



Niemiecka transformacja energetyczna i polski system energetyczny

BROSZURA INFORMACYJNA



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Umwelt
Bundesamt



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

ECOFYS

**NIEMIECKA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA
I POLSKI SYSTEM ENERGETYCZNY**

BROSZURA INFORMACYJNA

© Ecofys 2017 we współpracy z Instytutem Jagiellońskim

Projekt ten jest finansowany z Programu Pomocy Doradczej (AAP) Federalnego Ministerstwa Środowiska w zakresie ochrony środowiska w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, Kaukazu i Azji Środkowej oraz w innych krajach sąsiadujących z Unią Europejską. Odpowiedzialność za treść niniejszej publikacji ponoszą jej autorzy.



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit



NIEMIECKA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA I POLSKI SYSTEM ENERGETYCZNY

BROSZURA INFORMACYJNA

Część I: **Niemiecka transformacja energetyczna**

Autorzy: Fabian Wigand,
Ana Amazo (Ecofys)

Część II: **Polski system energetyczny**

Autorzy: Christian Schnell PhD,
Antoni Olszewski (Instytut Jagielloński)

Projekt graficzny: Piotr Perzyna
NOWEMEDIA24.pl

Kluczowe informacje

Część I

**Autorzy: Fabian Wigand,
Ana Amazo (Ecofys)**

4

Wraz z transformacją energetyczną (Energiewende), Niemcy rozpoczęły zasadniczą i dogłębną przemianę systemu dostaw i zużycia energii oraz systemu energetycznego. Transformacja energetyczna sprawiła, że odnawialne źródła energii stają się zasobem numer jeden, jeśli chodzi o wykorzystywane źródła energii elektrycznej. W roku 2016 odnawialne źródła energii (OZE) stanowiły największy odsetek (32,3%) zużywanej energii elektrycznej brutto. Koszty OZE znacznie spadły od wejścia w życie Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), np. w przypadku faktycznie montowanych naziemnych instalacji fotowoltaicznych. W grudniu 2016 r. aukcja pilotażowa otrzymała wsparcie w wysokości 6,90 EUR centów/kWh, w porównaniu do kwoty 40,60 EUR centów/kWh wypłaconej w 2006 roku w postaci taryfy gwarantowanej.

W sektorze transportu i ogrzewania został osiągnięty znaczny postęp, ale należy podjąć dalsze działania, aby osiągnąć założone cele w tych sektorach. Podczas gdy udział OZE w zużyciu energii brutto wzrósł od roku 2000 trzykrotnie, to pozostał na takim samym poziomie w sektorze grzewczym (13,2%) i odnotował lekki spadek w sektorze transportu (5,2%).

Korzyści ze wzrostu efektywności energetycznej są faktem, ale pozostało jeszcze wiele do zrobienia, aby doprowadzić do zmniejszenia zużycia energii o połowę do roku 2050. Niemcy oddzieliły swoje zużycie energii od PKB: wydajność energii końcowej wzrosła od roku 1990 o 60%. W energochłonności Niemcy plasują się jako jeden z najbardziej wydajnych krajów w UE. W latach 1990-2014, zużycie energii pierwotnej zmniejszało się średnio o 0,5% rocznie. Jednak w latach 2008-2015 wydajność energii końcowej rosła średnio o 1,3% rocznie, czyli poniżej zakładanego celu 2,1%. Aby osiągnąć cele na rok 2050, wydajność ta powinna zwiększać się średnio o 3,3% rocznie do 2020 roku. Dyskusję na temat dodatkowych środków zapoczątkowała zielona księga w sprawie efektywności energetycznej. Niemiecka emisja gazów cieplarnianych spadła o 28% w porównaniu do stanu z roku 1990. Jednakże tylko przy spełnieniu się najbardziej optymistycznego scenariusza „szybkiego i ambitnego wdrożenia ponad 100 różnych działań”, Niemcy będą w stanie osiągnąć swój cel zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o 40% do roku 2020. Rezygnacja z wykorzystania węgla kamiennego pozostaje kwestią otwartą: konkretne kroki w tym kierunku ustali odpowiednia komisja w 2018 roku.

Część II

**Autorzy: dr Christian Schnell,
Antoni Olszewski (Instytut Jagielloński)**

Polska transformacja sektora energetycznego ma miejsce i skutkuje rozwojem OZE, a działania w zakresie dekarbonizacji i efektywności energetycznej są porównywalne do innych krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Wyraźny jest znaczny udział lądowych farm wiatrowych i instalacji spalania biomasy generujących ok. 20 TWh, czyli prawie 90% energii produkowanej z OZE. Obecnie dalszy rozwój OZE stoi pod znakiem zapytania z powodu niepewnej postawy polskiego ustawodawcy, który, co prawda, uzgadnia poziom wsparcia OZE z Komisją Europejską, ale równocześnie oczekuje na ostateczny kształt 4. pakietu legislacyjnego Unii Europejskiej, tzw. pakietu zimowego, którego projekt został opublikowany pod koniec listopada 2016 roku. Należy podkreślić, że polski miks energetyczny ma charakter wyjątkowy na tle innych krajów europejskich, w tym krajów Europy Środkowo-Wschodniej, ze względu na bardzo wysoki udział paliw kopalnych, tj. węgla kamiennego i brunatnego, w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Nie zmienia to jednak faktu, że konieczność obniżenia emisyjności tych dwóch sektorów jest nieunikniona. Pozycja wyjściowa Polski znacznie wyróżnia się na tle innych krajów byłego RWPG, które zdołały rozwinąć energię jądrową z udziałem rosyjskiej technologii.

Starzejąca się infrastruktura polskich elektrowni węglowych wymaga pilnej wymiany, a dalsze inwestycje w elektrownie węglowe w otoczeniu rynkowym Unii Europejskiej wydają się bezcelowe. Niezłomna wola polityczna do dalszego rozwoju energetyki węglowej jest w dużej mierze związana z poziomem zatrudnienia. W branży tej nadal pracuje 85 tys. górników, pomimo że każdego roku ok. 8 tys. pracowników sektora węgla kamiennego przechodzi na wcześniejsze emerytury lub rezygnuje z zatrudnienia korzystając z systemu odpraw. Dlatego też decydenci polityczni starają się zyskać na czasie i zmniejszać liczbę miejsc pracy w kopalniach węgla kamiennego stopniowo i w sposób akceptowany społecznie. Inwestycje w OZE i podnoszenie efektywności energetycznej są obecnie ograniczone, co powinno ulec zmianie po uzgodnieniu wspomnianego 4. pakietu legislacyjnego do końca 2018 roku. Niemniej jednak takie podejście polityczne może w najbliższej przyszłości rodzić poważne problemy w kontaktach z Komisją Europejską. Może również wydawać się ryzykowne pod kątem pozyskiwania funduszy unijnych z powodu tzw. „oceny ex ante” tego, czy Polska przyjęła określone zobowiązania i podjęła środki wyznaczone przez UE przed uzyskaniem wypłat z funduszy unijnych. Inwestycje w Polsce są w dużej mierze finansowane z funduszy unijnych, przy czym kraj jest zdecydowanie największym beneficjentem tego rodzaju wsparcia.

Spis treści

Część I: Część I: Niemiecka transformacja energetyczna 7

Niemiecka transformacja energetyczna sprawiła, że odnawialne źródła energii stają się zasobem numer jeden, jeśli chodzi o wykorzystywane źródła energii elektrycznej. 8

Rozwój OZE w sektorze transportu i ogrzewania jest nadal nieporównywalnie mniejszy niż w sektorze energii elektrycznej. 16

Korzyści ze wzrostu efektywności energetycznej są faktem, ale pozostało jeszcze wiele do zrobienia zanim cele zostaną osiągnięte. 17

Wzrost wykorzystania OZE i większa efektywność energetyczna doprowadziły do zmniejszenia uzależnienia od importu paliw kopalnych. 18

Niemiecka transformacja energetyczna przynosi mieszane rezultaty, jeśli chodzi o wpływy klimatyczne. 19

Wdrożono proces monitorowania w celu śledzenia postępów w transformacji sektora energetycznego. 22

Transformacja sektora energetycznego jest częścią zintegrowanej europejskiej strategii energetycznej i klimatycznej. 23

Część II: Polski system energetyczny 24

Produkcja energii elektrycznej 25

Zużycie energii elektrycznej 27

Ceny energii elektrycznej 30

Poziom oddziaływania na środowisko 32

System zielonych certyfikatów jako wsparcie dla OZE 33

Infrastruktura przesyłowa 34

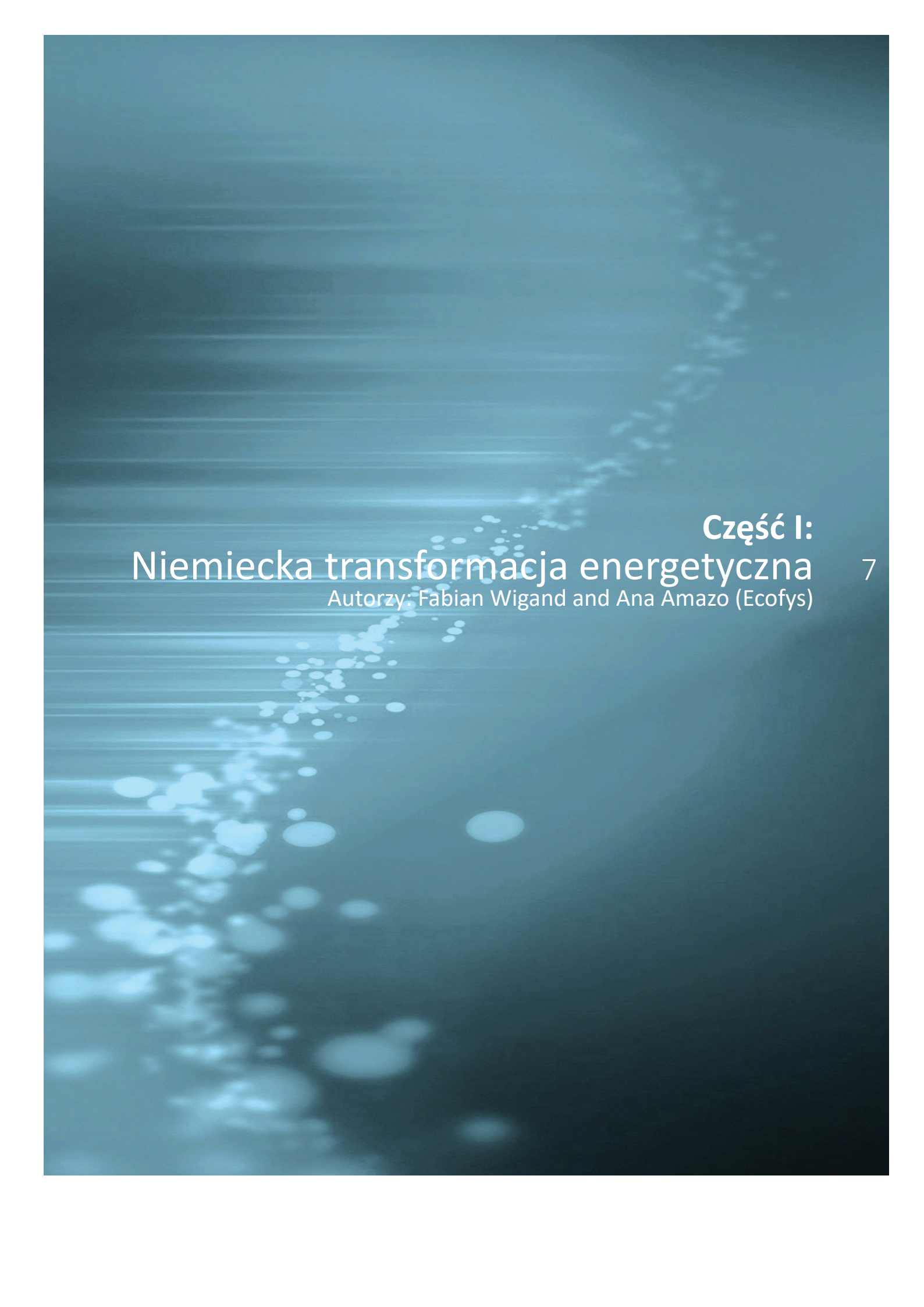
Zależność energetyczna 33

Rozwój OZE w Polsce 37

Konsekwencje braku realizacji unijnego celu OZE 2020 39

Przyszłość polskiej polityki energetycznej do roku 2030/2050 40

Część III: Bibliografia

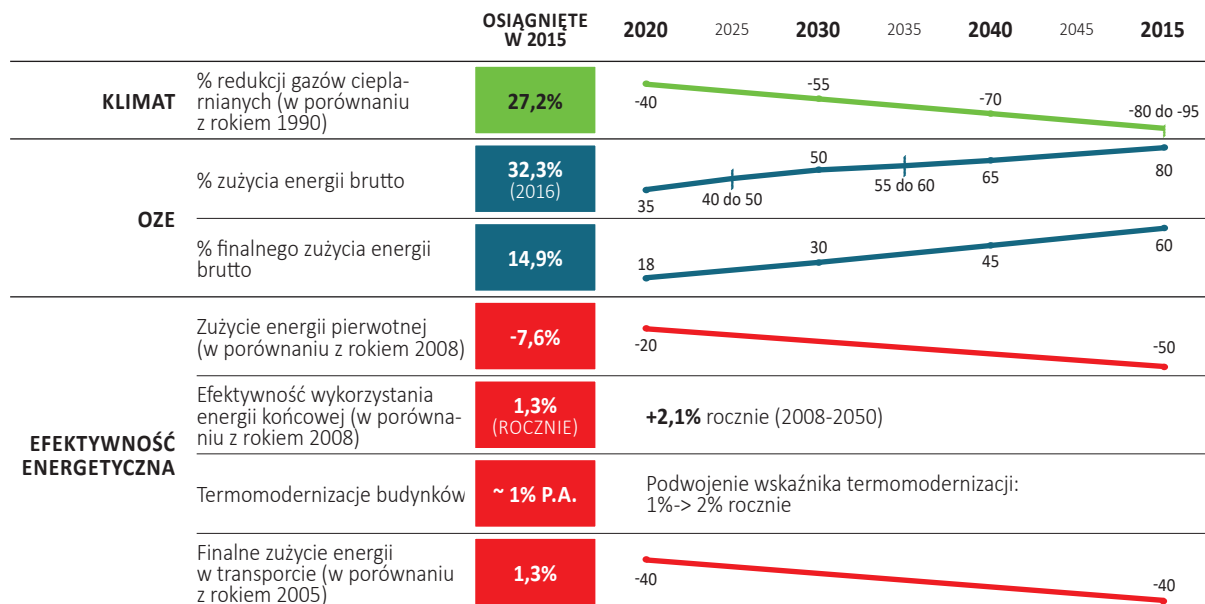


Część I: Niemiecka transformacja energetyczna

Autorzy: Fabian Wigand and Ana Amazo (Ecofys)

7

Rys. 1 **OKREŚLONE CELE ENERGIEWENDE**
ŹRÓDŁO: BMWi 2016, DENA 2017



8

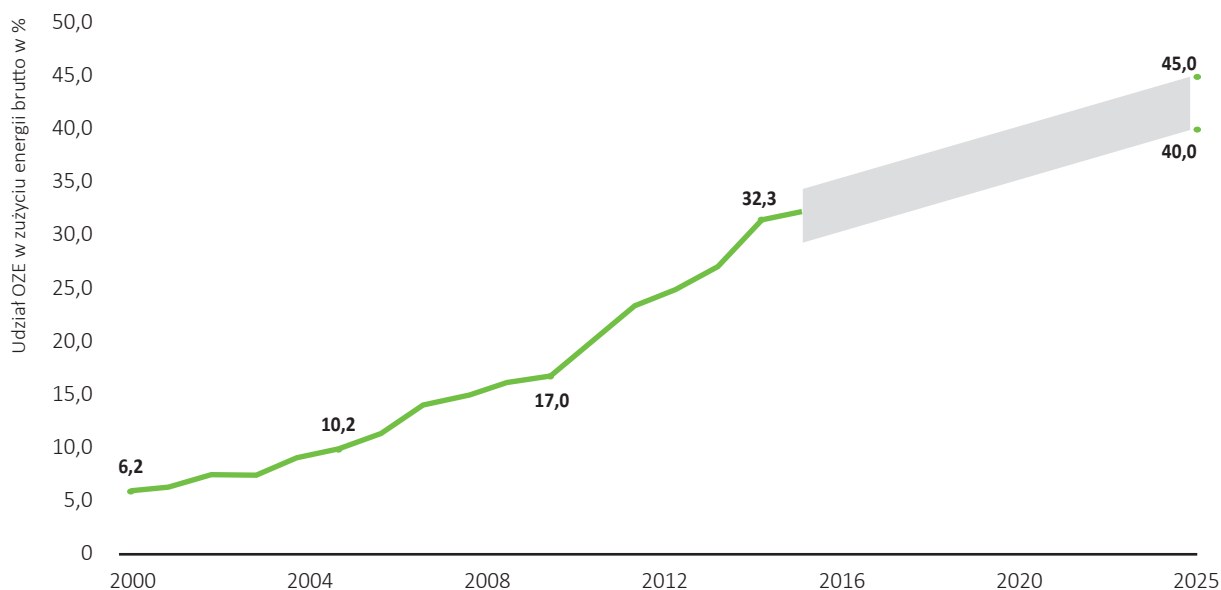
Niemiecka transformacja energetyczna sprawiła, że odnawialne źródła energii stają się zasobem numer jeden, jeśli chodzi o wykorzystywane źródła energii elektrycznej.

Niemiecka Energiewende (transformacja energetyczna) ma swoje korzenie w ruchu antynuklearnym z lat 70. XX wieku, na długo przed katastrofą w elektrowni Fukushima. Szok wywołany kryzysem naftowym w 1973 i katastrofą w Czarnobylu w 1986 roku doprowadziły do poszukiwania alternatywnych rozwiązań – i opracowania tzw. taryf gwarantowanych (German Energy Transition, 2012a). Czynnikiem motywującym była zatem potrzeba zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i ogólnej konkurencyjności gospodarki. W kolejnych dekadach doszły do tego kwestie ochrony środowiska. Obecnie zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, wycofanie się z energii jądrowej i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności stanowią zasadnicze filary niemieckiej polityki w zakresie transformacji dostaw energii (BMWi 2017).

Dokument Koncepcji Energetycznej 2010 realizuje dwie podstawowe strategie (tzw. „cele podstawowe”) zmierzające do transformacji sektora energetycznego: zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej i zwiększenie efektywności energetycznej. Te podstawowe cele mają zostać zrealizowane w sektorach energii elektrycznej, ogrzewania i transportu. Rys. 1 przedstawia konkretne cele Energiewende zgodnie z zapisami w Koncepcji Energetycznej 2010. Odpowiadają one tzw. Energetycznej Mapie Drogowej UE 2050 (od roku 2011) i zostały potwierdzone przez niemiecki rząd federalny w Umowie Koalicyjnej z 2013 roku.

1. Dodatkowe cele (nie pokazane na wykresie) obejmują (BMWi 2016): Efektywność energetyczną: zmniejszenie zużycia energii elektrycznej brutto: o 10% w roku 2020 i o 25% w roku 2050 w porównaniu do roku 2008; Budynki: Zmniejszenie zapotrzebowania na energię pierwotną o 80% do roku 2050 (oraz o 20% dla ogrzewania do roku 2020); Transport: Wzrost liczby pojazdów elektrycznych do 1 mln w 2020 roku oraz do 6 mln w roku 2030

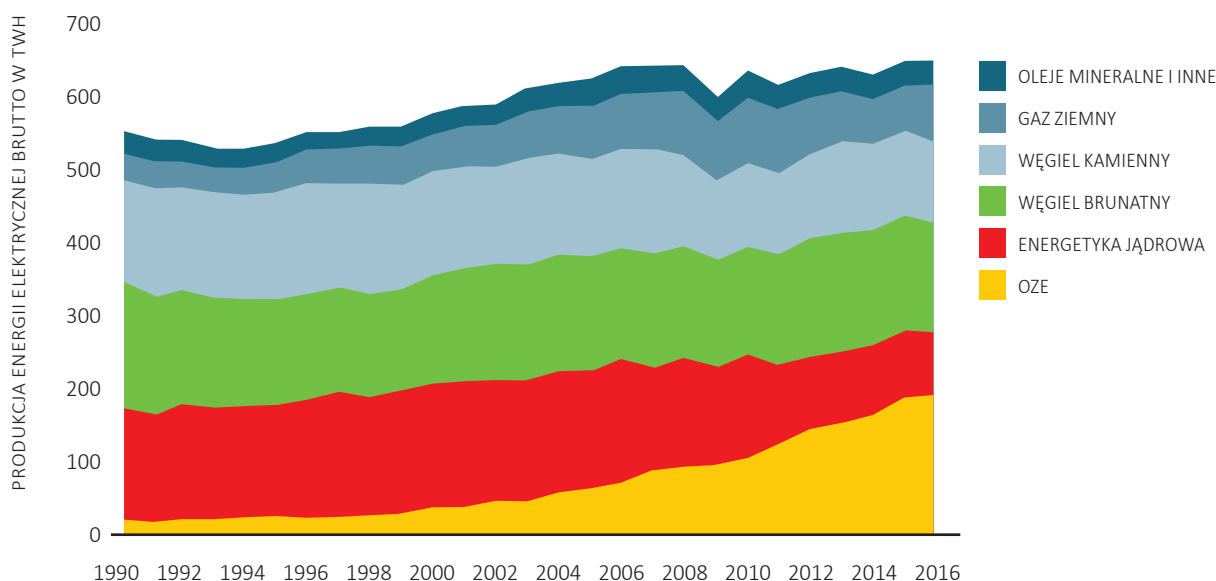
Rys. 2 | **UDZIAŁ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W ZUŻYCIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ BRUTTO**
ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE BMWI 2016, AGORA 2017 I EEG 2017



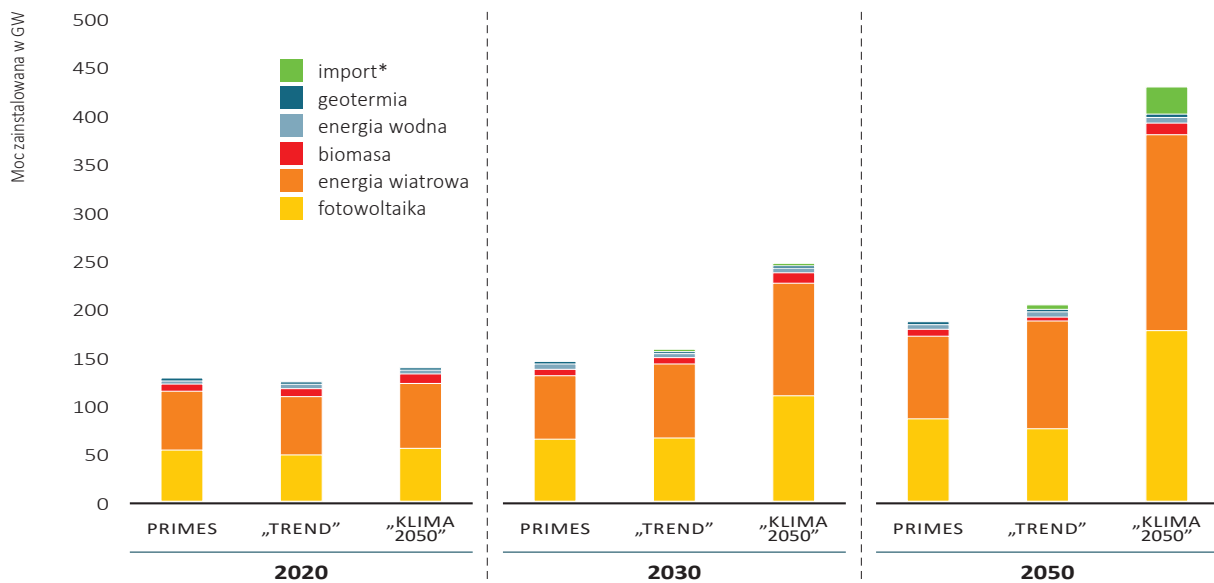
W roku 2016 odnawialne źródła energii stanowiły największy odsetek (32,3%) wśród źródeł zużywanej energii elektrycznej brutto (Agora Energiewende 2017) (patrz Rys. 2). Jeśli chodzi o udział w produkcji energii elektrycznej brutto w 2016 roku (Rys. 3), odnawialne źródła energii stanowiły 29,5%, podczas gdy węgiel brunatny stanowił 23%, węgiel kamienny 17%, energia jądrowa 13%, a gaz 12% (AGEB 2016). Niemcy planują pokrycie 35% zużycia energii elektrycznej energią z OZE do roku 2020 i 80% do roku 2050. Rozwój OZE zapewniony jest głównie dzięki Ustawie o odnawialnych źródłach energii (EEG). Dzięki temu uzyskanie poziomu 35% energii elektrycznej z OZE w roku 2020 jest celem jak najbardziej realnym.

9

Rys. 3 | **HISTORYCZNY ROZWÓJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W NIEMCZECH POPRZECZ ŹRÓDŁA W TWH**
ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE AGEB 2016



Rys. 4 | **ZESTAWIENIE SCENARIUSZY: MOC ZAINSTALOWANA OZE W LATACH 2020, 2030 I 2050**
ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE KOMISJI EUROPEJSKIEJ 2016 B I NITSCH 2016



10

Nawet jeśli poczyniono znaczne postępy, obecne tempo wzrostu udziału energii odnawialnych w Niemczech pokrywa się z bezemisyjnym zaopatrzeniem w energię do roku 2050. Chociaż wybrane scenariusze pokazują, że sektor energii elektrycznej będzie zdominowany przez OZE, zdolności produkcyjne są większe niż przedstawione w przedziale objętym wdrożeniem zgodnie z ustawą EEG. Chociaż obecnie realizowane strategie zapewnią osiągnięcie celów zużycia energii elektrycznej z OZE na rok 2035 (czyli 55%), bardziej ambitny cel 80% w roku 2050 wydaje się raczej poza zasięgiem. Natomiast przy utrzymaniu bieżącej polityki

energetycznej możliwe jest uzyskanie udziału OZE w zużyciu energii w 2050 roku na poziomie 68% (Nitsch 2016).

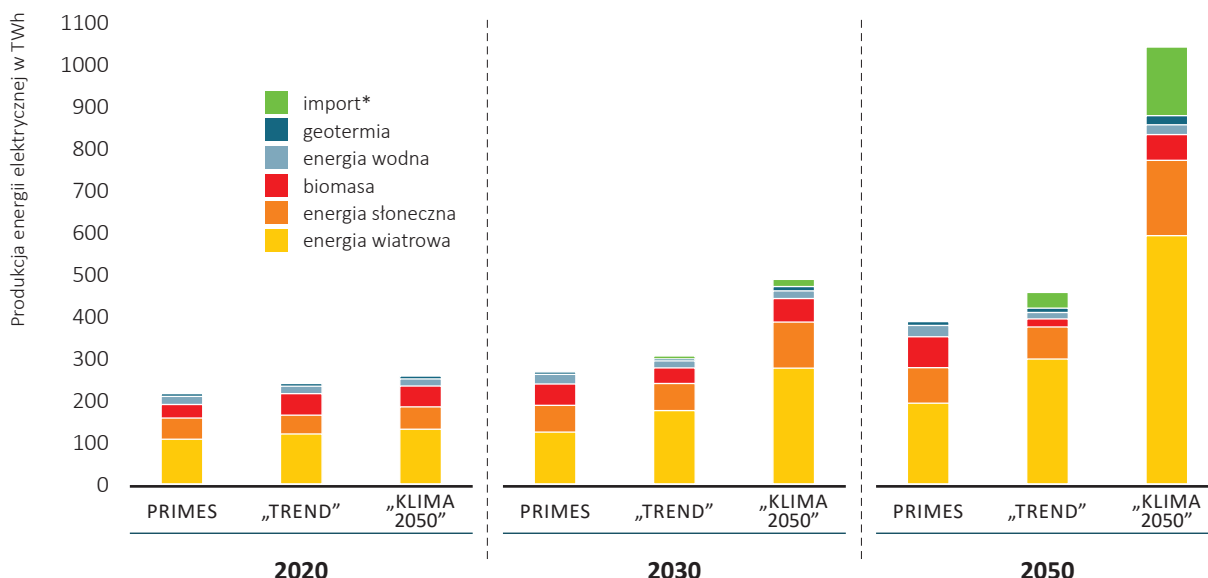
Rys. 4 pokazuje, że moc zainstalowana energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych jest szacowana na około 157 GW („Trend”) do roku 2030: co ukazuje różnicę rzędu 92 GW (105 GW w modelu PRIMES³) w porównaniu z poziomem zgodnym z celem obniżenia emisyjności dostaw energii do roku 2050 („Klima 2050”). Do roku 2050 przewidywana różnica między scenariuszem „Trend” i modelem PRIMES wyniesie, odpowiednio, 228 GW i 247 GW.

- Rys. 4 i Rys. 5 zestawiają model PRIMES dla Niemiec ze scenariuszami zaproponowanymi przez Nitscha (2016), a mianowicie „Trend” i „Klima 2050”. Krótki opis każdego z nich znajduje się poniżej: Model PRIMES to model systemu energetycznego UE, który symuluje zużycie energii i działanie systemu dostaw energii. Scenariusz Referencyjny UE 2016, który zawiera podejście PRIMES, obejmuje strategię i środki wdrażane na szczeblu UE i państw członkowskich do grudnia 2014 roku. Ponadto, uwzględniono poprawki do trzech dyrektyw uzgodnione nie dalej niż na początku 2015 roku. Dotyczy to poprawki ILUC do dyrektyw OZE i FQD oraz decyzji odnośnie rezerwy stabilności rynkowej zmieniającej dyrektywę ETS. Scenariusz ujmując ponadto odpowiednie polityki krajowe i działania wskazane w odpowiedziach państw członkowskich umieszczonych w kwestionariuszu. Jest w nich mowa o krajowych OZE i politykach w zakresie efektywności energetycznej. Scenariusz „Trend” zawiera bieżącą strategię energetyczną i zapowiedziane działania, mianowicie: nowelizacja Ustawy o energii odnawialnej (EEG 2017) i jej celów rozwoju energetyki, Program Działań Klimatycznych 2020, projekt Ustawy o rynku energii elektrycznej 2.0 oraz Krajowy plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii (NAPE). W scenariuszu „Klima 2050”, produkcja energii ma być niemal całkowicie obojętna pod kątem bilansu CO₂ do roku 2050 celem uniknięcia globalnego ocieplenia o więcej niż 2 stopnie Celsjusza. Scenariusz ten wpisuje się w cele Koncepcji Energetycznej, w szczególności cel ochrony klimatu, czyli redukcji emisji gazów cieplarnianych o 95% do roku 2050.
- Podczas gdy „Trend” i „Klima 2050” u Nitscha (2016) ujmują moce importowane z energii wiatrowej, słonecznej (PV i CSP) oraz z elektrowni wodnych, nie ma to miejsca w przypadku modelu PRIMES. Czynnikiem ten tłumaczy jedynie niewielki ułamek różnic obserwowanych w mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej, odpowiednio na Rys. 3 i 4. Kolejna różnica pomiędzy scenariuszami Nitscha i modelem PRIMES polega na tym, że ten ostatni nie uwzględnia elektrowni szczytowo-pompowych w swojej kategorii elektrowni wodnych i grupuje pozostałe technologie energii odnawialnych pod hasłem geotermii.

Rys. 5

**ZESTAWIENIE SCENARIUSZY: PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
Z OZE W LATACH 2020, 2030 I 2050**

ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE KOMISJI EUROPEJSKIEJ 2016 B I NITSCH 2016



Choć ilość energii elektrycznej wytwarzanej z OZE do 2050 roku wzrośnie ponad dwukrotnie, czyli do 460 TWh, w porównaniu do obecnego poziomu, rezygnacja z paliw kopalnych w sektorze ogrzewania, chłodzenia i transportu będzie wymagała większego wysiłku

11

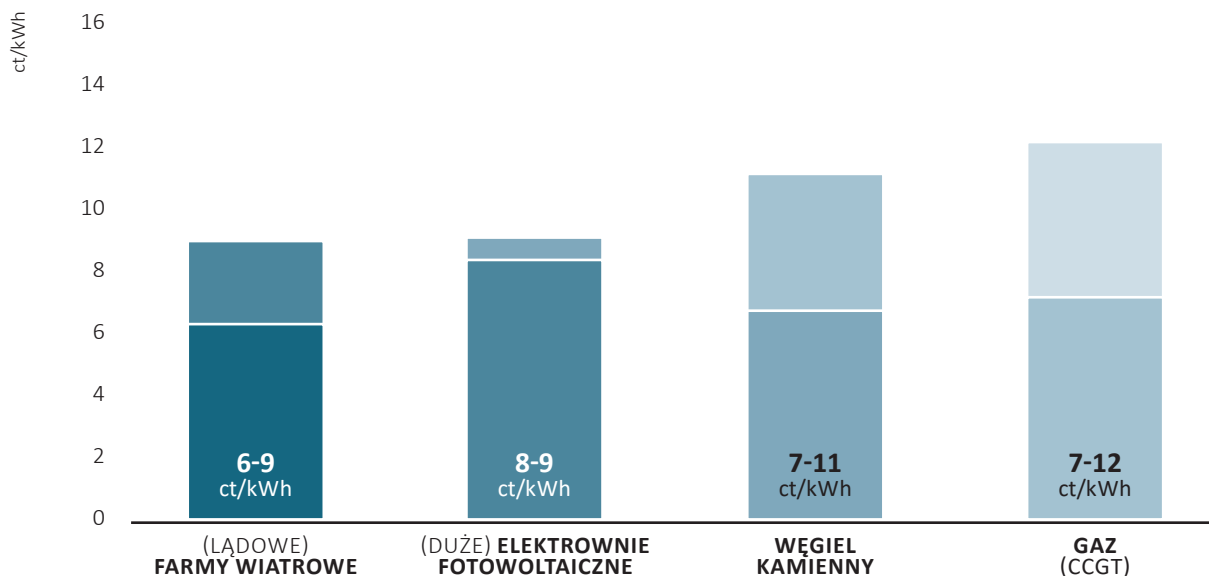
Choć ilość energii elektrycznej wytwarzanej z OZE do 2050 roku wzrośnie ponad dwukrotnie, czyli do 460 TWh, w porównaniu z obecnym poziomem, rezygnacja z paliw kopalnych w sektorze ogrzewania, chłodzenia i transportu będzie wymagała większego wysiłku (Nitsch 2016). W 2030 roku roczna produkcja energii elektrycznej wyniesie 302 TWh (wg „Trend” na Rys. 4), co daje różnicę rzędu 19 TWh (42 TWh w modelu PRIMES) w porównaniu z poziomem dekarbonizacji dostaw energii do roku 2050 („Klima 2050”). Do roku 2050 przewidywana różnica między scenariuszem „Trend” i modelem PRIMES wyniesie, odpowiednio, 583 TWh i 652 TWh.

Koszty energii pozyskanej z wiatru i energii słońca są już konkurencyjne w stosunku do technologii konwencjonalnych. Rys. 6 pokazuje uśrednione koszty energii elektrycznej dla różnych tech-

nologii (LCOE)⁴. Już w 2015 roku turbiny wiatrowe zainstalowane w sprzyjających lokalizacjach na lądzie były w stanie wygenerować energię elektryczną przy niższych kosztach niż nowe elektrownie węglowe lub gazowe. Wyniki aukcji w roku 2016 na poziomie 6,90 EUR/kWh dla systemów fotowoltaicznych montowanych na gruncie (patrz Rys. 7) pokazują, że dzisiejsze instalacje mogą być budowane przy znacznie niższych kosztach niż 40,60 EUR/kWh w 2006 roku płaconych w formie taryfy gwarantowanej (IWR 2017).

4. LCOE to bieżąca wartość netto w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej przez okres żywotności środków produkcji. Często traktowana jest jako wyznacznik średniej ceny, którą środki produkcji muszą otrzymać na rynku, aby spowodować zniszczenie nawet podczas okresu żywotności.

Rys. 6 | **ZAKRES UŚREDNIONYCH KOSZTÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ (2015)**
ŹRÓDŁO: AGORA ENERGIEWENDE 2016



12

Aukcje dotyczące odnawialnych źródeł energii doprowadziły do wzrostu wydajności, co przyczyniło się do obniżenia kosztów obsługi energii elektrycznej pochodzącej z systemów fotowoltaicznych montowanych na gruncie.

Aukcje dotyczące odnawialnych źródeł energii doprowadziły do wzrostu wydajności, co przyczyniło się do obniżenia kosztów obsługi energii elektrycznej pochodzącej z systemów fotowoltaicznych instalowanych na gruncie. Obniżenie kosztów powiązanych, lepsze zarządzanie projektami wdrożeniowymi i przestrzeganie europejskich wytycznych odnośnie pomocy państwa, przyspieszyły przejście na system aukcyjny po tym jak okazało się, że koszty powiązane z taryfy gwarantowanej (FIT) były wyższe niż oczekiwano⁵. Średni poziom wsparcia w aukcji pilotażowej z grudnia 2016 roku wynosił 6,90 EUR/kWh, czyli około 25% mniej niż poziom wsparcia 9,17 EUR/kWh w momencie wprowadzenia aukcji w 2015 roku (patrz Rys. 7). Głównym powodem obserwowanych obniżek cen jest wysoki poziom konkurencji, uwarunkowany ilością kwalifikowanych ofert w stosunku do przyznanych wolumenów. Podczas pierwszej niemieckiej aukcji na sprzedaż energii słonecznej otwartej dla nabywców z Danii, cała wystawiona na aukcję ilość energii (50 MW) została przydzielona pięciu projektom solarnym z Danii przy średniej wartości

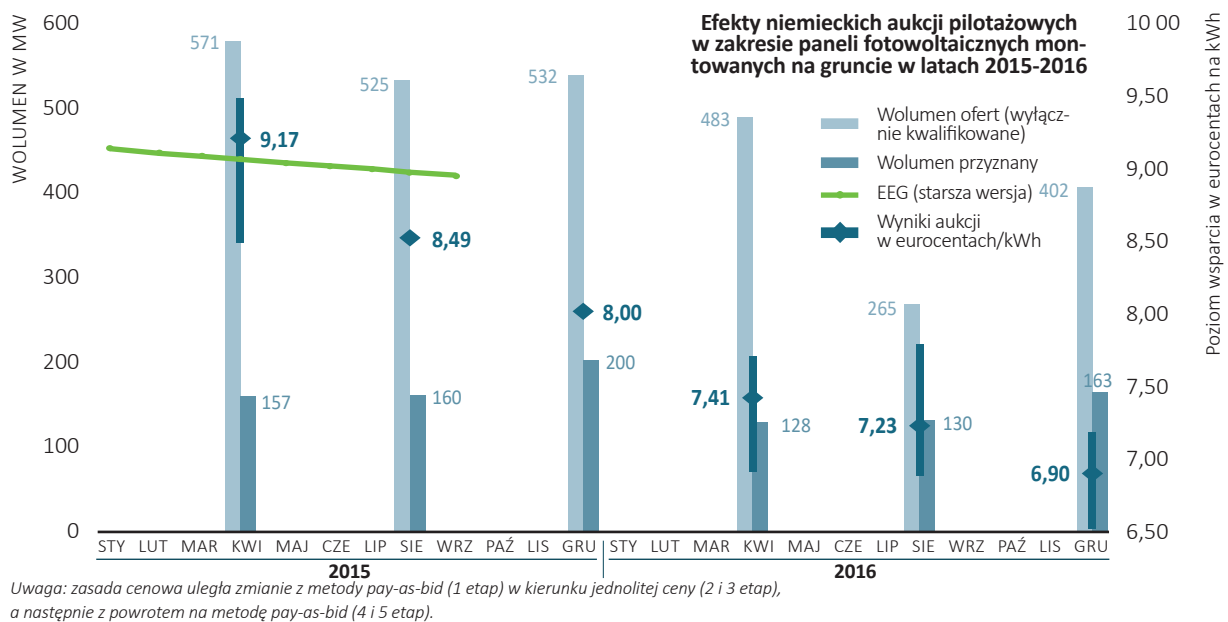
oferty na poziomie 5,38 EUR/kWh (BNetzA 2016b). Zwycięska oferta będzie realizować projekty na gruntach rolnych. Obecnie jest to niedozwolone w Niemczech i może skutkować obniżeniem poziomu ofert w Danii w efekcie połączenia wyższego obciążenia z dużą ilością realizowanych projektów solarnych w Danii nie mających dostępu do innych form wsparcia. Zwycięzcy aukcji, w tym otwarci na inne kraje, mają zapewnione wsparcie na 20 lat.

Ceny rynkowe energii elektrycznej spadła o ponad połowę od momentu osiągnięcia swojego dziesięcioletniego szczytu w 2008 roku. Choć stało się tak po części ze względu na światowy kryzys finansowy, który rozpoczął się w tym samym roku, większe dostawy taniej energii ze źródeł odnawialnych również eliminują z rynku droższą konwencjonalną energię (BMWi 2016) (patrz rysunek 8). Niemcy zdołali osiągnąć pułap aż 85% udziału OZE w dziennym zapotrzebowaniu na energię elektryczną. W dniu 8 maja 2016 roku, produkcja energii sło-

5. W 2014 roku niemiecka taryfa gwarantowana oferowała roczną cenę dla odbiorców energii elektrycznej dającą w sumie 24 mld euro (Dinkloh, 2014)

Rys. 7

WYNIKI AUKCJI PILOTAŻOWYCH DLA FOTOWOLTAIKI W NIEMCZECH
ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE OFICJALNYCH WYNIKÓW BNetzA



necznej i wiatrowej na łądzie osiągnęła w samo południe wartość odpowiednio 28,6 GW i 15,7 GW (patrz Rys. 9). Energia elektryczna ze źródeł konwencjonalnych osiągnęła o tej samej porze 18 GW, co doprowadziło do nadwyżki wykraczającej poza konsumpcję i spadku ceny do poziomu 130 EUR/MWh o godzinie 14:00. W ciągu roku 2015, ujemne ceny odnotowano łącznie przez 126 godzin, było to średnio-9 EUR (Agora Energiewende 2016).

Niemiecki rynek energii elektrycznej 2.0 ma na celu wygenerowanie silniejszych sygnałów cenowych dla producentów i dostawców na rynku energii elektrycznej. Ustawa o rynku energii elektrycznej (2016) przewiduje, że państwo nie będzie ingerować w rynek energii elektrycznej, nawet w przypadku wysokich szczytów cenowych. Ustawa pozwala też podmiotom zarządzającym obciążeniem sieci, elastycznym wytwórcom energii oraz pod-

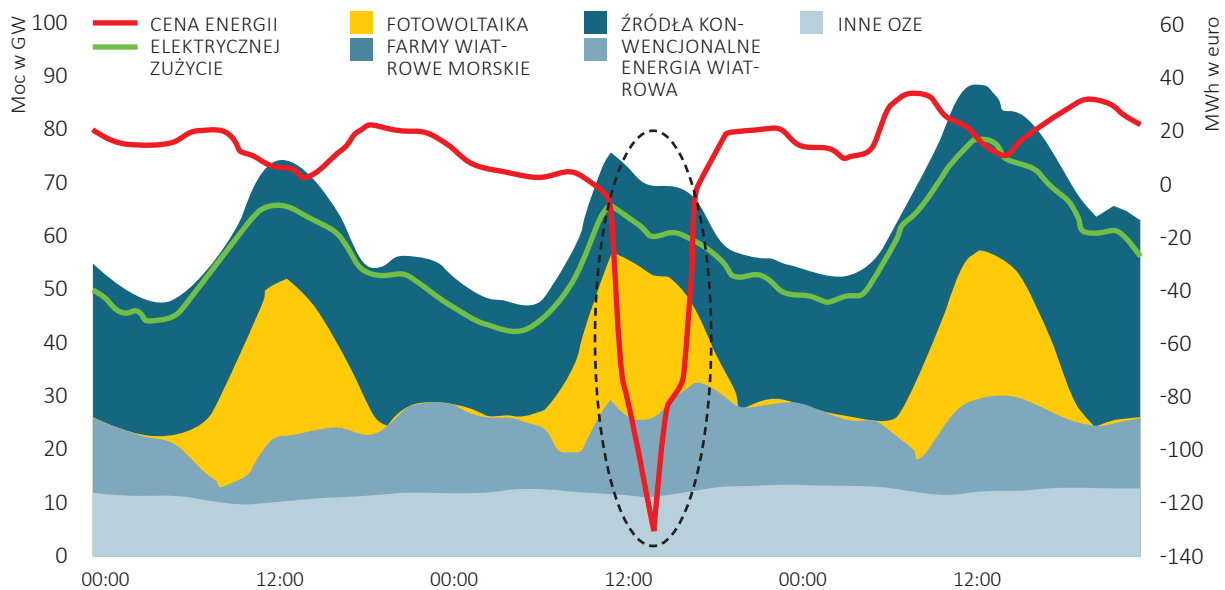
13

Rys. 8

RYNKOWE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W EURO/MWH
ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE BMWI 2016



Rys. 9 | **ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZAPEWNIONEJ Z OZE: STAN NA DZIEŃ 8 MAJA 2016 R.**
ŹRÓDŁO: AGORA 2016



14

miotom magazynującym energię na dostęp do rynku energii elektrycznej (w celu bilansowania mocy).

Rezerwa mocy zapewnia bufor dla rynku energii elektrycznej, w przypadku gdy operatorzy systemów przesyłowych (OSP) odnotują, że popyt przewyższa podaż. Rezerwa planowana jest na ok. 4,4 GW mocy, czyli równowartość 5% średniego maksymalnego zapotrzebowania na energię elektryczną w Niemczech (maksymalne obciążenie szczytowe) na poziomie 86 GW na następne pięć lat. Rezerwa mocy ma być nabywana wspólnie przez czterech OSP w drodze przetargu nieuwzględniającego wymogu określonej technologii. Pierwszy przetarg odbędzie się w kwietniu 2017 roku i obejmie okres od października 2017 do października 2019 oraz moc 1,8 GW (BMWi 2015). Energia elektryczna z rezerwy mocy nie będzie sprzedawana na rynku energii elektrycznej. Po wygaśnięciu umowy elektrowni na zapewnienie rezerwy mocy, elektrownie mogą ponownie złożyć ofertę na tę samą usługę.

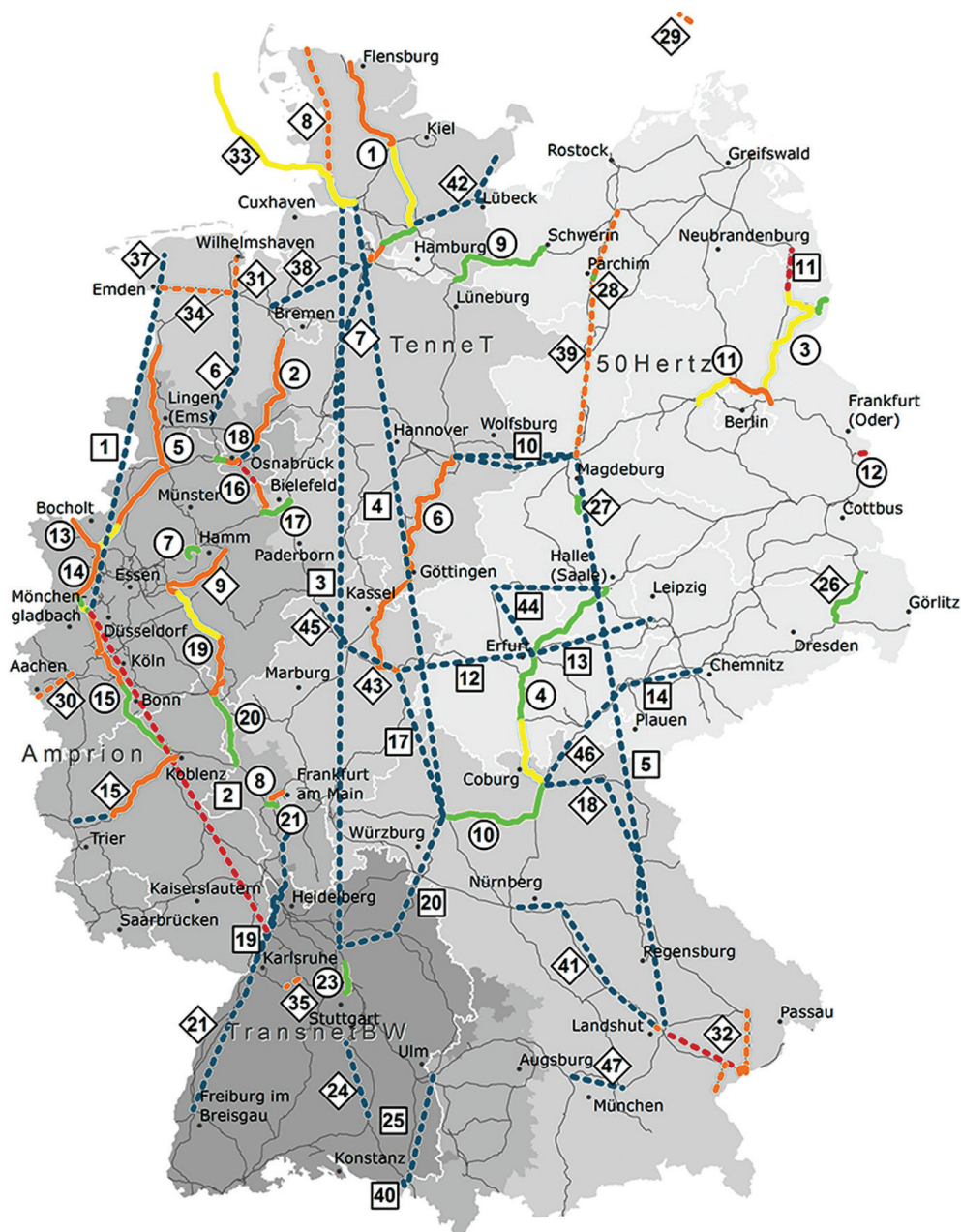
Choć obecnie Niemcy produkują coraz więcej energii elektrycznej z OZE, rozwój sieci nie nadąża za narzuconym tempem. Energia elektryczna z farm wiatrowych w północnych Niemczech, która nie może zostać zużyta lokalnie musi być transportowana siecią do innych części kraju. Jednakże, czasem ilość energii może także przekraczać pojemność sieci krajowej, w takim przypadku kierowana jest na trasy pośrednie (tzw. przepływy kołowe) przez Polskę i Czechy. Doprowadziło to do zgromadzenia nadmiaru mocy także w sieciach tych

krajów, co jest dość kosztowne i może prowadzić do przerw w dostawie energii (Bloomberg 2016). Obecnie jednym z rozważanych rozwiązań jest podzielenie austriacko-niemieckiego obszaru rynkowego. Niemiecki regulator sieci, Bundesnetzagentur (BNetzA), zażądał, by OSP przygotowali się na ograniczenia w obrocie energią elektryczną przy granicy austriackiej począwszy od 3 lipca 2018 roku. Od tego momentu, obrót może zostać ograniczony do energii elektrycznej, która może zostać fizycznie przetransportowana na liniach międzysystemowych przez granicę.

Rozbudowa sieci w Niemczech trwa i zapewnia coraz większą elastyczność w integracji OZE przy niskich kosztach. Federalny Plan Zapotrzebowania (Bundesbedarfsplan) (patrz Rys. 10) wymienia realizowane lub planowane projekty rozbudowy sieci przesyłowej. Zgodnie z obecnym Federalnym Planem Zapotrzebowania, planowane jest wybudowanie 6 100 km linii priorytetowych oraz optymalizacja 3 050 km linii istniejących (BBPIG-Monitoring 2016). Choć jest to cel priorytetowy polityki energetycznej Niemiec, doszło do pewnych opóźnień w realizacji projektów rozbudowy. Według BNetzA, budowa i uruchomienie ważnych linii energetycznych w Niemczech będzie opóźniona o co najmniej trzy lata. W rzeczywistości, dodatkowe odcinki sieci miały być gotowe do 2022 roku, ale uruchomienie wielu nowych linii przesunięto na rok 2025 (BNetzA 2016a).

Rys. 10

ROZBUDOWA SIECI WG FEDERALNEGO PLANU ZAPOTRZEBOWANIA
ŹRÓDŁO: BÜRGERDIALOG STROMNETZ 2016



6 100 km
planowanych linii priorytetowych

43
projekty

3 050 km
optymalizacja

- ZREALIZOWANE
- ZATWIERDZONE LUB W BUDOWIE
- INNE PLANOWANE TRASY (W RAMACH USTAWY O ROZBUDOWIE LINII ENERGETYCZNYCH)
- INNE PLANOWANE TRASY (W RAMACH USTAWY O FEDERALNYM PLANIE ZAPOTRZEBOWANIA)
- PROJEKT BĘDĄCY PRZEDMIOTEM WSPÓLNEGO ZAJNTERESOWANIA (UE)

Rozwój OZE w sektorze transportu i ogrzewania jest nadal nieporównywalnie mniejszy niż w sektorze energii elektrycznej

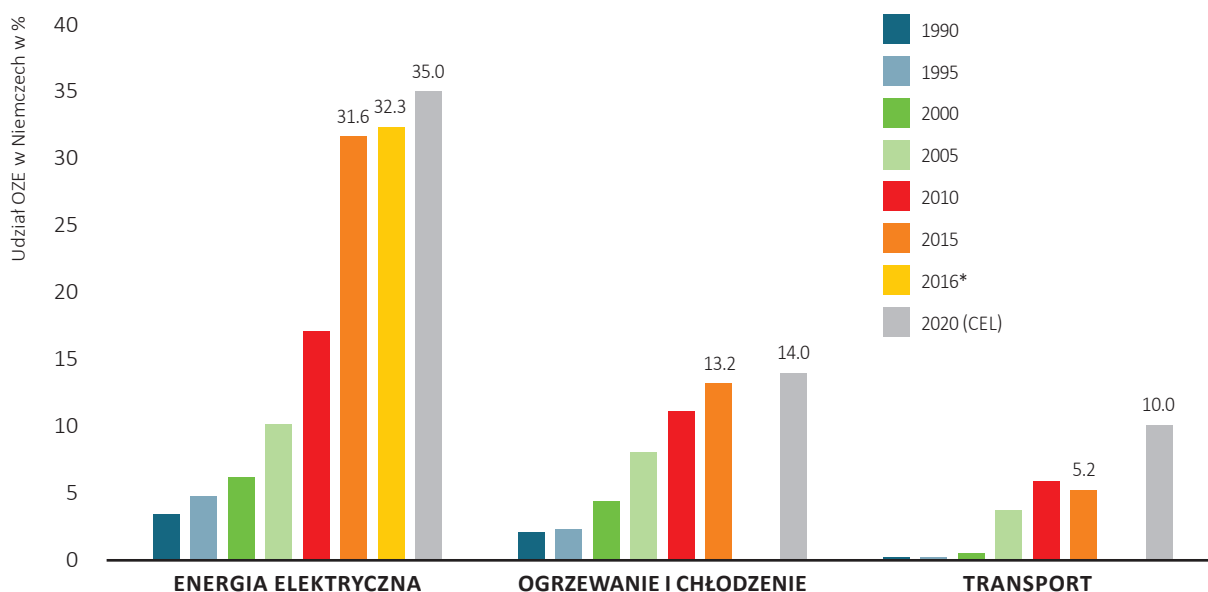
Podczas gdy udział OZE w zużyciu energii brutto od roku 2000 wzrósł trzykrotnie, to pozostał praktycznie na takim samym poziomie w sektorze grzewczym i odnotował lekki spadek w sektorze transportu. W 2015 roku OZE wygenerowały 377,5 TWh energii, co oznacza 14,9% zużycia energii brutto (BMWi 2016). OZE zapewniły 13,2% ogółu energii służącej do ogrzewania (i chłodzenia) w Niemczech (w porównaniu do 11,1% w roku 2005, patrz Rys. 11). W roku 2016 uruchomiono uaktualniony program zachęt dla rynku OZE ukierunkowany na sektor grzewczy, aby przyspieszyć przejście na OZE i promować bardziej efektywne metody ogrzewania. OZE w sektorze transportu zaspokoiły 5,2%⁶ całkowitego zapotrzebowania na paliwa w 2015 roku, co oznacza spadek w stosunku do roku 2005 (5,8%). Spadek udziału biopaliw w porównaniu z rokiem poprzednim, czego nie dało się zrekompensować wzrostem transportu wykorzystującego energię elektryczną, był przyczyną spadającego udziału OZE w transporcie. Stopniowe odchodzenie od ulg podatkowych dla biopaliw przed rokiem 2012 częściowo wyjaśnia tendencję spadkową ich udziału w rynku transportowym.

Cele polityczne zostały zdefiniowane w sposób nieco bardziej wyrazisty dla sektora energii elektrycznej niż dla sektora grzewczego i sektora transportu. Podczas gdy sektor energetyczny posiada kilka celów pośrednich (2025, 2030, 2035, 2040), sektor transportu i sektor grzewczy nie posiadają takich celów do 2050 roku. A zatem transformacja całego systemu energetycznego wymaga zwrócenia uwagi na te dwa obszary, z których jeden jest nadal w dużym stopniu uzależniony od ropy naftowej. Krajowy plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii 2014 (NAPE) zakłada promocję licznych technologii OZE, w tym promocję pojazdów elektrycznych (EV), technologii wodorowych i technologii ogni w paliwowych oraz biopaliw (także do zasilania statków powietrznych). Odnośnie strategii e-mobilności, ustalono cel 1 mln pojazdów do roku 2020, a wiosną 2016 uruchomiono pakiet działań zmierzających w tym kierunku o wartości 1 mld euro. Strategia obejmuje dopłaty dla nabywców samochodów elektrycznych.

Rys. 11

UDZIAŁ OZE W SEKTORACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ, OGRZEWANIA I TRANSPORTU

ŹRÓDŁOE: ECOFYS NA PODSTAWIE AGEE-STAT 2016, BMWI 2016, AGORA 2017



6. Dotyczy to zarówno energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (0,6%) jak i biopaliw (4,6%).

Korzyści ze wzrostu efektywności energetycznej są faktem, ale pozostało jeszcze wiele do zrobienia zanim cele zostaną osiągnięte

Niemcy wytwarzają coraz więcej PKB przy mniejszym zużyciu energii⁷, konieczne są jednak dodatkowe wysiłki. Efektywność wykorzystania energii końcowej⁸ wzrosła o 60% od roku 1990 ze względu na rosnące PKB i zmniejszenie zużycia energii. Jednak w latach 2008-2015, efektywność energetyczna rosła średnio o 1,3% rocznie, czyli poniżej zakładanego celu rocznego 2,1%. Aby osiągnąć ten cel, efektywność ta powinna zwiększać się średnio o 3,3% rocznie do 2020 roku (BMW 2016). Koncepcja Energetyczna zakłada zmniejszenie o 50% zużycia energii pierwotnej do roku 2050 w porównaniu z poziomem z 1990 roku. Do 2014 roku intensywność emisji gazów cieplarnianych (obliczona na zasadzie podziału emisji przez PKB) spadła o 50% od roku 1990.

Niemcy promują efektywność energetyczną poprzez regulacje, zachęty finansowe oraz konsultacje i programy informacyjne. Od czasu kryzysów naftowych w latach 1973 i 1979 efektywność energetyczna stanowiła istotny element niemieckiej polityki. Rozporządzenie o oszczędzaniu energii (EnEV) z roku 1976, wraz z następującymi po nim reformami, przewidywało określone standardy energetyczne dla wszystkich typów budynków. Odnośnie termomodernizacji budynków, rząd

federalny wyznaczył cel, by remontować rocznie około 2% z nich. Tempo tego procesu w roku 2016 wyniosło jednak około 1% (Dena, 2017). Zachęty finansowe obejmują specjalne, niskooprocentowane pożyczki w banku KfW na potrzeby remontów podnoszących energooszczędność, a także program dotacji BAFA, który pokrywa do 30% kosztów inwestycyjnych dla małych i średnich przedsiębiorstw oraz 20% dla dużych przedsiębiorstw. Wreszcie, uruchomiono Program konsultacji energetycznych dla sektora MŚP, w ramach którego przedsiębiorstwa mogą uzyskać poradę w siedzibie firmy odnośnie zidentyfikowanych strat energetycznych w prowadzonej działalności.

Dzięki Krajowemu planowi działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii 2014 (NAPE) oczekuje się spadku zużycia energii pierwotnej na poziomie 350 do 380 PJ, co odpowiada ograniczeniu emisji CO₂ o ok. 21,5 do 23,3 mln ton. Centralnie podejmowane działania w ramach NAPE obejmują: wdrożenie systemu przetargowego dla działań na rzecz efektywności energetycznej, zwiększenie wsparcia finansowego dla termomodernizacji budynków, a także wdrożenie 500 sieci efektywności energetycznej obejmujących przemysł i biznes.

17

Rys. 12

WYBRANE DZIAŁANIA NAPE WRAZ Z POTENCJAŁEM W ZAKRESIE GENEROWANIA OSZCZĘDNOŚCI ŹRÓDŁO: ECOFYS 2015 NA PODSTAWIE BMWI 2014

	• Zapewnienie jakości i optymalizacja doradztwa energetycznego 4,0 PJ • Program zachęt dla termomodernizacji budynków • Zwiększenie finansowania programu modernizacji budynków pod kątem emisji CO₂ 12,5 PJ • Promocja „umowy o poprawie efektywności energetycznej” 5,5-10,0 PJ • Etykieta krajowej efektywności energetycznej dla starszych instalacji grzewczych 10,0 PJ	32,0 - 76,5 PJ oszczędności
	• Inicjatywa „lidera krajowego” 85,0 PJ	85,0 PJ oszczędności
	• Program pilotażowy oszczędnych mierników zużycia energii 26,0-51,5 PJ • Udoskonalenie programów pożyczkowych KfW bank dla efektywności energetycznej 29,5 PJ • Wdrożenie konkurencyjnego programu przetargowego dla efektywności energetycznej 74,5 PJ • Wprowadzenie obowiązku audytów energetycznych dla podmiotów nie będących MŚP 50,5 PJ	180,5-206,0 PJ oszczędności

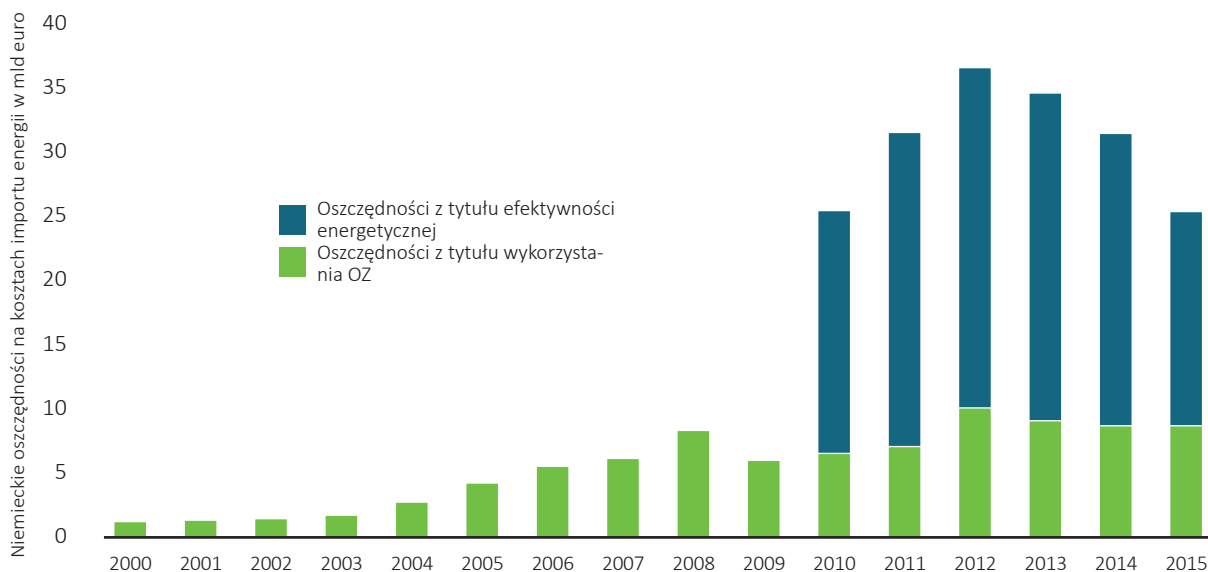
7. Aby uzyskać więcej informacji, patrz Katalog 2, punkt 1.1

8. Wynikająca z podziału PKB przez zużycie energii końcowej

Rys. 13

**NIEMIECKIE OSZCZĘDNOŚCI NA IMPORCIE ENERGII W ROKU 2015 DZIĘKI OZE
I EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ**

ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE BMWI 2016



18

Zwiększenie wysiłków w zakresie efektywności energetycznej jest konieczne z uwagi na to, że zakładanych celów nie da się zrealizować wykorzystując jedynie podejmowane do tej pory działania. Komisja ekspertów zaangażowana w proces monitorowania pod nazwą „Energia Przyszłości” zwraca uwagę, że obecnie dostępne środki nie są wystarczające, aby osiągnąć zaplanowane cele. W latach 1990-2015, zużycie energii pierwotnej spadało o 1,1% rocznie. Od 2020 roku konieczna będzie redukcja o 1,6% rocznie, aby zmniejszyć o połowę zużycie energii pierwotnej do roku 2050 (Expert Commission 2016). Dyskusję na temat dodatkowych

środków zapoczątkowało wydanie zielonej książki w sprawie efektywności energetycznej.

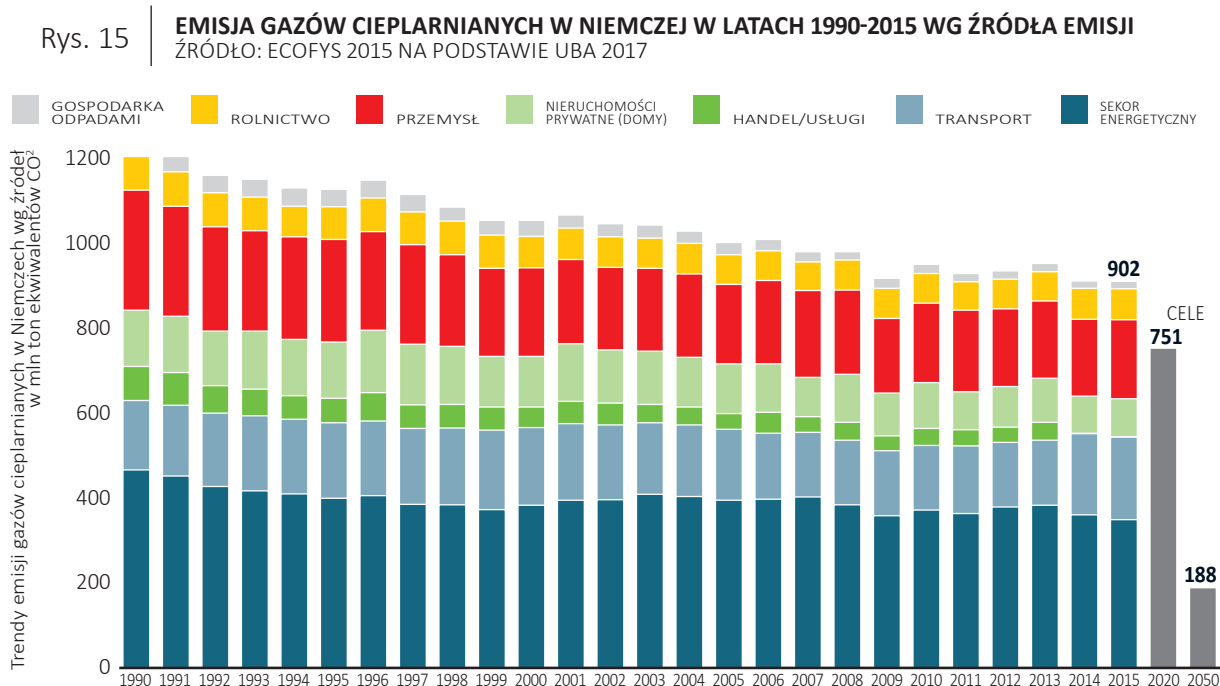
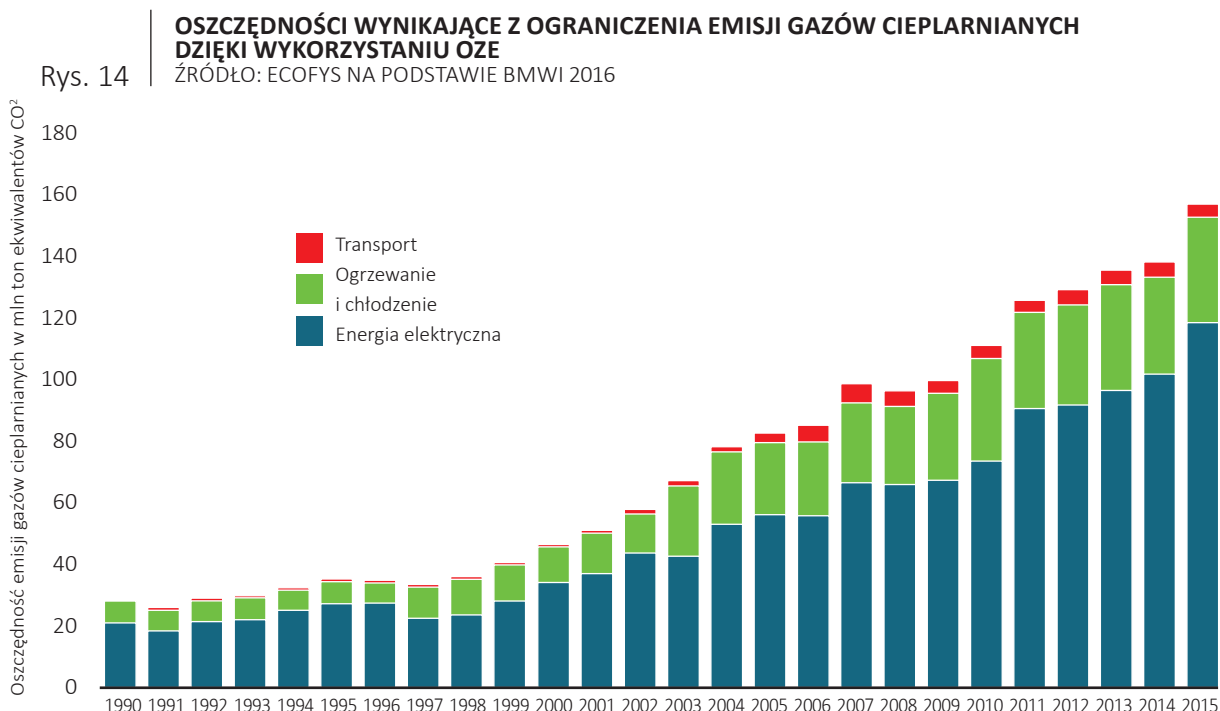
Potencjał do zwiększenia efektywności energetycznej jest nadal wysoki i nie został jeszcze w pełni wykorzystany. Na przykład w sektorze budowlanym istnieje możliwość znacznego zwiększenia efektywności energetycznej poprzez izolację ścian zewnętrznych oraz zastosowanie odpowiednich okien oraz systemów chłodzenia i ogrzewania (BMWi 2016). Rząd przeznaczył 17 mld euro na działania w zakresie efektywności energetycznej w latach 2016-2020 (Amelang 2016).

Wzrost wykorzystania OZE i większa efektywność energetyczna doprowadziły do zmniejszenia uzależnienia od importu paliw kopalnych

Łącznie w roku 2015 Niemcy zaimportowały paliwa kopalne o wartości 50 miliardów euro. Oznacza to istotny spadek: w roku 2013 sprowadzono paliwa za 92 mld euro. Obniżka ta wynika zarówno z niskich cen surowców, jak i ze zmniejszenia importu. Bez wykorzystania OZE i poprawy efektywności energetycznej kwota ta (brutto) byłaby tylko wyższa. Teoretycznie, omawiane wyżej działania zapobiegły wydatkom na paliwa kopalne o wartości 25 miliardów euro w 2015 roku (patrz Rys. 13). Jak widać, wykorzystanie OZE i poprawa efektywności energetycznej przyczyniają się do wzrostu zamożności gospodarki niemieckiej i pokazują, jak krajowe źródła energii mogą doprowadzić do zmniejszenia uzależnienia od importu paliw kopalnych. Firmy i gospodarstwa domowe mogą zaoszczędzić na kosztach ogrzewania i paliwie, co przełoży się na większą konsumpcję lub dodatkowe zyski dla przedsiębiorstw.

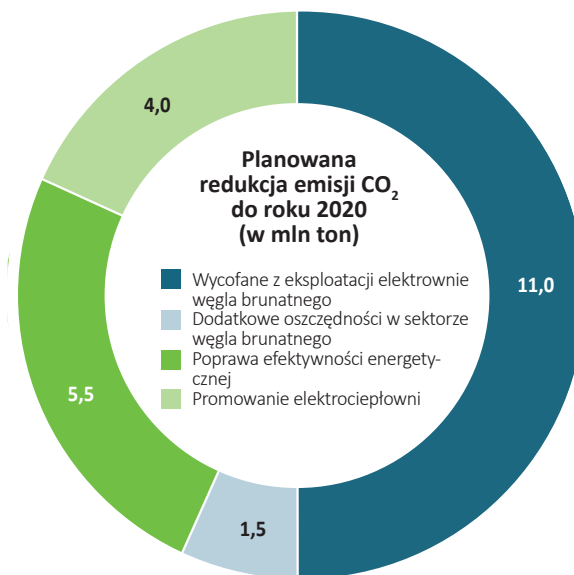
Niemiecka transformacja energetyczna przynosi mieszane rezultaty, jeśli chodzi o wpływ klimatyczne

Niemiecka emisja gazów cieplarnianych spadła aż o 28% w porównaniu do stanu z roku 1990. Rys. 13 pokazuje spadek emisji gazów cieplarnianych z 1248 mln ton w 1990 roku do 908 milionów ton w 2015 roku. Ponadto udało się zapobiec emisji około 156 mln ton ekwiwalentu CO₂ w 2015 roku w porównaniu do systemu referencyjnego bez udziału OZE oraz przy takim samym zapotrzebowaniu na energię. Sektor energii elektrycznej odpowiadał za emisję około 120 milionów ton CO₂, sektor grzewczy i chłodniczy za 34 mln ton, a transport za około 4,4 mln ton (patrz Rys. 14).



Rys. 16

ZMNIJSZENIE EMISJI CO₂ DO ROKU 2020 (W MLN TON)
ŹRÓDŁO: FEDERAL GOVERNMENT STATISTA



Niemcy planują przeznaczyć 2,7 GW generowanych w elektrowniach węgla brunatnego na rezerwę bezpieczeństwa, aby zmniejszyć emisję CO₂ o dodatkowe 11 mln ton do roku 2020.

Niemcy zmagają się z utrzymaniem swoich poziomów emisji gazów cieplarnianych w ryzach. W 2015 roku emisja gazów cieplarnianych wyniosła około 902 mln ton ekwiwalentu CO₂, czyli o 0,3% mniej niż w roku 2014 i 28% mniej niż w roku 1990 (UBA 2017) (patrz Rys. 15). W 2015 roku sektor energetyczny odpowiedzialny był za największą redukcję (11,7 mln ton).

Plan klimatyczny Niemiec zakładał zmniejszenie emisji CO₂ jedynie o 33% zamiast o docelowe 40%, które miały zostać osiągnięte do 2020 roku. W 2014 roku rząd niemiecki przyznał, że obecny kierunek spowoduje wykonanie planu na rok 2020 na poziomie o 7% niższym niż zakładano. W związku z tym uruchomiono Program Działań Klimatycznych. Program zawiera ponad 100 dodatkowych wytycznych i działań mających zapewnić realizację celów klimatycznych na rok 2020. Działania te w sektorze energetycznym obejmują, między innymi, Krajowy plan działania na rzecz racjonalizacji

zużycia energii (NAPE) oraz inicjatywę oszczędzania energii dzięki technologii LED.

Plan klimatyczny Niemiec zakładał zmniejszenie emisji CO₂ jedynie o 33% zamiast o docelowe 40%, które miały zostać osiągnięte do 2020 roku. W 2014 roku rząd niemiecki przyznał, że obecny kierunek spowoduje wykonanie planu na rok 2020 na poziomie o 7% niższym niż zakładano. W związku z tym uruchomiono Program Działań Klimatycznych. Zawiera on ponad 100 dodatkowych wytycznych i działań mających zapewnić realizację celów klimatycznych na rok 2020. Działania te w sektorze energetycznym obejmują, między innymi, Krajowy plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii (NAPE) oraz inicjatywę oszczędzania energii dzięki technologii LED.

Niemcy planują przeznaczyć 2,7 GW generowanych w elektrowniach węgla brunatnego na rezerwę bezpieczeństwa, aby zmniejszyć emisję CO₂ o dodatkowe 11 mln ton do roku 2020. Początkowo rząd zapropono-

Plan klimatyczny Niemiec zakładał zmniejszenie emisji CO₂ jedynie o 33% zamiast o docelowe 40%, które miały zostać osiągnięte do 2020 roku.

nowa! wprowadzenie opłaty klimatycznej dla starych elektrowni węglowych, jeżeli wyemitują więcej CO₂ niż jest to dozwolone, co spowodowałyby zmniejszenie emisji w sektorze energii elektrycznej o kolejne 22 mln ton (Appunn 2017). Po protestach związków zawodowych i większych przedsiębiorstw użyteczności publicznej, rząd zdecydował, że zamiast tego utworzy rezerwę mocy na bazie węgla brunatnego. Rys. 16 pokazuje, że pozostałe spadki będą musiały zostać wygenerowane przez działania z obszaru efektywności energetycznej, kogeneracji oraz z dodatkowych oszczędności w sektorze węgla brunatnego.

Rezerwa bezpieczeństwa oparta na węglu brunatnym zostanie wykorzystana tylko w ostateczności, będzie kosztować ok. 230 mln euro rocznie i będzie utrzymywana przez okres siedmiu lat. Elektrownie węgla brunatnego zostaną zmobilizowane jedynie w przypadku długotrwałych i ekstremalnych zjawisk pogodowych. Będą one niejako „w trybie gotowości” przez cztery lata, zanim zostaną zamknięte na stałe, zgodnie z ustaleniami między rządem federalnym i poszczególnymi przedsiębiorstwami użyteczności publicznej. W okresie funkcjonowania elektrowni „w trybie gotowości” przedsiębiorstwa te będą otrzymywać rekompensatę z tytułu utraconych zysków. Opłaty sieciowe dla konsumentów prawdopodobnie

wzrosną średnio o 0,05 eurocentów za kilowatogodzinę (Amelang & Appunn 2016).

Rezygnacja z wykorzystania węgla kamiennego pozostaje kwestią otwartą: konkretne kroki w tym kierunku ustali odpowiednia komisja w 2018 roku. Niemiecki Plan Działań Klimatycznych 2050 przewiduje utworzenie komisji do spraw „wzrostu, zmian strukturalnych i rozwoju regionalnego”. W przeciwieństwie do wcześniejszej propozycji dotyczących komisji, aby ustalić termin rezygnacji z energetyki węglowej, rolą komisji ma być „wspieranie zmian strukturalnych” związanych z transformacją kraju oraz „opracowanie zestawu narzędzi, które uwzględnią rozwój gospodarczy, zmiany strukturalne, akceptację społeczną i ochronę klimatu” (BMUB 2016a).

Niemiecki Plan Działań Klimatycznych 2050 wskazuje cele i obszary sektorowe, które wezmą udział w procesie dekarbonizacji gospodarki. W okresie poprzedzającym szczyt klimatyczny COP22 w Marake-szu i po miesiącach sporów, rząd Niemiec przystał na przyjęcie ogólnych ram dla procesu dekarbonizacji swojej gospodarki w celu spełnienia celów klimatycznych 2050. Plan Działań Klimatycznych 2050 (patrz Rys. 17) zakłada, że emisje można zmniejszyć o „około 55-56%” do roku 2030.

21

Rys. 17

NIEMIECKI PLAN DZIAŁAŃ KLIMATYCZNYCH 2050: CELE EMISYJNE WG SEKTORÓW DO ZREALIZOWANIA DO ROKU 2030

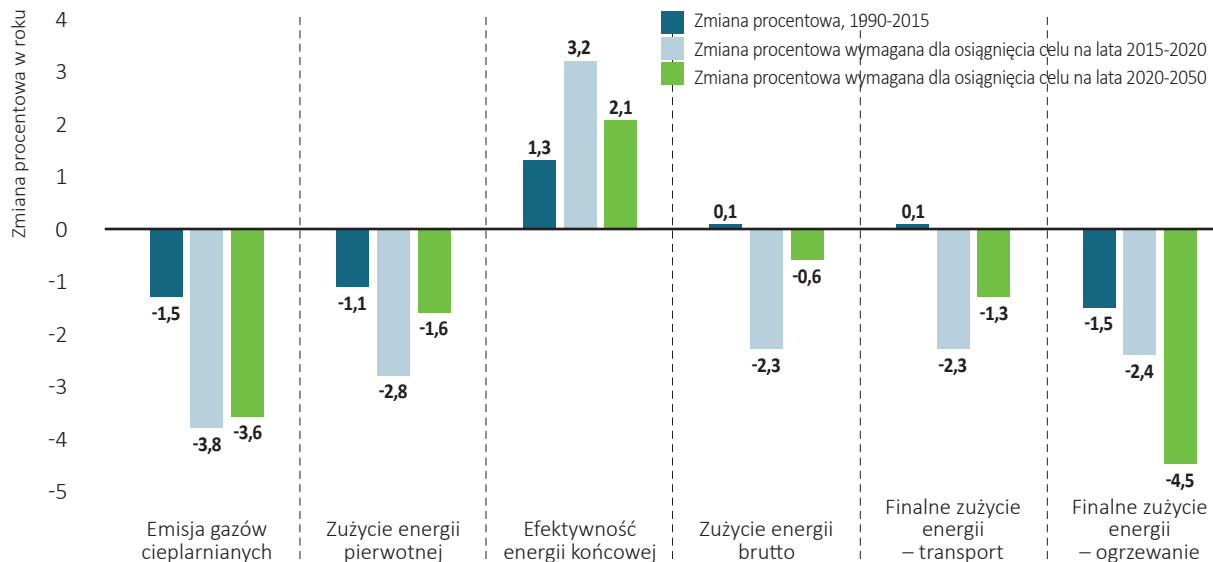
ŹRÓDŁO: BMUB 2016

OBSZAR DZIAŁANIA	1990	2014	2030	2030
	(W MILIONACH TON EKWIWALENTU CO ₂)	(W MILIONACH TON EKWIWALENTU CO ₂)	(W MILIONACH TON EKWIWALENTU CO ₂)	(REDUKCJA W % W PORÓWNIANIU Z ROKIEM 1990)
Sektor elektroenergetyczny	466	358	175 - 183	62 - 61%
Budynki	209	119	70 - 72	67 - 66%
Transport	163	160	95 - 98	42 - 40%
Przemysł	283	181	140 - 143	51 - 49%
Rolnictwo	88	72	58 - 61	34 - 31%
Suma częściowa	1209	890	538 - 557	56 - 54%
Inne	39	12	5	87%
łącznie	1248	902	543 - 562	56 - 55%

Rys. 18

**PORÓWNANIE BIEŻĄCEGO POSTĘPU I POSTĘPU WYMAGANEGO DLA REALIZACJI
CELÓW ENERGIEWENDE**

ŹRÓDŁO: ECOFYS NA PODSTAWIE KOMISJI EKSPERTÓW DS. PROCESU MONITOROWANIA „ENERGIA
PRZYSZŁOŚCI” 2016



Wdrożono proces monitorowania w celu śledzenia postępów w transformacji sektora energetycznego.

Proces monitorowania Energiewende obejmuje ocenę wdrożonych środków i działań oraz wskazuje obszary, w których konieczne są dalsze wysiłki. Jeden z jego elementów, tzw. Raport monitorujący, zapewnia merytoryczny ogląd postępu realizacji transformacji energetycznej w minionym roku. Ponadto, raport ten jest oceniany pod kątem wiarygodności naukowej przez niezależną komisję ekspertów. Na przykład, w swojej opinii z roku 2016, komisja stwierdziła, że porównując bieżące postępy konkretnych zadań Energiewende z planowanymi w celu osiągnięcia celów, należy podjąć dodatkowe działania (Rys. 18). Kolejnym elementem monitorowania jest Sprawozdanie z postępów, które raz na trzy lata przeprowadza bilans transformacji energetycznej i zawiera zalecenia na przyszłość.

Transformacja sektora energetycznego jest częścią zintegrowanej europejskiej strategii energetycznej i klimatycznej

Po intensywnych rozmowach z Komisją Europejską latem 2016 roku, kompleksowy pakiet strategii energetycznej został uznany za zgodny z wytycznymi w sprawie pomocy państwa. Rozmowy obejmowały Ustawę na rzecz promowania kogeneracji (KWKG) oraz Ustawę o rynku energii elektrycznej i EEG 2017.

Propozycja KE, szczególnie dotycząca tzw. dyrektywy zarządczej, obejmuje szereg szczegółowych rozwiązań, które Niemcy (oraz każde inne państwo członkowskie UE) będą musiały uwzględnić w swoim planie

23

W listopadzie 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła pakiet propozycji legislacyjnych („Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”), który zawiera, między innymi, zintegrowany pakiet klimatyczno-energetyczny. Propozycja KE, szczególnie dotycząca tzw. dyrektywy zarządczej, obejmuje szereg szczegółowych rozwiązań, które Niemcy (oraz każde inne państwo członkowskie UE) będą musiały uwzględnić w swoim planie⁹. Jeśli proponowany tekst zostanie zatwierdzony w obecnej formie przez państwa członkowskie i Parlament Europejski, Niemcy będą musiały uwzględnić kilka dodatkowych czynników przy ustalaniu swoich celów OZE na rok 2030¹⁰. Czynniki te obejmują sprawiedliwy rozdział projektów wdrożeniowych w całej Unii Europejskiej, jej potencjał gospodarczy, geograficzny i naturalne ograniczenia, a także moc połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (European Commission 2016b). Ponadto KE oczekuje konsultacji społecznych na etapie sporządzania projektu planu, a także dołączenia opinii społeczeństwa do dokumentu. Podobnie, należy określić możliwości współpracy regionalnej oraz możliwości konsultacji między sąsiadującymi państwami członkowskimi.

9. Propozycje legislacyjne KE ujęte w postaci inicjatywy „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (wcześniej znanej pod nazwą „pakiet zimowy”) obejmują efektywność energetyczną, energię odnawialną, strukturę rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i zasady zarządzania Unią Energetyczną.

10. Jako udział w zużyciu energii końcowej brutto w Niemczech

Część II: Polski system energetyczny

Autorzy: dr Christian Schnell,
Antoni Olszewski (Instytut Jagielloński)

Produkcja energii elektrycznej

Polski sektor energii elektrycznej jest zdominowany przez paliwo węglowe, które odpowiada za 83,7% produkcji energii elektrycznej brutto

Polski sektor energii elektrycznej jest zdominowany przez paliwo węglowe, które odpowiada za 83,7% produkcji energii elektrycznej brutto (patrz Rys. 17). Polska w dalszym ciągu korzysta ze swoich zasobów węgla kamiennego, zlokalizowanych głównie na Śląsku, stąd udział elektrowni wykorzystujących w produkcji energii elektrycznej węgiel kamienny sięga 50,6%. Udział węgla brunatnego wynosi tymczasem 33,1%, co zasadniczo nie uległo zmianie od lat 90. XX wieku. W 2015 roku łódowe farmy wiatrowe i pozostałe OZE, inne niż elektrownie wodne, wytwarzały jedynie 6,3% energii, z wyłączeniem technologii współspalania biomasy (ponieważ źródła rozróżnia się po głównym rodzaju stosowanego paliwa). Stąd, udział OZE w wytworzonej energii elektrycznej przekracza łącznie 12%. W ostatnim czasie udział elektrowni/elektrociepłowni opalanych gazem wzrósł do 2,6%.

Rynek energii elektrycznej w Polsce opiera się na elektrowniach węglowych, szczególnie w okresach wysokiego zapotrzebowania. Poniższy rysunek po-

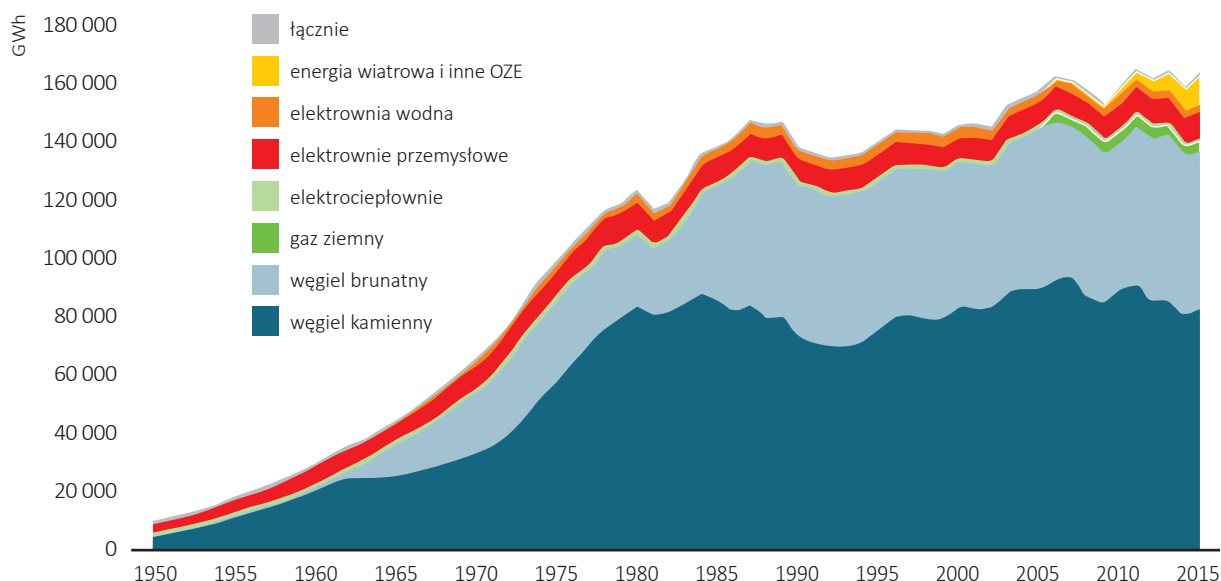
kazuje, że w ciągu dnia w okresie najniższego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2015 roku do 30% produkowanej energii elektrycznej pochodziło z OZE, natomiast w ciągu dnia w okresie najwyższego zapotrzebowania w 2015 OZE odpowiadały jedynie za ok. 8% całej produkcji energii. Dlatego rola elektrowni węglowych w polskim systemie elektroenergetycznym nie sprowadza się tylko do zaspokojenia obciążenia podstawowego, ale stanowią one także główne źródło rezerwy mocy. Chociaż elektrownie węglowe nie uznaje się za odpowiednie do równoważenia zapotrzebowania ze względu na ich niską elastyczność oraz brak rentowności produkcji poniżej pewnych czynników mocy (zazwyczaj co najmniej 50-60%), z uwagi na brak wystarczającej ilości gazu, elektrownie szczyto-pompowe i mechanizmów zarządzania popytem, pozostają one ważnym źródłem energii elektrycznej w okresach zwiększonego zapotrzebowania. (patrz Rys. 17). Polska w dalszym cią-

25

Rys. 19

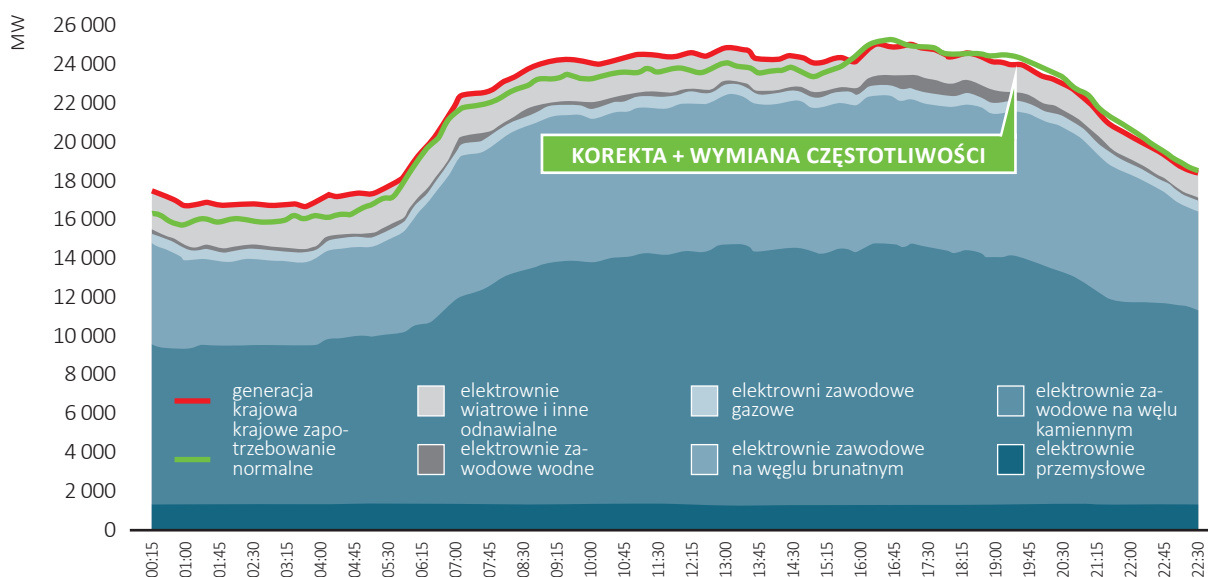
HISTORYCZNY UDZIAŁ RÓŻNYCH TECHNOLOGII W PRODUKCJI ENERGII

ŹRÓDŁO: PSE S.A.



Rys. 20

**POKRYCIE PRODUKCJI ENERGII PRZEZ POSZCZEGÓLNE TECHNOLOGIE W CIĄGU DNIA
W TRAKCIE NAJWYŻSZEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ W 2015 ROKU**
ŹRÓDŁO: PSE S.A.



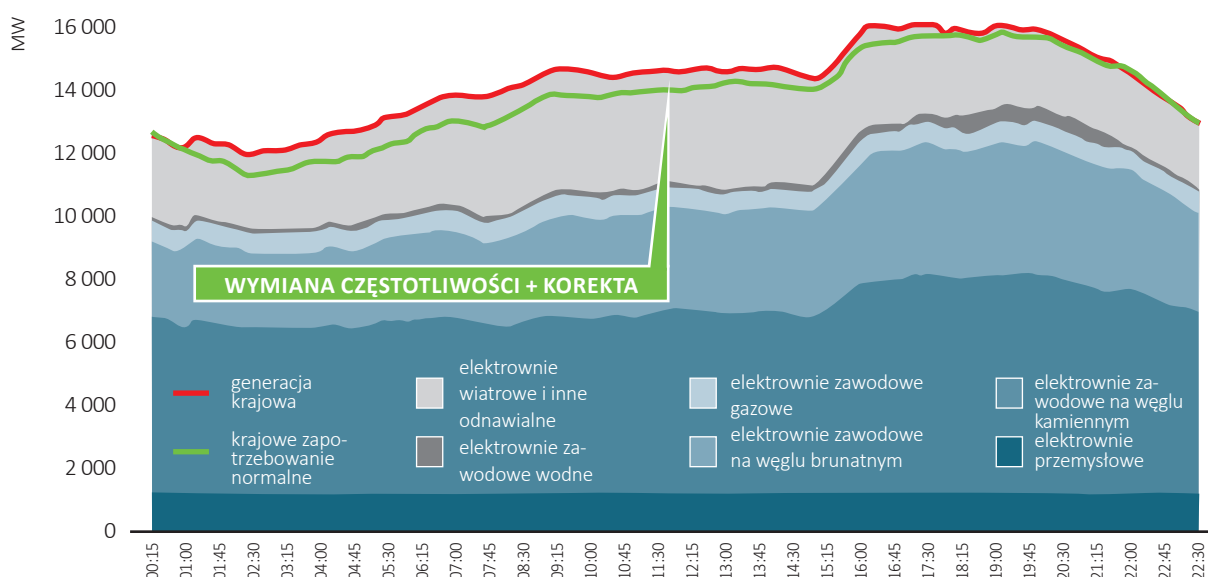
26

gu korzysta ze swoich zasobów węgla kamiennego, zlokalizowanych głównie na Śląsku, stąd udział elektrowni węglowych na węgiel kamienny w produkcji energii elektrycznej sięga 50,6%. Dodatkowo, udział węgla brunatnego wynosi 33,1%, co zasadniczo nie uległo zmianie od lat 90. XX wieku.

W 2015 roku, lądowe farmy wiatrowe i pozostałe OZE, inne niż elektrownie wodne, wytwarzały jedynie 6,3% energii, z wyłączeniem technologii współspalania biomasy (ponieważ źródła różni się po głównym rodzaju stosowanego paliwa). Stąd, udział OZE w wytworzonej energii elektrycznej przekracza łącznie 12%. W ostatnim czasie udział elektrowni/elektrociepłowni opalanych gazem wzrósł do 2,6%.

Rys. 21

**POKRYCIE PRODUKCJI ENERGII PRZEZ POSZCZEGÓLNE TECHNOLOGIE W CIĄGU DNIA
W TRAKCIE NAJNIŻSZEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ W 2015 ROKU**
ŹRÓDŁO: PSE S.A.



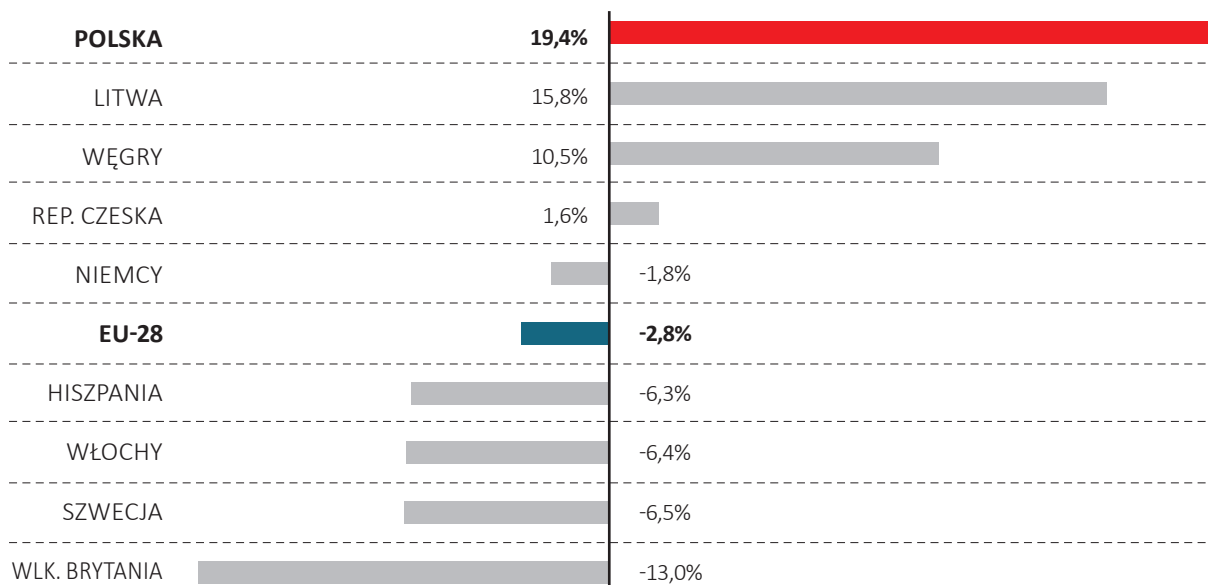
Zużycie energii elektrycznej

Rosnące zużycie energii elektrycznej w Polsce czyni ten kraj wyjątkowym na tle UE, generując wyzwania odmienne niż w zachodnich gospodarkach europejskich.

Rosnące zużycie energii elektrycznej w Polsce czyni ten kraj wyjątkowym na tle UE, generując wyzwania odmienne niż w zachodnich gospodarkach europejskich. Biorąc pod uwagę poziom zużycia, polski rynek energii elektrycznej jest szóstym co do wielkości rynkiem w Unii Europejskiej (dane z roku 2014), co czyni Polskę niekwestionowanym liderem w tym względzie w Europie Środkowo-Wschodniej.

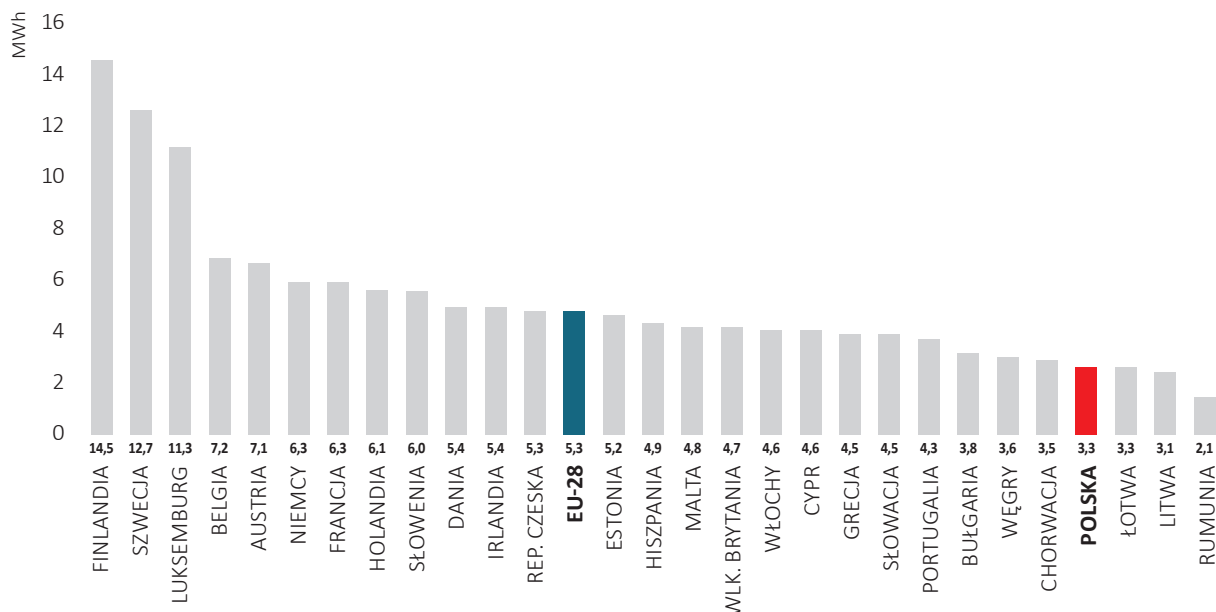
Rys. 22

CHANGE IN ELECTRICITY CONSUMPTION IN SELECTED EU COUNTRIES (2005-20014)
ŹRÓDŁO: GŁÓWNY URZĄD STATYSTYCZNY



Rys. 23

KOŃCOWE ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ PER CAPITA [MWh] W 2014 ROKU
ŹRÓDŁO: EUROSTAT

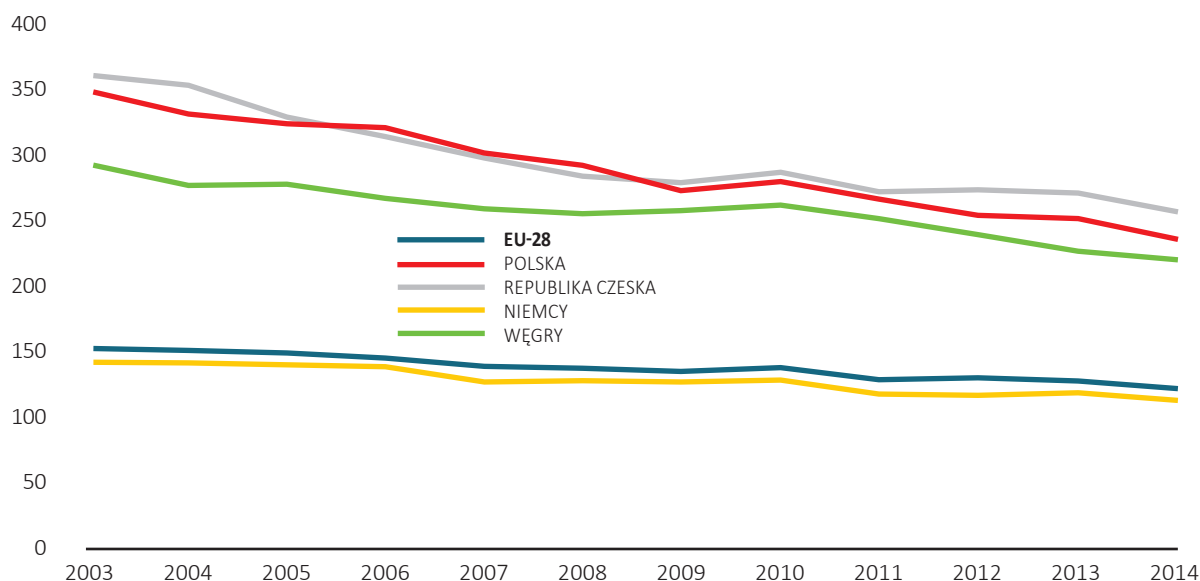


28

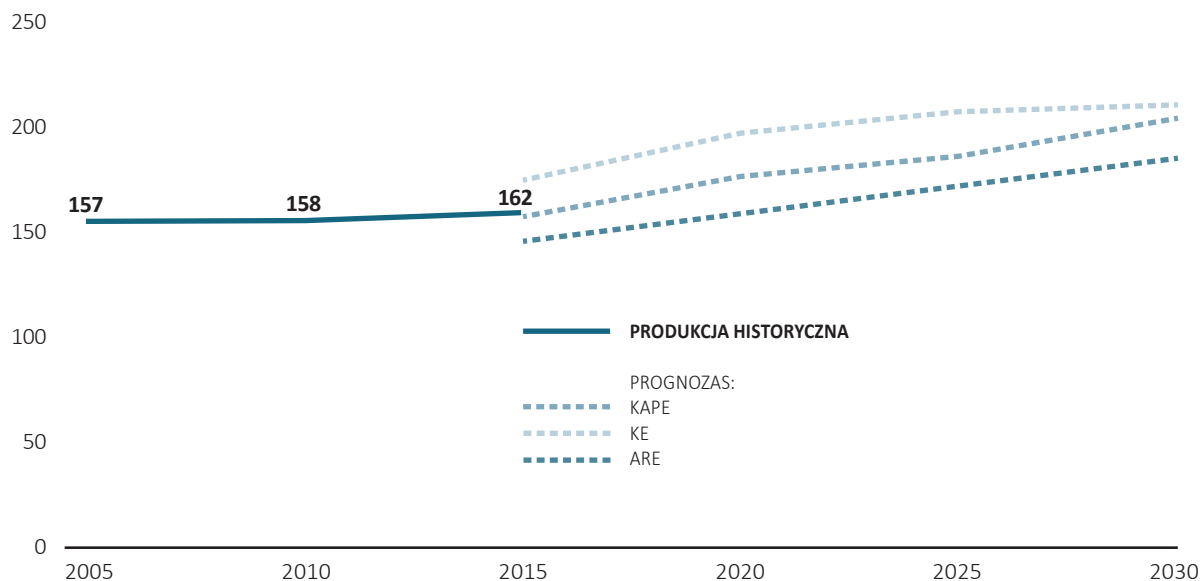
Według Urzędu Regulacji Energetyki (URE), wielkość krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 roku wyniosła 161,7 TWh, co stanowi wzrost o 3,3% w porównaniu do poprzedniego roku. W podobnym tempie w tym samym roku wzrastał PKB – o 3,6%. Biorąc pod uwagę poziom zużycia, polski rynek energii elektrycznej jest szóstym co do wielkości rynkiem w Unii Europejskiej (dane z roku 2014), co czyni Polskę niekwestionowanym liderem w tym względzie w Europie Środkowo-Wschodniej.

Rys. 24

ENERGOCHŁONNOŚĆ [KG EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ NA 1000 EUR PKB]
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



Rys. 25 | **PROGNOZY PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
ŹRÓDŁO: KAPRE, KOMISJA EUROPEJSKA, AGENCA RYNKU ENERGII ARE



Poland is one of the lowest in the EU. However, having in mind further growth of GDP this indicator is supposed also to raise in a similar rate.

29

Zakładając, że poziom rozwoju i struktura polskiej gospodarki zbliży się do średniej unijnej w nadchodzących latach, najprawdopodobniej nastąpi dalszy wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce. Obecnie wskaźnik zużycia energii elektrycznej na mieszkańca jest jednym z najniższych w UE. Jednakże, mając na uwadze dalszy wzrost PKB, wskaźnik ten ma szansę wzrosnąć w zbliżonym tempie.

Zakładając spadek średniego zużycia energii elektrycznej per capita w UE, efekt konwergencji do średniej unijnej powinien prowadzić do wzrostu konsumpcji w Polsce w nadchodzących latach, co wynika głównie ze wzrostu zamożności obywateli i zmniejszenia tzw. luki technologicznej (np. rozpowszechnienie klimatyzacji).

Pomimo znacznego zwiększenia efektywności energetycznej, wyrażonej w energochłonności gospodarki¹¹, dane historyczne potwierdza-

ją, że wzrost PKB w Polsce jest najczęściej związany ze wzrostem zużycia energii elektrycznej i gazu ziemnego. Korelacja między wzrostem gospodarczym i zapotrzebowaniem na energię może jednak w przyszłości osłabnąć – ponieważ struktura gospodarki ewoluuje w kierunku rozwiązań bardziej energooszczędnych – prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną wskazują na podtrzymanie trendu wzrostowego. Warto podkreślić, że prawie wszystkie prognozy poprzednich rządów dotyczące zużycia energii elektrycznej wydają się być przesadzone. Według prognozy z roku 1984, zużycie energii elektrycznej w roku 2000 miało wynieść 223 TWh, podczas gdy faktycznie wyniosło ono 145 TWh (o 35% mniej niż prognozowano). W 2000 roku zakładano zużycie energii w 2015 roku na poziomie 205 TWh, podczas gdy w rzeczywistości było to tylko 161 TWh. Głównym błędem tych prognoz było niedoszacowanie spadku energochłonności gospodarki.

11. W latach 2003-2014 spadek o 33%, podczas gdy średni spadek w UE wyniósł 21%.

Ceny energii

Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym wykazują tendencje spadkowe.

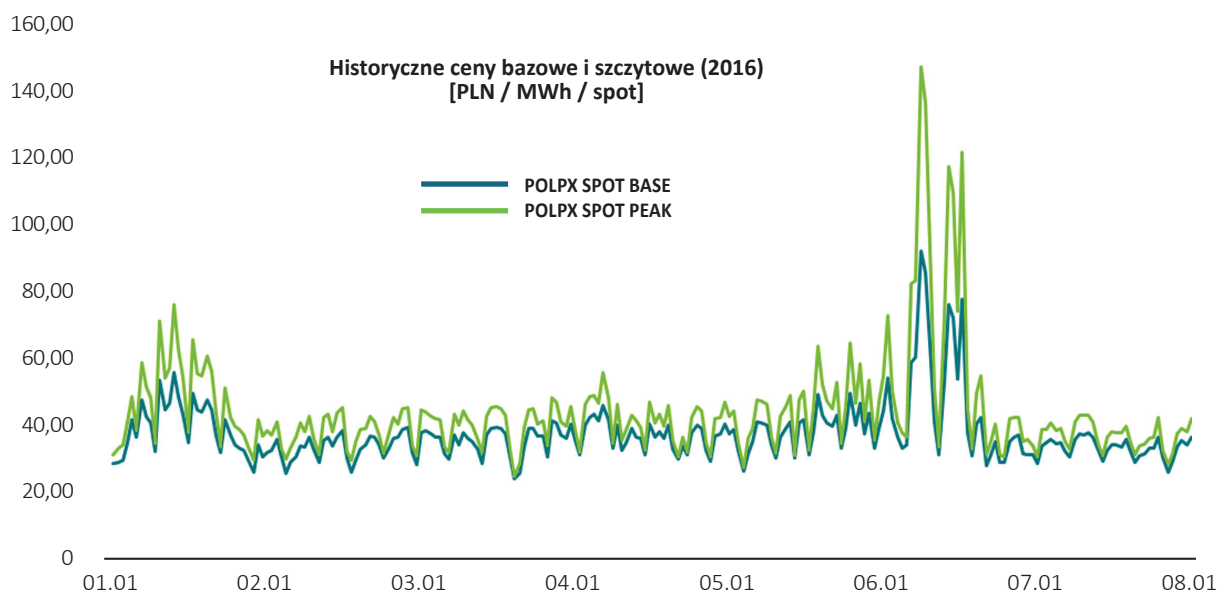
Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym wykazują tendencję spadkową. W 2015 roku bazowa cena energii (ważona wolumenem) rynku dnia następnego wyniosła 155,66 PLN/MWh (37,59 EUR/MWh) i była niższa w porównaniu do 2014 roku o 16%- wtedy wynosiła 184,75 PLN/MWh (44,61 EUR/MWh).

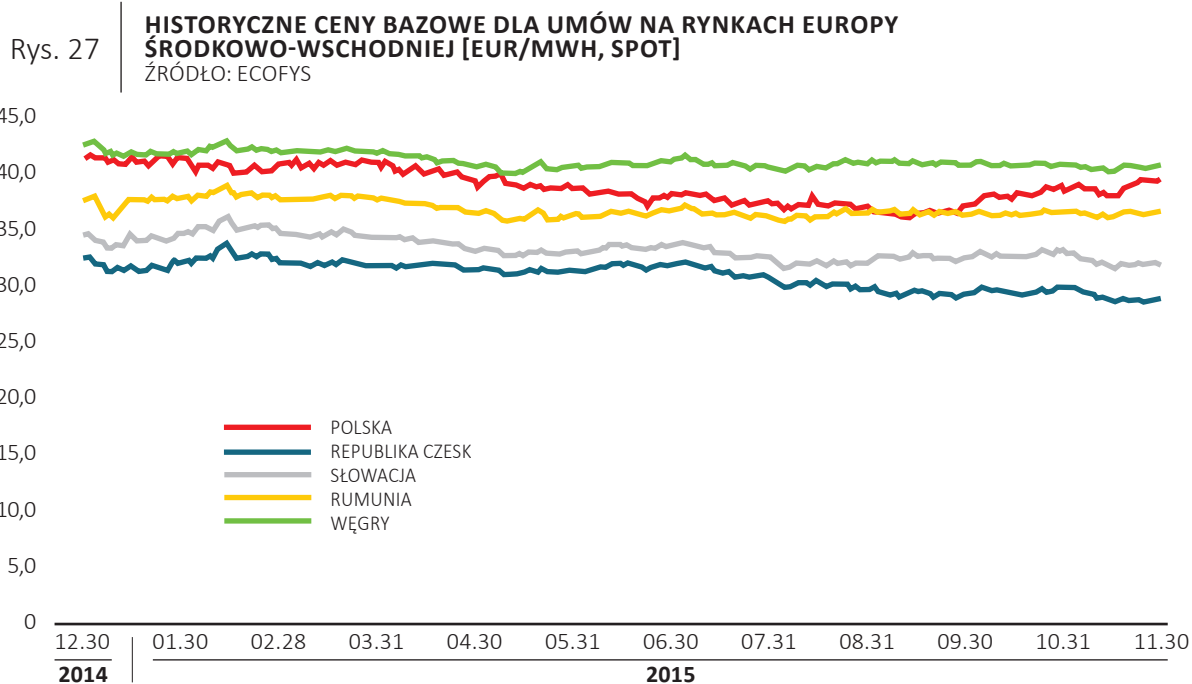
Ponadto, w tym samym okresie miał miejsce spadek cen energii elektrycznej na rynku terminowym. Odzwierciedleniem tej tendencji był spadek cen kontraktów terminowych BASE_Y-16 (roczny kontrakt na dostawę obciążenia podstawowego w roku 2016), podczas gdy transakcja o średniej cenie ważonej wolumenem dla tego kontraktu w całym 2015 roku wyniosła 164,37 PLN/MWh (39,69 EUR/MWh).

W porównaniu do roku 2014 cena kontraktów terminowych BASE_Y-15 zawartych w 2014 roku z dostawą na rok następny wyniosła 169,25 PLN/MWh (40,87 EUR/MWh). Odnotowano spadek cen kontraktów o ok. 2,9%. Jednocześnie, średnie ceny kontraktów miesięcznych BASE_Y-16 w grudniu 2015 wyniosły 166,75 PLN/MWh (40,27 EUR/MWh), podczas gdy przeciętne miesięczne ceny podobnych kontraktów (BASE_Y-15) w grudniu 2014 roku znalazły się na poziomie 175,53 PLN/MWh (42,39 EUR/MWh), co spowodowało spadek cen o 5% w 2015 roku w porównaniu z rokiem poprzednim.

Rys. 26

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA TOWAROWEJ GIEŁDZIE ENERGII W 2016 ROKU
ŹRÓDŁO: EUROSTAT





Ceny hurtowe na polskim rynku energii są obecnie często wyższe niż na sąsiednich rynkach, w szczególności na rynku hurtowym niemieckim (Phelix) i szwedzkim (Nordpool), ale również na rynku czeskim i słowackim. Dzieje się tak głównie z powodu wyższych dopłat do OZE w Europie Zachodniej. Wyższe ceny hurtowe często pojawiają się na Węgrzech, Litwie i w innych krajach bałtyckich, jednakże ze względu na nowe połączenia międzysystemowe między Szwecją i krajami bałtyckimi, ich ceny hurtowe obecnie maleją.

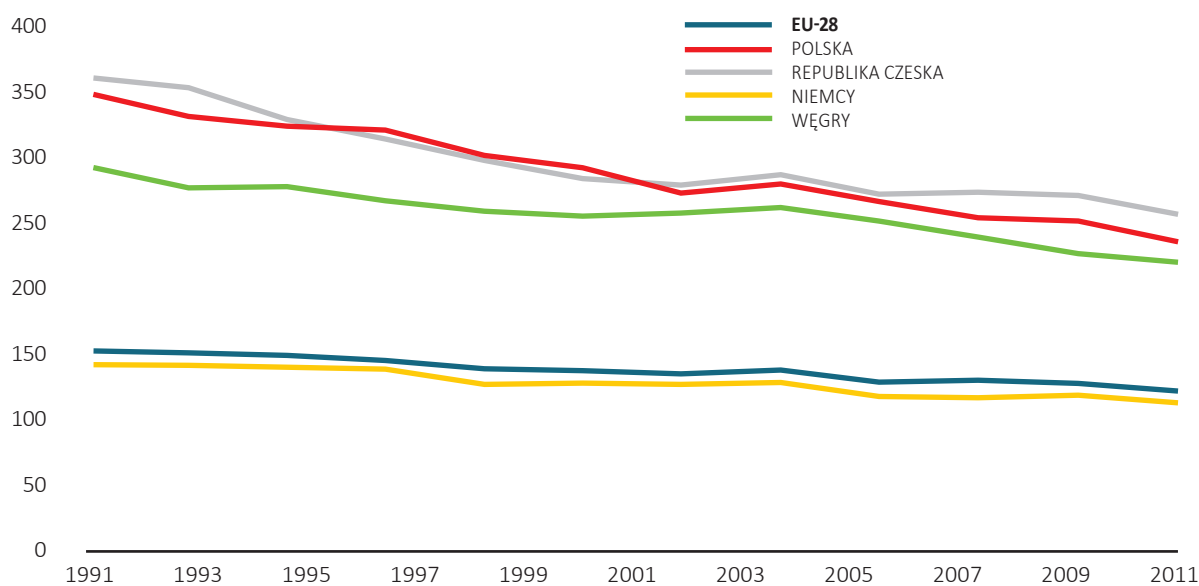
Oddziaływanie na środowisko

Polska dokonała znacznego postępu w zmniejszaniu emisyjności gospodarki, wyrażonej jako stosunek masy uwalnianego dwutlenku węgla do atmosfery do PKB mierzonego parytetem siły nabywczej, co jest spowodowane głównie wykorzystaniem nowoczesnych technologii i przeniesieniem akcentu z przemysłu ciężkiego na rzecz sektora usług w strukturze gospodarki.

32

Rys. 28

REDUKCJA EMISJI W LATACH 1991-2011 [KG CO₂ NA 1000 USD PKB (PPP)]
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



System wsparcia dla OZE w postaci zielonych certyfikatów

System ten tworzy dodatkowe zapotrzebowanie na produkcję zielonej energii poprzez nałożenie na uczestników rynku (np. dostawców dla odbiorców końcowych) obowiązku zakupu części swojego zapotrzebowania od OZE.

Instalacje OZE, które zostały podłączone do sieci do końca czerwca 2016 roku otrzymywały tzw. zielone certyfikaty za każdą wytworzoną MWh energii. W związku z tym rosnące wykorzystanie energii odnawialnej w Polsce motywowane było do tej pory istnieniem systemu zielonych certyfikatów (ZC) opartym na świadectwie pochodzenia („system kwotowy”), który istnieje od 15 lat. System ten tworzy dodatkowe zapotrzebowanie na produkcję zielonej energii poprzez nałożenie na uczestników rynku (np. dostawców dla odbiorców końcowych) obowiązku zakupu części swojego zapotrzebowania od OZE. Tak zobowiązani uczestnicy rynku mają dwie opcje spełnienia tego wymogu. Mogą albo doprowadzić do umorzenia pewnej ilości zielonych certyfikatów, które uzyskują albo z własnej produkcji albo kupując od wytwórców zielonej energii w obrocie pozagiełdowym lub na TGE. Opcjonalnie, płacą roczną opłatę zastępczą, jeżeli nie mogą obracać odpowiednią ilością zielonych certyfikatów stosowną do wymaganej kwoty. Opłata ta wynosi 300,03 zł za MWh. Tak więc, produkcja energii z OZE ma pewną dodatkową wartość w porównaniu z produkcją energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych, która nie pozwala na uzyskanie zielonego certyfikatu, którego z kolei może użyć dostawca zobowiązanych do zaspokojenia wymogu kwotowego. Techniczna minimalna cena zielonych certyfikatów jest równa stawce podatku akcyzowego i wynosi 20 PLN/MWh.

Ceny zielonych certyfikatów są zmienne, choć są one bez ograniczeń wspierane akcją kredytową. W ten sposób wielkość inwestycji w jednostki OZE miała wpływ na podaż. Wytwarzanie energii z OZE w Polsce w 2012 i 2013 roku wyniosło między

16 a 17 TWh/rok, podczas gdy w 2015 i 2016 roku sięgnęło 22,5 TWh. W ostatnich latach energetyka wiatrowa w znacznym stopniu wyparła współspalanie biomasy i węgla i obecnie zapewnia około 2,5 TWh „zielonej energii” wyprodukowanej przez tzw. instalacje dedykowane. Od 1 stycznia 2016 tylko dedykowane instalacje współspalania nadal otrzymują 1 zielony certyfikat za MWh, podczas gdy „proste” instalacje współspalania otrzymują tylko 0,5 certyfikatu, a co za tym idzie, nie są już dalej opłacalne. Dodatkowo, systemem zielonych certyfikatów nie są już objęte duże elektrownie wodne wytwarzające do 1,5 TWh energii.

Oczekuje się, że z powodu obecnego obowiązku kwotowego, rok 2017 będzie pierwszym, w którym dojdzie do zrównoważenia podaży i popytu. Przy czym obecna nadpodaż zielonych certyfikatów wynosi około 20 TWh. Z tego względu, chociaż zielone certyfikaty są bankowalne, nadwyżka odpowiadająca rocznej produkcji utrzymuje presję na ceny zielonych certyfikatów. Przez ostatnie dwa lata rynek zielonych certyfikatów kierował się tzw. techniczną ceną minimalną, a zatem gwarantował opłacalność produkcji z najtańszych technologii takich jak dedykowane spalanie i współspalanie biomasy w przekształconych, dużych kotłach węglowych. Cena pozwalająca na zachowanie rentowności to około 280 PLN za MWh łącznie, podczas gdy rosnące ceny hurtowe prowadzą do zmniejszenia cen zielonych certyfikatów i vice versa.

Rys. 29 | **ZMIANY W CENIE ZIELONEGO CERTYFIKATU**
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



Infrastruktura przesyłowa

Niska moc transgranicznej infrastruktury przesyłowej jest głównym powodem, dla którego międzynarodowy handel energią nie odgrywa jeszcze znaczącej roli w kształtowaniu polskiego rynku energii.

Niska moc transgranicznej infrastruktury przesyłowej jest głównym powodem, dla którego międzynarodowy handel energią nie odgrywa jeszcze znaczącej roli w kształtowaniu polskiego rynku energii. Oprócz tego, przepływy kołowe z Niemiec przez Polskę i z powrotem do Austrii z powodu połączenia rynków Phelix technicznie zablokowały handel energią elektryczną. W 2015 roku saldo przepływów pieniężnych z tego tytułu zamknęło się na poziomie zbliżonym do zera. Dane pokazują, że za granicę wysłano 14,8 TWh, podczas gdy sprowadzono 14,5 TWh. Każdy z tych wolumenów stanowi około 8% całkowitego zapotrzebowania na energię. Natomiast w tym samym roku Niemcy wyeksportowały 84,8 TWh (około 13% produkcji krajowej), przy czym eksport netto wyniósł 49,2 TWh.

Plany inwestycyjne PSE mają na celu rozbudowę interkonektorów, co pozwoli na zwiększenie możliwości importowych. Ponadto, obecnie zainstalowane na polsko-niemieckich połączeniach transgranicznych przesuwniki fazowe dają możliwość kontrolowania przesyłu energii, co może być rozwiązaniem kwestii przepływów kołowych.

Dla polskich firm energetycznych (mocno uzależnionych od elektrowni węglowych), perspektywa zwiększenia przepustowości linii transgranicznych może stanowić zagrożenie ze względu na wysoki udział dotowanej energii ze źródeł odnawialnych, czyli energii wiatrowej i słonecznej z niemieckiego koszyka energetycznego. W związku z tą perspektywą, ceny hurtowe są sztucznie zaniżane. Tańsza energia z Niemiec może skłonić polskich uczestników rynku energetycznego do jej zakupu poprzez platformę EEX. Podobnie, interkonektory ze Szwecją – pośrednio lub bezpośrednio za pośrednictwem LitPol Link – przyczyniają się do wzrostu udziału giełdy NordPool w polskim rynku obrotu energią. Z drugiej strony, planowana rozbudowa przepustowości transgranicznej z Ukrainą może spowodować zwiększenie zainteresowania platformą TGE. Ogólnie rzecz ujmując, przemysł jest zainteresowany dalszą integracją polskiego systemu energetycznego z systemami krajów sąsiadujących w celu zapewnienia niższych cen hurtowych, podczas gdy „wielka czwórka” polskiej energetyki oraz przedsiębiorstwa wydobywcze nie patrzą na to przychylnym okiem.

Rys. 30

PLANY ROZWOJU SIECI DO ROKU 2025
ŹRÓDŁO: PSE S.A.



LINIE:

istniejące
w budowie
planowane

750 kV

+/- 450 kV

400 kV

220 kV

110 kV

STACJE:

rozdzielcze
rozdzielcze w budowie
rozdzielcze planowane

ELEKTROWNIE:

cieplne
cieplne w budowie
cieplne planowane
wodne

TRANSFORMACJE

400/110 kV
400/220/110 kV
220/110 kV
220 SN

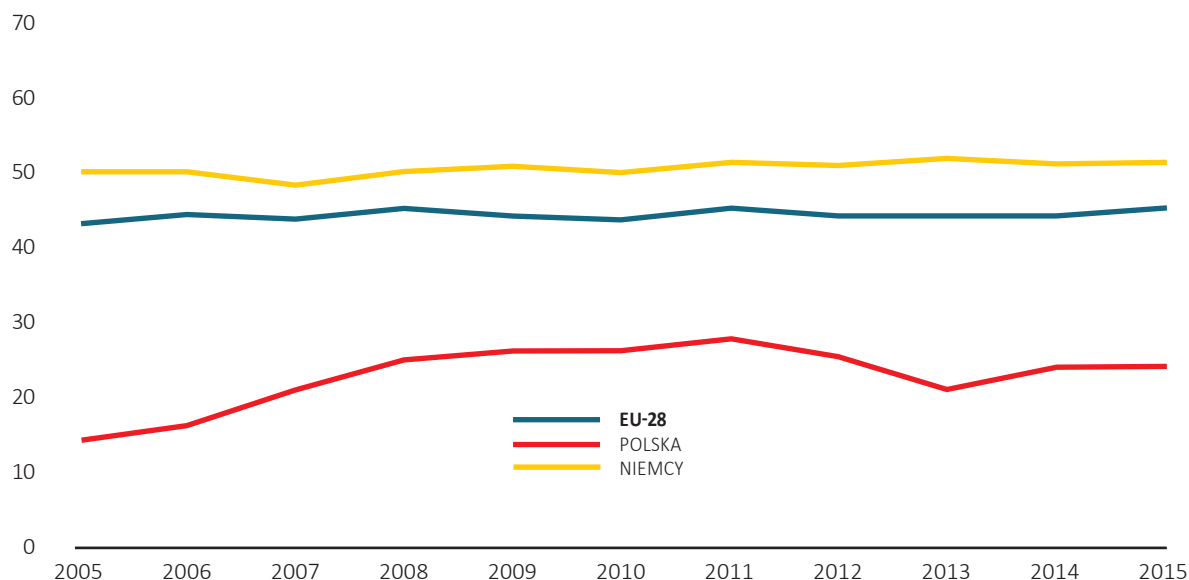
Zależność energetyczna

Zależność energetyczna ilustruje, w jakim stopniu gospodarka polega na imporcie w celu zaspokojenia swoich potrzeb energetycznych.

Zależność energetyczna ilustruje, w jakim stopniu gospodarka polega na imporcie w celu zaspokojenia swoich potrzeb energetycznych. Wskaźnik ten obliczany jest jako import netto dzielony przez łączną wartość krajowego zużycia energii brutto plus zasoby w rezerwach. Rys. 28 wyraźnie pokazuje, że polski rynek energetyczny polegający głównie na krajowych zasobach węgla jest znacznie mniej uzależniony od importu, a więc jest znacznie mniej podatny na wahania cen surowców, zmiany warunków handlowych, itp. Niemcom jednak udało się utrzymać stały poziom zależności, pomimo znacznego wzrostu udziału OZE, którego zmienność jest równoważona głównie przez produkcję energii z elektrowni gazowych.

Rys. 31

WSKAŹNIK ZALEŻNOŚCI ENERGETYCZNEJ DLA POLSKI, NIEMIEC I ŚREDNIA EU28
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



Rozwój OZE w Polsce

Od momentu przystąpienia Polski do UE w 2004 r. obserwuje się szybki rozwój OZE. Obecna polityka zakłada 20% udziału OZE w całkowitym zużyciu energii do 2021 r.

Od momentu przystąpienia Polski do UE w 2004 roku obserwuje się szybki rozwój OZE. Obecna polityka zakłada 20% udziału OZE w całkowitym zużyciu energii do 2021 roku.

Odsetek energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto w elektroenergetyce rośnie nieprzerwanie od 2004 roku, osiągając poziom 12,4% w roku 2015. Rekordowy wzrost na poziomie 10,68% – w porównaniu do 8,16% w 2011 roku – zanotowano w 2012 roku ze względu na znaczny rozwój tzw. prostych elektrowni współspalających. Ponadto, miał miejsce znaczny wzrost udziału energii wiatrowej z lądu, ta technologia zresztą rozwija się najszybciej. Współspalanie i farmy wiatrowe generują obecnie prawie 90% energii z OZE.

Udział lądowej energetyki wiatrowej stale rośnie od 2010 roku. Szczytowy moment wzrostu nastąpił w latach 2012-2013 dając całkowitą moc zainstalowaną 3,8 GW w roku 2014. W związku z zamknięciem systemu wsparcia GC, inwestycje w energetykę wiatrową w 2015 roku oraz w pierwszej połowie 2016 roku były znaczące (ponieważ inwestorzy spodziewali się, że nowy system aukcyjny zapewni wyższe wsparcie) i zapewniły moc zainstalowaną farm wiatrowych na poziomie 5,8 GW.

W przypadku współspalania biomasy w elektrowniach węglowych oraz w tzw. dedykowanych instalacjach współspalania, produkcja odnawialnej energii elektrycznej stale rosła do 2012 roku, osiągając najwyższy wskaźnik na poziomie 9,5 TWh, choć w 2013 roku miał miejsce gwałtowny spadek poniżej 8 TWh z powodu wahanń cen zielonych certyfikatów. W 2014 roku sektor biomasy ponownie odnotował wyraźny wzrost udziału w energii z OZE, ponieważ pod koniec 2012 roku, w związku ze zmianą przepisów, uruchomiono nowe, duże dedykowane instalacje biomasy. Obecnie produkcja jest na tym samym poziomie co w roku 2012. Ponadto swój wkład w koszyk energetyczny mają także biogazownie, choć obecnie w niewielkim stopniu.

Energetyka wodna jest silnie uzależniona od warunków pogodowych i nie odnotowano tutaj żadnych znaczących zmian z powodu wieloletnich zaniedbań inwestycyjnych. Generalnie, ze względu na zmiany klimatyczne, w ostatnich latach odnotowano braki wody w centralnej i północnej Polsce.

Jeśli chodzi o udział fotowoltaiki w produkcji energii odnawialnej, w zasadzie jest to wartość pomijalna. Produkcja za rok 2014 wyniosła zaledwie 7 GWh. Obecnie widać znaczący wzrost inwestycji, jednakże moc zainstalowana nadal nie przekracza 200 MW przy produkcji na poziomie 41 GWh.

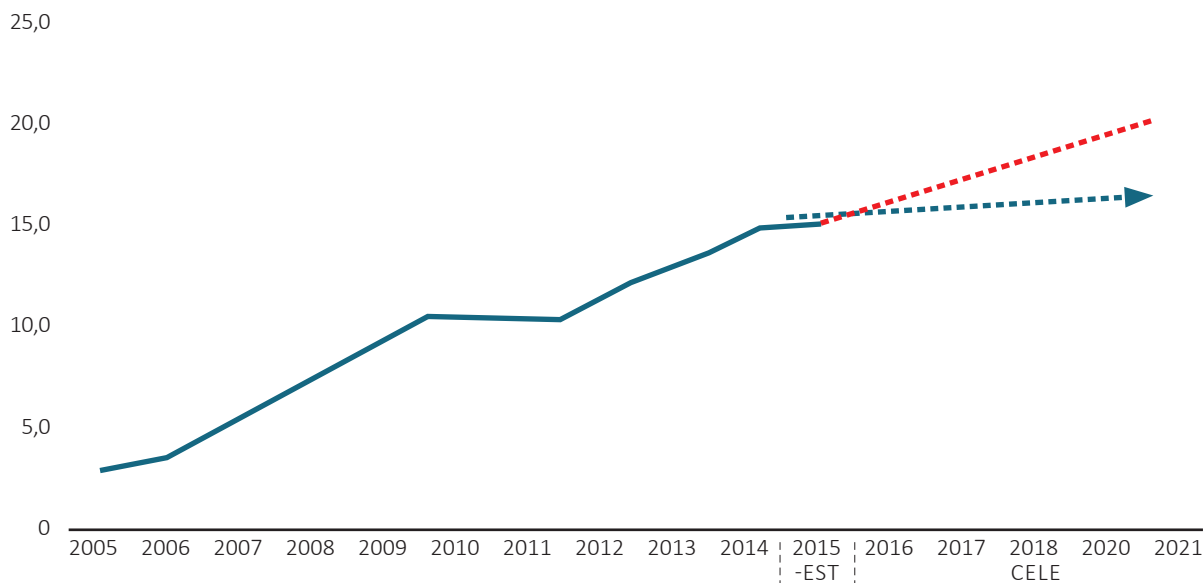
Rys. 32

PRODUKCJA ENERGII Z OZE WG TECHNOLOGII (MWH)

ŹRÓDŁO: EUROSTAT

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
WODNA	2 349 260	2 364 379	2 360 890	2 360 890	2 372 520	1 828 417
WIATROWA	1 700 306	2 921 456	4 510 114	6 132 499	7 573 456	10 536 563
SŁONECZNA	0	0	1 163	1 163	6 978	40 898
BIOMASA	5 905 714	7 147 798	9 528 459	7 931 660	9 159 788	9 484 221
OZE RAZEM	9 955 280	12 433 633	16 400 626	16 426 212	19 112 742	21 890 099

Rys. 33 UDZIAŁ OZE W ZUŻYCIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ BRUTTO W PROC. WZGLĘDEM PLANU ORAZ TRENDÓW
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



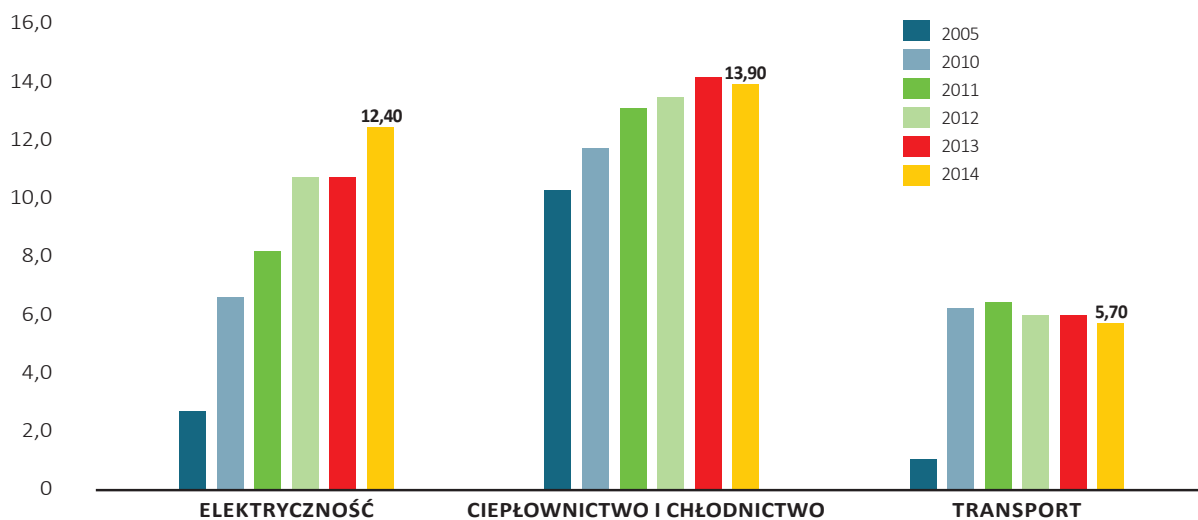
38

Obecni rozwój OZE został przyhamowany z powodu zmian w systemie wsparcia. Większa aukcja projektów gotowych do budowy może mieć miejsce pod koniec 2017 roku, a większe moce, w zależności od technologii, nie będą udostępnione w sieci przed końcem 2018 roku (fotowoltaika), w połowie roku 2019 (energia wiatrowa) i na początku roku 2020 (biogaz) lub nawet w roku 2021 (elektrociepłownie na biomasę). Tymczasem, zużycie energii znacznie wzrosło w ostatnich miesiącach – o około 2,18%. Cel OZE także rośnie. Można zatem przewidzieć, że po rekordowych latach rozwoju OZE w sektorze ener-

gii elektrycznej nadejdą lata spowolnienia na rynku inwestycyjnym, co z kolei przełoży się na trudności w realizacji celów Krajowego Planu Działania (KPD) w zakresie OZE do roku 2020. Według obliczeń wykonanych przez Instytut Jagielloński, różnica między produkcją i celem na rok 2020 wyniesie 8 TWh, czyli jedną czwartą wartości celu dla OZE.

Nie uda się również osiągnąć celów OZE dla transportu i energii cieplnej. Całkowita różnica w 2020 roku może wynieść do 30%, czyli ok. 3000 ktoe lub 35 TWh.

Rys. 34 UDZIAŁ OZE W SEKTORACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ, OGRZEWANIA I TRANSPORTU (%)
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



W przeciwieństwie do Niemiec, w Polsce odnotowuje się stosunkowo wysoki poziom wykorzystania odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie, głównie ze względu na popularność opalania drewnem. Jednak najszybciej rośnie udział OZE w produkcji energii elektrycznej. W przypadku transportu, cel OZE pozostaje na razie poza zasięgiem, zresztą jest tak w większości krajów UE.

Konsekwencje braku realizacji unijnego celu OZE 2020

Dyrektywa w sprawie OZE nie przewiduje żadnego konkretnego mechanizmu umożliwiającego zmuszenie państw członkowskich do realizacji celów OZE na rok 2020, ani nie zawiera szczegółowego mechanizmu sankcyjnego, jeżeli państwo członkowskie nie sprostą wymaganiu.

Jeżeli Polska nie zrealizuje swojego celu wykorzystania OZE w całkowitym końcowym zużyciu energii brutto (15% w 2020 roku), możliwe są dwa równoległe scenariusze: tzw. transfer statystyczny oraz nałożenie grzywny w toku postępowania w sprawie uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego.

Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii nie przewiduje żadnego konkretnego mechanizmu umożliwiającego zmuszenie państw członkowskich do realizacji celów OZE na rok 2020, ani nie zawiera szczegółowego mechanizmu sankcyjnego, jeżeli państwo członkowskie nie sprostą temu wymaganiu. Dlatego zakłada się, że zastosowanie będą miały standardowe procedury postępowania w sprawie uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego, jak przewidziano w Traktacie o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. W wyniku takiego postępowania państwo członkowskie, które nie dopełnia swoich zobowiązań wobec UE podlega sankcji, w tym karze finansowej, w zależności od okoliczności dokonania naruszenia, a także jego wagi i zakresu. W świetle powyższego należy zauważyć, że celem takiego postępowania nie jest ukaranie państwa członkowskiego za brak realizacji zobowiązań wobec UE, ale raczej jego zmotywowanie do podjęcia odpowiednich kroków zmierzających do osiągnięcia celu. Dlatego potencjalne grzywny nakładane są na państwo członkowskie na okres potrzebny do spełnienia zobowiązań, a nie za sam fakt ich niespełnienia. Środki stosowane w tym zakresie przez UE obejmują obciążenie państwa członkowskiego opłatami dziennymi aż do czasu wdrożenia odpowiednich i oczekiwanych działań.

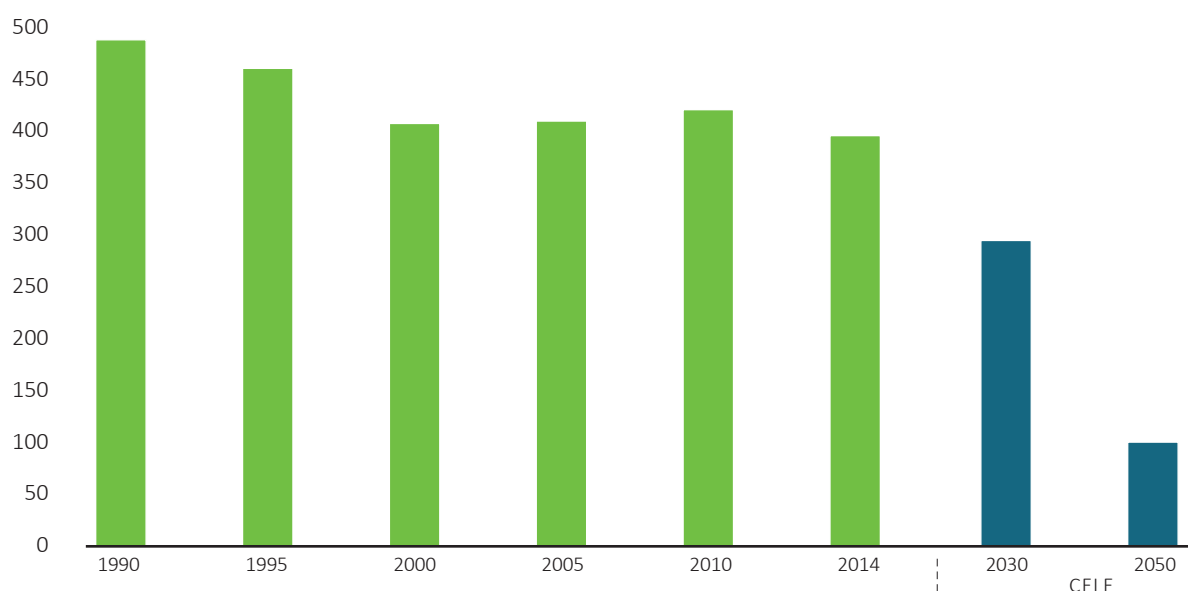
Jednocześnie każde państwo będzie rozliczane z wypełnienia swoich zobowiązań określonych w krajowych planach działania, a potencjalne kary zostaną nałożone z uwzględnieniem minimalnych celów krajowych ujętych w dyrektywie. Należy również pamiętać, że w przypadku ewentualnego postępowania, UE weźmie pod uwagę nie tylko fakt niedotrzymania zobowiązania, ale także jego przyczyny oraz dotychczasowe działania podjęte przez państwo w kierunku osiągnięcia celu. Niemniej istotna będzie ocena tego, czy państwo członkowskie nie zrealizowało minimalnego celu w zakresie udziału OZE wskutek braku odpowiednich działań we wszystkich trzech sektorach, czy też, np. nieosiągnięcie celu wynikało ze zmiany na rynku lub warunków klimatycznych będących poza kontrolą państwa, lub czy państwo podjęło inicjatywy w celu zrekompensowania niedoborów energii z OZE w jednym sektorze, zarazem osiągając nadwyżkę w innym z myślą o osiągnięciu celu minimalnego

Ponadto, wymagane są transfery statystyczne OZE z innego państwa członkowskiego mającego nadwyżkę „zielonej energii”. Polska może skorzystać z faktu, że wiele państw powinno zrealizować swoje cele z nadwyżką, także UE jako całość może mieć nadwyżkę czystej energii, która może wejść do obrotu. Polska musiałaby przystąpić do umowy o współpracy z innym państwem członkowskim w celu wdrożenia wspólnego systemu kwot (zgodnie z art. 7 dyrektywy OZE) lub zawarcia porozumienia w sprawie transferów statystycznych (zgodnie z art. 6 dyrektywy OZE).

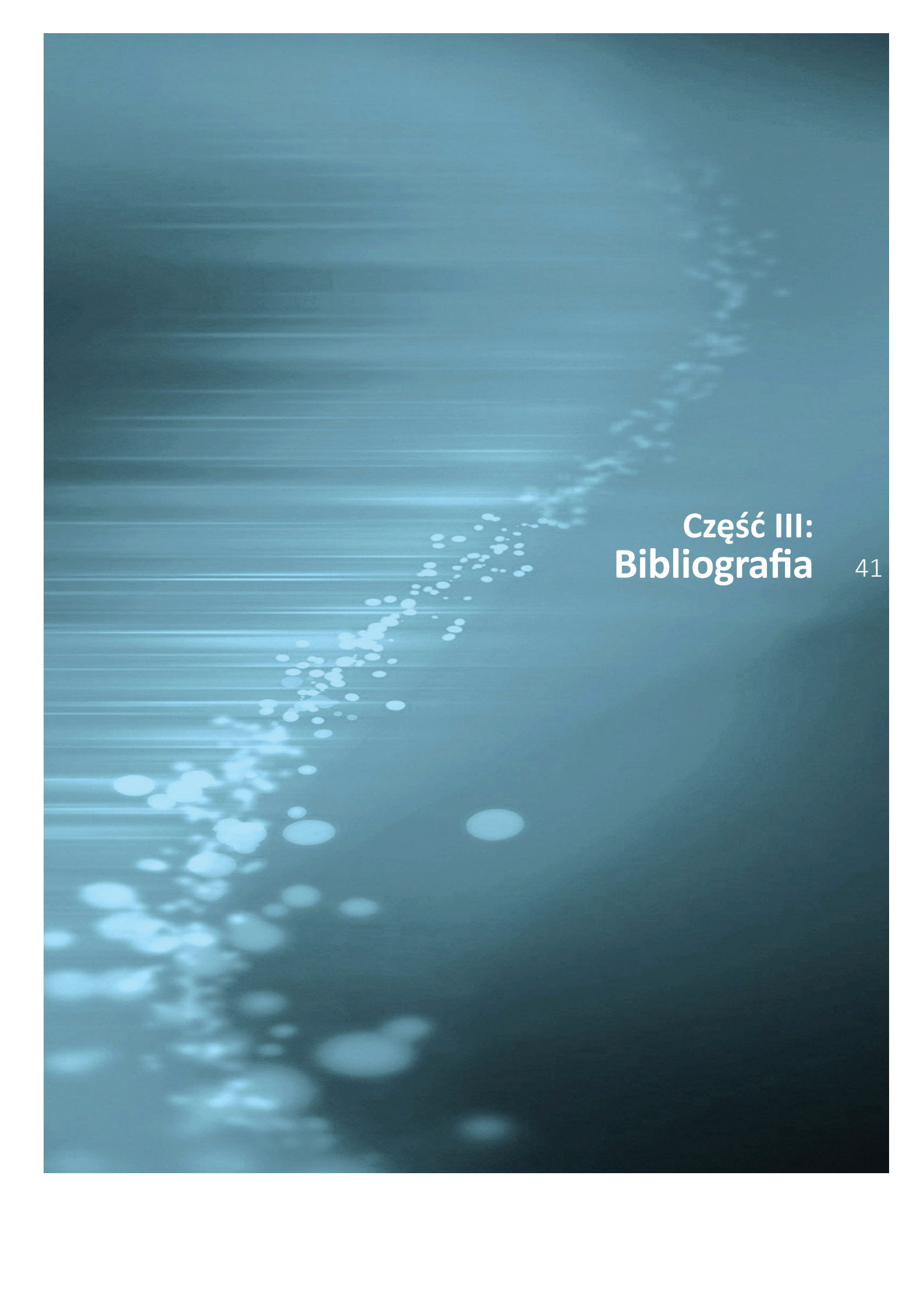
Przyszłość polskiej polityki energetycznej do roku 2030/2050

Polska emisja gazów cieplarnianych spadła już o 19% w porównaniu do stanu z roku 1990. Poniższy rysunek pokazuje spadek emisji gazów cieplarnianych z 473,5 mln ton w 1990 roku do 382 milionów ton w 2014 roku.

Rys. 35 | **TRENDY W ZAKRESIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W POLSCE**
ŹRÓDŁO: EUROSTAT



Należy przyjąć, że globalne porozumienie klimatyczne i długofalowa unijna strategia niskiej emisji gazów cieplarnianych wzmocni trend odchodzenia od paliw kopalnych. W ciągu ostatniego roku pewna liczba inwestorów zdecydowała się na zmniejszenie swojego portfela węglowego, np. ING (bank zrezygnował z kredytowania Jastrzębskiej Spółki Węglowej, polskiego producenta węgla koksowego) lub Norweski Państwowy Fundusz Emerytalny (największy na świecie państwowy fundusz majątkowy, który wycofał się z kopalni „Bogdanka”). Ponadto, stopniowy wzrost udziału energii z OZE w bilansie energetycznym będzie w dalszym ciągu przekładał się na spadek hurtowych cen energii elektrycznej. Doprowadzi to do pogorszenia sytuacji finansowej konwencjonalnych wytwórców energii, co może skończyć się presją na rząd w celu uzyskania pomocy państwa.



Część III: Bibliografia 41

AEE (2016): Bundesländer mit neuer Energie- Statusreport Föederal Erneuerbar 2016/17, available from: <https://www.foederal-erneuerbar.de/bundeslaender-mit-neuer-energie-statusreport-foederal-erneuerbar-2016>

AGEB (2016): Bruttostromerzeugung 1990-2015 (Stand: 25.11.2016) <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

AGEE-Stat (2016): Anteile erneuerbarer Energien an der Endenergiebereitstellung in Deutschland: Strom, Wärme, Verkehr, available from: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>

Agora Energiewende (2017): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016, available from: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung-2016_WEB.pdf

Agora Energiewende (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015, available from: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_Slides_web_DE.pdf

Amelang, S. & Appunn, C. (2016): Germany's new power market design. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-new-power-market-design>

42

Amelang, S. (2015): The Energiewende and efficiency – Taming the appetite for energy. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/energiewende-and-efficiency>

Amelang, S. (2016): Germany's dependence imported fossil fuels. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-dependence-imported-fossil-fuels>

Amelang, S. (2016): Lagging efficiency to get top priority in Germany's Energiewende. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/news/lagging-efficiency-get-top-priority-germanys-energiewende>

Amelang, S., Wehrmann, B. & Wettengel, J. (2016): Germany's Climate Action Plan 2050. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-climate-action-plan-2050>
Appunn, C. (2017): Germany's greenhouse gas emissions and climate targets. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>

BMUB (2016a): Climate Action Plan 2050, available from: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_kurzf_en_bf.pdf

BMUB (2016b): Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (Bericht wurde ergänzt durch Ergebnisse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios), available from: http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=289

BMWi (2014): Green Paper - An Electricity Market for Germany's Energy Transition BMWi 2016 Gruenbuch Energieeffizienz, available from: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/gruenbuch-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi (2015): Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015, available from: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi (2016): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende- Berichtsjahr 2015, available from: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=23

BMWi (2017): A target architecture for the energy transition: from policy goals to specific measures, available from: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/target-architecture.html>

BNetzA (2016a): Stand des Ausbaus nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum ersten Quartal 2016

BNetzA (2016b): Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in PV-Ausschreibung mit Dänemark, available from: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161128_PVDK.html

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2017): dena-Gebäudereport: Sanierungsrate weiterhin viel zu gering, available from: <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2017/dena-gebaeudereport-sanierungsrate-weiterhin-viel-zu-gering/>

Dinkloh, P. (2014): Germany revamps renewables law as it adapts to future with green power. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/eeg-20-new-legal-framework-german-energy-transition-0>

EEG 2014: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014, available from: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf

EEG 2017: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, available from: <https://dipbt.bundestag.de/dip21/brd/2016/0355-16.pdf>

Egenter, S. & Wettengel, J. (2016): Ministry projections highlight risk of Germany missing emissions goal. Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/news/ministry-projections-high-light-risk-germany-missing-emissions-goal>

Energy Transition (2012a): History of the Energiewende- The oil crises lead to the first energy efficiency policies, available from: <http://energytransition.de/2012/10/the-oil-crisis-the-oil-crisis>

Energy Transition (2012b): Energy-Conservation Ordinance (EnEV) and financial support schemes, available from: <http://energytransition.de/2012/10/energy-conservation-ordinance-enev-and-financial-support-schemes/>

European Commission (2016a): EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, available from: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf

European Commission (2016b): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Governance of the Energy Union. Brussels, Belgium.

Expert Commission on the Monitoring Process "Energy of the Future" (2016): Opinion on the Fifth Monitoring Report of the Energy Transition, available from: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=5

GWS, DIW, DLR, Prognos, ZSW (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Aus-

bau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Osnabrück, Berlin, Stuttgart

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2017): EEG-Mindestvergütungssätze 2004 – 2008 gemäß der Fassung vom Juli 2004. EG-Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien – Photovoltaik. Available from: <http://www.iwr.de/re/wf/EEG%20Photovoltaik.htm>

Nitsch, J. (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung, Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., available from: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf

Russell, R. & Schlandt, J. (2015): Loop flows- Why is wind power from northern Germany putting east European grids under pressure? Clean Energy Wire, available from: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/loop-flows-why-wind-power-northern-germany-putting-east-european-grids-under-pressure>

Schmid, L. (2014): Germany's Energy Transition: a Blueprint for European Energy Security? Heinrich Böll Stiftung North America, available from: https://us.boell.org/sites/default/files/schmid_-_energy_security.pdf

Appendix A UBA (2017): Treibhausgasemissionen 2015 im zweiten Jahr in Folge leicht gesunken, available from: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-2015-im-zweiten-jahr-in>

Zha, W. (2016): How German wind power is complicating EU unity: QuickTake Q&A. Bloomberg, available from: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-11-15/how-german-wind-power-is-complicating-eu-unity-quicktake-q-a>

