii, modernizację sieci elektroenergetycznych oraz transformacji regionów opartych na węglu. Obecnie zakłada się, że projekty związane z wytwarzaniem energii w oparciu o paliwa kopalne będą wyłączone ze wsparcia. Jest

to zbyt daleko idące ograniczenie eliminujące wysokosprawne jednostki skojarzone wykorzystujące energię paliw w 90–95% i powinno być złagodzone.

Udział Polski w łącznej puli środków z Funduszu Modernizacyjnego wynosi 135 mln uprawnień do emisji CO₂. Zakładając średnią cenę EUA w tym okresie na poziomie 20 EUR/tCO₂, środki przewidziane dla Polski osiągną wartość **około 2,8 mld EUR**.

Fundusz Innowacyjny

Bazowa wielkość środków Funduszu Innowacyjnego została określona jako wartość odpowiadająca 400 mln EUA, z opcją zwiększenia o dodatkowe 50 mln EUA.

Celem Funduszu jest wspieranie działań innowacyjnych w obszarach niskoemisyjnych takich jak odnawialne źródła energii oraz projekty wychwytywania i składowania lub wykorzystywania dwutlenku węgla (CCS lub CCU). Sektory objęte możliwością wykorzystania Funduszu zostały rozszerzone na sektory przemysłowe.

Biorąc pod uwagę dostępną pulę EUA w ramach bazowej puli, dodatkowe środki na finansowanie inwestycji innowacyjnych mogą osiągnąć łącznie w skali EU kwotę około 9 mld EUR.

Projekty do dofinansowania w ramach Funduszu Innowacyjnego mogą pochodzić ze wszystkich krajów członkowskich i w przeciwieństwie do Funduszu Modernizacyjnego, rozdział dostępnej puli na poszczególne kraje nie został dokonany. W obecnie proponowanym kształcie, środki

z Funduszu Innowacyjnego zostaną przede wszystkim wykorzystane przez beneficjentów z krajów o bardziej rozwiniętej gospodarce niż Polska. Ewentualne środki z tego Funduszu nie będą miały istotnego znaczenia w transformacji polskiego sektora.

Środki krajowe

Inwestycje w sektorze energetycznym będą mogły być również wspierane środkami krajowymi, w największej mierze przez środki własne Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Środki zgromadzone przez NFOŚiGW przede wszystkim z tytułu opłat za korzystanie ze środowiska, kar środowiskowych oraz opłaty zastępczej będą mogły być wykorzystane na wspieranie inwestycji proklimatycznych w sektorze energetycznym.

Zgodnie ze strategią NFOŚiGW na lata 2017–2020, wielkość środków przeznaczonych na ochronę powietrza w formie bezzwrotnej w okresie 2018–2020 wynosi około 0,6 mld EUR, a w okresie 2021–2030 z uwzględnieniem redukcji wpływów z tytułu opłat środowiskowych, w szczególności związanych z emisją tlenków siarki i azotu może osiągać poziom około 1,5 mld EUR, co przekłada się na łączną kwotę w okresie 2018–2030 na poziomie **około 2 mld EUR**.

Ponadto polski rząd może bezpłatnie przydzielać wytwórcom energii elektrycznej uprawnienia do emisji CO₂ w ilości do 200 mln EUA o wartości przy cenie 20 EUR/EUA około 6 mld EUR.

Podsumowanie potencjału środków pomocowych i ich wpływu na wypełnienie luki inwestycyjnej

Szacunek łącznych środków, które mogą być przeznaczone na inwestycje proekologiczne w sektorze energetycznym w latach 2018–2030 wynosi **około 7,5 mld EUR** a wraz bezpłatnymi przydziałami EUA wynosi około 13,5 mld EUR. Warunkiem bezpłatnego przydziału jest ponoszenie nakładów na zadania zmniejszające emisje. Zasady stosowania bezpłatnych przydziałów są bardzo złożone, a decyzje o kwalifikujące inwestycje mogą być podejmowane z niewielkim wpływem Polski. Prawdopodobnie ten fundusz nie zostanie wykorzystany w pełni. Po uzyskaniu środków pomocowych, w najlepszym przypadku luka wyniesie ok. 4 mld EUR, ale istnieje zagrożenie, że przy braku środków luka może wzrosnąć do 10–12 mld EUR.

Finansowanie transformacji energetycznej w Polsce Podsumowanie:



Nakłady na transformację sektora elektroenergetycznego do 2030 roku mogą wynieść **nawet ok. 70 mld EUR**.



Wymagane nakłady znacznie **przekraczają możliwości inwestycyjne** firm energetycznych i potencjalnych inwestorów.



Nawet przy uwzględnieniu istniejących i planowanych możliwości pozyskania środków pomocowych pozostaje **luka 5–10 mld EUR**.



Konieczne są **działania dla obniżenia nakładów, w tym poprzez innowacje**, oraz poszukiwanie dodatkowych źródeł finansowania m.in. poprzez zwiększony udział rozproszonych źródeł finansowanych przez autoproducentów i prosumentów.

Podsumowanie i wnioski

Raport PKEE przedstawia wkład polskiego sektora elektroenergetycznego w globalnej realizacji ochrony klimatu w skondensowanej formie. Pomimo niekorzystnych uwarunkowań, przede wszystkim historycznej dominacji technologii węglowych, dotychczasowe efekty działań redukcji CO₂ oraz opracowywane dalsze plany, jednoznacznie wskazują na rzetelne, skuteczne zaangażowanie sektora elektroenergetycznego na rzecz ochrony klimatu.

Polska jest aktywną stroną Konwencji Klimatycznej ONZ, realizuje swoje zobowiązania redukcji GHG, wspomaga procesy uzgodnień globalnych między innymi organizując Konferencje Stron Konwencji po raz trzeci z największą intensyfikacją wysiłków i udziałem sektora energetycznego.

1

Realizacja celów klimatycznych UE na 2030 rok – 40% redukcji emisji GHG, 30% udział OZE i 32,5% poprawy efektywności będą wymagały przeprowadzenia kosztownej transformacji sektora z nakładami na poziomie około 60 mld EUR, w tym ponad 2/3 z tej puli w sektorze wytwórczym. W tym kontekście konieczne jest szukanie obniżenia kosztów poprzez zastosowanie rozwiązań innowacyjnych.

4

Na podstawie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że:

Historyczne uwarunkowania polskiej energetyki przesądziły o dominacji technologii węglowych wytwarzania energii elektrycznej. Węglowy miks energetyczny powoduje istotne wyższe koszty transformacji w stronę gospodarki niskoemisyjnej.

2

Szybka transformacja sektora energetycznego może wywołać napięcia społeczne, dlatego konieczne są działania osłonowe, które zwiększają koszty transformacji.

5

Polski sektor energetyczny z powodzeniem włącza się do działań na rzecz ochrony klimatu. Obecne działania pozwoliły na uzyskanie ponad 30% redukcję emisyjności produkcji energii elektrycznej, co pozwala na optymizm w realizacji dalszych, bardzo ambitnych działań w zakresie transformacji w kierunku niemal zeroemisyjnej energetyki.

6

Sektor energetyczny utrzymuje swoje urządzenia w dobrym stanie, stale podnosząc efektywność ekonomiczną oraz redukując emisję CO₂ i zanieczyszczeń. Od 1990 roku wszystkie jednostki wytwórcze były modernizowane, zbudowano jednostki ciepłne o łącznej mocy ponad 15 GW (około 4 GW jest jeszcze w budowie) oraz około 6,3 GW w elektrowniach wiatrowych, PV i wodnych. Wysoki udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem pozwala na osiągnięcie wysokiego – 45-47% – stopnia wykorzystania energii paliw. Niemniej większość jednostek musi być dalej modernizowana w celu dotrzymania wymogów środowiskowych, a część z nich powinna być zastąpiona technologiami zero- lub nisko-emisyjnymi.

3

Sektor energetyczny jest świadomy stawianych przed nim wyzwań związanych z ochroną klimatu i rzetelnie przygotowuje się do dalszej realizacji celów redukcyjnych w sposób zapewniający zrównoważenie interesów zaangażowanych lub dotkniętych zmianami stron.

7







PKEE

Polski Komitet
Energii Elektrycznej