

SYSTEMOWE I RYNKOWE UWARUNKOWANIA ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ W POLSCE W RAMACH ZGODNYCH Z EUROPEJSKIM ZIELONYM ŁADEM

ZAŁOŻENIA DO REALIZACJI STRATEGII ZIELONEGO FINANSOWANIA W ENERGETYCE

SYGN. WIB PAB 9/2020



Raport opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Warszawa, 03.06.2020

 PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O Raporcie

Raport **Systemowe i rynkowe uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce w ramach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem. Założenia do realizacji strategii zielonego finansowania w energetyce** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości.

Autorzy:

Raport przygotowany przez zespół w składzie:

Grzegorz Wiśniewski
Patryk Pietrzak
Paweł Tokarski
Katarzyna Michałowska-Knap



O Programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji WIB powstał w 2019 roku jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie analizy zjawisk, tworzenia opracowań i porządkowania wiedzy w obszarach cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania ich wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz kreowania wartości dla klientów bankowości. PAB WIB kładzie duży nacisk na rozwój współpracy ze środowiskami akademickimi i eksperckimi, poszukując synergii w zakresie zainteresowań badawczych autorów oraz potrzeb rozwojowych sektora bankowego.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  **Nowe technologie i cyberbezpieczeństwo**
-  **Zdolność banków do finansowania gospodarki**
-  **Bankowość spółdzielcza**
-  **Rynek nieruchomości**
-  **Zielony ład i finansowanie energetyki odnawialnej**
-  **Finansowanie projektów innowacyjnych**

Kontakt:

dr Andrzej Banasiak
Koordynator Programu
m: 696 405 104
e: abanasiak@wib.org.pl

Jacek Gieorgica
m: 603 626 254
e: jgieorgica@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-394 Warszawa, ul. Solec 38, lok 104
t: (22) 182 31 70
e: pab@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Tomasz Pawlonka
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl



Spis treści

	Streszczenie kierownicze	6
	ROZDZIAŁ I. Uwarunkowania realizacji przez Polskę celów w zakresie udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE w ramach Europejskiego Zielonego Ładu w latach 2021-2030	10
	1.1. Dotychczasowy rozwój OZE	11
	1.2. Polska na tle innych państw członkowskich	12
	1.3. Uwarunkowania technologiczne i infrastrukturalne wprowadzania OZE do krajowej energetyki	14
	1.3.1 Sieci elektroenergetyczne	15
	1.3.2 Projekty fotowoltaiczne	15
	1.3.3 Projekty wiatrowe	15
	1.3.4 Dostępne moce przyłączeniowe	16
	1.3.5 Stan sieci ciepłowniczych	16
	1.4. Aktualny system wsparcia wytwarzania energii z OZE	17
	1.4.1. Świadectwa pochodzenia	17
	1.4.2. Aukcje OZE	17
	1.4.3. System opustów dla mikroinstalacji	20
	1.4.4. Obowiązek zakupu „zielonej energii” dla instalacji o mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW	21
	1.5. Wsparcie finansowe dla inwestycji w OZE	21
	1.6. Nowe regulacje i wymagania UE dotyczące rozwoju wytwarzania OZE	23
	1.7. Uwarunkowania wynikające z pandemii COVID-19	25
	ROZDZIAŁ II. Technologie OZE możliwe do zastosowania w Polsce w ramach określonych Europejskim Zielonym Ładem (omówienie obszarów zastosowań i zestawienie parametrów CAPEX, OPEX)	30
	2.1. Ciepłownictwo	31
	2.2. Elektroenergetyka z uwzględnieniem energetyki wiatrowej lądowej, energetyki wiatrowej morskiej oraz fotowoltaiki	37
	2.2.1. Energetyka wiatrowa lądowa	38
	2.2.2. Energetyka wiatrowa morska	39
	2.2.3. Fotowoltaika	40
	2.2.4. Sectors coupling i Green Power to Heat	41
	ROZDZIAŁ III. Krajowy potencjał produkcji i eksportu urządzeń i komponentów OZE dla elektroenergetyki lub ciepłownictwa	45
	3.1. Kluczowi producenci technologii OZE, w tym krajowi	46
	3.1.1. Fotowoltaika	46
	3.1.2. Energetyka wiatrowa	46
	3.1.3. Ciepłownictwo	47
	3.2. Ocena skutków pandemii COVID-19 w zakresie sposobów realizacji dostaw technologii zeroemisyjnych na rynek unijny i krajowy	49
	3.3. Możliwość zwiększenia krajowej produkcji urządzeń dla OZE na przykładzie fotowoltaiki	50



IV	ROZDZIAŁ IV. Mapa drogowa rozwoju technologii zeroemisyjnych OZE do 2030 roku	52
	4.1. Cykle inwestycyjne technologii OZE	53
	4.2. Mapa drogowa dla sektora elektroenergetyki	54
	4.3. Mapa drogowa ciepłownictwa do 2030 roku	56
V	ROZDZIAŁ V. Mapa drogowa – Skutki ekonomiczne i finansowe realizacji celów z OZE do 2030 roku w oparciu o obecny plan rządowy (KPEiK) ze scenariuszem uwzględniającym wymogi UE i założenia Europejskiego Zielonego Ładu	62
	5.1. Koszty technologii OZE	63
	5.2. Elektroenergetyka	65
	5.3. Ciepłownictwo	67
	5.3.1. Ocena wartości potencjału inwestycyjnego (CAPEX) zidentyfikowanych rozwiązań technologicznych do 2030 r. w Polsce	69
VI	ROZDZIAŁ VI. Podsumowanie, wnioski i rekomendacje	70
	6.1. Syntetyczna diagnoza	71
	6.2. Wnioski dotyczące wpływu zielonego ładu na krajową politykę wykorzystania OZE	71
	6.3. Wnioski dotyczące polskiej strategii energetycznej 2020–2030	73
	6.4. Rekomendacje dla sektora bankowego	74
	ZAŁĄCZNIK 1: Analizy dodatkowe dotyczące symulacji kredytów na transformację energetyczną w elektroenergetyce i ciepłownictwie	76



Streszczenie kierownicze

Celem ekspertyzy jest przygotowanie rekomendacji dla banków w zakresie wyboru uzasadnionych technicznie i rynkowo oraz bezpiecznych ekonomicznie i ekologicznie inwestycji w wykorzystanie nowoczesnych i perspektywicznych technologii OZE, wpisujących się w koncepcję nowego Europejskiego Zielonego Ładu i strategię neutralności klimatycznej UE, z uwzględnieniem krajowych zobowiązań i priorytetów, ram regulacyjnych oraz oczekiwań i potencjału rynku (w tym możliwości krajowego przemysłu dostaw nowoczesnych urządzeń dla OZE i potencjału realizacyjnego firm instalacyjnych).

Niniejsze opracowanie jest wkładem w przygotowanie strategii zielonego finansowania w energetyce. W istocie strategia finansowania powinna być osadzona w mającym racjonalne podstawy ekonomiczne średniookresowym planie inwestycyjnym. Takiego planu w energetyce nie ma od 2009 roku (wtedy przyjęta została ostatnia polityka energetyczna Polski do 2030 roku – PEP'2030), a w energetyce odnawialnej od 2010 roku (wtedy rząd przyjął krajowy plan na rzecz odnawialnych źródeł energii – KPD). Dokumenty te nie były odpowiednio wdrażane, ani nie podlegały bieżącej aktualizacji odpowiadającej wyzwaniom rynku. Nowa polityka energetyczna do 2040 roku (PEP'2040) jest ciągle w sferze projektów.

W grudniu 2019 roku miały miejsce trzy znamienne decyzje, które częściowo wskazują na pewne nowe kierunki w energetyce i większe niż dotychczas szanse rozwoju w Polsce odnawialnych źródeł energii (OZE), ale stawiają dodatkowe znaki zapytania i rodzą kolejne niepewności:

1. Komisja Europejska przyjęła tzw. Europejski Zielony Ład (EZŁ) – nową strategię UE obejmującą w szczególności kwestie ochrony klimatu i plan zielonej transformacji energetyki, przemysłu i rolnictwa do 2030 roku (wdrażanie tego planu zostało jednak spowolnione pandemią COVID-19);
2. Rząd RP nie zgodził się na transformację energetyczną, która ma doprowadzić do 2050 roku do neutralności klimatycznej UE (problem ten będzie ponownie dyskutowany na planowanej na czerwiec br. Radzie UE);

3. Rząd RP przesłał do Komisji Europejskiej Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), który jest jednak niezgodny z wymaganiami Komisji Europejskiej, m.in. z uwagi na zbyt niskie udziały energii z OZE w 2030 roku.

Dlatego należy stwierdzić, że Polska nadal nie ma szeroko uzgodnionej ścieżki transformacji dla energetyki, a w szczególności elektroenergetyki i ciepłownictwa, które wymagają największych nakładów i odpowiedniej strategii finansowania. W szczególności, polityka energetyczna nie rozstrzyga (lub próbuje to robić, ale w oderwaniu od przesłanek ekonomicznych) relacji pomiędzy energetyką konwencjonalną (węglową) a odnawialną, a w ramach energetyki odnawialnej relacji pomiędzy źródłami pogodowo-zależnymi (energia słoneczna i wiatrowa) i sterowalnymi, ale opartymi na procesach spalania (biomasa, biogaz). Realizowana polityka wskazuje na przywiązanie do procesów spalania paliw, choć trendy światowe idą w innym kierunku.

W związku z rozwojem technologii i rynku OZE można wskazać na listę przyszłościowych technologii OZE o dużym potencjale, w których inwestowanie jest opcją bardziej bezpieczną „non-regret”, eliminującą ryzyko paliwowe i ryzyko kosztowe związane z rosnącymi cenami uprawnień do emisji. Wobec braku uzgodnionej na szczeblu kraju strategii energetycznej i wysokiego ryzyka regulacyjnego oraz perspektywy dalszego wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła (którego istotnym czynnikiem są koszty uprawnień do emisji CO₂), atrakcyjnym kierunkiem inwestowania, zarówno w elektroenergetyce, jak i w ciepłownictwie stają się obecnie już najtańsze, zeroemisyjne OZE (energia wiatru, energia słońca). KPEiK stwierdza, że nawet jego realizacja w obecnej wersji (z jedynie 23% celem na OZE, zamiast minimum 25% wymaganego przez Komisję) związana jest z „bardzo dużym wzrostem nakładów inwestycyjnych na dodatkowy przyrost źródeł OZE”, co jest do pewnego stopnia prawdą, ale nie uwzględnia kosztów alternatywnych.

Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w latach 2016-2030 oceniono na 44 mld euro, z tego 26 mld euro (60%) na OZE, czyli zaledwie 1,7 mld euro rocznie. Założenia te



będą weryfikowane w raporcie, ale mogą to być środki dalece niewystarczające do tego, aby Polska mogła dołączyć do unijnych działań na rzecz neutralności klimatycznej. W szczególności dotyczy to technologii zeroemisyjnych o wysokich nakładach inwestycyjnych i prawie zerowych kosztach eksploatacyjnych (o czym dalej), a proponowany miks energetyczny wydaje się wysoce nieoptymalny z ekonomicznego punktu widzenia.

Zgodnie z ostatnimi wypowiedziami Ministerstwa Klimatu cele OZE, w tym udziały energii słonecznej i wiatrowej, będą podnoszone. Warto zauważyć, że tylko w latach 2018/2019 w systemie aukcyjnym zakontraktowano 5 GW nowych mocy, w tym 3,4 GW w farmach wiatrowych i 1,6 GW w farmach fotowoltaicznych (inwestycje w inne rodzaje OZE w systemie aukcyjnym są pomijalne), co będzie prowadziło do inwestycji rzędu 4,5 mld euro. Biorąc pod uwagę cykle inwestycyjne oznacza to ok. 2 mld euro rocznie, co potwierdza rozchodzenie się dotychczasowej polityki energetycznej z coraz bardziej otwartym rynkiem.

W ciepłownictwie, w latach 2021-2030 (wg studium Uniwersytetu w Aalborg) nakłady inwestycyjne w wytwarzanie ciepła z OZE w UE, umożliwiające spełnienie unijnych celów dla tego sektora, powinny wynieść ok. 16 mld euro rocznie. Wśród firm rośnie zainteresowanie nowymi technologiami OZE w ciepłownictwie, takimi jak elektroogrzewnictwo oparte na OZE, kolektory słoneczne, magazyny ciepła (30-50% firm deklaruje w tym zakresie chęć inwestowania). Dotychczasową pasywną postawę branży ciepłowniczej można tłumaczyć niepewnością co do tempa transformacji energetycznej w Polsce i jej zgodności z priorytetami UE oraz ukierunkowaniem wsparcia na technologie konwencjonalne o niskim potencjale rozwoju.

Transformacja energetyczna będzie odbywała się na kilku poziomach. Będzie jej towarzyszyło przechodzenie z generacji scentralizowanej do rozproszonej, z wysokoemisyjnej do niskoemisyjnej (olbrzymi rynek dla nowoczesnych technologii OZE). Większą rolę uzyska sektor prywatny reprezentowany przez wielu mniejszych graczy i z zapotrzebowaniem na agregatorów. Sektory elektroenergetyki i ciepłownictwa rozpoczynają transformację energetyczną wiodącą do szybkiego obniżania emisji do atmosfery i wprowadzania na szeroką skalę nowych technologii. Wiąże się ona m.in. z radykalnym przechodzeniem energetyki ze źródeł emisyjnych do zeroemisyjnych, odchodzeniem od procesów spalania w energetyce, a w efekcie ukierunkowaniem nowych inwestycji na źródła energii o wysokich nakładach inwestycyjnych (CAPEX) i niskich kosztach eksploatacyjnych (OPEX).

Zmienia to oczekiwania uczestników rynku wobec instytucji finansujących, stanowić będzie wyzwanie, a jednocześnie otworzą się dodatkowe, nieznane dotychczas możliwości dla banków. W przypadku inwestycji w źródła zeroemisyjne minimalizowane jest ryzyko inwestycyjne (brak ryzyka związanego ze wzrostem cen uprawnień do emisji i ew. wzrostem cen paliw) oraz powstaje przestrzeń do zróżnicowania kosztów kapitału dla źródeł wysokoemisyjnych i zeroemisyjnych i przyspieszenie transformacji. W przypadku źródeł zeroemisyjnych (tzw. technologie CAPEX-owe), o kosztach energii decyduje koszt kapitału (wzrost kosztów kapitału o 2% podwyższa koszty energii o 6-7%). Rośnie także rola instytucji finansowych, w tym sektora bankowego, w budowie konkurencyjności krajowej energetyki.

Problem ten widać szczególnie w relacjach z krajami, w których dzięki stabilnej polityce wobec OZE i otwarciu na rynek i politykę UE, dostęp do kapitału na inwestycje w zeroemisyjne OZE jest łatwiejszy. Wyniki projektu badawczego UE „Assessing renewable energy policy in the EU” wykazały znaczące różnice w UE i w Polsce w kosztach kapitału w energetyce odnawialnej (WACC). Przekładają się one na coraz wyższe koszty energii w Polsce i opóźniają transformację energetyczną w kierunku OZE. Europejski Zielony Ład w zakresie finansowania zielonej transformacji zakłada, że potrzebne są długoterminowe sygnały, które pozwolą ukierunkować przepływy finansowe i kapitałowe na zielone inwestycje i jednocześnie uniknąć powstawania aktywów osieroconych.

Dotychczasowy brak spójności pomiędzy krajową polityką energetyczno-klimatyczną opartą na kontynuacji i dalszym wykorzystywaniu na stałym poziomie paliw kopalnych (wysokie i trudne do oszacowania koszty paliw, uprawnień do emisji i dostosowania do standardów emisyjnych), a strategią UE, dążącą do neutralności klimatycznej, rodzi określone ryzyka i problemy po stronie sektora bankowego. Są one wzmacniane przez centralizację, renacjonalizację i przy okazji monopolizację energetyki (niewielki udział niezależnych producentów energii), które prowadzą do spadku roli proaktywnej sektora bankowego w kreowaniu rynku energii i skutkują wzrostem cen energii. Ze względu na blokady instytucjonalne (a częściowo również mentalne), Polska nie wykorzystuje swoich silnych stron, jeśli chodzi o energetykę odnawialną.

Silną stroną polskiej energetyki opartej na tanich źródłach pogodowo-zależnych (wiatrowych i słonecznych) oraz niezależnych producentach energii (tzw. IPP) może być elektryfikacja ciepłownictwa i wykorzystanie jego olbrzymiego potencjału w zakresie magazynowania niezbilansowanych nadwyżek zielonej

energii w systemach ciepłowniczych i magazynach ciepła. Rozwiązania możliwe do wdrożenia w latach 2021-2030 powinny bazować na znaczącym potencjale odnawialnych zasobów energii w naszym kraju (duża powierzchnia i niska gęstość zaludnienia) i wpisują się w ideę urynkowania OZE. Bazują one na istniejącej infrastrukturze, są w pełni zgodne z Europejskim Zielonym Ładem, a jednocześnie mogą być oparte na zasadach rynkowych, co może łagodzić ryzyka polityczne i regulacyjne trapiące od dawna polską energetykę.

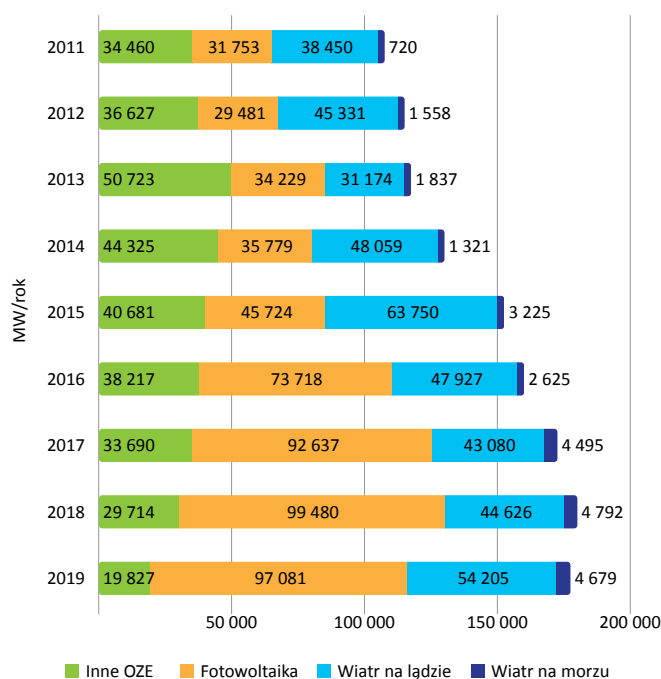
Energetycy, ekonomiści i instytucje finansujące zadają pytanie, czy są granice inwestycji w źródła bezemisyjne i polska energetyka w dłuższej perspektywie (2050) może całkowicie przejść na tańsze, bezemisyjne źródła. Pytania takie są podnoszone w Polsce, ale zazwyczaj energetyka jako aksjomat odpowiada, że jest to niemożliwe. Częściowo wynika to z zapóźnienia (braku większych doświadczeń) w państwowej energetyce z OZE i braku (z przyczyn politycznych) zainteresowania rządu zmianą strategii energetycznej, a częściowo z przemysłowej strategii utrzymania jak najdłuższej status quo. Tradycyjna energetyka od dekady kwestionowała możliwość funkcjonowania systemu energetycznego opartego na zeroemisyjnych, pogodowozależnych OZE i zazwyczaj tłumaczyła to utrzymaniem stabilności systemu energetycznego. Początkowo granicą bezpieczeństwa systemu energetycznego miał być 3-5% udział energii wiatru i słońca (prace PSE z lat 2000-nych), potem zaś 10%, czyli poziom, do którego faktycznie dochodzimy w naszym kraju. Tymczasem w Hiszpanii i Portugalii udział tych źródeł w zużyciu energii przekracza 20%, w Danii zbliża się do 50%, w południowej Australii sięga 55%, a systemy energetyczne tych krajów funkcjonują bez zarzutu, z mniejszą liczbą przerw w dostawach energii niż w Polsce. Te doświadczenia otwierają drogę do dalszej ekspansji źródeł pogodowozależnych w systemach energetycznych.

Farmy wiatrowe i fotowoltaiczne już w 2010 roku stanowiły 67% wszystkich nowych inwestycji w OZE. Ma to swoje określone konsekwencje ekonomiczne i wpływa na konkurencyjność energetyki. Źródła słoneczne i wiatrowe mają niemal zerowe koszty eksploatacyjne, a o kosztach energii decyduje przewidywalny i znany inwestorom CAPEX. Kluczową rolę w łańcuchu dostaw i łańcuchu wartości odgrywają producenci urządzeń (a nie paliw). Źródła te po zainstalowaniu prowadzą do nieuchronnego spadku kosztów energii w dłuższym okresie i do rozwoju innowacji w zarządzaniu siecią i popytem. Sektor finansowy, dostrzegając ryzyko po stronie zaopatrzenia w paliwa kopalne i koszty z nimi związane, konsekwentnie kredytuje inwestycje wiatrowe i słoneczne. IHS Markit przewiduje, że w latach 2020-2030 każdego roku będzie

wyłączanych średnio 45 GW mocy konwencjonalnych (łącznie w latach 2020–30 ubędzie 505 GW), a wraz z rozwojem OZE rozwinie się sektor magazynowania energii.

Na koniec 2019 roku (wg agencji IRENA) światowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej i słonecznej wyniosły odpowiednio 623 GW i 586 GW, a odpowiednie roczne przyrosty mocy 54 i 97 GW, co łącznie stanowiło 89% całkowitego przyrostu mocy elektrycznych na świecie w ub. roku – rysunek 1.

Przyrost mocy w światowej energetyce odnawialnej

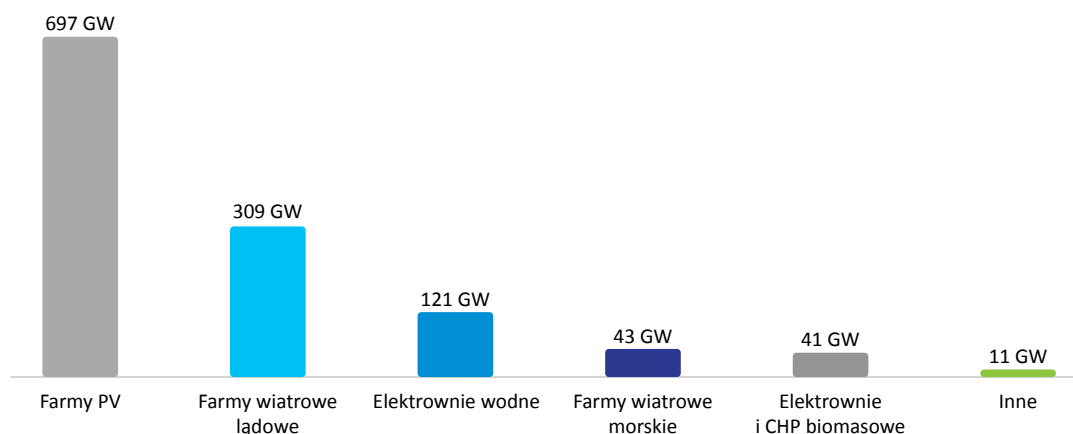


Rysunek 1. Przyrosty nowych mocy w OZE na świecie w latach 2011-2019.

Źródło: IRENA'2020, oprac. IEO

Prognozy na kolejne lata przewidują kontynuację obecnych trendów. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA: Renewables 2019) zakłada w latach 2019-2024 wzrost mocy zainstalowanej OZE o 1220 GW, w tym udział energetyki wiatrowej i fotowoltaiki w inwestycjach ma wynosić ponad 86% – rysunek 2.

Polska nie może ignorować tych trendów i podążać w kierunku źródeł wysokoemisyjnych o wysokich kosztach. Powinna odejść od promowania źródeł uznawanych za „stabilne”, ale drogich i wykorzystujących procesy spalania. Dlatego konieczna jest reforma rynku energii, tzw. „sectors coupling” (elektryfikacja ciepłownictwa i transportu) oraz wprowadzenie zielonego wodoru (z procesów elektrolizy przy użyciu energii z farm fotowoltaicznych i wiatrowych).



Rysunek 2. Prognoza przyrostów nowej mocy w OZE na świecie w latach 2019-2024.

Źródło: IEA '2019, oprac. IEO

W ostatnich latach analizowały te zagadnienia zagraniczne zespoły badawcze, prowadzące symulację polskiego systemu energetycznego z dużym udziałem energii słonecznej i wiatrowej.

Zespół badaczy z fińskiej Politechniki Lappeenranta przeprowadził symulacje godzina po godzinie, których celem było sprawdzenie możliwości całkowitego odejścia od paliw kopalnych i energetyki jądrowej do 2050 r. Raport pt. „Globalny system energetyczny oparty w 100% na energii odnawialnej” potwierdza, że Polska także może osiągnąć 100% energii z OZE i zerową emisję gazów cieplarnianych do 2050 r. Koszt energii elektrycznej uzyskany dla w pełni zrównoważonego systemu energetycznego spada z 58 euro/MWh w 2015 r. do 54 euro/MWh w 2050 r. Energia wiatrowa i fotowoltaika są najważniejszymi źródłami, zapewniając odpowiednio 36% i 35% całkowitego zaopatrzenia w energię elektryczną do 2050 r. (bioenergia stanowi 13% całkowitego zaopatrzenia w energię elektryczną, a energia wodna 1%).

Naukowcy z amerykańskiego Uniwersytetu Stanforda przygotowali podobne analizy w skali globalnej, w których uwzględniono także Polskę. Badano możliwości pokrycia wszystkich – także ciepłych i transportowych – potrzeb energetycznych energią z zeroemisyjnych źródeł wiatrowych i słonecznych, z niewielkim udziałem energii wodnej i geotermalnej, ale bez procesów spalania biomasy. Największy wkład

w energetykę wniosłyby lądowa i morska energetyka wiatrowa (odpowiednio 43% i 23%) oraz energetyka fotowoltaiczna, w tym farmy (12%), słoneczna energetyka przemysłowa (10%) i fotowoltaika na domach mieszkalnych (5%). Polska jest dużym obszarem krajem i ma wystarczający potencjał dla przejścia na OZE. Aby rozmieścić tyle urządzeń do produkcji energii z OZE wystarczyłoby 2,5% powierzchni, przy czym w odróżnieniu od eksploatacji paliw kopalnych, nie wyklucza to innych form wykorzystania terenu. Użyty model uwzględniał wyzwania związane z bilansowaniem „pogodowo zależnej mocy” poprzez silną integrację ciepłownictwa, elektroenergetyki, transportu oraz wykorzystanie zdolności magazynowania energii elektrycznej w zasobnikach ciepła, bateriach elektrycznych i w „zielonym” wodorze z procesów elektrolizy. Taki miks energetyczny dałby koszt energii poniżej 10 centów amerykańskich za 1 kWh, czyli mniej niż energia z obecnego systemu opartego na węglu.

Powyżej zarysowany kierunek rozwoju OZE pozwoliłby jednocześnie na redukcję emisji CO₂ oraz na eliminację niskiej emisji, a także zrównoważony rozwój rolnictwa i gospodarki. Dokładnie w takim kierunku idzie polityka UE, sprowadzająca się do neutralności klimatycznej w 2050 r. we wszystkich sektorach oraz sprawiedliwej transformacji, w ramach EZŁ. Szybki rozwój technologii OZE, wyczerpywanie się dotychczasowego modelu rozwoju krajowej energetyki i nowe impulsy z UE stwarzają także w Polsce niepowtarzalną okazję na zieloną transformację energetyczną.



Uwarunkowania realizacji przez Polskę celów w zakresie udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE w ramach Europejskiego Zielonego Ładu w latach 2021–2030





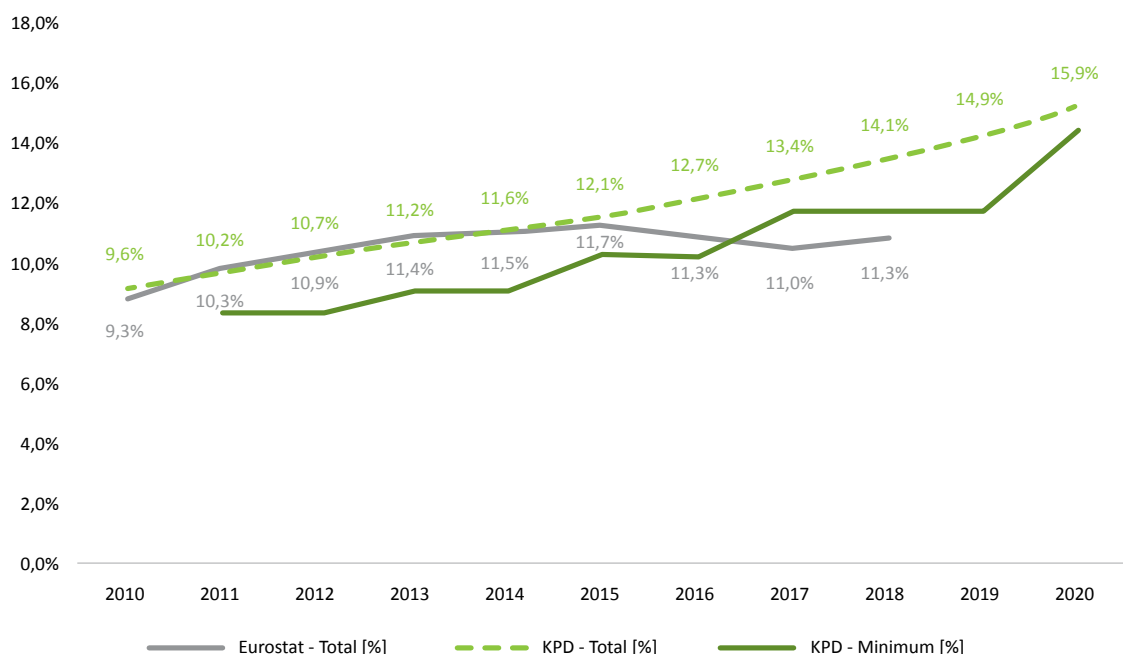
1.1. Dotychczasowy rozwój OZE

Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia określonego udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku. Obowiązkowe, krajowe cele ogólne składają się na założony 20% udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w Unii Europejskiej. Udział ten wylicza się jako iloraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych oraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze wszystkich źródeł. Cel dla Polski został ustalony w ww. dyrektywie na poziomie 15%. Ponadto Polska, tak jak każde państwo członkowskie UE, w 2020 roku powinna zapewnić co najmniej 10% udziału energii z OZE (łącznie z zieloną energią elektryczną) w końcowym zużyciu energii brutto, w każdym z rodzajów transportu. Referencyjnym punktem odniesienia do monitorowania postępów w realizacji celów są „Krajowe plany działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD)¹.

Powyżej przedstawiono porównanie historycznych danych Eurostat z trajektorią zwiększania zużycia

energii z OZE zaplanowaną w KPD oraz ścieżką „minimum”, nadal pozwalającą zrealizować cel 15% OZE w 2020 roku. Na rok 2020 z nadwyżką zaplanowana została realizacja celu unijnego – 15,5%, która w roku 2011 przy aktualizacji KPD została podwyższona do 15,85%. W latach 2011-2015 udział OZE był praktycznie zgodny z trajektorią. Niestety, w roku 2017 zaczęliśmy znacząco schodzić ze ścieżki zaplanowanej w KPD, co więcej – udział zużycia energii z OZE zaczął spadać, a według najnowszych danych Eurostatu nadal nie powróciliśmy do poziomu z 2015 roku (najwyższy udział – 11,74%), będąc na poziomie 11,28% w 2018 roku.

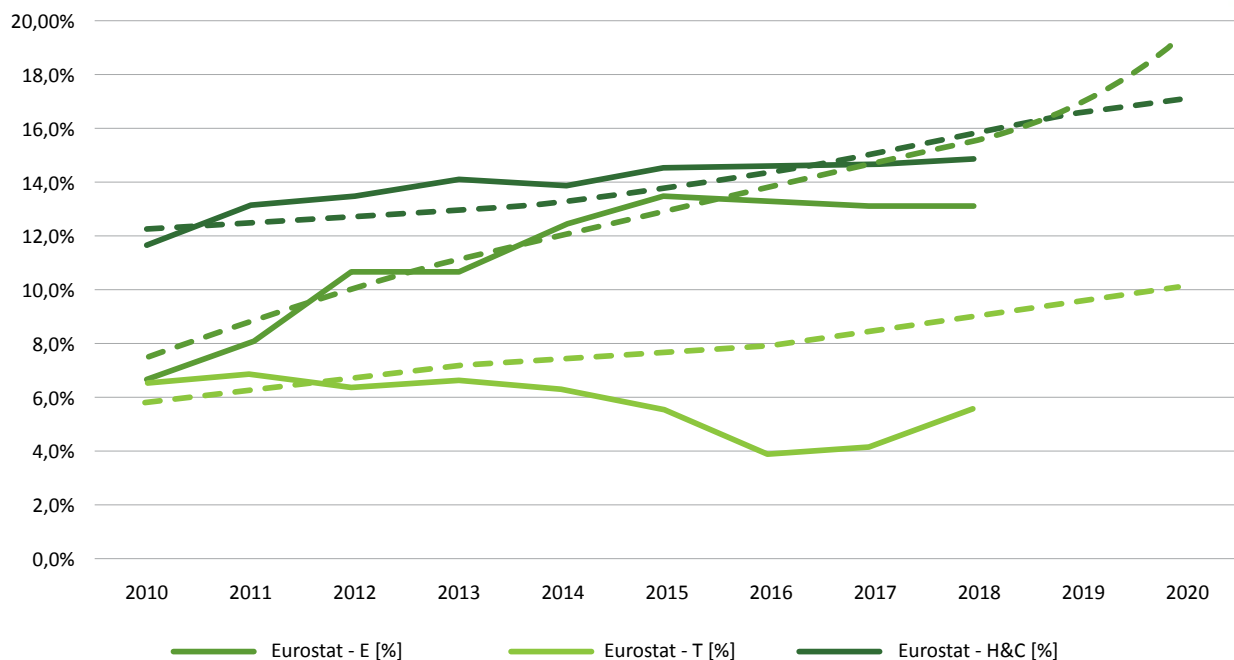
Rysunek 1.2 przedstawia porównanie realizacji celów sektorowych zaplanowanych w KPD z rzeczywistymi danymi zaczerpniętymi z Eurostatu. Obecnie każdy z sektorów, dla których wyznaczone zostały cele, tj. elektroenergetyka, transport, ciepłownictwo i chłodnictwo, zszedł ze ścieżki Krajowego Planu Działania. Ciepłownictwo jest w najlepszej sytuacji, ponieważ znajduje się obecnie ok. 2 pp. poniżej celu, zaś najwięcej muszą nadrobić elektroenergetyka i transport – odpowiednio ponad 6 pp. oraz 5 pp. poniżej celu.



Rysunek 1.1. Udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto. Porównanie danych z Eurostat oraz KPD.

¹ Polski KPD, przyjęty przez rząd w grudniu 2010 roku, zakładał osiągnięcie nadwyżki wobec wskazanego w ww. dyrektywie 15% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. W wersji pierwotnej chodziło o nadwyżkę w wysokości 0,5 punktu procentowego pp. (faktyczny cel 15,5%), w wersji zaktualizowanej w 2011 roku cel ustalono na 15,85% (uwzględnienie scenariusza efektywności

energetycznej oraz możliwości realizacji celu poprzez wykorzystanie energii elektrycznej z OZE w transporcie i podniesienie tego celu z 10% do 11,4%), co oznacza że rząd RP zakładał, że Polska przekroczy swój cel i będzie w stanie przekazać nadwyżkę statystyczną – 0,85% innemu krajowi członkowskiemu UE z ew. eksportem biopaliw ponad minimalnie wymagany 10 proc. udział).



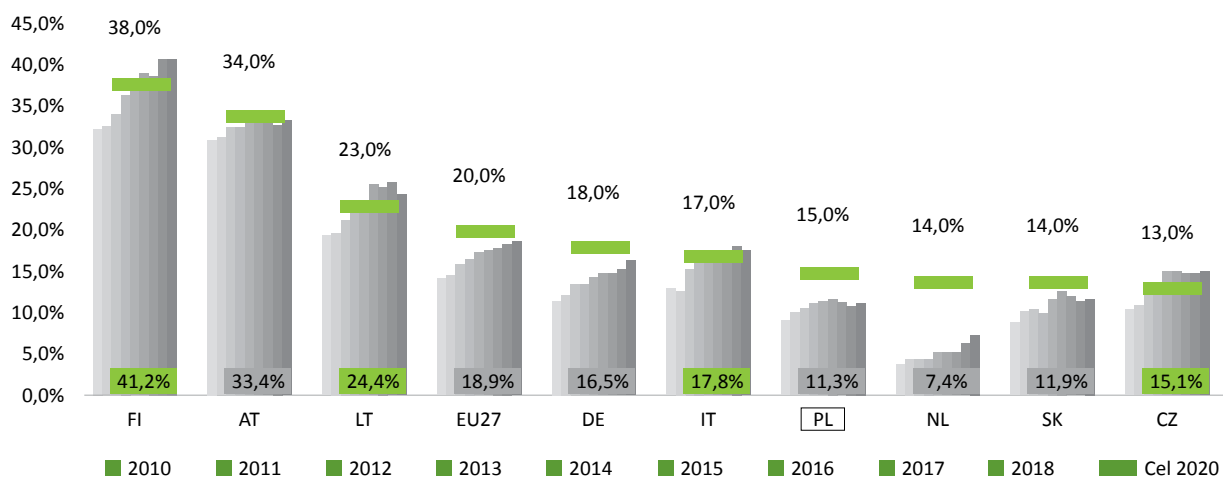
Rysunek 1.2. Cele sektorowe udziału – porównanie KPD i Eurostat. Oznaczenia: E – elektroenergetyka, T – Transport, H&C – ciepłownictwo i chłodnictwo.

Źródło: Eurostat, KPD. Opracowanie: IEO

1.2. Polska na tle innych państw członkowskich

Powyżej przedstawiono rozwój udziału zużycia energii odnawialnej w wybranych państwach członkowskich. Na zielono przedstawiono cele poszczególnych państw do zrealizowania w 2020 roku, zaś poniżej udziały za 2018 rok. Polsce do zrealizowania

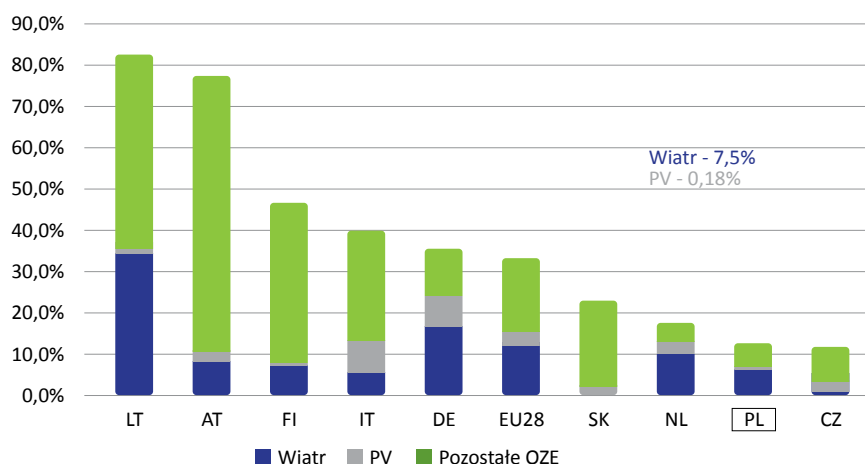
celu 15% aktualnie brakuje 3,72 punktu procentowego (pp). Zgodnie z danymi za 2018 rok jest 15 państw, którym do 2018 roku nie udało się zrealizować celu, i 12, które już osiągnęły cele przewidziane na 2020 rok (oczywiście, muszą kontynuować swój rozwój w celu utrzymania tych wartości także na 2019 i 2020 rok). Wśród krajów, które mają zrealizowany cel 2020 są m.in. Czechy (+2,15 pp), Włochy (+0,78 pp), Litwa



Rysunek 1.3. Udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto w latach 2010-2018. Porównanie wybranych państw członkowskich.

Źródło: Eurostat. Oprac.: IEO²

² EU27 jest używana w powyższych danych ze względu na ich aktualizację w związku z opuszczeniem Unii Europejskiej przez Wielką Brytanię



Rysunek 1.4. Udział energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych w ogólnej produkcji energii w wybranych państwach członkowskich w 2018 roku. Wyszczególniono udział elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych.

Źródło: Eurostat. Oprac.: IEO

(+1,45 pp) czy Finlandia (+41,16 pp). Do krajów, które podobnie jak Polska, nie osiągnęły jeszcze swoich postanowień należą m.in. Niemcy (-1,52 pp), Holandia (-6,62 pp), Słowacja (-2,1 pp).

Na rysunku 1.4 przedstawiono najnowsze dane z 2018 roku dotyczące udziału produkcji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w ogólnej produkcji energii elektrycznej w Polsce na tle wybranych państw członkowskich. Wyszczególniono energię pochodzącą z elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaicznych ze względu na będące głównymi obecnie technologiami doświadczającymi realnego i największego zainteresowania inwestorów i wykonawców na polskim rynku.

W 2018 roku energia odnawialna stanowiła w Polsce 12,97% produkowanej energii. Większość energii pochodzącej z OZE produkowana była ze źródeł wiatrowych (ponad 7,5% całkowitej produkcji) oraz biomasy (ok. 3%). Energetyka wodna odpowiadała za ok. 1,4% produkcji energii, zaś źródła fotowoltaiczne, tak szybko rozwijające się obecnie, jedynie za 0,18% ogólnej produkcji energii.

Na tle innych państw członkowskich Polska prezentowała się umiarkowanie pod względem energetyki wiatrowej. Kraje takie jak Holandia, Austria, Finlandia czy Włochy miały podobne udziały do polskich (odpowiednio 9,2%; 8,8%; 8,3%; 6,1%), jednak nadal jest to poniżej wyniku całej Unii Europejskiej (EU28 – 11,5%). Zdecydowanymi liderami, jeśli chodzi o udział energetyki wiatrowej w całkowitej produkcji energii w danym kraju są Litwini, gdzie wspomniane wyżej źródła stanowią ponad 1/3 produkcji. Niemcy przodują w ilości energii wyprodukowanej z farm wiatrowych – 109,9 TWh, natomiast dla Polski liczba ta wyniosła 12,8 TWh, przy całkowitej produkcji 169,9 TWh i dało

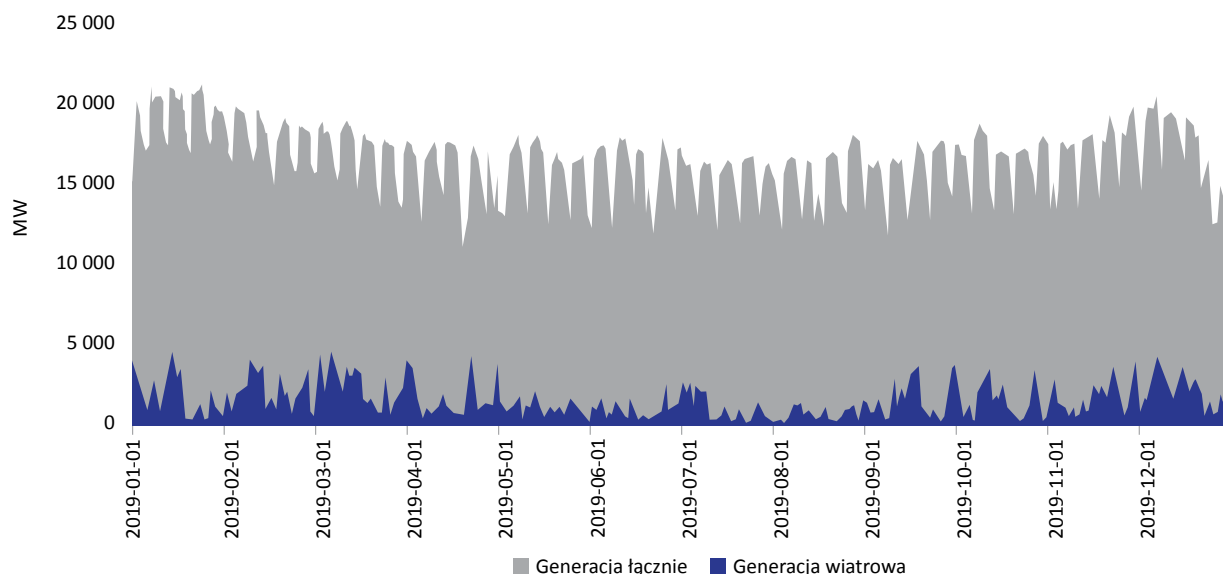
to Polsce 8. miejsce wśród państw członkowskich pod względem wyprodukowanej energii z wiatru.

Pod względem energii produkowanej ze źródeł fotowoltaicznych Polska wypadła zdecydowanie gorzej niż w przypadku energetyki wiatrowej. W 2018 roku wyprodukowano w naszym kraju jedynie 0,3 TWh energii w tej technologii, co stanowiło 0,18% ogólnej produkcji. Dało to Polsce dopiero 18. miejsce wśród państw członkowskich pod względem ilości wyprodukowanej energii ze źródeł fotowoltaicznych oraz 25. miejsce pod względem udziału energii z PV w ogólnej produkcji energii (mniejszy udział miały Finlandia, Irlandia i Łotwa). Dla całej Unii udział produkcji energii z fotowoltaiki w ogólnej produkcji energii wyniósł w 2018 roku 3,76%.

1.3. Uwarunkowania technologiczne i infrastrukturalne wprowadzania OZE do krajowej energetyki

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej IRENA (International Renewable Energy Agency) opublikowała w 2019 roku Mapę Drogową dotyczącą Globalnej Transformacji Energetycznej do 2050 roku³. Według przedstawionego w niej scenariusza optymalnego, maksymalizującego proces dekarbonizacji naszej planety, w 2050 roku ma być zainstalowane ponad 8500 GW w energetyce słonecznej oraz ponad 6000 GW w energetyce wiatrowej, co oznacza, że ponad 60% energii elektrycznej generowanej na świecie będzie pochodzić ze źródeł pogodowo zależnych (VRE – variable renewable energy). Scenariusz powyższy zakłada znaczący wzrost udziału źródeł

³ IRENA (2019), *Global energy transformation: A roadmap to 2050* (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



Rysunek 1.5. Udział generacji wiatrowej w łącznej generacji mocy w polskim systemie elektroenergetycznym – średnie dzienne dla 2019 roku.

Źródło: ENTSO-E

pogodowozależnych, a zarazem zeroemisyjnych jako drogę do szybkiej transformacji sektora.

Aby sieć elektroenergetyczna była stabilna, a jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców była jak najwyższa, wymagane jest bilansowanie zapotrzebowania na energię jej generacji, tzn. popytu i podaży, w każdym momencie pracy systemu⁴. Jest to zadanie trudne ze względu na zmienne zapotrzebowanie na energię w zależności m.in. od temperatury, godziny, dnia (roboczego lub świątecznego), miesiąca czy też choćby dużych wydarzeń sportowych. W systemach elektroenergetycznych opartych na elektrowniach konwencjonalnych (tzn. korzystających głównie z paliw kopalnych), elastyczność systemu jest zapewniana przede wszystkim przez dyspozycyjność elektrowni, tzn. gotowość poszczególnych jednostek wytwórczych (tzw. JWCD – jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych) do produkcji energii na polecenie OSP (lub zmniejszenie produkcji). Takie usługi świadczą głównie elektrownie i duże elektrociepłownie węglowe i gazowe oraz duża energetyka wodna. Istotne dla systemu są także elektrownie szczytowo-pompowe, będące dużymi magazynami energii potencjalnej spadku wody, a także swoistymi magazynami energii elektrycznej.

Powyższy wykres przedstawia moc generowaną przez źródła pogodowozależne w polskim systemie elektroenergetycznym. Dane publikowane przez

ENTSO-E dla Polski zawierają jedynie generację źródeł wiatrowych, brak jest informacji o generacji źródeł fotowoltaicznych. Średni udział energii wiatrowej w łącznej energii generowanej w Polsce wynosi 9,78%, zaś waha się od 0% aż do 33% w okresach o niższym zapotrzebowaniu na energię.

Dane dotyczące niemieckiego systemu elektroenergetycznego są nieco dokładniejsze, gdyż są dostarczane w odstępach 15 minut. Zawierają także bieżącą generację źródeł fotowoltaicznych. Przy uśrednieniu dziennym dla 2019 roku widać, że źródła wiatrowe odpowiadają w niektórych dniach za ponad 50% mocy, zaś źródła fotowoltaiczne nawet 24%. Dla danych 15-minutowych zdarzają się udziały znacznie wyższe, odpowiednio do 64% i 52% mocy, a łączne wartości dla źródeł pogodowozależnych (VRE) sięgają nawet 69%. Pokazuje to potencjał dla wdrażania znacznej ilości takich źródeł w polskim systemie.

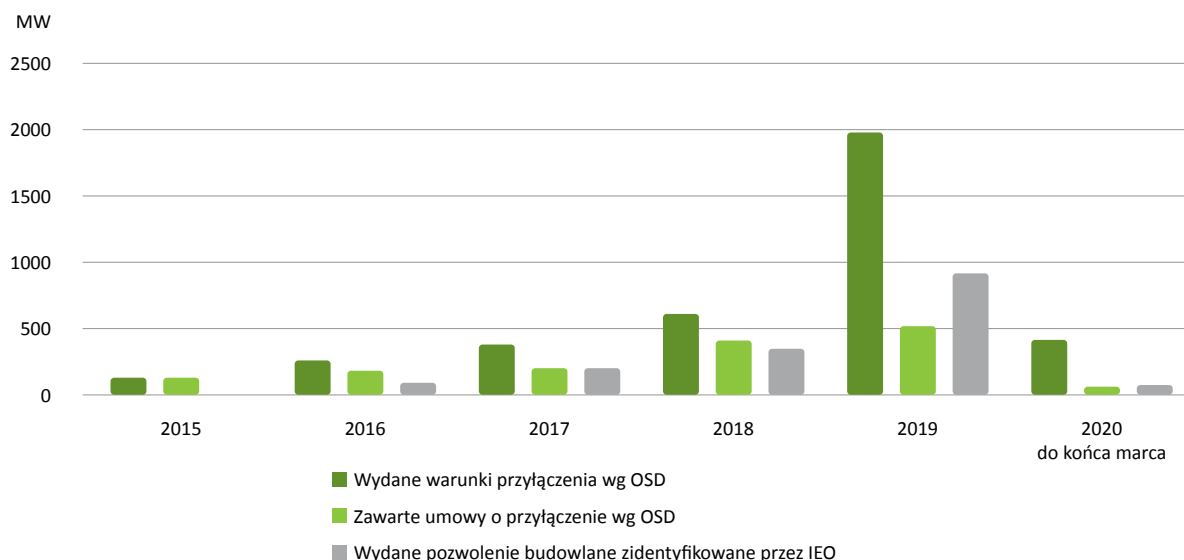
Zwiększanie udziałów OZE pogodowozależnych w systemie jest możliwe, ale wymagać będzie zaawansowanych metod prognozowania produkcji z tych źródeł, magazynów energii elektrycznej, modernizacji sieci elektroenergetycznej w celu podniesienia efektywności i minimalizacji możliwości awarii, zarządzania popytem, inteligentnych liczników, zagospodarowywania nadwyżek energii w postaci ciepła czy np. wodoru (ang. power-to-heat, power-to-hydrogen).⁵

⁴ W Polsce za bilansowanie sieci elektroenergetycznej odpowiada Operator Systemu Przesyłowego (OSP), tj. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

⁵ IRENA (2019), *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



Moc projektów, które są na danym etapie zaawansowania



Rysunek 1.6. Moc projektów fotowoltaicznych na danym etapie rozwoju.

Źródło: dokumenty OSD, IEO; oprac. IEO

1.3.1. Sieci elektroenergetyczne

Aby wdrażanie znacznej liczby instalacji pogodowo- niezależnych OZE było możliwe, niezbędny jest nieustanny rozwój sieci elektroenergetycznej. Odpowiadają za to operatorzy systemów przesyłowych (w Polsce – PSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) oraz dystrybucyjnych (w Polsce czterech największych operatorów to: PGE Dystrybucja, ENEA Operator, Tauron Dystrybucja, Energa Operator). Sieć przesyłowa jest siecią najwyższych napięć stosowanych w naszym kraju, tj. 400 kV oraz 220 kV. Natomiast sieci dystrybucyjne składają się z linii od 1 kV do 110 kV. W przypadku energetyki odnawialnej, większość instalacji przyłączana jest do sieci zarządzanej przez poszczególnych operatorów dystrybucyjnych (OSD). Dotyczy to szczególnie fotowoltaiki, gdzie zdecydowana większość przyłączanych instalacji ma moc przyłączeniową około 1 MW. Na podstawie informacji udostępnianej przez czterech największych operatorów systemów dystrybucyjnych o podmiotach ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci o napięciu powyżej 1 kV oraz danych własnych, IEO sporządził analizy obecnie rozwijanych projektów wiatrowych i fotowoltaicznych (PV). Pierwszym etapem w procedurze przyłączania instalacji do sieci jest otrzymanie warunków przyłączenia od OSD, następnie zawarcie umowy o przyłączenie. Równolegle dla inwestycji należy uzyskać decyzję środowiskową (ten etap jest bardziej istotny dla elektrowni wiatrowych) oraz pozwolenie budowlane.

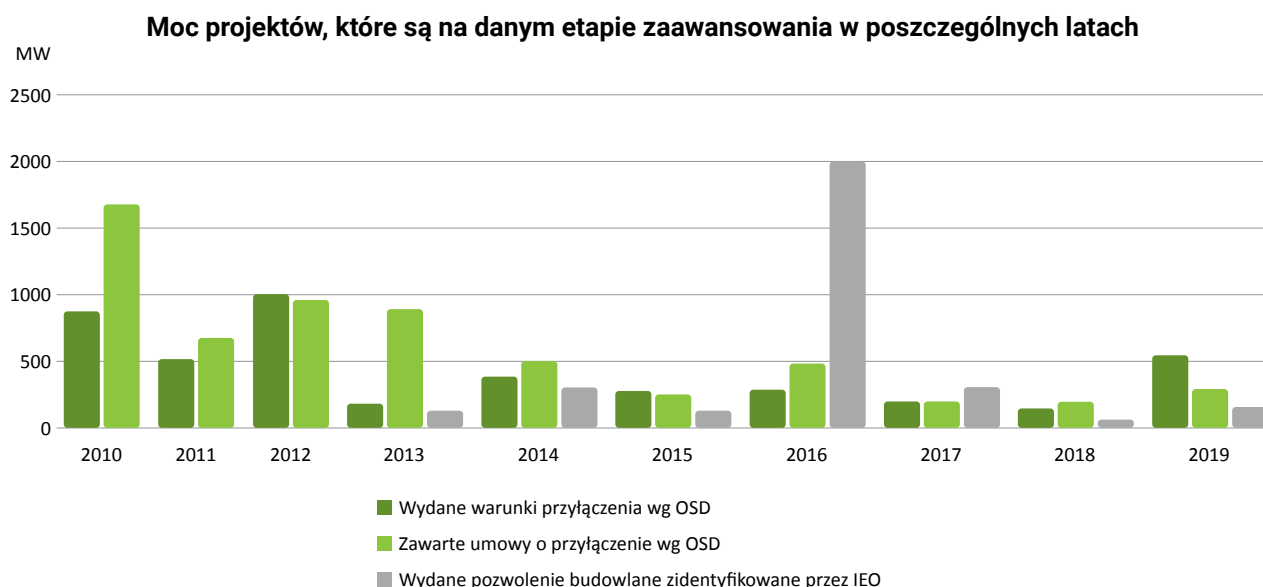
1.3.2. Projekty fotowoltaiczne

Z analiz IEO wynika, że obecnie jest przygotowywanych co najmniej 4 GW projektów PV o różnych

mocach z wydanymi warunkami przyłączenia oraz 1,6 GW projektów z zawartą umową przyłączeniową. W samym tylko pierwszym kwartale 2020 roku warunki przyłączenia do sieci otrzymały projekty PV o łącznej mocy ponad 400 MW. To więcej niż łączna moc wydanych warunków przyłączenia w całym 2017 roku. Natomiast w 2019 r. czterech największych operatorów wydało więcej warunków przyłączenia dla projektów fotowoltaicznych niż we wszystkich poprzednich latach łącznie. Wskazuje to na nieustannie rosnące zainteresowanie inwestorów tą technologią i dynamiczny rozwój rynku.

1.3.3. Projekty wiatrowe

Z analiz IEO wynika, że obecnie jest w przygotowaniu co najmniej 7,8 GW projektów wiatrowych o różnych mocach, z wydanymi warunkami przyłączenia oraz 6,9 GW projektów z zawartą umową przyłączeniową. Na poniższym wykresie przedstawiono moc projektów wiatrowych, które są na poszczególnych etapach rozwoju na przestrzeni ostatnich 9 lat. Z przedstawionych danych wynika, że rozwój projektów wiatrowych został zahamowany, a liczba wydawanych warunków przyłączenia do sieci wyraźnie spadła. W liczbie wydanych pozwoleń budowlanych można zaobserwować wyraźny pik w 2016 roku. Powyższe jest skutkiem wejścia w życie ustawy ograniczającej maksymalną odległość zabudowań mieszkalnych od elektrowni wiatrowej do odległości dziesięć razy większej niż wysokość całej konstrukcji. Inwestorzy chcąc uniknąć zatrzymania rozwoju projektów wiatrowych ubiegali się o pozwolenie budowlane przed wejściem w życie niekorzystnych przepisów.



Rysunek 1.7. Moc projektów wiatrowych na danym etapie rozwoju.

Źródło: dokumenty OSD, IEO; oprac. IEO

1.3.4. Dostępne moce przyłączeniowe

Przyłączanie nowych źródeł energii elektrycznej do systemu jest uwarunkowane możliwościami przesyłowymi systemów oraz dostępnością i stanem infrastruktury sieciowej. Operatorzy systemów dystrybucyjnych zgodnie z przepisami ustawy Prawo Energetyczne aktualizują i udostępniają informacje o wielkości dostępnych mocy przyłączeniowych dla sieci powyżej 1 kV dla najbliższych 5 lat. W publikowanej informacji operatorzy uwzględniają zmiany układu sieci (nowe węzły, połączenia, zmiany obciążalności linii) oraz źródła, które już otrzymały warunki przyłączenia. IEO przeprowadziło analizę danych udostępnionych przez czterech największych operatorów. Z analizy wynika, że dostępna moc przyłączeniowa będzie powiększana z roku na rok o maksymalnie 6%, a w kolejnych latach o 2%. Według danych czterech największych operatorów moc przyłączeniowa dla całkowicie nowych projektów w tym roku wynosi 11,1 GW, a w 2025 osiągnie około 13,5 GW.

1.3.5. Stan sieci ciepłowniczych

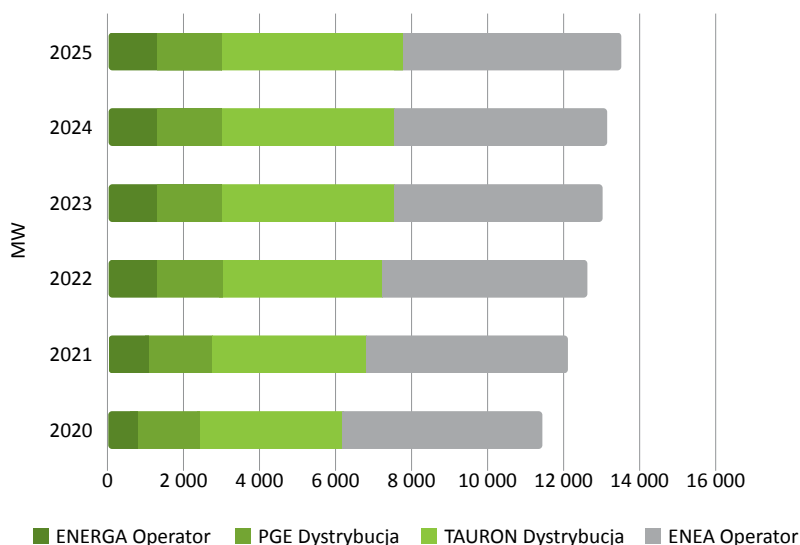
Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki w Polsce istnieje 399 koncesjonowanych systemów ciepłowniczych, tj. posiadających moc zamówioną powyżej 5 MWt. Łączna moc zainstalowana sięga 56 GWt, zaś zamówiona 34,5 MWt. Niemal 60% przedsiębiorstw wytwórczych stanowią źródła małe 50 MWt. Łączne ciepło oddane do sieci wynosi niemal 267 TJ. Imponująca jest także długość sieci ciepłowniczych w Polsce, wynosząca ponad 22 tys. km.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze przeznaczyły na inwestycje 2,9 mld zł, przy czym aż 80,5% stanowiły środki własne, co jest wysoką wartością, biorąc pod uwagę rentowność szacowaną na poziomie jedynie 1,88%. Były to nakłady związane z modernizacją, rozwojem oraz ochroną środowiska, a także wdrażaniem odnawialnych źródeł energii.⁶

Sektor ciepłownictwa w Polsce jest oparty obecnie na tzw. trzeciej generacji sieci ciepłowniczych (3GDH) – głównym nośnikiem ciepła jest gorąca woda pod wysokim ciśnieniem, gdzie temperatura zasilania (tj. temperatura nośnika wychodzącego z ciepłowni) wynosi ok. 100°C, zaś coraz większą część sieci składa się z elementów preizolowanych, co ogranicza straty ciepła. Trendem europejskim jest natomiast wdrażanie technologii opartych na czwartej generacji sieci ciepłowniczych (4GDH), czyli dalsze obniżanie temperatury dostarczanego nośnika ciepła do ok. 60°C, a także wykorzystanie nowych technologii takich jak ciepło odpadowe, wielkoskalowe kolektory słoneczne oraz inteligentne sieci ciepłownicze, które poza fizyczną siecią (rury, źródła ciepła, urządzenia kontrolne i pomiarowe) korzystają także z tzw. Internetu Rzeczy oraz inteligentnych systemów decyzyjnych (zaawansowane systemy predykcyjne i analityczne)⁷.

⁶ URE, *Energetyka ciepła w liczbach – 2018*. Urząd Regulacji Energetyki 2018.

⁷ *Transition to the 4th generation district heating – possibilities, bottlenecks, and challenges*, Haoran Li, Natasa Nord, 2018



Rysunek 1.8. Szacunkowa dostępna moc przyłączeniowa [MW].

Źródło: dokumenty OSD, oprac. IEO

1.4. Aktualny system wsparcia wytwarzania energii z OZE

1.4.1. Świadectwa pochodzenia

Od 2005 roku działa w Polsce system wsparcia oparty na tzw. świadectwach pochodzenia. Producenci otrzymują certyfikat za każdą wytworzoną jednostkę energii w instalacji OZE. Przedsiębiorstwa energetyczne, dostarczające energię elektryczną do odbiorców końcowych oraz innego rodzaju podmioty, obowiązane są przedstawiać URE świadectwa pochodzenia w celu ich umorzenia do 30 czerwca danego roku przy rozliczeniu za poprzedni rok kalendarzowy. Innym sposobem spełnienia obowiązku jest uiszczenie opłaty zastępczej. Opłata zastępcza za jedną MWh wynosi 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, jednak nie więcej niż 300,03 złotych. W przypadku niespełnienia jednej z dwóch możliwości, podmioty muszą zapłacić karę. Świadectwa pochodzenia do 2016 roku przysługiwały zarówno instalacjom istniejącym, jak i nowym, wybudowanym w trakcie obowiązywania tego systemu. Wraz z wejściem w życie nowego systemu wsparcia w postaci aukcji, ze świadectw pochodzenia mogą korzystać instalacje istniejące już przed 1 lipca 2016. Istniejące instalacje, które nie zdecydowały się na uczestnictwo w systemie aukcyjnym, nadal mają prawo uzyskiwać świadectwa pochodzenia, ale okres wsparcia ograniczono do 15 lat od daty, w której instalacja po raz pierwszy wprowadziła energię elektryczną do sieci.

Zakłady energetyczne w Polsce są zobowiązane wykazać się odpowiednim udziałem zielonej

energii w bilansie energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców. Obecna wartość na 2020 rok, widniejąca w ustawie o OZE, wynosi **19,35%**. Zakład energetyczny może zakupić zieloną energię bezpośrednio od producenta energii odnawialnej lub zakupić zielone certyfikaty na Towarowej Giełdzie Energii. Obecnie na rynku odbywa się obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia odnoszącymi się do:

- produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, tzw. **„zielone certyfikaty”** (ze średnią ceną w lutym 2020 roku na poziomie ok. 150 zł/MWh);
- produkcji energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych tzw. **„błękitne certyfikaty”** (ze średnią ceną w lutym 2020 roku na poziomie ok. 300 zł/MWh);

1.4.2. Aukcje OZE

Rozdział 4 Ustawy OZE, który zasadniczo zmienił system wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wszedł w życie w dniu 1 lipca 2016 r. i wprowadził „system aukcyjny”. Aukcje działają na zasadach „pay as bid”. Wygrywają w nich oferty o najniższych cenach ofertowych za jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej. Ten typ aukcji wspiera najbardziej efektywne technologie i lokalizacje, a także zapewnia stały strumień przychodów dla wytwórcy przez okres 15 lat. Ograniczeniem liczby wygranych projektów jest wolumen energii możliwy do zakontraktowania w danej aukcji, ustalany przez Prezesa URE. Dla nowych instalacji OZE, czyli takich inwestycji, które

w trakcie wygrania aukcji jeszcze nie są gotowe do produkcji energii elektrycznej, wprowadzone zostały następujące instrumenty wsparcia, które zyskuje się w momencie wygrania aukcji:

- dla instalacji OZE powyżej 500 kW: kontrakty różnicowe (tzw. CfD),
- dla średniej wielkości instalacji biogazowych i wodnych o mocy większej niż 500 kW, ale mniejszej niż 2,5 MW oraz dla instalacji biomasowych o mocy większej niż 500 kW, ale mniejszej niż 1 MW: prawo do pokrycia ujemnego salda w postaci taryf Premium (tzw. feed-in premium tariffs),
- dla małych instalacji i mikroinstalacji biogazowych i wodnych o mocy mniejszej niż 500 kW: taryfy gwarantowane (tzw. feed-in tariffs),

Instalacje, które otrzymały wsparcie na zasadzie CfD, mają prawo otrzymać tzw. **pokrycie ujemnego salda**. Sprzedają one wytworzoną energię na giełdzie TGE i jeśli średnia miesięczna cena rynkowa będzie niższa niż cena aukcyjna zaoferowana przez instalację, to wytwórca otrzyma wyrównanie. Ujemne saldo zostanie zapłacone przez spółkę Zarządca Rozliczeń S.A., jednoosobową spółkę Skarbu Państwa pełniącą funkcję operatora rozliczeń. W przypadku jednak, gdy cena rynkowa przewyższy cenę aukcyjną, dodatnie saldo będzie rozliczane przez właściciela Instalacji OZE ze spółką Zarządca Rozliczeń w postaci potrącenia z kolejnym ujemnym saldem. Jeżeli dana instalacja wytworzy więcej energii elektrycznej, niż zaoferuje

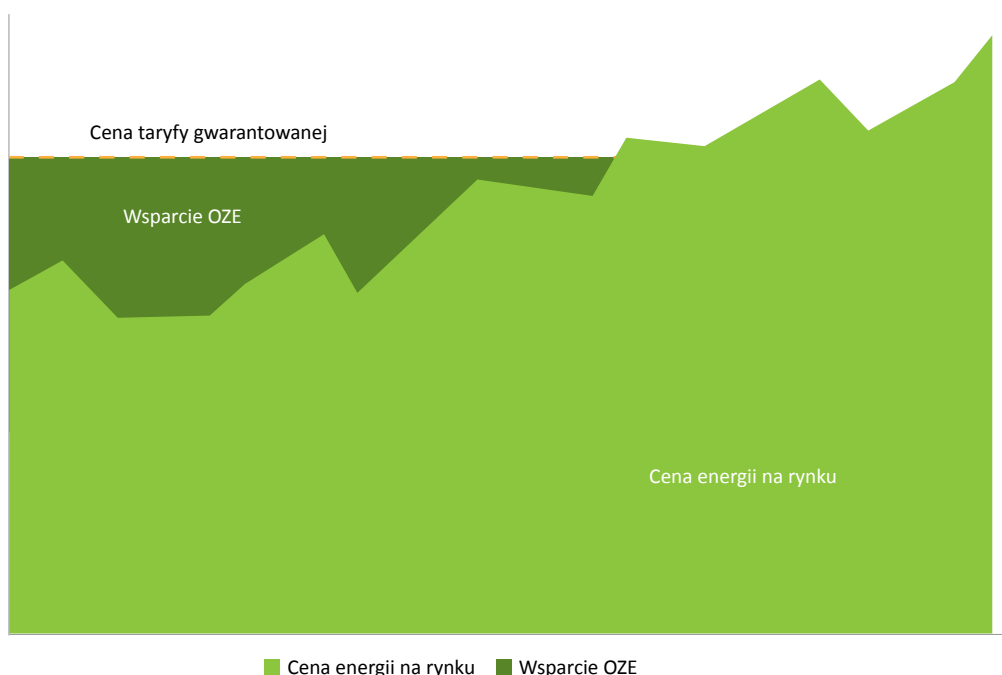
podczas aukcji, nie otrzyma za nadwyżkę energii elektrycznej kwoty stanowiącej różnicę między cenami. Przez cały okres wsparcia gwarantowana cena aukcyjna przyznana Instalacji OZE będzie corocznie waloryzowana polskim wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych.

Dla małych instalacji OZE **taryfa gwarantowana** to nic innego jak sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego po stałej cenie przez cały okres trwania wsparcia. Taryfy Premium dla średniej wielkości jednostek polegają na wyrównaniu ceny sprzedaży energii na konkurencyjnym rynku do poziomu taryfy gwarantowanej. Mechanizm pokrycia ujemnego salda odwołuje się do różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej, a stałą ceną zakupu. Oznacza to, że w tym modelu wytwórca będzie mógł wygenerować dodatkowe przychody, o ile będzie w stanie wynegocjować kontrakt o wyższych cenach, dotyczący chociażby energii szczytowej.

Stać cena zakupu dla poszczególnych technologii, które będą mogły korzystać z FIT-u, będzie wynosiła 95% ceny referencyjnej oraz 90% ceny referencyjnej dla FiP-u, określonej w odpowiednich przepisach wykonawczych, ustalanych corocznie.

Aukcje OZE organizowane są dla **5 różnych koszyków**:

- Koszyk 1: instalacje biogazowe i instalacje spalania biomasy



Rysunek 1.9. Mechanizm działania wsparcia w formie taryf premium, oprac: IEO



- Koszyk 2: instalacje wodne, instalacje geotermalne, instalacje wykorzystujące biopaliwa ciekłe i morskie farmy wiatrowe
- Koszyk 3: instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy
- Koszyk 4: lądowe farmy wiatrowe i farmy słoneczne
- Koszyk 5: hybrydowe instalacje OZE

Każdy koszyk został dodatkowo podzielony na **podkoszyki** dla: istniejących instalacji (czyli instalacji działających przed dniem 1 lipca 2016 r.) oraz nowych instalacji (czyli instalacji, które rozpoczęły działalność po dniu 1 lipca 2016 r. w wyniku wprowadzenia aukcji). Ustawa o OZE przewiduje organizowanie dla tych koszyków odrębnych aukcji dla instalacji OZE o łącznej mocy: a) mniejszej niż 1 MW lub równej 1 MW oraz b) większej niż 1 MW.

Wytwórca, który wygra aukcję, może skorzystać ze wsparcia, jeżeli instalacja OZE powstanie i zacznie sprzedawać energię elektryczną w określonym terminie po aukcji, czyli:

- 24 miesięcy w przypadku instalacji fotowoltaicznych
- 33 miesięcy w przypadku instalacji wiatrowych na lądzie
- 42 miesięcy w przypadku innych instalacji

Do tej pory, w latach 2016–2019, odbyły się cztery tury aukcji, które można podsumować w kilku najważniejszych punktach:

- W aukcjach udzielono wsparcia dla ponad 2000 instalacji. Łączna wartość energii objętej wygranymi ofertami wyniosła ponad 38 mld zł. System aukcyjny przewiduje pomoc publiczną rozdysponowaną na drodze aukcji w latach 2016–2021 na poziomie 40 mld zł^{8,9}. Pomoc publiczna liczona jest jako wartość sprzedanej energii pomniejszona o rynkowe ceny.
- W wyniku rozstrzygnięcia przeprowadzonych aukcji sprzedano w sumie prawie 154 TWh.
- Zdecydowana większość wsparcia – tj. blisko 37 miliardów złotych – trafiła do instalacji nowych,

czyli takich, w których wytworzenie energii elektrycznej po raz pierwszy nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji.

- Istniejące instalacje, które migrują z systemu świadczeń pochodzenia z przeznaczonej dla nich puli o wartości 46 mld złotych, zdołały zagospodarować nieco ponad 1 mld złotych, co stanowi niewiele ponad 2% łącznej wartości energii.
- Beneficjentami systemu aukcyjnego są głównie wytwórcy wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego i wiatru na lądzie. Pozostałe technologie stanowią margines.
- Najniższa średnia cena z ofert wygranych w danym koszyku została odnotowana w aukcji dedykowanej elektrowniom wiatrowym i wyniosła niecałe 200 zł/MWh (2018 rok).
- Obserwujemy także spadek kosztów wytwarzania energii z instalacji fotowoltaicznych: średnia cena z ofert wygranych w 2017 r. wyniosła 372 zł/MWh, w 2018 r. wyniosła już tylko 352 zł/MWh, a w 2019 r. – 317 zł/MWh.
- W wyniku rozstrzygnięcia dotychczasowych aukcji może powstać ok. 3,4 GW nowych mocy w technologii wiatrowej, ok. 1,7 GW w technologii PV oraz niecałe 70 MW nowych mocy w pozostałych technologiach OZE.

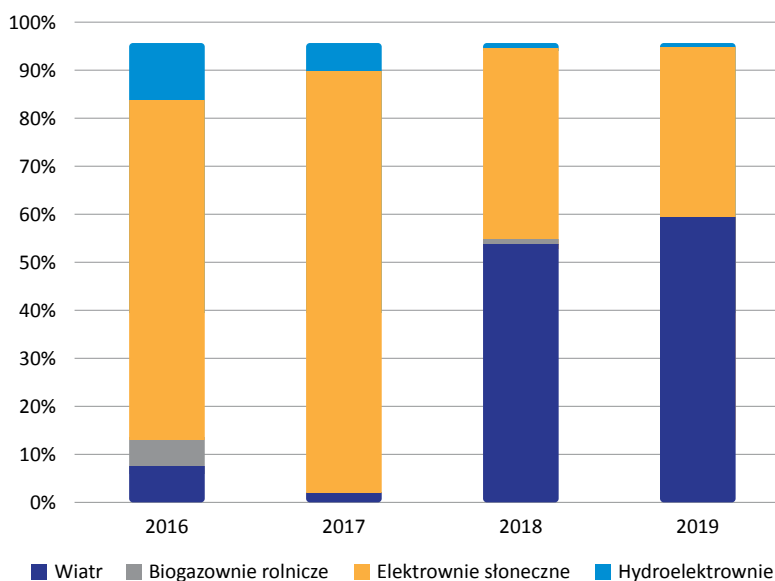
Według Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 31 grudnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r., szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w 2020 r. powstaną instalacje wykorzystujące m.in:

- energię wiatru na lądzie (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – 800 MW,
- energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – 700 MW,
- energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – 800 MW.

W 2020 roku można spodziewać się dwóch rund aukcji: pierwszej tury aukcji w połowie tego roku, a drugiej – w ostatnim kwartale br. Szacuje się, że wartość energii sprzedanej na drodze aukcji sięgnie około 25 mld zł.

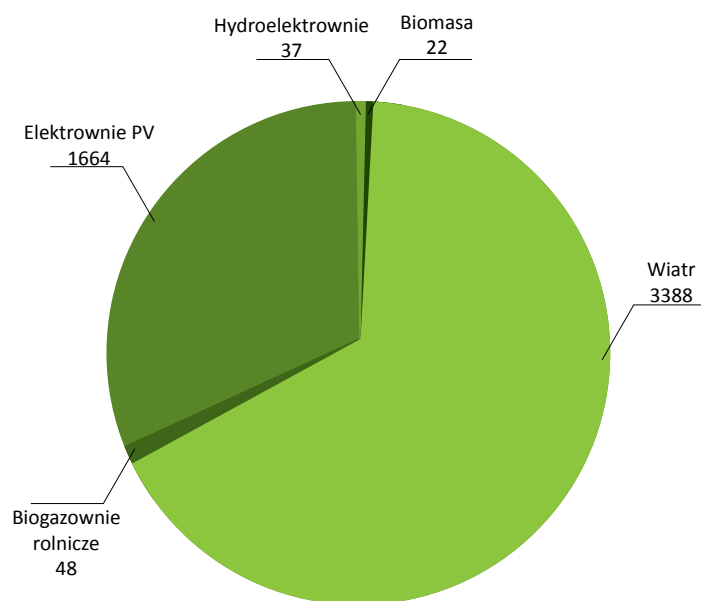
⁸ KE potwierdziła zgodność polskiego systemu wsparcia OZE z unijnym prawem pomocy publicznej. URL <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/ke-potwierdzila-zgodnosc-polskiego-systemu-wsparcia-oze-z-unijnym-prawem-pomocy-publicznej-2>

⁹ Decyzja KE ws. OZE dobrym sygnałem dla polskiego rynku. URL <https://www.cire.pl/item,155859,1,0,0,0,0,me-ke-zatwierdzila-polski-program-wspierania-energii-ze-zrodel-odnawialnych.html>



Rysunek 1.10. Struktura sprzedaży energii w aukcjach w latach 2016–2019.

Źródło: URE



Rysunek 1.11. Udział mocy zainstalowanych poszczególnych technologii [MW] wynikający z dotychczas przeprowadzonych aukcji.

Źródło URE, oprac. IEO

1.4.3. System opustów dla mikroinstalacji

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wprowadziła system wsparcia dla prosumentów z mikroinstalacji, czyli instalacji OZE o mocy nie większej niż 50 kW. Według ww. prosumentem jest odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej.

Prosumentami, w świetle ustawy, mogą być zarówno gospodarstwa domowe, przedsiębiorcy, jak i spółdzielnie energetyczne. System wsparcia polega na tzw. opustach. W rozliczeniu rocznym, prosument może odebrać określoną ilość energii elektrycznej, którą w trakcie rocznej pracy własnej instalacji „odał” do sieci energetycznej. Sieć energetyczna działa w tym wypadku jak magazyn energii o określonej sprawności. Po ostatniej nowelizacji ustawy z połowy 2019 roku współczynniki, które określają ilość energii, którą można odebrać z sieci bez dodatkowych opłat za nią, wyglądają następująco:



- dla instalacji do 10 kW: można odebrać 80% wcześniej dostarczonej energii
- dla instalacji od 10 do 50 kW: można odebrać 70% wcześniej dostarczonej energii
- dla spółdzielni energetycznych: można odebrać 60% wcześniej dostarczonej energii

W tym miejscu warto nadmienić, że prosument przy odbiorze energii z sieci zwolniony jest z opłaty za tzw. energię czynną oraz opłat dystrybucyjnych w zakresie składników zmiennych. Prosument posiada 365 dni od daty odczytu rozliczeniowego na odbiór z sieci nadwyżki energii, po upływie powyższego okresu traci taką możliwość. Zasada ta ogranicza zbyt duże przewymiarowywanie instalacji. Przedsiębiorstwa i spółdzielnie mogą brać udział w systemie opustów zgodnie z powyższymi współczynnikami odbioru energii lub mogą sprzedawać pozyskaną przy pomocy mikroinstalacji energię dowolnemu sprzedawcy na uzgodnionych z nim warunkach.

Należy pamiętać, że najkorzystniejszą opcją dla prosumenta jest natychmiastowa autokonsumpcja wytworzonej energii. Magazynowanie w sieci jest buforem zabezpieczającym, jednak należy pamiętać, że od każdej 1 kWh oddanej energii, zabierane jest w rozliczeniu od 0,2 kWh (dla gospodarstw domowych) do aż 0,4 kWh (dla spółdzielni energetycznych).

1.4.4. Obowiązek zakupu „zielonej energii” dla instalacji o mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW

Zgodnie z poprzednio obowiązującymi regulacjami, instalacjom odnawialnych źródeł energii przysługiwały świadectwa pochodzenia. Korzystały one również z nałożonego na lokalnych dostawców energii elektrycznej obowiązku zakupu energii elektrycznej z Instalacji OZE po cenie określonej w Ustawie o OZE. Cena ta obowiązywała przez 15 lat od momentu, gdy instalacja po raz pierwszy wprowadziła energię elektryczną do sieci w okresie rozruchu i była równa średniej hurtowej cenie rynkowej, obliczanej i ogłaszanej przez Prezesa URE. Od dnia 1 stycznia 2018 r. obowiązek zakupu został ograniczony do energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE o łącznej mocy zainstalowanej **mniejszej niż 500 kW**. Oznacza to, że istniejące instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej 500 kW lub większej nie mogą się już domagać, by tzw. „sprzedawcy zobowiązani” kupowali od nich energię elektryczną, ale są zmuszone sprzedawać energię elektryczną na rynku.

1.5. Wsparcie finansowe dla inwestycji w OZE

W okresie wspierania energii elektrycznej z OZE systemem zielonych certyfikatów możliwe było łączenie pomocy eksploatacyjnej z inwestycyjną (system aukcyjny też umożliwia korzystanie z dotacji, ale wymaga jej odjęcia od ceny aukcyjnej). Podstawą wsparcia inwestycyjnego na OZE od momentu wejścia do UE były fundusze UE, rozdysponowane zarówno na szczeblu rządowym (np. POiŚ), jak i regionalnym (RPO). W latach 2007-2020 Polska z funduszy UE uzyskała 7,7 mld zł na OZE¹⁰. Szczegółowe alokacje podają tabele 1.1 i 1.2. Głównym beneficjentem funduszy UE 2014-2020¹¹ (po problemach z wydatkowaniem funduszy na energię wodną i geotermię w latach 2007-2013) miała być energetyka słoneczna (w tym fotowoltaika) i energetyka wiatrowa.

O ile Polska nie miała jednak większych problemów z wydatkowaniem funduszy 2007-2013, o tyle olbrzymim problemem stało się wydatkowanie funduszy na OZE w latach 2014-2020¹². M.in. w znikomym zakresie zostały wydane środki na klastry (POiŚ, Działanie 1.1.1). W marcu br. Komisja zgodziła się na zagospodarowanie 7,5 mld euro dotychczas niezakontaktowanych środków z lat 2014-2020¹³, które nie zostałyby wydane w ogóle z powodu braku krajowego współfinansowania (znaczna część tych środków to niewydana/niezakontaktowana alokacja na OZE).

W zakresie instalacji prosumenckich (możliwość łączenia dotacji ma autokonsumpcję z systemem wsparcia w postaci „opustów”) dostępne było finansowanie z krajowych funduszy ekologicznych (NFOŚiGW) oraz funduszy centralnych (BGK, PFR). Najbardziej znane, centralne programy wsparcia prosumentów to:

- program dopłat do kredytów bankowych na zakup i montaż kolektorów słonecznych (600 mln zł na lata 2009-2013)
- program dotacji prosument (800 mln zł na lata 2013-2016 na zakup różnych technologii)

¹⁰ Wiśniewski G. Nasza Europa – nie tylko wspólny rynek. URL: <https://odnawialny.blogspot.com/2019/05/nasza-europa-nie-tylko-wspolny-rynek.html>

¹¹ IEO: Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie OZE – wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020. Ekspertyza Instytutu Energetyki Odnawialnej dla Ministerstwa Rozwoju Regionalnego

¹² IEO: Analiza i ocena polityk, programów, prawa w zakresie rozwoju źródeł energii odnawialnej w Polsce. Ekspertyza dla Najwyższej Izby Kontroli, 2017 rok.

¹³ KE: do Polski ma trafić 7,4 mld euro w związku z wpływem koronawirusa na gospodarkę. URL: <https://www.gazetaprawna.pl/artykuly/1460108,ke-do-polski-ma-trafic-7-4-mld-euro-w-zwiazku-z-wplywem-koronawirusa-na-gospodarke.html>

**Tabela 1.1.** Fundusze UE 2007-2013– alokacja na OZE (źródło: Ministerstwo Rozwoju, oprac. IEO)

PLN, wg kursu 3,9 z początku 2007 roku (alokacja)	Fundusze strukturalne	Fundusze spójności	RAZEM
Obszar/nazwa kategorii	Ogółem 16 RPO	POIS	
Energia odnawialna: wiatrowa	205 011 857	88 806 802,50	293 818 660
Energia odnawialna: słoneczna	210 227 708	231 336 280,50	441 563 988
Energia odnawialna: biomasa	361 503 882	1 323 429 248,70	1 684 933 131
Energia odnawialna: hydroelektryczna, geotermiczna i pozostałe	458 913 181	582 767 788,20	1 041 680 969
SUMA	1 235 656 628	2 226 340 120	3 461 996 748

Tabela 1.2. Fundusze UE 2014-2020– alokacja na OZE (źródło: Ministerstwo Rozwoju, oprac. IEO)

PLN, wg kursu 4,2 z początku 2014 roku (alokacja)	Fundusze strukturalne	Fundusze spójności	RAZEM
Obszar/nazwa kategorii	Ogółem 16 RPO	POIS	
Energia odnawialna: wiatrowa		252 000 000	252 000 000
Energia odnawialna: słoneczna		25 200 000	25 200 000
Energia odnawialna: biomasa		315 000 000	315 000 000
Energia odnawialna: hydroelektryczna, geotermiczna i pozostałe		37 800 000	37 800 000
SUMA	3 577 560 000	630 000 000	4 207 560 000

- program dotacji dla prosumentów „Mój prąd” (1 mld zł na lata 2019 – aż do wyczerpania – na zakup instalacji PV)
- gwarancja bankowa BiznesMax dla prosumentów biznesowych udostępniona na budowę instalacji PV za pośrednictwem banków komercyjnych przez Bank Gospodarstwa Krajowego w 2019 roku

Polska nie posiada eksploatacyjnego systemu wsparcia dla ciepłownictwa (podatki, certyfikaty, taryfy itd.). Środki na transformację ciepłownictwa oferowane przez krajowe fundusze ekologiczne oraz fundusze unijne 2014-2020 nie generują odpowiedniej ilości projektów inwestycyjnych i wniosków i są w niedostatecznym zakresie wykorzystywane w ciepłownictwie systemowym, a także indywidualnym (również w zakresie jego włączania do ciepłownictwa systemowego). Środki na OZE w programach „Polska Geotermia Plus”, „Energia Plus”, „Ciepłownictwo powiatowe

– pilotaż” oraz POIS (działania: 1.2, 1.5 i 1.6), a także w programie „Czyste powietrze” są wykorzystywane w zbyt wolnym tempie w stosunku do potrzeb w zakresie przyspieszonej transformacji w oparciu o OZE, w niewystarczającym stopniu budują doświadczenia pod perspektywę 2021-2030 i nie rozwijają łańcucha dostaw (producenci urządzeń, firmy instalacyjne) oraz wartości dodanej w zakresie dostaw nowych technologii.

Można postawić co najmniej kilka hipotez co do źródeł wyżej opisanych problemów. Nie wszystkie leżą po stronie konstrukcji ww. programów wsparcia inwestycyjnego nieatrakcyjnych ekonomicznie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych lub nakierowanych na technologie o małym potencjale, np. ORC, które w okresie do 2030 roku nie odegrają większej roli. Część problemów może leżeć po stronie innych instrumentów niż finansowe wsparcia inwestycyjne dla ciepłownictwa, niekoniecznie spójnych



z polityką UE i obecnymi priorytetami wydatkowania funduszy UE. Np. niezwykle silne i kosztowne wsparcie kogeneracji na paliwach kopalnych utrudnia wprowadzenie OZE do ciepłownictwa i tworzenie programów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych spójnych z priorytetami funduszy UE. Ryzyko regulacyjne związane z uzasadnionymi obawami o przyszłość kogeneracji na paliwach kopalnych rodzi niepewność o warunki konkurencji na rynku ciepła i utrudnia pozyskanie kapitału na ambitniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, dające większe efekty ekologiczne.

Badania prowadzone przez IEO pokazują rosnące zainteresowanie nowymi technologiami OZE w ciepłownictwie (30-50% firm deklaruje w tym zakresie chęć inwestowania), a dotychczas pasywną postawę branży ciepłowniczej można tłumaczyć niepewnością co do tempa transformacji energetycznej w Polsce i jej zgodności z priorytetami UE. Zbyt wolna transformacja, instrumenty ochrony status quo (np. kolejne derogacje) mogą powodować utratę przewag konkurencyjnych po stronie bardziej ambitnych przedsiębiorców, tzw. *forefront runners*. W efekcie nieraz nieuświadomianych hamulców regulacyjnych, ambitne programy finansowania, zwłaszcza wtedy, gdy nie są wpisane w szerszy kontekst nieuchronności unijnej polityki na rzecz neutralności klimatycznej, mogą nie trafiać do znacznej części przedsiębiorców.

Warunkiem powodzenia i skuteczności realizacji programów wsparcia inwestycyjnego w ciepłownictwie są też zagadnienia leżące poza kompetencjami NFOŚiGW i innych funduszy na wsparcie OZE, w tym na wsparcie innowacji, które jednak powinny być brane pod uwagę i szerzej dyskutowane. Przeszkodą w transformacji ciepłownictwa zidentyfikowaną przez działający w 2019 roku przy Ministerstwie Energii Zespół ds. Określenia Rynku Ciepłownictwa są ramy taryfowania w ciepłownictwie. Niestety, sposób taryfowania ciepłownictwa nie uwzględnia specyfiki wprowadzania technologii OZE do systemów ciepłowniczych i może zmniejszać atrakcyjność wsparcia inwestycyjnego. Chodzi np. o penalizowanie obniżoną stopą zwrotu z kapitału zainwestowanego przedsiębiorstw inwestujących w nowe moce w źródłach o niskich kosztach eksploatacyjnych i niższych współczynnikach wykorzystania mocy za instalowanej.

W marcu 2018 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet działań dotyczących systemu finansowego, którego celem ma być wspieranie starań UE na rzecz klimatu i zrównoważonego rozwoju. Plan działań nie tylko ustala zasady dla finansów publicznych, ale zmierza także w kierunku tworzenia takich ram prawnych,

które zachęcą do podobnych działań prywatne podmioty, m.in.: banki, zakłady ubezpieczeń, fundusze emerytalne, podmioty zarządzające aktywami lub doradców inwestycyjnych. W ślad za planem, przedstawione zostały propozycje aktów prawnych, w których wypracowaniu duży udział miała techniczna grupa ekspertów HELG powołana przez Komisję (w grupie tej aktywnie działał Związek Banków Polskich). Jedną z kluczowych propozycji jest wprowadzenie systemu jednolitej klasyfikacji (tzw. taksonomii) działalności podmiotów systemów finansowych. Rozporządzenie, którego ostateczny kształt został uzgodniony na początku grudnia 2019 r., ma wskazywać, które z finansowych działalności przyczyniają się do zrównoważonego rozwoju, w tym zapobiegania zmianom klimatu. Celem Komisji Europejskiej jest, aby wspólne zasady obowiązywały nie tylko publiczny sektor finansowy, ale także podmioty prywatne. Jest duża szansa, że tak się stanie, co oznacza, że dziś podejmowane decyzje będą miały kluczowe znaczenie dla kształtu przyszłych inwestycji energetycznych w UE. Rozwiązania te zdecydowanie promują inwestycje w OZE kosztem inwestycji w paliwa kopalne, w tym także w gaz. Nowa perspektywa finansowa UE 2021-2027 ma potencjał, by ukierunkować polską politykę energetyczną i całą energetykę na nowe, tym razem zielone tory.

1.6. Nowe regulacje i wymagania UE dotyczące rozwoju wytwarzania OZE

Pakiet zimowy (2018)

„Pakiet Zimowy” jest potoczną nazwą zbioru regulacji prawnych w zakresie energetyki, jaki Komisja Europejska opublikowała 30 listopada 2016 roku. Pakiet jest w zasadzie kontynuacją polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej sformułowanej w roku 2005 pod nazwą „3 x 20”. Dyrektywy zawarte w pakiecie zimowym ustanowiły nowe ramy prawne rozwoju OZE na lata 2021–2030.

Unia Europejska określiła w nim kolejne „zielone” cele na koniec trzeciej dekady tego stulecia. Cele te zostały zwiększone w 2018 roku i obecnie wyglądają następująco:

- ograniczenie o co najmniej 40% emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.);
- zwiększenie do co najmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii;
- zwiększenie o co najmniej 32,5% efektywności energetycznej.

Udział OZE w unijnej elektroenergetyce, ciepłownictwie i transporcie da razem 32%, nie przyjęto jednak obowiązkowych celów na poziomie krajowym, których realizacja – jak w przypadku celu na rok 2020 – pozwoli wypełnić cel na poziomie całej UE. Kraje Unii miały natomiast wskazać własne cele w swoich „Krajowych planach na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” i z realizacji tych celów będą rozliczane przez Komisję Europejską. Polska wersja KPEiK z grudnia 2019 roku przyjmuje cel udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto na poziomie **23%** pod warunkiem przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych na sprawiedliwą transformację. Niespełnienie wyznaczonych celów na 2020 rok powinno skutkować jedynie mobilizacją przez Komisję Europejską do nadgonienia zaległości, ale także do zwiększenia ambicji działań pozwalających zrealizować drugi z unijnych celów OZE – ten wyznaczony w horyzoncie 2030 roku. W momencie nieosiągnięcia wyznaczonych pułapów w 2030 należy spodziewać się już zasadniczych kroków ze strony KE. Polska może ponieść koszty związane z transferami statystycznymi „zielonej energii” od państw, które mają jej więcej niż jest to zapisane w wytycznych. Drugą konsekwencją może być ryzyko wpłat do unijnego mechanizmu finansowania energii z OZE, czyli funduszu, z którego finansowane będą wspólne projekty państw członkowskich. Trzecią, najbardziej radykalną możliwością, jest poniesienie kar finansowych w przypadku braku chęci współpracy z Komisją Europejską.

Nie ulega wątpliwości, że wszystkie cele klimatyczne i neutralne strategie idą w parze z rozwojem przyjaznych środowisku technologii wytwarzania energii – odnawialnych źródeł energii. W celu zapewnienia intensywnego rozwoju jednostek OZE należy wprowadzić regulacje na szczeblu unijnym, które ułatwiają rozprzestrzenianie się „zielonych technologii”. Jedną z głównych takich regulacji jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. RED II). Określa ona m.in. zasady dotyczące wsparcia finansowego produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, zasady dotyczące prosumpcji energii elektrycznej z OZE oraz zasady wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia oraz w sektorze transportu. W odróżnieniu od poprzednich dyrektyw, ta jest bardziej precyzyjna i szczegółowa. Już na etapie dyrektywy podane są np. moce, dla których obowiązują ułatwienia, czas trwania procedur administracyjnych itp. Dyrektywa RED II porusza tak ważne tematy dla energetyki odnawialnej, jak wiążący ogólny cel unijny na 2030 rok, mechanizmy wsparcia, które powinny dążyć do urynkowania energii elektrycznej z OZE oraz zawieranie umów PPA. Transpozycja tej dyrektywy musi nastąpić do dnia 30 czerwca 2021 r.

Inną istotną regulacją jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dyrektywa ta m.in. wymusza na państwach członkowskich UE możliwość zawierania umów na dynamiczne ceny energii zarówno dla przedsiębiorstw, jak i odbiorców indywidualnych. Taryfy dynamiczne, zależne od m.in. podaży energii OZE i zapotrzebowania systemu, powinny móc współistnieć obok taryf oferujących jednakową cenę energii elektrycznej w ciągu całej doby (G11). Transpozycja tej Dyrektywy powinna być zrealizowana do końca 2020 roku.

Europejski Zielony Ład – Nowa strategia UE z 11 grudnia 2019 r.

Unia Europejska nie poprzestała jednak na powyższych dwóch celach klimatycznych. Pod koniec 2019 roku przedstawiono koncepcję tzw. Europejskiego Zielonego Ładu – planu zbudowania zrównoważonej gospodarki UE opartej na wyzwaniach dotyczących przeciwdziałania zmianom klimatu i środowiska naturalnego. Jest to nowa strategia na rzecz wzrostu, której celem jest przekształcenie UE w sprawiedliwe i prosperujące społeczeństwo żyjące w nowoczesnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarce, która według założeń **w 2050 r. osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto** i w ramach której wzrost gospodarczy będzie niezależny od wykorzystania zasobów naturalnych. Strategia ta dotyczy wszystkich sektorów gospodarki, a w szczególności transportu, energii, rolnictwa, produkcji i konsumpcji, budownictwa oraz wszystkich gałęzi przemysłu. Energetyka, ze względu na swoją emisyjność, w sposób szczególny musi przyłożyć się do neutralności klimatycznej. Ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. Europejska energetyka musi postawić na sektor bazujący na efektywności energetycznej oraz na źródłach odnawialnych, jednocześnie wycofując się w szybkim tempie z węgla i obniżając emisyjność sektora gazu. W 2023 roku państwa członkowskie, podczas aktualizacji swoich krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu, powinny uwzględnić w nich nowe ambitne cele klimatyczne, które będą rygorystycznie weryfikowane przez Komisję Europejską.

W związku z pojawieniem się koncepcji neutralności klimatycznej do lata 2020 roku, Komisja Europejska przedstawi plan zwiększenia, w odpowiedzialny sposób, do co najmniej 50%, a potencjalnie do 55% w stosunku do poziomu z 1990 r., unijnego celu na 2030 r. zredukowania emisji gazów cieplarnianych. Tak ogromna transformacja gospodarcza wymaga



odpowiedzialnego planu inwestycyjnego. Metody finansowania inwestycji zostały zawarte w tzw. Mechanizmie sprawiedliwej transformacji.

Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji jest kluczowym narzędziem w celu zapewnienia, aby transformacja na rzecz gospodarki neutralnej dla klimatu przebiegała w sposób sprawiedliwy, nie pozostawiając nikogo w tyle. Mechanizm ma za zadanie pomóc zebrać co najmniej 100 mld euro w latach 2021-2027 dla regionów najbardziej dotkniętych negatywnymi społeczno-gospodarczymi skutkami „zielonej” transformacji i złagodzić te skutki. Stworzy on niezbędne wsparcie dla pracowników i wspólnot, których funkcjonowanie w dużej mierze opiera się na paliwach kopalnych. Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji będzie składać się z trzech głównych źródeł finansowania:

- 1) **Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (FST)** – zasilony zostanie kwotą 7,5 mld euro i będą to nowe środki z funduszy UE. Aby wykorzystać przynależne im środki z funduszu, państwa członkowskie, prowadząc dialog z KE, będą musiały wskazać kwalifikujące się obszary w tzw. terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji. Państwa będą musiały się także zobowiązać do dołożenia do środków FST takiej samej kwoty ze środków z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Europejskiego Funduszu Społecznego Plus oraz udostępnienia dodatkowych zasobów krajowych. Łącznie, Fundusz Sprawiedliwej Transformacji zapewni od 30 do 50 mld euro środków na nowe, zrównoważone inwestycje. Głównym zadaniem funduszu będzie udzielanie dotacji regionom europejskim m.in. na przechodzenie do zasilania czystą energią oraz zwiększanie efektywności energetycznej.
- 2) **Specjalny system sprawiedliwej transformacji w ramach InvestEU** – uruchomienie inwestycji o łącznej wartości powyżej 45 mld euro. Celem tego źródła jest zachęcanie do prywatnych inwestycji w projekty związane m.in. ze zrównoważoną infrastrukturą energetyczną i transportową. Inwestycje te wspomogą najbardziej dotknięte regiony w znalezieniu nowego źródła wzrostu ekonomicznego dla ich gospodarek.
- 3) **Instrument pożyczkowy Europejskiego Banku Inwestycyjnego dla sektora publicznego, gwarantowany przez budżet UE** – uruchomienie inwestycji o łącznej wartości 25-30 mld euro. Instrument pożyczkowy wesprze m.in. inwestycje w sieci ciepłownicze i renowację budownictwa.

W zamian za gotowość do realizacji ambitnych celów, Unia Europejska wspomogą finansowo kraje, które

w sposób znaczący zależą aktualnie od paliw kopalnych. Do takich krajów należy niewątpliwie Polska. Komisja Europejska dostrzega konieczność wsparcia naszego kraju w procesie dekarbonizacji. Dlatego w projekcie alokacji środków na zielone inwestycje z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, polskie regiony mają otrzymać fundusze, które mają sięgnąć **2 mld euro** (9 mld zł)¹⁴. Jest to ponad 26% wszystkich funduszy z puli nowych środków UE i jednocześnie największa wartość wśród wszystkich krajów członkowskich UE.

Jednakże zaufanie Komisji Europejskiej wiąże się z przyspieszeniem transformacji naszej energetyki. Im później Polska potwierdzi ambitne cele klimatyczne i im później zacznie przedstawiać energetykę na OZE, tym później i tym mniej może dostać środków z UE. Skutki opóźniania przedstawiania się na neutralność klimatyczną (zarówno, jeśli chodzi o zbyt późne rozpoczęcie dekarbonizacji, jak i zakończenie) mogą być szczególnie groźne dla konkurencyjności polskiej energetyki i całej gospodarki (wzrost ceny energii). Na zrównoważone, bezemisyjne inwestycje w całej Unii Europejskiej, KE planuje łącznie przeznaczyć około 1 biliona euro przez następną dekadę.

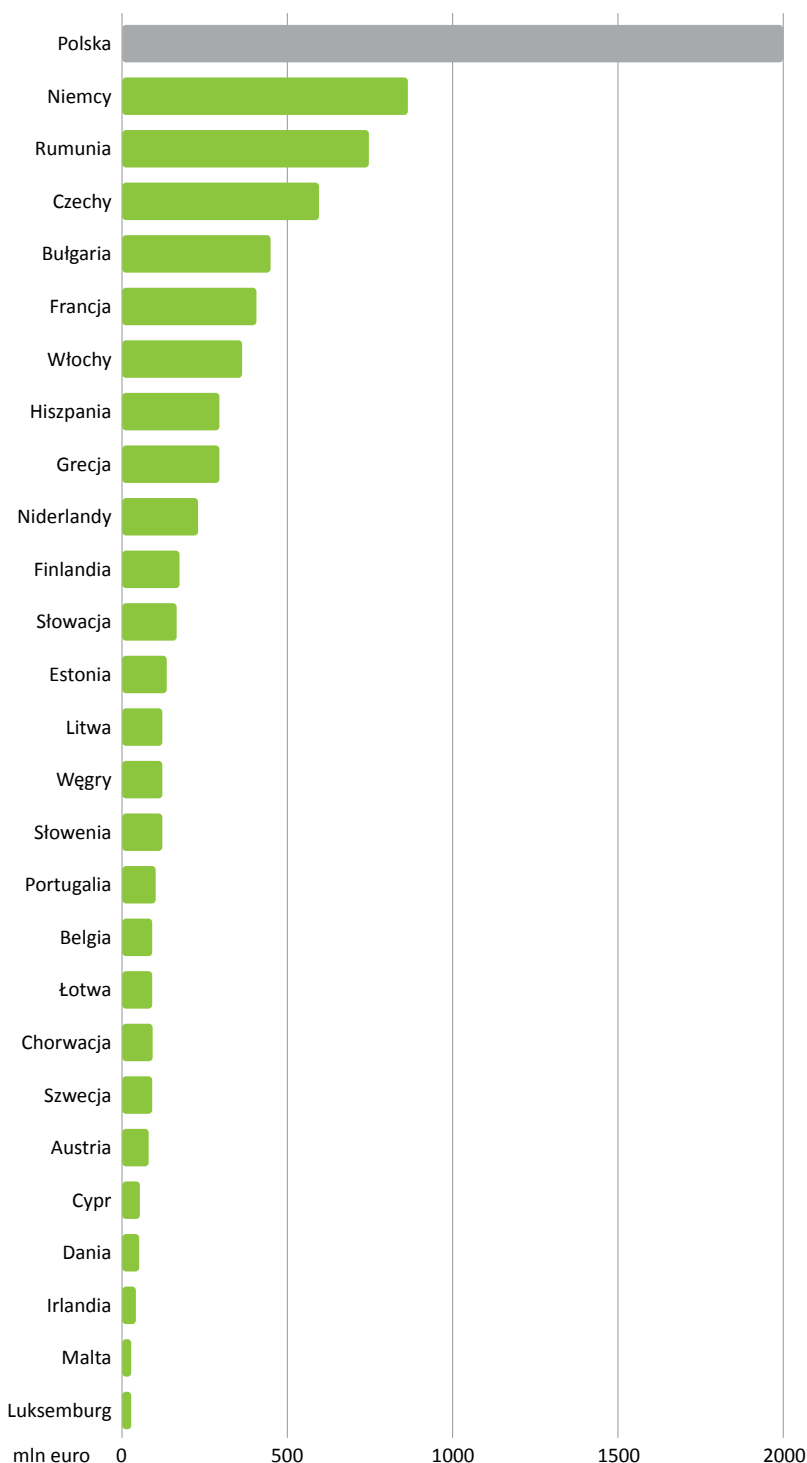
1.7. Uwarunkowania wynikające z pandemii COVID-19

Pandemia COVID-19 stwarza nowe uwarunkowania dla wdrażania Pakietu Zimowego i Europejskiego Zielonego Ładu. Wprowadza źródła zaburzeń i niepewności związane z funkcjonowaniem całej gospodarki (widmo poważnego kryzysu), ale także silnie wpływa na sektor energetyczny. W szczególności niesie ze sobą: spadek zapotrzebowania na energię, potencjalne opóźnienie inwestycji w OZE, spadki cen uprawnień do emisji CO₂, spadek cen energii. Zjawiska te dotyczą w różnym stopniu wszystkich krajów, jak i całej UE. Pojawiły się też wątpliwości, czy UE nie odejdzie od realizacji Zielonego Ładu, a Polska ostatecznie (na planowanym na czerwiec szczycie UE) nie odmówi woli dołączenia do unijnej strategii na rzecz neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Think tank Bruegel¹⁵, bazując na danych ENTSO-E, przygotował porównanie zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytu w Europie w ciągu ostatnich tygodni z analogicznymi tygodniami 2019 roku. Z ich analiz wynika, że na dzień 8 kwietnia zużycie energii

¹⁴ Ostatnio wartość FST została podwyższona. O ostatecznej alokacji na kraje będzie decydowała jakość i liczba (budżety) zgłaszanych projektów. *Przyp. aut.*

¹⁵ <https://www.bruegel.org/publications/datasets/bruegel-electricity-tracker-of-covid-19-lockdown-effects/>

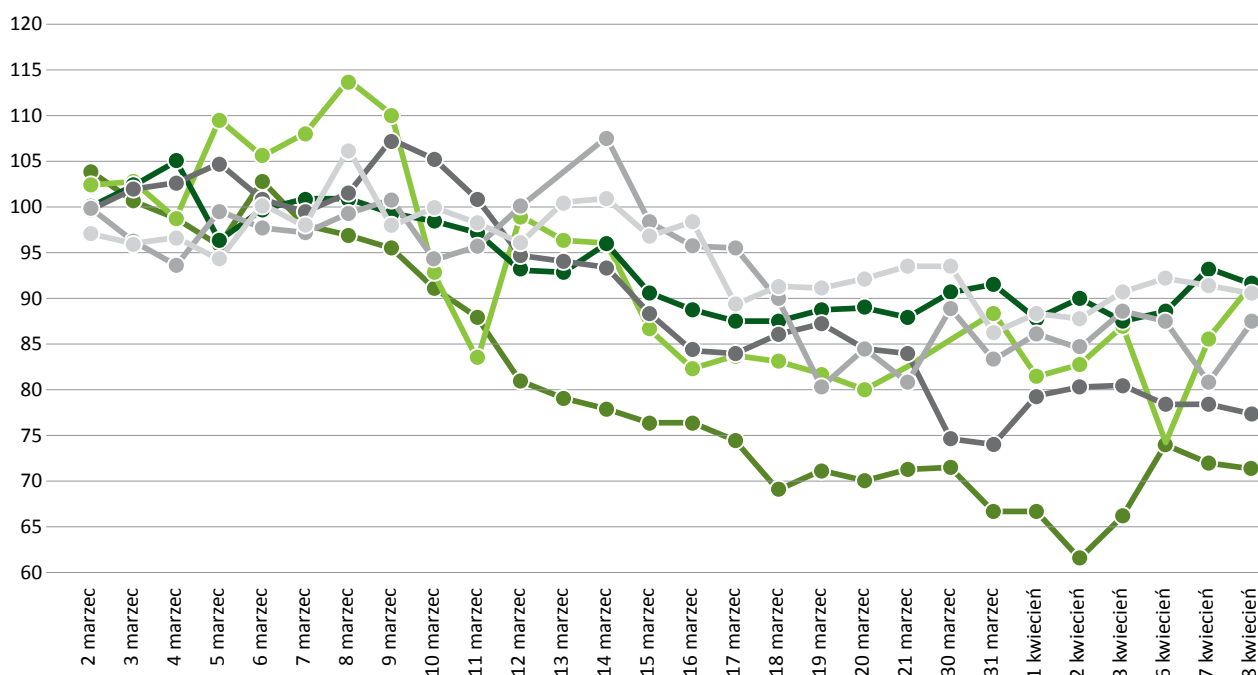


Rysunek 1.12. Propozycja rozdzielania funduszy z FST dla poszczególnych krajów członkowskich.

Źródło: Komisja Europejska, oprac. IEO

spadło we Włoszech i Belgii o odpowiednio 26% i 20%. W Polsce spadek wyniósł 10%. Ekspert przedstawia też porównanie średniego dziennego (dni robocze) zapotrzebowania na energię, uwzględniające poprawkę temperaturową. Wykres przedstawia ewolucję zapotrzebowania na energię elektryczną we Francji, Niemczech, Włoszech, Polsce, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii.

Z danych przedstawionych na wykresie wynika, że we Włoszech na początku kwietnia 2020 zużycie energii elektrycznej było niższe o ponad 28% w porównaniu do analogicznej doby rok wcześniej, a w Polsce spadek przekroczył 11%. W drugiej połowie marca, gdy pandemia COVID-19 była znacznie mocniej odczuwalna, zapotrzebowanie na energię było niższe niż



Rysunek 1.13. Średni dzienny spadek zapotrzebowania w godzinach szczytowych w roku 2020 jako % z roku 2019 z analogicznego okresu. Legenda: zielony jasny – Francja, szary jasny – Niemcy, zielony średni – Włochy, zielony ciemny – Polska, szary ciemny – Hiszpania, szary średni – Wielka Brytania.

Źródło: Bruegel

analogiczne okresy we wszystkich analizowanych latach: – 4,64% w stosunku do 2019 roku, – 9,91% w stosunku do 2018 roku i – 3,85% w stosunku do 2017 roku.

Zasadnicze pytanie dotyczy głębokości i trwałości spadku zapotrzebowania na energię i ew. zmian w udziałach źródeł konwencjonalnych i OZE w pokrywaniu mniejszego niż zazwyczaj zapotrzebowania na energię. Nie ma żadnej przekonującej prognozy w tym zakresie, ale warto obserwować trendy w Chinach, które jako pierwsze zostały dotknięte pandemią i jako pierwsze z niej wychodzą. Chiny doświadczyły bezprecedensowego spadku zapotrzebowania na moc w ciągu pierwszych dwóch miesięcy roku w wyniku stagnacji działalności przemysłowej i handlowej¹⁶. W obliczu spadku popytu, energia odnawialna zwyciężyła w rosnącej konkurencji pomiędzy różnymi zasobami energetycznymi. Zużycie energii elektrycznej spadło w styczniu i lutym o 7,8% w stosunku do roku poprzedniego, co jest wyraźnym spadkiem nawet w porównaniu z globalną recesją w latach 2008-2009. Sektor przemysłowy, który odpowiada za dwie trzecie zużycia energii elektrycznej w Chinach, doprowadził do spadku popytu, odnotowując 12% spadek zużycia energii. Jest to szczególnie widoczne w sektorach pracochłonnych.

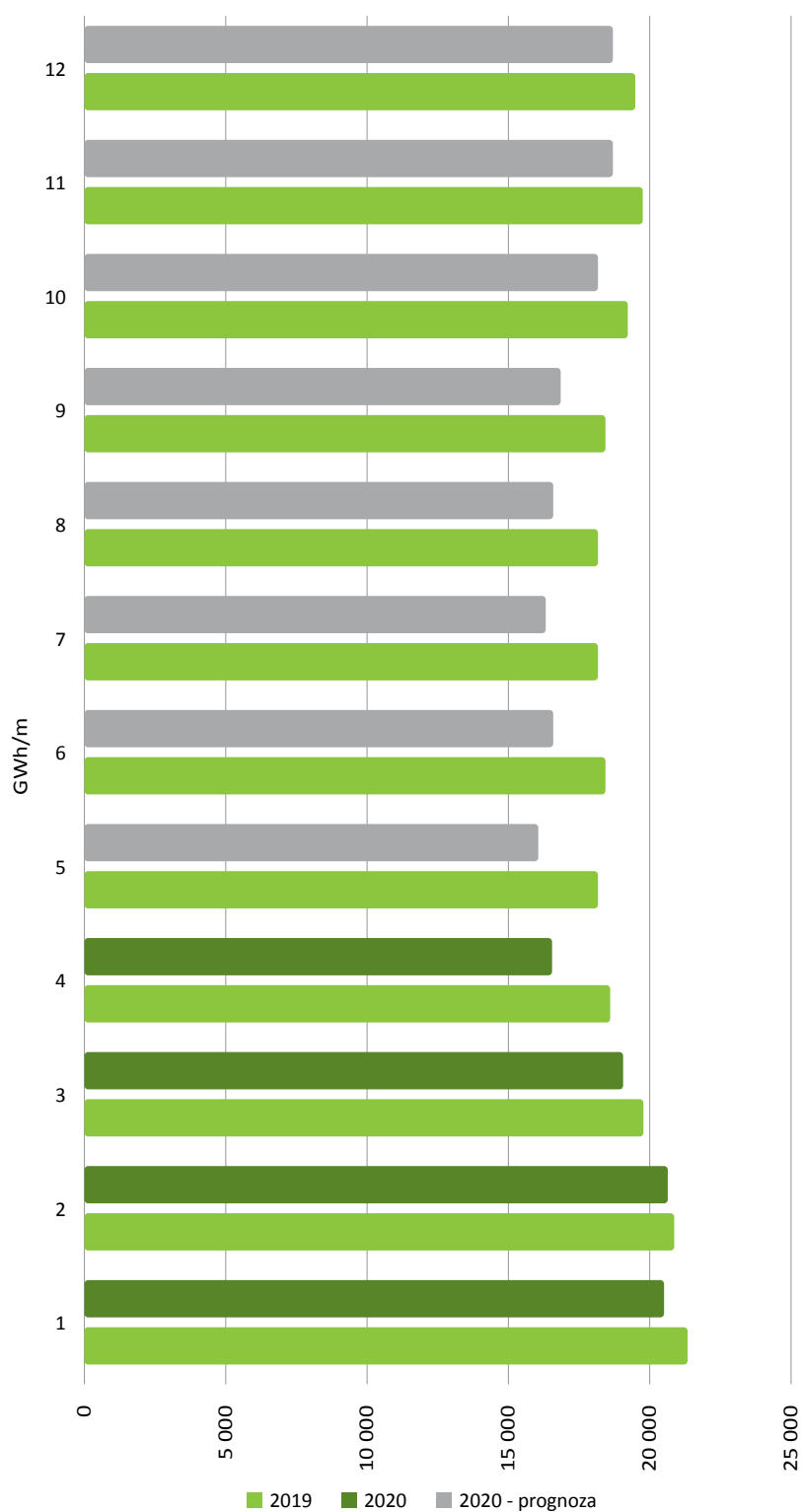
¹⁶ <https://www.renewableenergyworld.com/2020/03/27/renewables-remained-resilient-during-chinas-covid-19-lockdown/>

Jednocześnie doświadczenia pokazały, że odnawialne źródła energii pozostawały bardzo odporne przez pierwsze dwa miesiące blokady krajowej i spadku zapotrzebowania na energię. Podczas gdy w styczniu i lutym produkcja energii z elektrowni ciepłych spadła o 9% rok do roku, produkcja energii wiatrowej wzrosła o 1%, a słonecznej o 12%.

W Polsce, ze statystyk Polskich Sieci Elektroenergetycznych wynika, że w marcu 71% wyprodukowanego w Polsce prądu pochodziło z węgla (50,2% z kamiennego, 20,7% – z brunatnego). Jeżeli jeszcze węgiel kamienny cieszy się względnie niezmiennym wzięciem (1% wzrost w stosunku do lutego), to już brunatny odnotowuje gwałtowny spadek (-20% w stosunku do lutego). W cieniu tego procesu umacniają się inne źródła energii¹⁷, tym bardziej, że wobec trwałości polityki klimatycznej UE, ceny uprawnień do emisji CO₂ nie spadają.

OZE będą zatem zyskiwać, ale nie zapowiada się jednak na trwałość zjawiska spadku zapotrzebowania na energię i spadku cen. Wiele wskazuje na to, że po poluzowaniu ograniczeń wprowadzanych ustawą

¹⁷ Wiśniewski G. Energetyka ma problem z cenami energii, a nie ze spadkiem zapotrzebowania na nią. URL: <https://www.cire.pl/item,196236,13,0,0,0,0,energetyka-ma-problem-z-cenami-energii-a-nie-ze-spadkiem-zapotrzebowania-na-nia.html>



Rysunek 1.14. Porównanie zapotrzebowania na energię w Polsce w latach 2019 i 2020 wraz z prognozą na kolejne miesiące.

Źródło: PSE, IEO. Opracowanie: IEO



o COVID-19, w ciągu kilku miesięcy zapotrzebowanie na energię wróci do poziomu z 2019 roku wg trendu przedstawionego na rysunku 1.14.

Oznacza to też, że po spadku cen w pierwszych trzech miesiącach pandemii (średnia ważona wolumenem cen hurtowych rynku dnia następnego wynosiła odpowiednio 171,2 PLN/MWh w lutym i 164,6 PLN/MWh w marcu) już w maju ceny powinny zacząć rosnąć. Wpłynie na to też susza i niskie poziomy wód w rzekach i zbiornikach oraz wolniejsze niż zakładano przyłączanie do sieci nowych źródeł OZE (ustawa o COVID-19 wydłużyła terminy realizacji projektów w systemie aukcyjnym o 12 miesięcy).

Zbliżające się czerwcowe posiedzenie Rady w sprawie neutralności klimatycznej Unii Europejskiej wywołało dyskusje na forum UE i w Polsce. UE w tych tygodniach decyduje też o kształcie europejskiej tarczy antykryzysowej i o ostatecznym kształcie i harmonogramie wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu. Podczas ostatniego kwietniowego spotkania Rady przywódcy UE zatwierdzili pakiet antykryzysowy o wartości 540 miliardów euro¹⁸. Nie tylko niezmiennie jednoznaczne stanowisko Komisji Europejskiej,¹⁹ ale także treść tego ostatniego komunikatu Rady zapowiadają, że zielona energetyka będzie ważnym składnikiem europejskich działań antykryzysowych.

Rada w przededniu kryzysu potwierdziła, że UE, aby w dobie pełzającej pandemii COVID-19 skutecznie pobudzić ożywienie i modernizację gospodarki, potrzebuje wysiłków inwestycyjnych na wzór planu Marshalla. Powinien to być skoordynowany wysiłek oparty na inwestycjach publicznych na szczeblu

europejskim i krajowym oraz mobilizacji inwestycji prywatnych. Inwestycje powinny być ukierunkowane na wspólnie uzgodnione cele. Przywódcy potwierdzili, że chodzi tu (obok innych polityk, takich jak spójność i wspólna polityka rolna i gospodarka cyfrowa) o masowe inwestowanie w transformację ekologiczną oraz w gospodarkę o obiegu zamkniętym. Dlatego Europejski Zielony Ład, w tym zielona transformacja energetyczna, jest niezbędnym kręgosłupem do integracji działań na rzecz zapewnienia trwałej strategii wzrostu całej UE.

Powyższe tezy i proponowane przez UE rozwiązania znajdują coraz szersze zrozumienie w Polsce. Media informują o pozytywnym stanowisku Polski w sprawie europejskiej tarczy antykryzysowej. Portal Biznes Alert²⁰ powołując się na przedstawicieli Rządu (za przygotowanie stanowiska odpowiada Ministerstwo Klimatu) napisał, że Polska popiera wsparcie transformacji energetycznej unijną tarczą antykryzysową, upatruje w niej szansy na zwiększenie suwerenności i stawia tezę, że Polacy chcą, aby unijna tarcza antykryzysowa dla energetyki wspierała innowacyjne technologie. Zdaniem portalu, Polacy domagają się działań na rzecz ograniczenia niesprawiedliwej konkurencji spoza UE. Rosnąca ostatnio zależność od surowców energetycznych nie może zostać bowiem zamieniona na zależność od komponentów mających służyć budowie energetyki odnawialnej, a w szczególności energetyki słonecznej i wiatrowej.

Niespodziewanie, właśnie w energetyce, zagrożenie geopolitycznymi skutkami pandemii łączy członków UE w działaniach na rzecz przyspieszenia transformacji energetycznej i zielonej reindustrializacji.

¹⁸ ROADMAP FOR RECOVERY -Towards a more resilient, sustainable and fair Europe. Konkluzje z Rady UE z 21/04/2020.

¹⁹ Timmermans promises green recovery to EU lawmakers. EurActive, 22/04/2020r.

²⁰ W. Jakubik: Polska popiera wsparcie transformacji energetycznej unijną tarczą antykryzysową. URL: <https://biznesalert.pl/tarcza-antykryzysowa-unia-europejska-energetyka-klimat-stanowisko-ministerstwo-klimatu-magazyny-energii-wodor/>



Technologie OZE możliwe do zastosowania w Polsce w ramach określonych Europejskim Zielonym Ładem

(omówienie obszarów zastosowań i zestawienie parametrów CAPEX, OPEX)

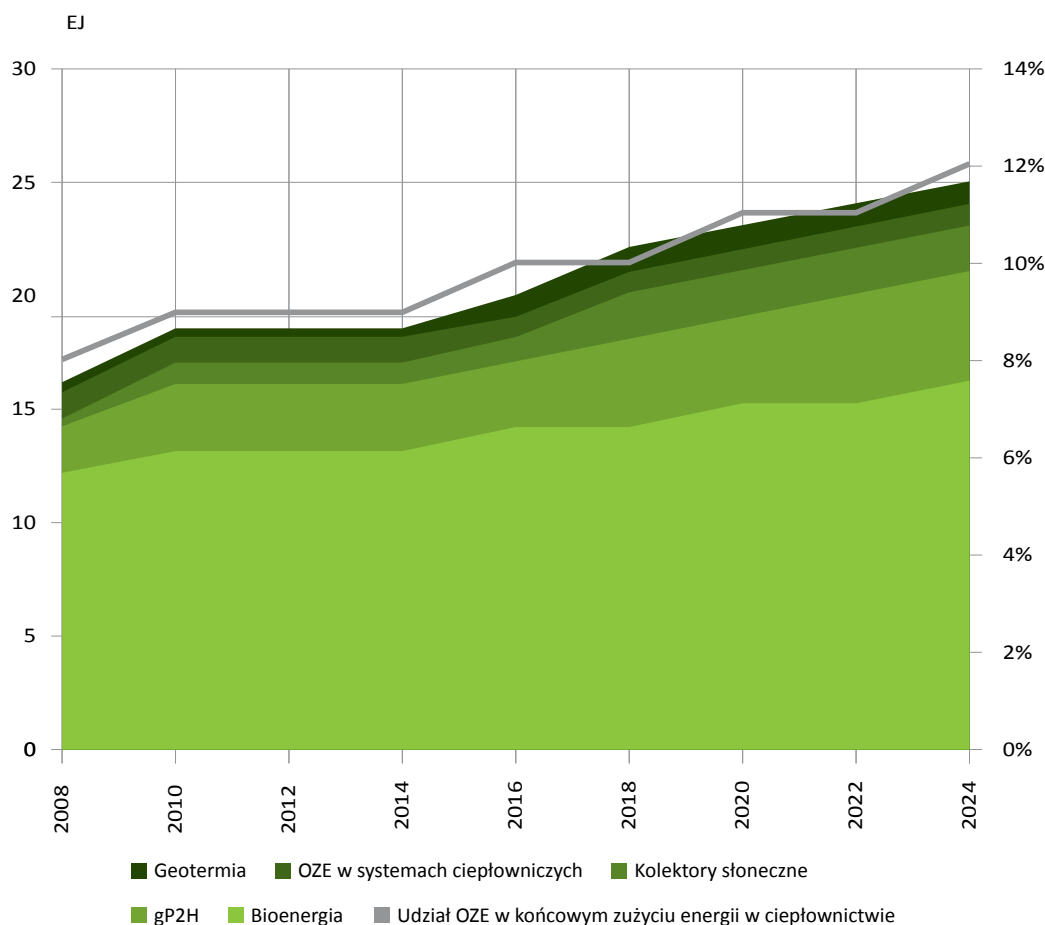




2.1. Ciepłownictwo

Rozwój OZE w sektorze ciepłownictwa to trend światowy. Wg raportu opublikowanego przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA) „zielona” energia w 2024 roku wzrośnie o 56% w stosunku do 2008 roku, biorąc pod uwagę światowy sektor ciepła. Największy rozwój planowany jest dla technologii Green Power to Heat, z której produkcja wzrośnie o ponad 40%.

Ciepłownictwo w Polsce musi wejść w fazę niespotykanej wcześniej transformacji technologicznej. Obecnie w ponad 70% oparte jest na węglu, na który nie ma już przyzwolenia – ani społecznego, ani rządowego. W Polsce udział ciepła z odnawialnych źródeł energii w 2018 roku wyniósł jedynie 15%. Według zapisów „Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD) przyjętego w 2010 roku, w 2020 roku celem jest osiągnięcie tego udziału na poziomie 17,1%. Natomiast zgodnie z polskim KPEiK



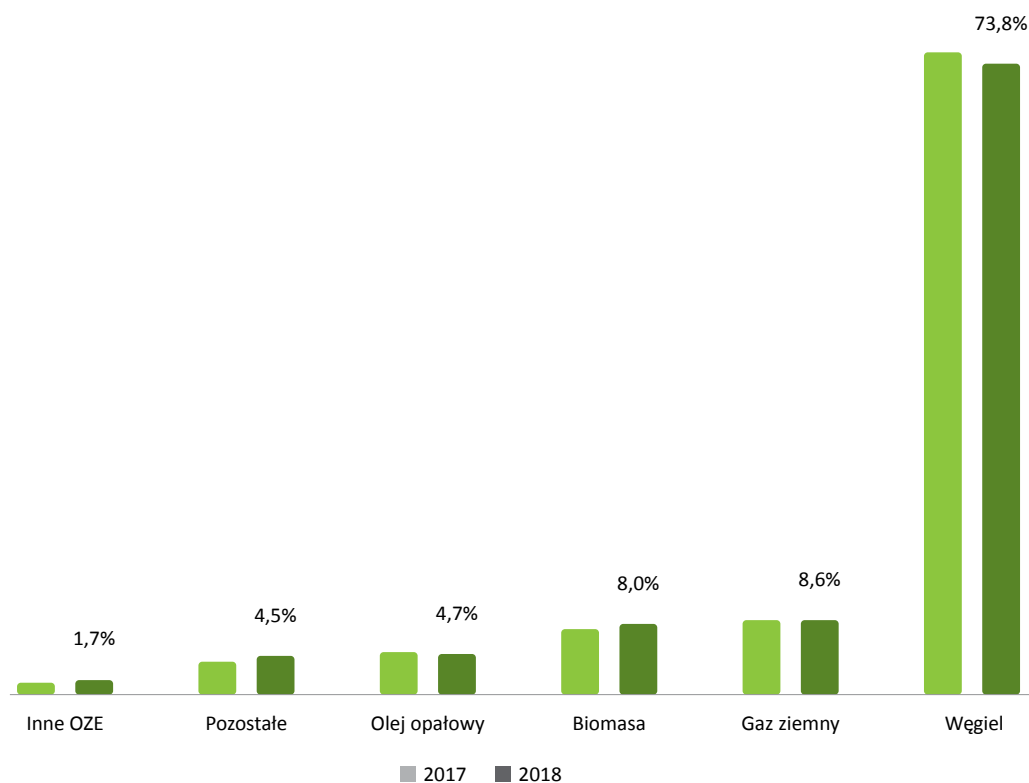
Rysunek 2.1. Wykorzystanie ciepła z odnawialnych źródeł energii 2008–2024.

Źródło: IEA, oprac. IEO

Istnieje wiele interesujących technologii, które umiejętnie wprowadzane mogą uczynić krajowe ciepłownictwo bardziej innowacyjnym i otworzyć przed nim drogę do współpracy z firmami technologicznymi i donatorami środków na innowacje. Technologie OZE uzupełniają się wzajemnie – każda z nich odznacza się inną charakterystyką funkcjonowania i jedynie w oparciu o ich racjonalny mix można skonstruować zrównoważoną instalację ciepłowniczą współpracującą z OZE. W związku z powyższym, każda z opisanych poniżej technologii predestynowana jest do pełnienia innej funkcji w systemie ciepłowniczym, a korzyści z ich wprowadzania są zgoła inne.

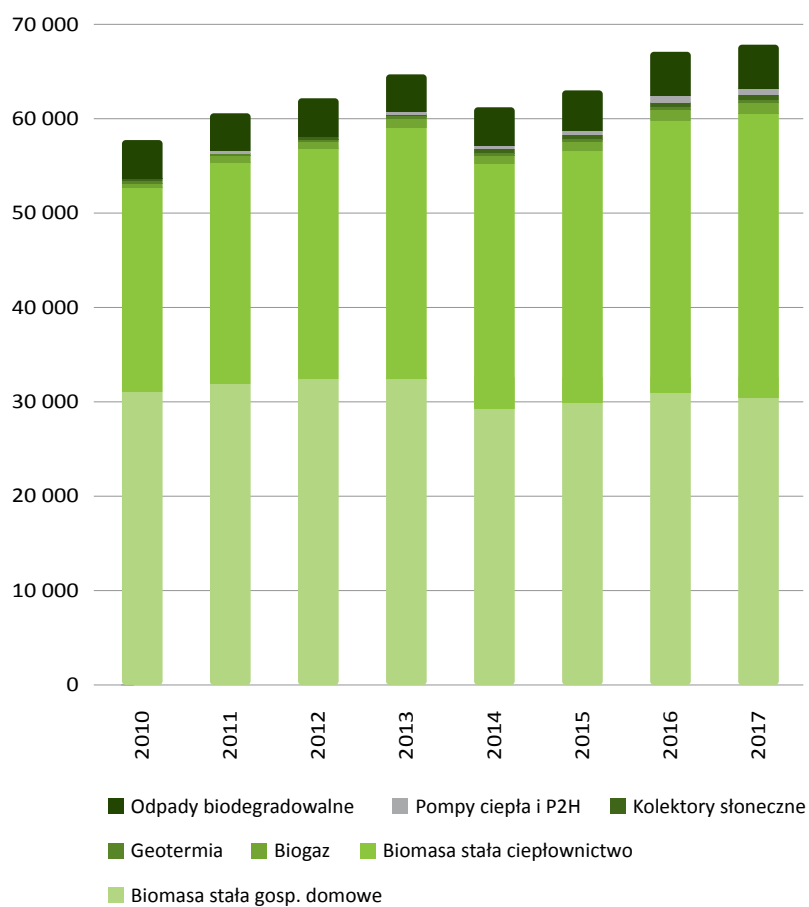
do 2030 roku udział ciepła z OZE ma wzrosnąć do co najmniej **28,4%**. Udział OZE w ciepłownictwie systemowym w 2018 roku wg URE²¹ wynosił jedynie 8,2%. W ostatnich 15 latach udział ten rósł średnio zaledwie o 0,3 p.p. rocznie i opierał się zasadniczo na wzroście wykorzystania jednego rodzaju OZE – biomasy. Zużycie energii z najbardziej nowoczesnych OZE (energia słoneczna, geotermalna, biogaz), choć w latach 2017/2018 wzrosło o 0,3 pp, jest nadal bardzo niskie. Zużycie biomasy jest blisko 5-krotnie wyższe niż pozostałych technologii OZE, ale wzrost w porównaniu z 2017 rokiem wyniósł jedynie 0,6 pp.

²¹ Energetyka ciepła w liczbach 2017 i 2018. URE 2019



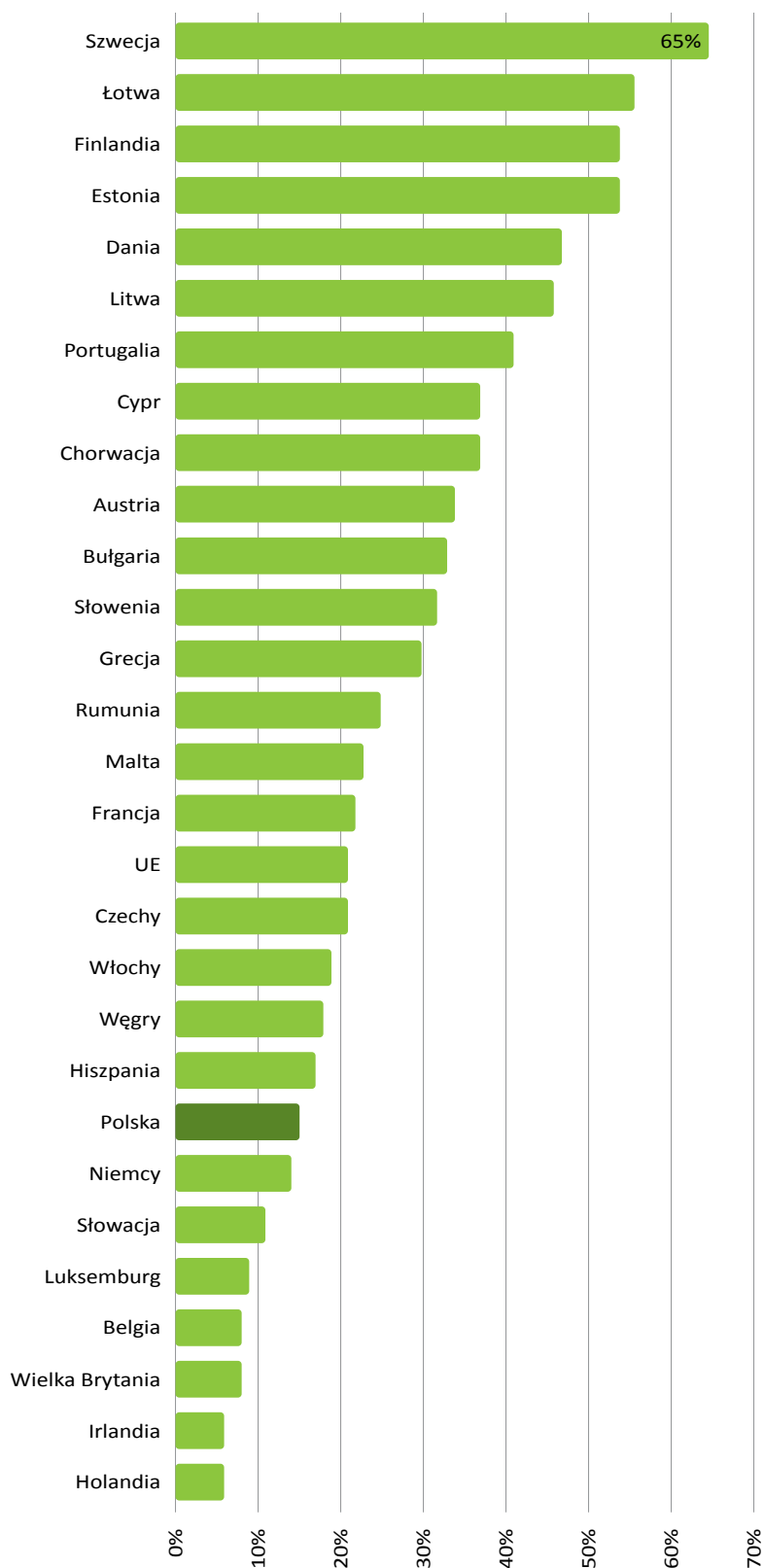
Rysunek 2.2. Zużycie paliw do produkcji ciepła systemowego – porównanie lat 2017 i 2018.

Źródło: URE „Energetyka ciepła w liczbach 2018 i 2017”. Oprac. IEO



Rysunek 2.3. Zużycie ciepła z OZE w Polsce wg metodyki SHARES.

Źródło: Eurostat, oprac. IEO



Rysunek 2.4. Udział energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa w 2018 roku.

Źródło: Eurostat, oprac. IEO

Biomasa drzewna jest obecnie najbardziej popularną ciepłowniczą technologią OZE w Polsce. Wg danych Eurostatu w 2017 roku wyprodukowano w Polsce 68 tys. GWh ciepła w odnawialnych źródłach, z czego aż 61 tys. pochodzi z instalacji opalanych biomasą (zarówno w ciepłownictwie systemowym, jak i w gospodarstwach domowych). Inne technologie OZE posiadały marginalny wpływ na produkcję.

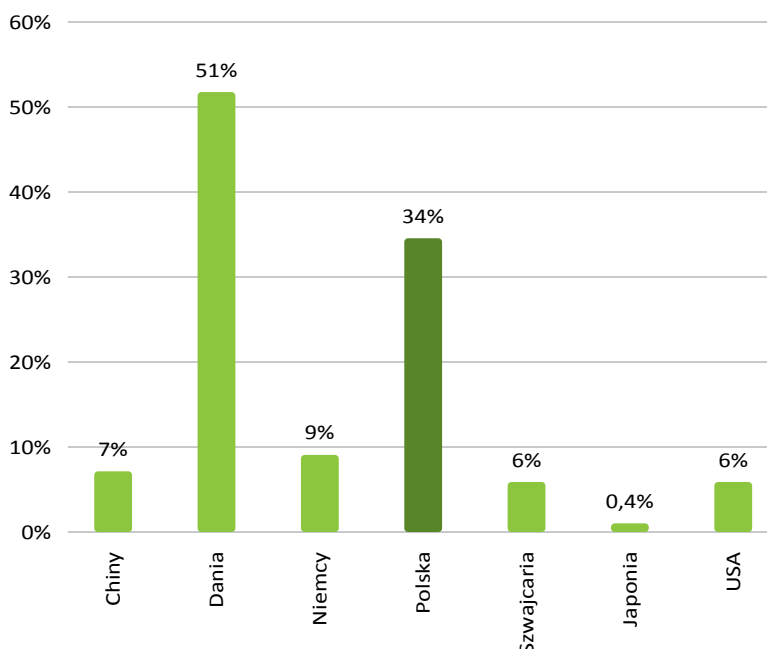
Ponadto, zgodnie z nową dyrektywą OZE (tzw. RED II)²², minimalny wzrost udziału OZE w sektorze ciepłownictwa rok do roku powinien wynosić co najmniej 1,1 pp. W związku z powyższymi wymogami Unii Europejskiej, sektor ciepłowniczy będzie musiał coraz częściej sięgać po nowe technologie, także te dotychczas w Polsce niestosowane, a nawet nieznanne. Należy podążać w kierunku szybkiego zwiększania udziałów niskoemisyjnych, a przede wszystkim zeroemisyjnych źródeł ciepła, obniżania zapotrzebowania na ciepło wraz z obniżaniem temperatury czynnika grzewczego oraz stopniowego zmniejszania ilości ciepła wytwarzanego w procesach spalania paliw.

Decydenci na szczeblu rządowym zdają sobie sprawę, jaki ogromny potencjał dla transformacji energetycznej drzemie w sektorze ciepłownictwa. W Polsce istnieje ok. 400 systemów ciepłowniczych, które określane są przez nich jako „śpiące aktywa, które mogą

posłużyć jako kręgosłup transformacji”. Ciepłownictwo systemowe w Polsce jest niezwykle rozbudowane, nawet w skali światowej i należy wykorzystać je w pierwszej kolejności.

Wobec spodziewanych w nadchodzącej dekadzie olbrzymich nakładów inwestycyjnych na nowe technologie w ciepłownictwie, branża zainteresowana jest dostępem do źródeł finansowania. Źródła te zapewni tzw. nowy Europejski Zielony Ład – flagowy program Komisji Europejskiej, który ma wesprzeć wdrożenie Krajowych Planów, ale przede wszystkim utworować drogę całej UE do neutralności klimatycznej. Dostęp do środków na inwestycje będzie, ale tylko dla tych krajów i przedsiębiorców, którzy przygotują projekty i inwestycje oparte na nowych, najlepiej bezemisyjnych źródłach.

W segmencie ogrzewania indywidualnego, w 2019 roku dało się zauważyć wzrost zainteresowania wykorzystaniem energii odnawialnej na cele grzewcze. Wg raportu Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych²³, wliczając pompy ciepła (co przy obecnym miksie energetycznym w Polsce jest mocno wątpliwe), urządzenia OZE stanowiły 31% całkowitej sprzedaży nowych urządzeń na cele grzewcze. Jest to kropla w morzu potrzeb szerokiej dekarbonizacji sektora indywidualnego, ale dobry punkt wyjścia do dalszych, przyspieszonych zmian.

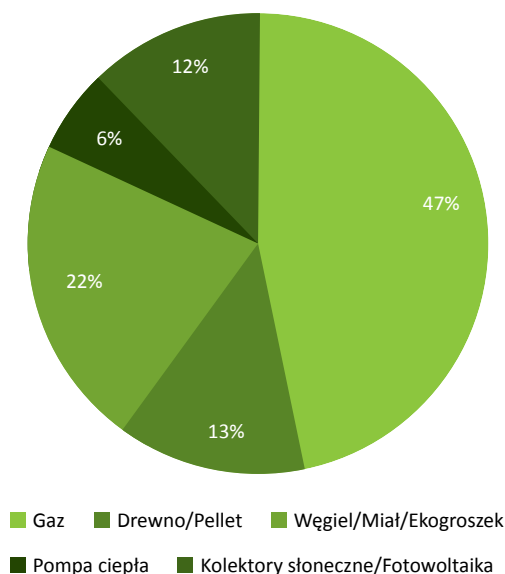


Rysunek 2.5. Udział produkcji ciepła z systemów ciepłowniczych w całym sektorze ciepłownictwa.

Źródło: IRENA, oprac: IEO

²² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

²³ Rynek urządzeń grzewczych w Polsce w 2019 roku



Rysunek 2.6. Sprzedaż urządzeń grzewczych ze względu na rodzaj paliwa/nośnik w 2019 roku; oprac.: IEO.

Źródło: SPIUG

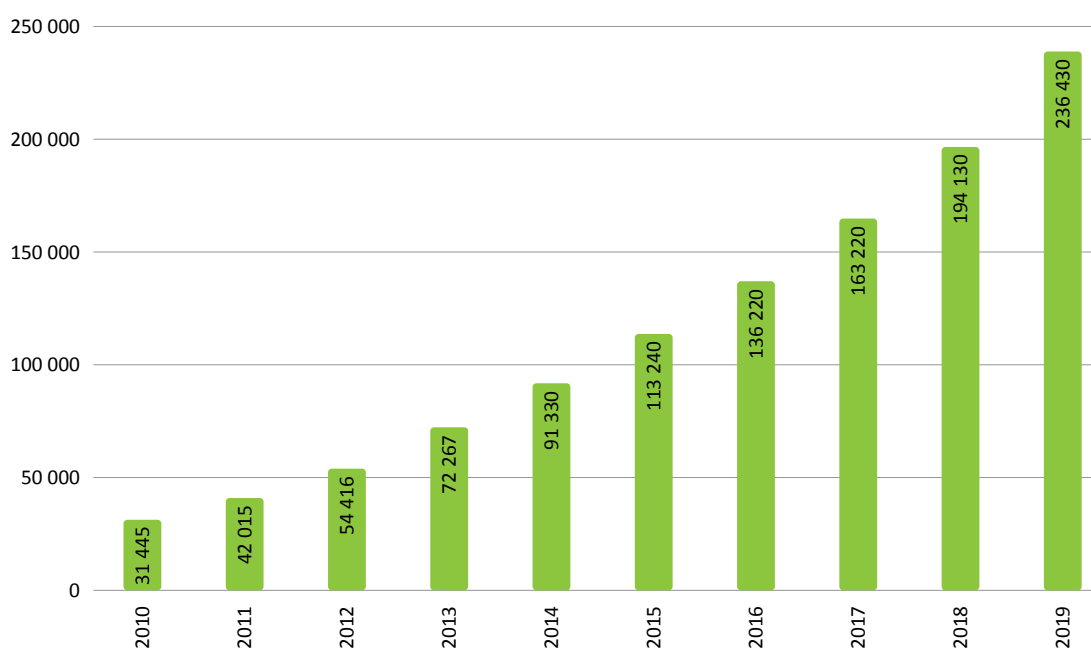
Kotły na biomasę

Choć rynek kotłów na paliwa stałe zaczyna się kurczyć – ich łączna sprzedaż zmniejszyła się o 20-30% w stosunku do 2018 roku, to pozytywną informacją jest wzrost zainteresowania kotłami biomasowymi – w szczególności opalanymi pelulem oraz powolne

wypieranie kotłów węglowych. SPIUG zakłada, że kotły na biomasę stanowiły ok. 60-65% sprzedanych kotłów w oficjalnym obiegu, co potwierdza rosnący trend kupna. Dla porównania w 2018 roku odsetek ten wynosił 35-40%, natomiast w 2017 roku: 16-20%. Jeśli chodzi o bezwzględny wzrost ilości kupionych sztuk to szacuje się, że w 2018 roku sprzedaż kotłów na pellet była blisko o 65% większa niż rok wcześniej i około sześciokrotnie większa niż w 2016 roku. Kotły biomasowe muszą w całości opanować rynek kotłów na paliwa stałe, aby długofalowe cele klimatyczne mogły zostać osiągnięte.

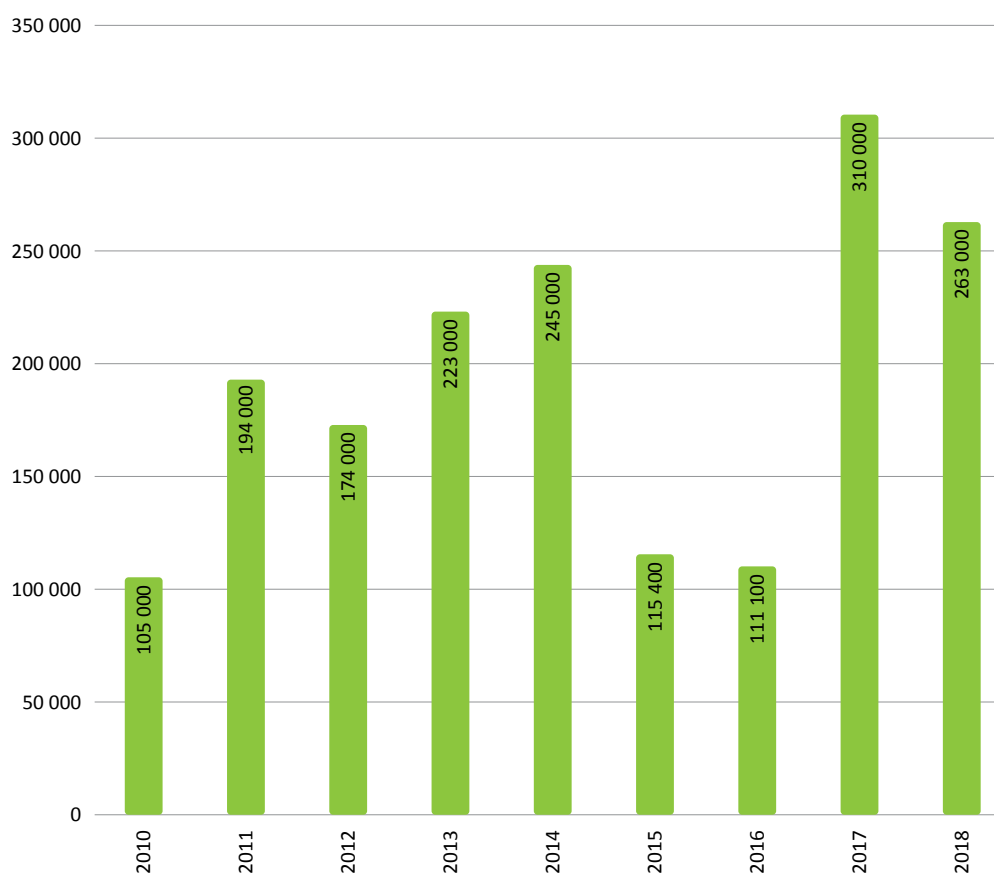
Pompy ciepła

Według danych PORT PC, na koniec 2018 roku w Polsce pracowało około 194 tys. sztuk pomp ciepła o łącznej zainstalowanej mocy grzewczej 1,63 GW. SPIUG informuje, że w 2019 roku sprzedano 42300 nowych sztuk – o 34% więcej niż w 2018 roku i o ok. 75% więcej niż dwa lata wcześniej. Zbierając dane z powyższych dwóch źródeł, można pokusić się o wniosek, że na koniec 2019 roku w Polsce zainstalowanych było ok. 236,5 tys. pomp ciepła o łącznej mocy grzewczej 1,99 GW. Większość rynku jest zdominowana przez pompy typu powietrze/woda wykorzystywane zarówno do celów ogrzewania, jak i ciepłej wody użytkowej. Kluczowym czynnikiem są niższe koszty inwestycyjne w porównaniu do innych typów oraz łatwość montażu.



Rysunek 2.7. Łączna liczba pracujących w Polsce pomp ciepła, oprac.: IEO.

Źródło: SPIUG, PORTPC



Rysunek 2.8. Sprzedaż kolektorów słonecznych w okresie 2011-2019, oprac: IE0.

Źródło: SPIUG

Kolektory słoneczne

W 2019 roku na rynku kolektorów słonecznych nastąpił 15% spadek sprzedaży tego typu instalacji w porównaniu do 2018 roku. Pomimo trendu spadkowego, sprzedaż w liczbach bezwzględnych w dalszym ciągu była stosunkowo wysoka w porównaniu do ostatnich kilku lat – w 2019 roku przybyło 263 tys. m² nowych powierzchni kolektorów. Polski rynek nadal znajduje się w czołówce europejskiej, jeśli chodzi o przyrost nowych mocy – zajął on drugie miejsce, ustępując jedynie rynkowi niemieckiemu, gdzie zainstalowano ok. 500 tys. m². Sumarycznie, na koniec 2019 roku w Polsce pracowało 2 821 300 m² kolektorów, co daje około 1,98 GW mocy grzewczych.

W 2019 roku ponad 80% inwestycji oparte było na gminnych przetargach i programach parasolowych na rzecz ograniczania niskiej emisji. Taka struktura rynku nie gwarantuje stabilizacji w dłuższym horyzoncie czasowym. Po zapaści w handlu detalicznym zapoczątkowanym w 2016 roku, widać pewne oznaki ożywienia, ale w dalszym ciągu sytuacja jest daleka od normalności. Brakuje kompleksowego

programu wsparcia rozwoju tego segmentu rynku oraz stabilnego zaplecza rynkowego w postaci systemu sprzedaży detalicznej za pośrednictwem hurtowni instalacyjno-grzewczych, skierowanej do odbiorcy indywidualnego. Braki występują także w działaniach promocyjnych i informacyjnych wspierających tę technologię jako całkowicie bezemisyjną, o znikomych kosztach eksploatacyjnych. Od dłuższego czasu brakuje edukacji co do możliwości, jakie daje instalacja kolektorów słonecznych i warunkach brzegowych, kiedy dzięki niej można uzyskać darmowe ciepło.

Magazyny ciepła

Potencjał OZE w ciepłownictwie i ich efektywność szybko rosną wraz z rozwojem technologii magazynowania ciepła. Obecnie stosowane techniki to tzw. krótko- i średniookresowe magazynowanie ciepła w postaci zbiorników przez okres od kilku godzin do nawet 3 dni. Ciepło jest gromadzone w zaizolowanych termicznie zbiornikach stalowych z wymiennikami jedno- lub dwuwężownicowymi, o odpowiedniej pojemności. Magazyny ciepła



wykorzystywane są aktualnie zarówno w instalacjach odbiorców indywidualnych (np. zbiorniki solarne odbierające ciepło od kolektorów słonecznych zainstalowanych na dachu), jak i w dużych systemach ciepłowniczych, opartych na jednostkach kogeneracyjnych. Akumulatory ciepła to zbiorniki o ogromnych pojemnościach, służące do optymalizacji pracy systemu ciepłowniczego i wyrównania dobowych dysproporcji między zapotrzebowaniem na ciepło i zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Krótko- i średnioterminowe magazyny ciepła to także niezbędny element technologii Green Power to Heat (więcej w kolejnym rozdziale dotyczącym energii elektrycznej z OZE).

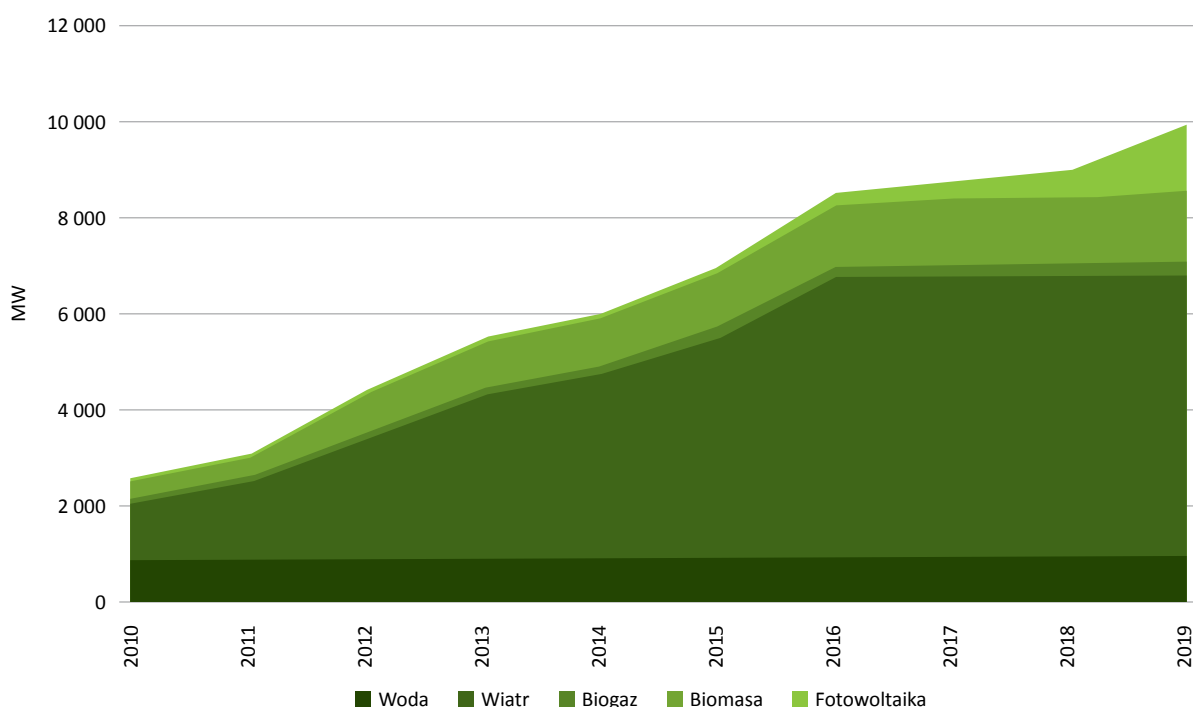
W przypadku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za zastosowaniem magazynu ciepła jest sezonowa dysproporcja w podaży ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniu na ciepło. Tzw. sezonowe magazyny ciepła służą do zakumulowania energii do momentu, w którym pojawi się na nią popyt. Magazyny ciepła są doskonałym uzupełnieniem instalacji OZE wyposażonych w m.in. kolektory słoneczne.

W polskich ciepłowniach i elektrociepłowniach funkcjonuje zaledwie kilka dobowo-godzinowych magazynów ciepła, kilka ciepłowni rozważy budowę magazynów sezonowych z kolektorami słonecznymi.

2.2. Elektroenergetyka z uwzględnieniem energetyki wiatrowej lądowej, energetyki wiatrowej morskiej oraz fotowoltaiki

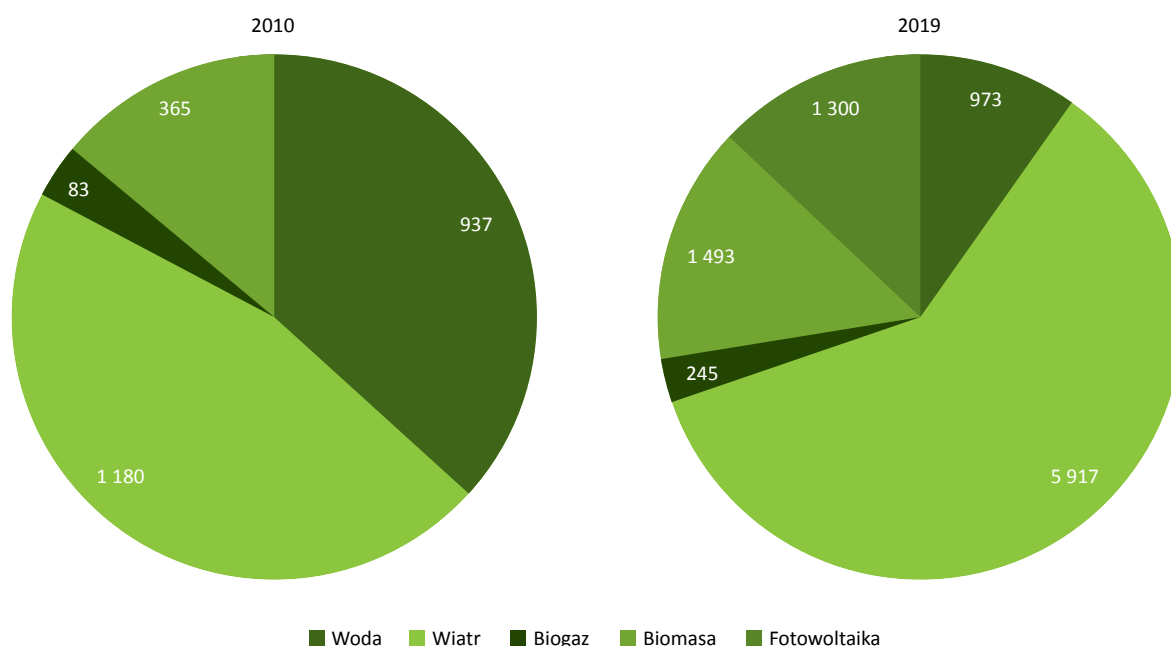
Na przestrzeni ostatniej dekady nastąpił znaczący rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce. W 2010 roku moc zainstalowana wynosiła 2,5 GW, zaś na koniec 2019 roku liczba ta wynosiła już ponad 9,5 GW, co oznacza niemal czterokrotny przyrost w ciągu dekady, przy czym liniowy wzrost utrzymywał się do 2016 roku, kiedy to został wyhamowany.

Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych nie zmieniła się znacząco i utrzymuje się na poziomie 970 MW. Pozostałe technologie rozwinęły się i nastąpił przyrost ich mocy. Moc w instalacjach biogazowych wzrosła umiarkowanie, z 80 do ok. 200 MW. W pozostałych technologiach nastąpił znaczący rozwój i łączne moce zainstalowane zostały zwielokrotnione, jednak każda z nich w innym okresie i o innej charakterystyce. Moc instalacji biomasowych na koniec 2019 wyniosła 1,4 GW (+1,1 GW od 2010), wiatrowych 5,9 GW (+4,7 GW od 2010), fotowoltaicznych 1,3 GW (+1,3 GW od 2010). Zahamowanie rozwoju instalacji wiatrowych przez wprowadzenie tzw. ustawy odległościowej, spowodowało natychmiastowy wzrost zainteresowania inwestorów instalacjami fotowoltaicznymi, co w powiązaniu ze spadkiem cen technologii (modułów) oraz wsparciem aukcyjnym



Rysunek 2.9. Moc elektryczna zainstalowana w odnawialnych źródłach energii w Polsce w latach 2010-2019.

Źródło: URE, PSE. Opracowanie: IEO.



Rysunek 2.10. Porównanie udziałów poszczególnych technologii mocy elektrycznej zainstalowanej w OZE

i prosumenckim, pozwoliło na gwałtowny przyrost mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych, od kilku MW jeszcze w 2015, do obecnie ponad 1,6 GW na początku 2020 roku (stan na 01.03.2020).

Zmieniły się także udziały poszczególnych technologii w mocy zainstalowanej. Dominującą technologią nadal pozostały farmy wiatrowe, które dodatkowo zwiększyły swój udział (z 46% do 60%). Elektrownie wodne, stanowiące ponad 1/3 mocy zainstalowanej w OZE w 2010 roku, na koniec dekady stanowiły już tylko 10%. Instalacje biogazowe i biomasowe, poprzez swój umiarkowany rozwój utrzymały podobne udziały po upływie dekady (odpowiednio ok. 3% oraz 15%), natomiast najciekawiej prezentują się dane dotyczące fotowoltaiki, nieistniejącej praktycznie w 2010 roku, która obecnie stanowi ponad 13% mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii w Polsce.

W kolejnych podrozdziałach omówiono nie tylko już dobrze w Polsce znane technologie energetyki wiatrowej lądowej oraz fotowoltaiki, ale także energetyki wiatrowej morskiej i najnowsze zastosowania źródeł pogodowozależnych w formule „sectors coupling”.

1.2.1. Energetyka wiatrowa lądowa

Krajowy Plan działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) zakłada bardzo szeroki wzrost udziałów energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE): z 13% w 2020 roku do niemal 30% w 2030 roku. W sektorze

energii elektrycznej z OZE kluczową rolę w tym okresie odegra lądowa energetyka wiatrowa (z czasem wspierana morskimi farmami wiatrowymi) z udziałem rosnącym odpowiednio z 45% w 2015 r. do ponad 60% w roku 2030, co wymaga dwukrotnego wzrostu generacji wiatrowej w latach 2021-2030. Na drodze do utrzymania na odpowiednio wysokim poziomie technicznym istniejących zdolności wytwórczych oraz rozwoju nowych stoją bariery uniemożliwiające efektywne wykorzystanie potencjału technicznego i ekonomicznego lądowych farm wiatrowych w Polsce. Problem ten i stojące za nim ograniczenia mogą być rozwiązywane w ramach co najmniej dwóch kierunków innowacji energetycznych wskazanych w KPEiK: (1) „optymalizacja wykorzystania zasobów”, (2) „efektywne wytwarzanie energii łączące ograniczenie wpływu na środowisko z bezpieczeństwem energetycznym”.

Na przeszkodzie pełnej realizacji tego potencjału stoją przepisy ograniczające lokalizację farm wiatrowych (tzw. zasada „10H”), które utrudniają lokalizację największych i najnowszych turbin wiatrowych (a zarazem najbardziej efektywnych w warunkach polskich) oraz fakt, że wkrótce wiek starszych turbin wiatrowych zacznie przekraczać 20 lat i wobec naturalnych ubytków mocy konieczna będzie ich wymiana na nowsze technologie (co nie będzie możliwe w obecnych uwarunkowaniach przestrzennych, przy obecnym stanie wiedzy i bez dostosowania nowych technologii do uwarunkowań przestrzennych). W ciągu pierwszego półrocza 2020r. Minister Rozwoju planuje nowelizację ustawy o inwestycjach w elektrownie wiatrowe



(tzw. ustawy odległościowej „10H”), w której poza liberalizacją zasad lokalizacji farm wiatrowych (bardziej optymalne wykorzystanie krajowych odnawialnych zasobów) ważne będzie uwzględnienie interesów wspólnot lokalnych (projektowane rozwiązania konsultowane są z samorządami). Nowe przepisy powinny wejść w życie od 1 stycznia 2021 r. Ponadto rozwój oraz doskonalenie narzędzi do prognozowania wytwarzania energii z elektrowni wiatrowych jest jednym z priorytetów Krajowych Inteligentnych Specjalizacji – wersja 5 (obowiązuje od 1 stycznia 2019 r.).

Łądowa energetyka wiatrowa, tzw. „on-shore wind” w Polsce rozwija się intensywnie od 2005 roku i ma najwyższą moc zainstalowaną ze wszystkich rodzajów odnawialnych źródeł energii. Z mocą zainstalowaną 5917 MW w farmach wiatrowych Polska zajmuje 7 miejsce w UE. W ostatnich latach (po 2010 roku) w technologii energetyki wiatrowej nastąpił znaczący przełom, polegający na wprowadzeniu technologii turbin wiatrowych o dużych wirnikach (powyżej 100m średnicy), co zwiększyło możliwości ich lokalizacji na terenach o niskich prędkościach wiatru, czyli na większości obszaru naszego kraju. Spowodowało to również znaczący wzrost produktywności projektów wiatrowych – w przypadku dobrze zaprojektowanej farmy wiatrowej możliwe jest obecnie osiągnięcie rocznej produktywności na poziomie 3500 MWh/MW i powyżej. W latach 2020-2022 przybędzie kolejne 3400 MW mocy zakontraktowanych w aukcyjnym systemie wsparcia OZE i dodatkowo kilkaset megawatów nowej mocy zakontraktowanych na zasadach rynkowych w ramach tzw. korporacyjnych umów sprzedaży energii (ang. PPA). Spodziewany w latach 2020-2023 przyrost nowej mocy rzędu 1 GW rocznie uczyni z Polski w najbliższych latach trzeci lub czwarty rynek inwestycji w lądowej energetyce wiatrowej w UE, po Hiszpanii, Szwecji, ew. Francji lub Niemczech. Wkrótce moce polskich farm wiatrowych przekroczą 10 GW.

Wg Instytutu Energetyki Odnawialnej całkowity potencjał ekonomiczny lądowych farm wiatrowych do 2030 roku, przy uwzględnieniu realnych i racjonalnych ograniczeń, wynosi 22 GW. Bez dalszego rozwoju lądowych farm wiatrowych Polska natrafi na poważne problemy z realizacją międzynarodowych zobowiązań w zakresie zwiększania udziałów energii z OZE, redukcji emisji CO₂. Zbyt wolny lub nieefektywny rozwój energetyki wiatrowej utrudni też walkę rządu o niskie ceny energii, które mogą być kluczowe w utrzymaniu konkurencyjności polskiej gospodarki (lądowe farmy wiatrowe są obecnie najtańszym w Polsce źródłem energii elektrycznej, ceny energii kontraktowane w aukcjach schodzą poniżej 200 zł/MWh). Realnym problemem w rozwoju energetyki wiatrowej jest zatem zapewnienie efektywnej eksploatacji i obsługi

istniejących farm wiatrowych, jak i ich „repowering” na nowe technologie o wyższej produktywności oraz optymalna lokalizacja nowych farm wiatrowych z wykorzystaniem najnowszych typów turbin.

1.2.2. Energetyka wiatrowa morska

Morska energetyka wiatrowa jest elementem jednego z ośmiu kierunków projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP2040), tj. kierunku nr 6 „Rozwój odnawialnych źródeł energii”. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej stanowi również jeden z projektów strategicznych PEP2040. Do opracowania projektu nowej polityki energetycznej przyjęto, że moc morskich farm wiatrowych wyniesie 4 GW do 2030 r. oraz 8 GW do 2040. Zgodnie z bardziej ambitnym Krajowym Planem Działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) Polska ma plany, aby w perspektywie 2030 r. zainstalować na Bałtyku ok. 5 GW mocy w morskich farm wiatrowych, a w 2040 r. ok. 10 GW. Pierwsza morska elektrownia wiatrowa w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej zostanie włączona do sieci w 2025 r. Plany te w pełni wpisują się w Europejski Zielony Ład, którego założenia odwołują się w sposób szczególny do wzmocnienia UE jako światowego lidera w morskiej energetyce wiatrowej.

Dotychczas, w ramach przedwstępnych prac deweloperskich nad projektami MFW, wydano 12 pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, dla następujących podmiotów: PGE S.A. – 3 pozwolenia lokalizacyjne oraz decyzja środowiskowa dla 2 lokalizacji; Polenergia S.A. – 3 pozwolenia lokalizacyjne oraz decyzja środowiskowa dla 2 lokalizacji; Grupa Baltex – 2 pozwolenia; EDPR – 2 pozwolenia; Orlen S.A. – 1 pozwolenie; Baltic Trade and Invest – 1 pozwolenie.

W 2019 roku w Ministerstwie ds. energii rozpoczęto prace nad projektem ustawy o morskiej energetyce wiatrowej. Obecnie projekt jest w konsultacjach. Celem regulacji jest wykorzystanie potencjału energetyki wiatrowej na Bałtyku oraz stworzenie ram prawnych, które wesprą podmioty zainteresowane rozwojem sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, w tym firmy odpowiedzialne za dostarczanie komponentów do budowy wiatraków na morzu (tzw. „local content” inwestycji offshore). Projekt zakłada obowiązek przedstawienia planu udziału materiałów i usług lokalnych w procesie budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej oraz przeprowadzenia dialogu technicznego z zainteresowanymi uczestnikami rynku. Dotychczas dla zagranicznych kontrahentów polskie firmy w ramach zazwyczaj doraźnych, jednorazowych kontraktów dostarczały m.in. konstrukcje

betonowe, konstrukcje stalowe, konstrukcje platform montażowych, wieże MFW, barko-pontony ofshore z konstrukcjami do układania kabli. Polska posiada jeden z największych na Bałtyku potencjałów energetyki wiatrowej, ze względu na długą linię brzegową oraz sprzyjające warunki klimatyczne. Równocześnie jednak morska energetyka wiatrowa w naszym kraju boryka się z szeregiem problemów, związanych głównie z ograniczeniami przestrzennymi w lokalizacji. Najpoważniejszym z nich jest zakaz budowy farm wiatrowych na morzu terytorialnym (Ustawa o obszarach morskich RP), co powoduje, że już pierwsze inwestycje muszą być zlokalizowane powyżej 20 km od brzegu i odpowiednio na głębszych wodach. Powoduje to wzrost kosztów budowy, przyłączenia do sieci i eksploatacji oraz jest dużym wyzwaniem technicznym. Ponadto proponowana ustawa o morskiej energetyce wiatrowej przerzuca na inwestora koszty związane z rozbudową sieci elektroenergetycznej niezbędnej do przyłączenia farmy wiatrowej, w tym koszt kabli podmorskich. Rozwiązanie to jest niezwykle kosztowne dla inwestora ze względu na stan sieci elektroenergetycznej w północnej Polsce i konieczność znaczących inwestycji w jej przebudowę.

Morską energetykę wiatrową w sposób specjalny wyróżnia Europejski Zielony Ład („będziemy potrzebować bardziej strategicznego podejścia do sektorów energii odnawialnej, takich jak energia morska i łańcucha dostaw, który ją stanowi”). Także najnowsza wersja Strategic Energy Technology Plan – tzw. SET-Plan (z września 2019) potwierdza, że koszty energii z MFW spadają szybciej, niż zakładała poprzednia wersja. Bariera kosztu wytworzenia energii 100 EUR /MWh²⁴ została przekroczona już w 2017 r. Niezwykle szybki rozwój technologii i jej stopniowa komercjalizacja nastąpiła dzięki tzw. kontraktom (aukcjom) różnicowym. Wiodące firmy energetyczne wygrały trzy projekty na takich aukcjach w Niemczech, składając oferty zerowe za MWh²⁵, co oznacza, że nie otrzymają żadnej dotacji oprócz ceny hurtowej energii elektrycznej. Projekty te mają zostać oddane do użytku w 2024 i 2025 r. Jednym z czynników kosztotwórczych, pozwalających na zerowe oferty dotacji, jest oczekiwanie na znacznie większe i bardziej efektywne turbiny do 2024 r., co stwarza określone wymagania po stronie łańcucha dostaw.

1.2.3. Fotowoltaika

Wg Krajowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEiK), wykorzystanie energii słonecznej stanowi alternatywę dla wykorzystania terenów poprzemysłowych i słabej jakości gruntów. Jednym ze sposobów na zagospodarowanie terenów poprzemysłowych o słabej jakości gruntów jest zainstalowanie na nich systemów fotowoltaicznych służących do przetwarzania energii słonecznej. Atutem fotowoltaiki jest dodatnia zależność między intensywnością nasłonecznienia a dobowym popytem na energię elektryczną. Instalacji fotowoltaicznych powstających w różnych miejscach na terenie Polski będzie coraz więcej, ale nawet o ile będą budowane w sposób rozproszony, to ich całkowita moc zainstalowana będzie mieć coraz większy wpływ na funkcjonowanie krajowego systemu energetycznego (KSE). Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2022 r. Wg Instytutu Energetyki Odnawialnej do 2018 roku polskie firmy dostarczały na rynek ok. 50% kluczowych urządzeń (modułów fotowoltaicznych) i zapewniały niemalże 100% usług instalacyjnych. Jednak już w 2019 r. potrzeby szybko rosnącego rynku w coraz większym stopniu zaczęły zaspokajać firmy zagraniczne.

Od 2015 roku trwa niespotykany wcześniej w żadnej innej branży energetycznej dynamiczny rozwój nowych mocy fotowoltaicznych. Średnie tempo wzrostu mocy zainstalowanych w systemach fotowoltaicznych w Polsce w latach 2015-2019 wyniosło niemal 125% (w 2019 r. moce wzrosły o 150%), przy średnim wzroście mocy zainstalowanej całej branży OZE o 9%. Całkowita moc zainstalowana w systemach fotowoltaicznych na koniec 2019 r. wyniosła 1300 MW, a Polska pod względem tempa wzrostu branży fotowoltaicznej znalazła się na piątym miejscu w UE. Tylko w styczniu 2020 r. przybyło kolejne 170 MW nowych mocy, a obecne trendy wskazują, że ogółem w br. przybędzie 2000 MW, a łączna moc systemów fotowoltaicznych na koniec roku wyniesie 3,3 GW. Fotowoltaika stanie się drugą po lądowej energetyce wiatrowej technologią energetyki odnawialnej w Polsce. Trendy te wpisują się w pełni w Krajowy Plan Działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) i w Europejski Zielony Ład.

Polska fotowoltaika, w przeciwieństwie do wielu krajów w Europie, ma bardzo prosumencki, rozproszony charakter, który wynika z zainteresowania obywateli produkcją energii we własnym zakresie i powstania wielu małych firm instalatorskich te oczekiwania zaspokajających. Energetyka prosumencka rozwija się w Polsce od 2012 roku, a szczególnie intensywnie w latach 2018-2020. Ale jednocześnie polski system aukcyjny przewidywał zamówienie w latach

²⁴ Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że koszt ten nie uwzględnia kosztów przyłączenia do sieci, które w krajach takich jak np. Niemcy przerzucone są na operatora systemu elektroenergetycznego

²⁵ Ponownie, oferty aukcyjne były tu składane o moce przyłączeniowe w węzłach zainstalowanych (na koszt operatora) w morzu.



2017-2020 jednego z największych w UE wolumenu energii z farm fotowoltaicznych o mocach do 1 MW (segmentu pierwotnie adresowanego do MŚP). Do-
piero od niedawna na zasadach komercyjnych przy-
gotowywane są duże, wielkoskalowe farmy fotowol-
taiczne o mocach rzędu dziesiątek MW (segment
dużych inwestorów).

2.2.4. Sectors coupling i Green Power to Heat

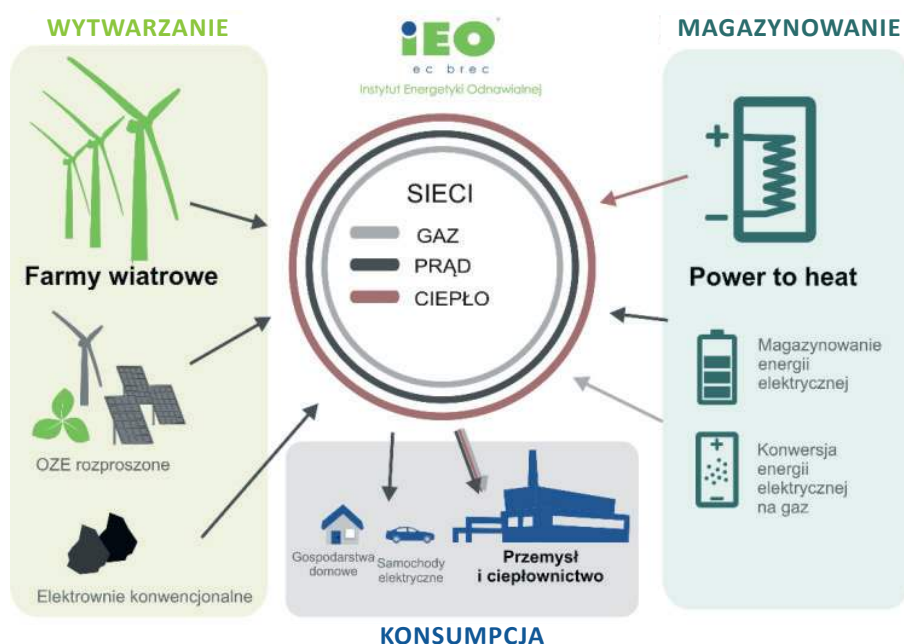
Idea "sectors coupling", tzn. idea „łączenia sektorów”, w polityce energetycznej ma za zadanie wykorzystanie energii elektrycznej w takich branżach jak ciepłownictwo czy transport, a w szczególności zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do ich zasilania. Stanowiąc to będzie ułatwienie ograniczania emisji gazów cieplarnianych z tych sektorów, co wpisuje się zdecydowanie w nowe ramy polityki klimatycznej Komisji Europejskiej. „Sectors coupling” ma prowadzić do całkowitej dekarbonizacji wszystkich sektorów przemysłu zgodnie z ustaleniami Zielonego Ładu i pomoże także w wypełnieniu europejskiego wkładu w zobowiązania wynikające z Porozumienia Paryskiego z 2015 roku, które dotyczy światowych wysiłków na rzecz zatrzymania wzrostu globalnych średnich temperatur poniżej 2°C²⁶. Takie osiągnięcie ma nadać Europie miano pierwszego kontynentu neutralnego klimatycznie już w 2050 roku. Komisja Europejska przedstawia tę ideę jako drogę do elastyczności systemów energetycznych, w taki

sposób, aby dekarbonizacja mogła zostać osiągnięta w bardziej efektywny kosztowo sposób.

We współczesnej gospodarce energetycznej istnieją dwa podstawowe sektory: wytwarzanie oraz konsumpcja. Obecnie główną rolę gra wytwarzanie i to temu sektorowi podporządkowana jest konsumpcja. „Sectors coupling” ma za zadanie, poprzez łączenie pozostałych sektorów, zdecydowanie zwiększenie roli konsumpcji oraz rozwój nowego, znaczącego sektora – magazynowania. Integracja wytwarzania, magazynowania i konsumpcji pozwoli na przeprowadzenie transformacji energetycznej w sposób efektywny kosztowo.

Rozróżnia się dwa podejścia do idei łączenia tych sektorów:

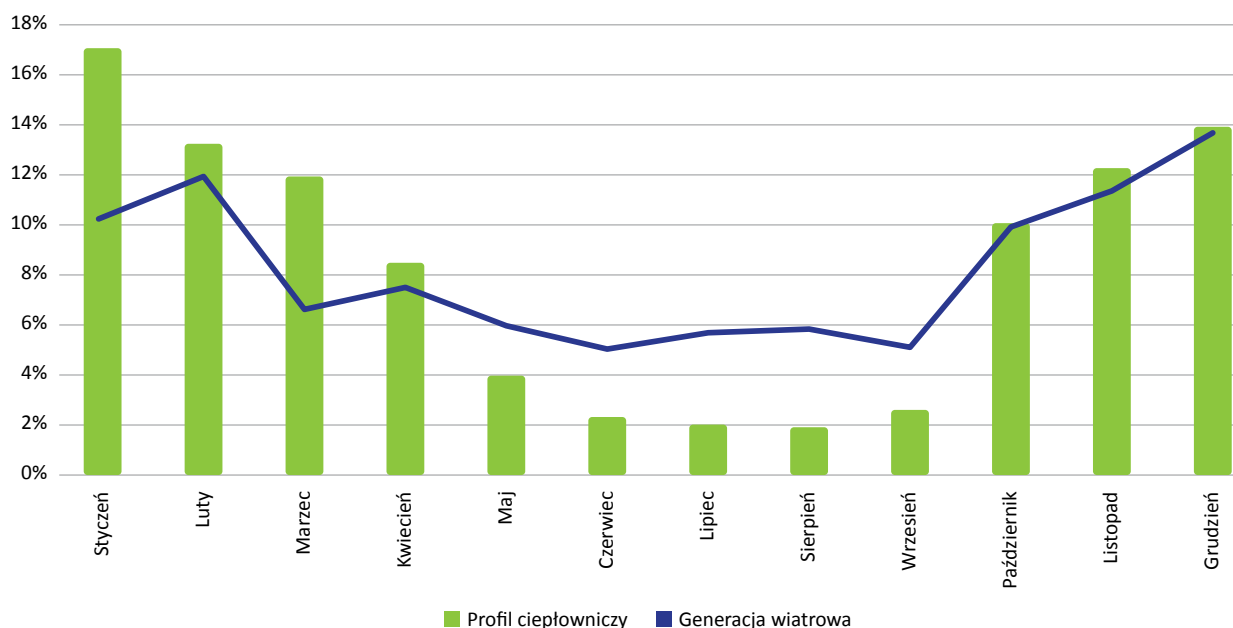
- konsumpcyjne (ang. *end-use sectors coupling*) – rozumiane jako szeroko pojęta elektryfikacja transportu, ciepłownictwa oraz przemysłu. Polega na stopniowym wycofaniu się ze stosowania paliw kopalnych w tych sektorach oraz zastąpieniu ich energią elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych. W ciepłownictwie dotyczy to zwiększenia wykorzystania kotłów elektrodowych o wysokiej sprawności (powyżej 99%) czy też pomp ciepła do produkcji nośników ciepła (wody i pary). W transporcie – zmniejszenie znaczenia transportu kołowego na rzecz rozwoju kolei, a także rozwój samochodów elektrycznych oraz opartych o biopaliwa czy też wodór.



Rysunek 2.11. Sector coupling – schemat ideowy.

Źródło: Opracowanie: IEO

²⁶ Porozumienie Paryskie. https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_pl



Rysunek 2.12. Zestawienie profili obciążenia cieplowniczego oraz generacji wiatrowej.

Źródło: PSE, profile cieplownicze oprac. i skorelowane przez IEO

- Integracja międzysektorowa, zwana także „power-to-X”, w której energia ze źródeł odnawialnych wykorzystywana jest do tworzenia nośników energii wykorzystywanych w poszczególnych sektorach. Nośniki te to przykładowo ciepło (woda), wodór i inne ciekłe paliwa.²⁷

Dla sektora elektroenergetyki będzie się to wiązać ze zdecydowanym zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną (w szczególności odnawialną). Ze względu na niższe roczne współczynniki wykorzystania mocy (ang. *capacity factor*)²⁸ zeroemisyjnych źródeł pogodowozależnych, takich jak elektrownie fotowoltaiczne czy wiatrowe, wymagane są większe moce zainstalowane w tych źródłach w celu pokrycia zapotrzebowania na energię niż choćby dla elektrowni węglowych²⁹. Źródła pogodowozależne nie są niestety dyspozycyjne (tzn. nie mogą zostać uruchomione „na zawołanie”), zatem niezwykle istotna jest kwestia możliwości magazynowania tej energii, gdy aktualny popyt na energię jest na bieżąco zaspokojony, oraz wykorzystanie magazynów do zasilania

sieci, gdy taka możliwość nie występuje. Z wdrożeniem „sector coupling” wiązać się zatem duże nakłady w elektroenergetyce, niezbędne do instalacji nowych mocy w źródłach odnawialnych, ale także do utrzymania infrastruktury sieci elektroenergetycznej (kable, linie napowietrzne, stacje transformatorowe), które muszą być odpowiednio przygotowane do obsłużenia systemu elektroenergetycznego o dużym stopniu nasycenia źródłami pogodowozależnymi o szybkozmiennej charakterystyce produkcji. Dodatkowo, istotne są także nakłady potrzebne do infrastruktury odpowiadającej za zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej, takie jak elektrolizery do produkcji wodoru, kotły elektrodowe i pompy ciepła oraz urządzenia pomocnicze.

Zupełnie nieznaną do tej pory w Polsce technologią OZE dla ciepłownictwa jest *GreenPower to Heat (GP2H)*. Znane też jako elektroogrzewnictwo, odnosi się do idei zagospodarowania nadprodukcji energii elektrycznej ze źródeł OZE, w szczególności pogodowo-zależnych: farm wiatrowych i słonecznych w okresach, gdy ceny energii na rynku są najniższe. W procesie tym niezwykle ważne jest ustalenie właściwej ceny takiej transakcji, aby obie jej strony osiągały znaczną korzyść wynikającą z jej zawarcia. Producentowi energii gwarantuje to sensowną cenę, po której dokona sprzedaży energii elektrycznej, zaś odbiorcy – producentowi ciepła – korzystniejszą ofertę względem aktualnych kosztów produkcji. Koncepcja P2H opiera się na integracji rynków energii elektrycznej i systemów ciepłowniczych. Profil obciążenia

²⁷ Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise? Study requested by the ITRE committee

²⁸ Roczny współczynnik wykorzystania mocy (Annual capacity factor) jest stosunkiem wyprodukowanej energii przez daną instalację energetyczną w okresie rocznym do teoretycznej możliwej ilości wyprodukowanej energii przez tę instalację w okresie rocznym

²⁹ Dla całego systemu elektroenergetycznego Polski, współczynniki takie wynoszą obecnie ok. 11% dla źródeł fotowoltaicznych i ok. 27% dla elektrowni wiatrowych lądowych, zaś dla źródeł konwencjonalnych: elektrownie na węgiel kamienny ok. 46%, elektrownie na węgiel brunatny ok. 76%). Źródło: *Prognoza kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej do 2040 roku*, IEO 2020.



ciepłowniczego jest w dużym stopniu skorelowany z profilem generacji wiatrowej w warunkach polskich. Na tej podstawie można wyciągnąć wniosek, że najkorzystniejsze z punktu widzenia ciepłownictwa ceny energii elektrycznej pojawią się na rynku właśnie w okresie jesienno-zimowym, kiedy zapotrzebowanie jest największe, co stanowi kolejny aspekt pozytywnie przemawiający za integracją sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.

W przypadku systemów ciepłowniczych, głównym źródłem ciepła współpracującym z GP2H są kotły elektrodowe. Podgrzewają one wodę, wykorzystując energię elektryczną. Rządziej bierze się pod uwagę pompy ciepła ze względu na ich wyższe koszty inwestycyjne w stosunku do kotłów elektrodowych³⁰. Istotnym elementem koncepcji GP2H, obok kotłów elektrodowych, są magazyny ciepła, gdyż korzystne ceny energii elektrycznej nie zawsze spotykają się z odpowiednim zapotrzebowaniem na ciepło w systemie. Krótkookresowe magazyny potrafią zakumulować ciepło w cyklach 24-godzinnych i za ich pomocą możliwe jest odpowiednie zarządzanie produkcją. Trzecim, niezbędnym komponentem GP2H jest system automatyki, sterujący całym procesem: od zakupu taniej energii elektrycznej, poprzez współpracę z istniejącymi jednostkami wytwórczymi, aż do zarządzania pracą magazynu ciepła.

Warunkiem korzystania z technologii GP2H dla systemów ciepłowniczych musi być cena energii elektrycznej niższa niż aktualny koszt produkcji. Oznacza to zarówno oszczędności przy dostarczaniu ciepła, jak i korzystny efekt środowiskowy ze względu na mniejszą emisję zanieczyszczeń do atmosfery.

Idea elektroogrzewnictwa może zostać również zaimplementowana dla gospodarstw domowych. Do ogrzewania budynków, zamiast dużych kotłów elektrodowych, stosuje się mniejsze kotły rezystancyjne. Natomiast na potrzeby ciepłej wody użytkowej można wykorzystać ogrzewacze pojemnościowe tzw. bojler, które składają się ze zwykłej grzałki oporowej wmontowanej w stalowy zbiornik, pełniący rolę magazynu ciepła. Kluczową rolę w takich domowych systemach odgrywa ponownie kompleksowy system automatyki. Tania energia elektryczna może zostać zaczerpnięta z nadwyżek domowych instalacji OZE (instalacja fotowoltaiczna) lub za pomocą tzw. taryf dynamicznych. Dyrektywa³¹ dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego

energii elektrycznej wymusza na państwach członkowskich UE możliwość zawierania umów na dynamiczne ceny energii m.in. dla odbiorców indywidualnych. Transpozycja tej Dyrektywy powinna być zrealizowana do końca 2020 roku. W okresach niskich cen energii w ciągu dnia (dolina nocna) bojler elektryczny rezystancyjny w gospodarstwach domowych mogą być uruchamiane w celu podgrzania ciepłej wody użytkowej, a następnie jej zmagazynowania.

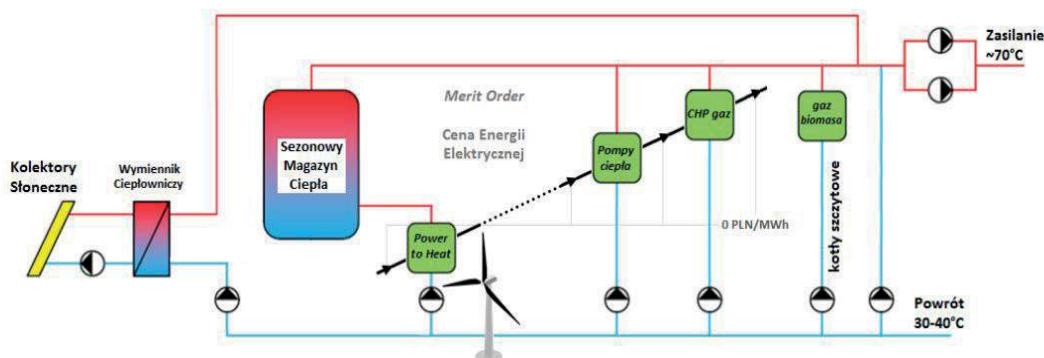
W technologii Green Power to Heat, przy systematycznym wzroście mocy z farm wiatrowych (morskich i lądowych) oraz z instalacji fotowoltaicznych, można uzyskać stosunkowo niewielkie koszty produkcji ciepła.

W Polsce istnieje duży potencjał do elektryfikacji ciepłownictwa ze względu na liczbę systemów ciepłowniczych. W 2019 istniało w Polsce 412 miejskich systemów ciepłowniczych o łącznej mocy zainstalowanej 54,912 GWth, przy czym aż ok. 16,5 mln mieszkańców naszego kraju jest zaopatrywana w ciepło pochodzące z tych systemów. Technologia, dzięki której „sector coupling” może zostać wdrożone w życie w ciepłownictwie, to m.in. tzw. green Power-to-Heat (GP2H). Wobec zwiększającej się ilości mocy zainstalowanej w pogodowo zależnych odnawialnych źródłach energii, w Danii opracowano model inteligentnego ciepłownictwa systemowego opartego wprost na idei „sector coupling”.

Model ten polega na wykorzystaniu i połączeniu nowoczesnych technologii z zakresu odnawialnych źródeł energii, konwencjonalnych istniejących źródeł, magazynowania ciepła oraz metod optymalizacji i predykcji cen energii elektrycznej. Podstawowym źródłem ciepła są kolektory słoneczne dostarczające ciepło do sieci. Gdy cena energii jest niska (niższa od kosztu produkcji ciepła) uruchamiana jest technologia Power-to-heat (kotły elektrodowe oraz pompy ciepła), oddająca energię najpierw do magazynu sezonowego. Gdy istnieje potrzeba, magazyn ten dodatkowo zasila sieć ciepłowniczą (razem z kolektorami lub samodzielnie, gdy energia z nich nie jest dostarczana). Gdy cena energii jest wysoka, uruchamiane są kogeneratory gazowe (Combined Heat and Power – CHP), które produkują jednocześnie energię elektryczną oraz dostarczają ciepło do sieci. W momentach zapotrzebowania szczytowego uruchamiane są kotły na biomasę, które pozwalają dotrzymać odpowiedniej temperatury wody na zasilaniu. Taki model prowadzenia elektrociepłowni pozwala na zdecydowaną optymalizację kosztów, a jednocześnie podnosi efektywność systemu ciepłowniczego pod względem dużego stopnia wykorzystania odnawialnych

³⁰ Schweiger G, et al., The potential of power-to-heat in Swedish district heating systems, Energy (2017), <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.075>

³¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Tekst mający znaczenie dla EOG.)



Rysunek 2.13. Model inteligentnego ciepłownictwa systemowego

źródeł energii oraz kogeneracji, co przyczynia się do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego.

Według najnowszego raportu BloombergNEF³², przy wdrażaniu nowych koncepcji w energetyce typu „sector coupling” trzeba zwrócić uwagę na kilka istotnych zagadnień, w tym przyszłość rynku mocy (zmniejsza atrakcyjność nowych rozwiązań, utrwala energetykę paliw kopalnych) i umowy PPA, które tworzą możliwości rozwoju nowych technologii. W ciągu ostatnich lat ponad 16 GW mocy ze źródeł odnawialnych zostało zkontraktowanych w formule PPA³³, także w Polsce^{34 35}.

Co więcej, umowy PPA są jednoznacznie wpisane w aktualną politykę energetyczną Komisji

Europejskiej w tzw. Dyrektywie RED II (Renewable Energy Directive II)³⁶ o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych. Dyrektywa ta zobowiązuje państwa członkowskie do opisywania polityk i środków ułatwiających upowszechnianie umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu (Art. 15 Dyrektywy RED II). Niestety, w Polsce istnieją obecnie pewne bariery dla takich umów, ze względu na praktyczny brak możliwości budowy i wykorzystania linii bezpośrednich (bez wykorzystania sieci dystrybucyjnej), a umowy PPA nie zostały uwzględnione w polskim Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030³⁷.

³² <https://about.bnef.com/blog/electrification-can-cut-emissions-of-transport-buildings-and-industry-in-europe-by-60-by-2050/>.

³³ <https://resource-event.eu/new-to-ppas/>

³⁴ <https://www.kp.pl/dla-mediow/browary-kompanii-piwowarskiej-przechodza-w-100-na-energie-elektryczna-pochodzaca-z-wiatru-dzieki-wspolpracy-z-innogy>;

³⁵ <https://www.signify.com/global/our-company/news/press-releases/2019/20191002-signify-signs-vppa-with-gig-blowing-fresh-breeze-of-renewable-energy-into-polish-operations>

³⁶ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

³⁷ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>



Krajowy potencjał produkcji i eksportu urządzeń i komponentów OZE dla elektroenergetyki lub ciepłownictwa



3.1. Kluczowi producenci technologii OZE, w tym krajowi

3.1.1. Fotowoltaika

Rynek ogniw i modułów fotowoltaicznych zdominowany jest przez azjatyckich producentów. Tacy chińscy giganci, jak m.in. Jinko Solar, JA Solar, Trina Solar czy Risen Energy odpowiadają obecnie za ok. 70% światowych zamówień na moduły PV. Nie inaczej sytuacja wygląda w Polsce. Istnieje wiele firm instalatorskich, które są jednocześnie dystrybutorami powyższych technologii. Azjatyckie moduły wykorzystywane są zarówno w instalacjach prosumentów, jak i przy projektach dużych farm fotowoltaicznych.

Na terenie Polski działa 7 krajowych firm zajmujących się produkcją modułów fotowoltaicznych. Są to w większości firmy dość młode, jednak dynamicznie rozwijające się i stale zwiększające swoje moce produkcyjne. **Bruk-Bet Solar** to firma będąca częścią spółki Bruk-Bet, potentata w branży budowlanej. W 2011 roku została przez nich otwarta w Tarnowie fabryka modułów fotowoltaicznych o wydajności 120 MW rocznie. Bruk-Bet Solar jest producentem paneli polikrystalicznych o mocy ok. 270 W i sprawności ponad 17% oraz monokrystalicznych, o mocy od 315 do 400 W i sprawności 19,7% lub ponad 20,3%. Są to parametry porównywalne do tych, którymi odznaczają się urządzenia oferowane przez światowych liderów branży.

Powstała w 2012 roku **Selfa PV** to jeden z pierwszych producentów paneli fotowoltaicznych w Polsce. Firma ta należy do krajowej czołówki, w swojej ofercie posiada moduły poli- oraz monokrystaliczne. Kolejnym dużym producentem jest bydgoski **Hanplast**. Firma ta dysponuje linią o rocznej wydajności 100 MW. Produkowane przez Hanplast ogniwa HJT (wielozłączowe) charakteryzują się większą sprawnością. W ofercie Hanplastu znajdują się również panele Bifacial. Technologia ta pozwala na zwiększenie uzysku energetycznego o 15-30% dzięki absorpcji przez tylną stronę modułu światła odbitego od podłoża. Firma **XDISC** w 2012 rozpoczęła produkcję standardowych paneli fotowoltaicznych. W 2013 roku poszerzyła swoją ofertę o moduły elastyczne i BIPV (Building-integrated photovoltaics), czyli fotowoltaiki zintegrowanej z budynkami. Obecnie XDISC dysponuje linią produkcyjną o wydajności 80 MW rocznie.

Solar Energy to kolejne polskie przedsiębiorstwo aktywne w branży modułów fotowoltaicznych. Firma ta posiada zautomatyzowaną linię o mocy produkcyjnej 70 MW na rok. Produkcja obejmuje wszystkie etapy procesowe: od załadunku szkła, przez łączenie ogniw,

laminowanie, montaż ram i puszek przyłączeniowej, po testowanie. **ML System** jest liderem polskiego rynku fotowoltaiki zintegrowanej z budynkami (BIPV). Raport „Global Building Integrated Photovoltaics” z maja 2017 roku wymienia firmę ML System wśród 5 kluczowych producentów BIPV na świecie. O sile i innowacyjności spółki świadczy 16 chronionych zgłoszeń patentowych i 9 już przyznanych patentów. W połowie 2016 roku firma ML System zadebiutowała na Giełdzie Papierów Wartościowych. Uzyskane w ten sposób środki przeznaczone na rozwój i ekspansję zagraniczną. ML System oprócz modułów BIPV w swojej ofercie posiada również semielastyczne moduły PV, klasyczne panele fotowoltaiczne i moduły Ultra PV.

Ciekawostką na rynku jest **BB Solar** z Bielska-Białej. Jest to lokalny producent paneli fotowoltaicznych. Firma ta wytwarza rocznie panele o mocy do 2 MW. W dużej mierze produkty te są używane na potrzeby realizowanych przez BB Solar instalacji. BB Solar zajmuje się również technologią modułów przeznaczonych do pracy w wyższych temperaturach (panele DESERT).

Oprócz firm produkujących panele, na terenie naszego kraju funkcjonują przedsiębiorstwa zajmujące się systemami mocowań (m. in. Energy5 i Remor) oraz firma produkująca inwertery – Spirvent. Silną stroną Polski w łańcuchu dostaw są konstrukcje służące do fundamentowania: Corab, Budmat, które pełnią też rolę integratorów i rozwijają potencjał eksportowy. Szybko rozwijają się firmy EPC realizujące farmy fotowoltaiczne: CentroEnergia, Coral, Eko Solar, Electrum, Elektromontaż Wschód, Ekopower21, Etexinstal, HupaPol Solar Group, Helios Strategia Polska, Hymon Energy, IDS-BUD, MEGAWATY, Milarys Polska, PBDI, Projekt-Solartech Polska, PVTEC Polska, Revolton, Solar Park Zamość. Działa też wiele firm funkcjonujących w otoczeniu oraz w różnych miejscach łańcucha dostaw, w jakim nowe technologie wprowadzane są na rynek, a w szczególności dystrybutorów i firm doradczych.

3.1.2. Energetyka wiatrowa

Głównym komponentem każdej elektrowni wiatrowej są turbiny wiatrowe. Produkowane są one przez światowe koncerny, które posiadają zakłady produkcyjne zlokalizowane na całym świecie. Liderem dostawców technologii jest duński Vestas, który w 2019 roku dostarczył turbiny o łącznej mocy 9,6 GW. Drugi w rankingu największych producentów turbin (zarówno onshore jak i offshore) jest niemiecki Siemens Gamesa, który dostarczył turbiny o łącznej mocy 8,79 GW, z czego 40% stanowiły turbiny przeznaczone do pracy



na morzu. Innymi istotnymi światowymi producentami są chiński Goldwind oraz amerykański GE. W większości przypadków turbiny dla wielkoskalowej energetyki wiatrowej są dostarczane przez światowych potentatów. Na rynku polskim najpopularniejsze typy turbin to Vestas, GE oraz Nordex. Krajowi producenci funkcjonują na niszowych rynkach turbin mniejszych mocy, w tym turbin o pionowej osi obrotu.

Należy jednak pamiętać, że elektrownia wiatrowa to nie tylko kompletna turbina wiatrowa. Polski sektor energetyki wiatrowej, poza segmentem deweloperskim i inwestorskim, dysponuje zapleczem technologicznym i B+R. W 2015 roku na rynku działało 29 firm produkujących zasadnicze komponenty elektrowni wiatrowych i 14 firm produkujących inne niespecyficzne urządzenia i komponenty wykorzystywane przez sektor wiatrowy. Przykładem firmy działającej w sektorze jest np. LM Wind Power Blades Poland Sp. z o.o. (produkcja łopat do turbin wiatrowych, część światowego lidera w tym obszarze LM Wind Power). Polskie firmy specjalizują się także m.in. w produkcji wież, korpusów gondol oraz wałów, dedykowanych wytwarzaniu energii elektrycznej z wiatru. Na rynku funkcjonuje wiele firm działających w otoczeniu oraz w różnych miejscach łańcucha dostaw, w jakim nowe technologie wprowadzane są na rynek. Ponadto funkcjonuje szereg firm oferujących usługi dla lądowej energetyki wiatrowej, takie jak np. pomiary prędkości wiatru i ocena produktywności, projektowanie farm wiatrowych, oceny oddziaływania na środowisko i monitoring środowiskowy.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej zidentyfikowało w Polsce ponad 140 podmiotów, które w różnym zakresie już obecnie biorą udział w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej. Branża morskiej energetyki wiatrowej jest dość dobrze zorganizowana wokół przemysłu okrętowego, stocznio-owego, Polskiej Żeglugi Morskiej oraz nadmorskich samorządów (regionów i gmin). Pewną rolę w aktywizacji firm przemysłowych z terenu całej Polski odgrywa Agencja Rozwoju Przemysłu. Sektor morskiej energetyki wiatrowej jest obecnie ukierunkowany i otwarty na współpracę międzynarodową i korzysta ze wsparcia polskiej dyplomacji oraz PAIH. W kraju istnieje znaczące zaplecze edukacyjne, możliwe do wykorzystania w celu kształcenia przyszłych kadr dla przemysłu morskiej energetyki wiatrowej, np. Uniwersytet Morski w Gdyni. Branża wiatrowa obsługiwana jest przez kilka politechnik (np. w Lublinie, Koszalinie, Łodzi, Białymstoku) i kilka instytutów badawczych (np. Instytut Morski, obecnie działający w ramach Uniwersytetu Morskiego w Gdyni, Instytut Energetyki, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej) oraz urzędów państwowych (np. Urząd Morski, Urząd Dozoru Technicznego).

Już od 2010 roku polskie firmy z sektora stocznio-owego i elektromaszynowego zaczęły świadczyć usługi na rzecz morskiej energetyki wiatrowej: Stocznia Crist w Gdyni w 2010 wykonała konstrukcję platformy montażowej THOR, zrealizowała (ze wsparciem KUKE) m.in. kontrakt o wartości ponad 200 mln euro dla BHO-Innovation SO 1 BV z Holandii oraz – na zlecenie Hochtief – budowę innowacyjnej jednostki III generacji typu BELUGA (wartość kontraktu to ok. 200 mln euro); Aarsleff w Świnoujściu – firma dostarcza konstrukcje betonowe na potrzeby morskiej energetyki wiatrowej, m.in. dostarczyła konstrukcje fundamentów dla farmy wiatrowej Lillgrund; Energomontaż Gdynia – dostawca konstrukcji stalowych, m.in. obudowy transformatora dla farmy wiatrowej Rødsand; Spomasz Żary – dostawca konstrukcji stalowych; Stocznia Gdańska, która uruchomiła już w 2010 roku linię do produkcji wież turbin wiatrowych. Elementy systemów sterowania i komponenty elektryczne produkuje w Polsce ABB.

Spektakularnym kontraktem z tego obszaru jest statek BoDo Constructor (barko-ponton offshore) zwodowany w grudniu 2015 roku przez GK Vistal (kadłub), w całości zbudowany w Gdańskiej Stoczni Remontowej na zamówienie świnoujskiej stoczni Poltramp Yard43. Jednostka o długości 120 m i szerokości 32 m jest wyposażona w sprzęt do układania kabli i służy jako baza logistyczna do prac przy montażu morskich elektrowni wiatrowych na Morzu Północnym, które to doświadczenie można przenieść na Bałtyk.

Pomimo szybkiego rozwoju inwestycji w OZE także w przemyśle zielonej gospodarki zdarzają się niepowodzenia, które w Polsce wynikają zazwyczaj ze zbyt powolnego rozwoju rynku krajowego i mało ambitnej strategii rozwojowej (producenci urządzeń, nie mając oparcia na rynku krajowym, muszą eksportować i od razu konkurować na rynkach globalnych z większymi graczami) lub ze zbyt małej elastyczności i niedostatecznej innowacyjności. Przykładem niepowodzenia jest firma ST3 – producent stalowych konstrukcji wsporczych do morskich farm wiatrowych, w którą zainwestował rządowy fundusz inwestycyjny MARS i partner zagraniczny.

3.1.3. Ciepłownictwo

Proces transformacji ciepłownictwa będzie powodował perturbacje na rynku i w łańcuchu dostaw technologii. Firmy, zarówno polskie, jak i zagraniczne, muszą dostosować swój potencjał wytwórczy, dostawczy oraz instalacyjny do potrzeb szybko zmieniającego się rynku. Wytworzy się okazja, a nawet potrzeba wejścia na rynek polski kolejnych

Tabela 3.1. Kluczowi producenci i dostawcy technologii OZE obecnie działający na rynku

	Kluczowi producenci i dostawcy technologii	
	polscy	zagraniczni
Kotły biomasowe	Altereco Plus, Cichewicz, Galmet, Gras Energia, Graso, Granpal, Sefako, Rafako, Kotłospaw, Witkowski, Defro, Wentor, Kostrzewa, Rakoczy	Danstoker
Kolektory słoneczne	Sunex, Kospel, Galmet, Ensol, Hewalex, Skorut – Solar	Arcon Sunmark
Green Power to Heat (potencjalni dostawcy)	Lemet, Termica, Elterm, Kospel, Elektra, Elektromet, Termet, Transition Technologies, ZRE Katowice, ZAE Wrocław	Danstoker, Stiebel Eltron, Henimax, Schneider Electric
Pompy Ciepła	Nibe-Biawar, Galmet, Fonko, F.H. GEJZER, Vatra, Hibernatus, Buderus, A-pic	Mitsubishi Electric, Vaillant, Viessman, Junkres – Bosch, Ferroli,
Geotermia	G-Drilling, Ferroxx – odwierty geotermalne ChemTech – filtracja wody PolGeol – udokumentowanie wód geotermalnych	
Magazyny krótkoterminowe	Elektromet, Termica, Termet, Lemet Kospel, Polimex – Mostostal	
Sezonowe magazyny ciepła (potencjalni dostawcy)	Galmet, Rafako, Mostostal Warszawa	Sunmark Arcon
Biogaz	CES, Horus Energia, Proeko Biogas, RenBio, MDI Energia	Viessmann, Eneria, Gruppo AB Kogenracja

zagranicznych spółek lub stworzenia nowych krajowych fabryk urządzeń. Obecnie w Polsce funkcjonuje kilkanaście firm specjalizujących się w różnych ciepłowniczych technologiach odnawialnych, które dzięki swojemu dotychczas zdobytemu doświadczeniu, staną się kluczowymi dostawcami w okresie wzmoczonej transformacji.

Obszarami, w których należy znacznie rozwinąć łańcuch dostaw, jest Green Power to Heat oraz technologia sezonowych magazynów ciepła. Koncepcja P2H, jak do tej pory, nie zafunkcjonowała szerzej w polskim ciepłownictwie systemowym, przez co na rynku krajowym trudno znaleźć dostawców kompleksowych rozwiązań. Rozwiązania „pod klucz” są natomiast bardzo popularne w krajach, gdzie koncepcja P2H zdążyła się już rozwinąć³⁸ (Niemcy, Dania, Szwecja, Francja). Stawiając na

kompleksowe podejście mówimy o doborze modułów P2H składających się najczęściej z:

- podgrzewacza elektrycznego/pompy ciepła /kotła (lub kilku, w zależności od potrzeb),
- instalacji elektrycznej i grzewczej,
- pełnej automatyki sterującej współpracą systemu z istniejącymi jednostkami wytwórczymi.

Green Power to Heat to technologia interdyscyplinarna, dlatego firmy specjalizujące się w produkcji kotłów elektrycznych oraz automatyki energetycznej powinny połączyć siły i stworzyć nowy projekt, który tak bardzo jest potrzebny w perspektywie następnej dekady.

W obszarze STES również istnieje niewiele firm, które oferowałyby instalacje tego typu na zasadzie „pod klucz”. Można znaleźć firmy podejmujące się realizacji

³⁸ Układy realizowane na zasadzie „pod klucz” oferuje wiele firm, m.in. duńskie przedsiębiorstwo Elewa czy niemiecki SEAR posiadający swoje przedstawicielstwo w Polsce



prototypowych magazynów sezonowych ciepła. Za przykład może posłużyć Mostostal Warszawa, który zrealizował pierwszą w Polsce instalację pilotażową w lokalnej ciepłowni w Ząbkach. Technologią sezonowych magazynów ciepła zainteresowane mogłyby być też firmy z branży kolektorów słonecznych, z zawodowej energetyki, w tym sektora kotłów na biomasę lub specjalizujące się w hybrydowych instalacjach grzewczych.

Z powyższej tabeli wynika, że w technologiach OZE do użycia w sektorze ciepłownictwa istnieje wielu polskich producentów i dostawców, którzy stanowią większość rynku w swoich branżach. Jedynie rynek pomp ciepła zdaje się być rozbity po połowie na dostawców polskich oraz zagranicznych.

3.2. Ocena skutków pandemii COVID-19 w zakresie sposobów realizacji dostaw technologii zeroemisyjnych na rynek unijny i krajowy

Pandemia koronawirusa odciska swoje piętno w wielu dziedzinach życia. Skutki w postaci kryzysu gospodarczego mogą być znacznie większe niż te powstałe w wyniku ostatniego kryzysu w latach 2009-2011 – ich skala może być porównywalna nawet z kryzysem sprzed 90 lat, który zaczął się od krachu na giełdzie w 1929 roku. Wirus COVID-19 ukazał także, jak bardzo europejska gospodarka zależna jest od dostaw produktów z krajów azjatyckich, zwłaszcza Chin. Jednym z takich sektorów jest fotowoltaika.

Chiny odpowiadają za ponad 70% światowej produkcji ogniw i modułów fotowoltaicznych. W okresie ostatniego kryzysu, Chiny postawiły na rozwój zielonych technologii – przeznaczyły na nie niemal 220 mld USD, nadając priorytet fotowoltaice. Chińczycy wygrali dając potężne wsparcie dla fotowoltaiki, ale jednocześnie stawiając na olbrzymi efekt skali. Największe fabryki w Polsce i UE produkowały wówczas urządzenia z wydajnością 100-200 MW rocznie, a niektóre fabryki chińskie produkowały z wydajnością 10-krotnie większą. Takich dużych fabryk było kilka i działały one w sposób skoordynowany, co pozwalało na duże ograniczenie kosztów i ekspansję. Poza wsparciem rządowym to duża skala produkcji jest tajemnicą sukcesu przemysłu fotowoltaicznego. To właśnie wtedy, dzięki programom stymulującym, Chiny przejęły pierwszeństwo nie tylko w budowie nowych mocy elektrycznych (wówczas wsparto budowę 2 GW elektrowni PV), ale i w produkcji urządzeń dla fotowoltaiki na świecie.

Na początku roku liczba osób zarażonych wirusem w Chinach znacznie wzrosła. Epidemia bardzo

szybko zaczęła się rozprzestrzeniać. Rząd chiński wprowadził liczne obostrzenia, które m.in. skutkowały zamknięciem zakładów produkcyjnych. Spowodowało to wstrzymanie produkcji komponentów PV i brak dostaw na rynek europejski. Rynek najbardziej odczuł opóźnienia w transporcie modułów fotowoltaicznych, a co z tym idzie gro inwestycji – także w Polsce – zostało wstrzymanych lub przesuniętych w czasie. Najmocniej cała sytuacja uderzyła w firmy realizujące duże farmy PV oraz te, które zaopatrują się w komponenty i podzespoły wyłącznie w Chinach.

Pod koniec marca sytuacja w Azji zaczęła wracać do stanu sprzed pandemii. Zakłady produkcyjne wznowiły działalność. Natomiast nie oznaczało to natychmiastowego wznowienia dostaw do Europy. Transport morski trwa około 30 dni w warunkach normalnych. W Europie wirus COVID-19 nadal się spustoszenie, co utrudnia cały proces logistyczny. Firmy, które nie zabezpieczyły się wcześniej, utrzymując odpowiednie stany magazynowe, mogą jeszcze długo odczuwać braki w sprzęcie. Brak realizacji nowych inwestycji może spowodować, że mniejsze podmioty o słabym zapleczu finansowym znikną z rynku.

Na rynkach międzynarodowych nie odnotowano znaczącego wzrostu cen urządzeń i materiałów do fotowoltaiki, co było prognozowane w związku ze zmniejszoną ilością sprzętu na rynku. W momencie wznowienia produkcji w Azji w pełnej skali, producenci będą chcieli upłynnić zapasy jak najszybciej, co spowoduje raczej obniżkę cen niż ich wzrost. Sytuacja może się odmienić w zależności od czasu trwania kryzysu. Jeśli będzie on trwał na tyle długo, że producenci będą zmuszeni przerwać produkcję, może się okazać, że ceny paneli fotowoltaicznych mogą pójść w górę. Na niekorzyść działa także osłabienie złotych w stosunku do dolara (wzrost kursu dolara o 8 punktów procentowych w ostatnich 3 miesiącach). Transakcje z chińskimi partnerami rozliczane są właśnie w dolarach.

Europejski sektor wiatrowy znacznie łagodniej odczuł ograniczenie produkcji w Chinach. Poprzez produkcję komponentów w fabrykach zlokalizowanych wewnątrz Unii Europejskiej, jest on znacznie mniej zależny od dostaw z Azji. Z powodu pandemii koronawirusa, rozprzestrzeniającej się w Europie, na Starym Kontynencie zamknięto w sumie 7 zakładów produkujących głównie łopaty turbin wiatrowych – wszystkie znajdują się w Hiszpanii i Włoszech, czyli krajach, w których wirus zebrał największe żniwo. Ogromna większość wytwórni (96% wszystkich europejskich fabryk) dalej pracuje, pomimo ograniczeń związanych z wybuchem epidemii.

3.3. Możliwość zwiększenia krajowej produkcji urządzeń dla OZE na przykładzie fotowoltaiki

Pandemia, w szczególności na przykładzie produkcji urządzeń dla fotowoltaiki zdominowanej przez Chiny, pokazała konieczność skrócenia łańcucha dostaw w całej Unii Europejskiej i przeniesienia produkcji do miejsc, gdzie występuje zapotrzebowanie na produkty przemysłowe. Jest to gwarancją zachowania niezależności technologicznej i bezpieczeństwa dostaw. Jednym z takich miejsc jest Polska, z obecnym przyrostem nowych mocy PV rzędu 1-2 GW/rok. Fotowoltaika jest najprężniej rozwijającym się sektorem OZE w Polsce. Zgodnie z założeniami przyjętymi dla opracowania projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 r. przewiduje się stabilny wzrost mocy osiągalnej w instalacjach PV do ok. 7,3 GW w 2030 roku. Udział polskich producentów modułów w szybko rosnącym krajowym rynku spadł z 45% w 2015 roku do 25% w ubiegłym i spadnie poniżej 10% w br. Wynika to z tego, że zdolności produkcyjne polskich technologicznych liderów branży, firm: Bruk-Bet, Hanplast, ML System, Selfa i X-disc sięgające łącznie ok. 400 MW nie są wykorzystywane z uwagi na konkurencję dostawców bezpośrednio z Chin. Duży zakład produkcyjny byłby szansą na podtrzymanie aktywności gospodarczej w kraju i stworzenie warunków na odbicie z recesji, ale także na trwałą poprawę konkurencyjności polskiego przemysłu nowych technologii i całej gospodarki w kontekście światowego potencjału „cleantech”. Produkcja nie opierałaby się wyłącznie na modułach fotowoltaicznych (na to liczą odbiorcy modułów i inwestorzy), ale także na półproduktach (tzw. wafle) i ogniwach stosowanych w modułach.

Koncepcje zmian w podejściu UE do przemysłu PV pojawiły się jeszcze przed pandemią. Organizacje europejskiego biznesu, środowisk naukowych (Fraunhofer ISE) czy stowarzyszenia branżowe, np. niemieckie stowarzyszenie przemysłu maszynowego (VDMA), wzywały już pod koniec ub. roku do uruchomienia na terenie UE wielkoskalowej produkcji płytek, ogniw i modułów, rzędu 5-10 GW (tzw. GigaFactory lub GreenFactory), opartych na innowacyjnych technologiach. Propozycja niemiecka obejmowała budowę kilku fabryk w strefie przygranicznej francusko-niemieckiej i polsko-niemieckiej. Organizacje wносиły słusznie o dofinansowanie tej inicjatywy ze środków z Europejskiego Zielonego Ładu. Przemysł PV, w oparciu o analizy Fraunhofer ISE, deklaruje gotowość stworzenia 7,5 tys. nowych miejsc pracy (w przeliczeniu na pełne etaty). Inicjatywa jest otwarta dla polskich firm i jest szansą, ale też ew. dodatkowym zagrożeniem, o ile polskie firmy pozostaną na uboczu bez wsparcia.

Żaden kraj działający na własną rękę nie będzie w stanie stawić czoła globalnej konkurencji. Koncepcja zatrzymania dealokacji produkcji urządzeń PV i reindustrializacji w obszarze zielonych technologii wykorzystuje chińskie podejście sprzed dekady, aby dzięki solidarności i działaniu w sąsiedzkiej grupie można było zyskać na efekcie skali (pojedyncze fabryki chińskie zbliżają się do wydajności 3-5 GW, czyli o rząd wielkości więcej niż fabryki w UE i w Polsce) i uwzględnia nowe technologie. Zakłada też wykorzystanie przewag takich, jak wsparcie dla tzw. „local content” i ochrona rynku wewnętrznego poprzez graniczny podatek węglowy (carbon border tax), dający przewagę wszystkim producentom w UE. 10 GW zielonych fabryk można też zrealizować w różnych rozproszonych lokalizacjach, przy zdolności produkcyjnej co najmniej 1 GW każda. W tej koncepcji przemysłowi fotowoltaicznemu chodzi o inwestycje rzędu 2 mld Euro (np. 10 x 200 tys. Euro). Każdy pojedynczy zakład produkcyjny może być kopią pozostałych, ale umożliwiłby otrzymywanie wsparcia na poziomie regionalnym i skoordynowanego działania. W Polsce mogłoby powstać nawet 5 nowoczesnych linii produkcyjnych lub jedna GigaFabryka. Polskie firmy wyrażają wolę współpracy i na potrzeby realizacji nowych, wielkoskalowych inwestycji mogą się zorganizować np. w holding, określając swoje miejsca w krajowym i europejskim łańcuchu dostaw.

Podstawy biznesowe zwiększania na dużą skalę produkcji ogniw i modułów w Polsce i utrzymania przewagi konkurencyjnej wobec globalnych dostawców np. z Azji wynikają z następujących przesłanek:

- **Zwiększenie skali produkcji** (na przykładzie ogniw PERC) z 500 MW/rok do 5 GW/rok powoduje obniżenie kosztów jednostkowych produkcji modułów aż o 19%, z 26,6 do 22,3 €centów/Wp (Competitiveness of a European PV manufacturing chain, Photovolt. Int., Vol. 43)
- Wobec spadku cen gotowych modułów z 63 €centów/Wp w 2014 roku do 28 €centów/Wp w 2019 roku i dalszego nieuniknionego spadku cen, **obecny udział kosztów transportu modułów z Azji w ciągu 5 lat wzrósł z 4% do 9% i przekroczy 10% w 2022 roku**
- Emisja CO₂ w łańcuchu dostaw modułów z Chin wynosi 1,14 kgCO₂eq/Wp podczas gdy ta sama emisja w UE wynosi 0,88 kgCO₂eq/Wp. Stwarza to potencjalnie istotną korzyść i przewagę ekonomiczną dla europejskich producentów w przypadku wprowadzenia przez UE granicznego podatku węglowego. **Przy podatku granicznym na poziomie 50 €/tCO₂, dodatkowy koszt dla produktów importowanych wyniesie 1,3 €centów/Wp w 2022r., co podniesie koszty dostaw z Chin o ok. 7%.**



W połączeniu z możliwą obecnie pomocą publiczną na rozbudowę potencjału wytwórczego na terenie UE, wraz ze wsparciem B+R oraz promocją inwestycji w energetykę prosumencką i farmy fotowoltaiczne oraz przy uwzględnieniu czynnika local content koncepcja rozwoju polskiego przemysłu PV jest bezpieczna i gwarantuje wysoką wartość dodaną zaangażowania państwa.

Koncepcja polskiej GigaFabryki polega na 10-krotnym zwiększeniu obecnych krajowych zdolności produkcyjnych. Taki skok ilościowy i jakościowy jest możliwy jedynie przy wsparciu finansowym ze strony sektora bankowego oraz Rządu RP wraz z jego zaangażowaniem w relacje międzynarodowe na poziomie UE (koordynacja w ramach Zielonego Ładu i zasad pomocy publicznej). Ponadto powinny nastąpić uzgodnienia z kluczowymi partnerami z krajów członkowskich (w tym Niemcami i Francją oraz krajami skandynawskimi) w celu umiejscowienia polskich zakładów wytwórczych jako strategicznego ogniwa w europejskim łańcuchu dostaw. Wpisanie polskich inwestycji w szersze ramy polityki UE (np. jako tzw. Projektu Wspólnego Interesu

(PCI)) zapewni im dodatkowe wsparcie i ochronę w najtrudniejszym okresie budowy przewagi konkurencyjnej w latach 2020-2025.

Założenia finansowe dla GigaFabryki o wydajności 5 GWp/rok (możliwe 5 lokalizacji lub jedna):

- CAPEX: 5 miliardów zł, obejmuje cały samowystarczalny ciąg technologiczny (same moduły to 1,5 mld zł)
- Struktura finansowania: 15% kapitału własnego, 30% dotacja z Funduszu Inwestycji Publicznych (1,5 mld zł), 35% preferencyjnej pożyczki EBI, **20% kredyt bankowy z gwarancją PFR.**

Choć przedstawiona koncepcja zwiększenia krajowej produkcji urządzeń dla OZE oparta jest na przykładzie fotowoltaiki, to może ona zadziałać również w innych sektorach, które odegrają istotną rolę w dekarbonizacji polskiej energetyki, takich jak: morska i lądowa energetyka wiatrowa (np. fabryka produkująca łopaty wiatrowe) czy green power to heat – dostawy rozwiązań „pod klucz”.



Mapa drogowa rozwoju technologii zeroemisyjnych OZE do 2030 roku





4.1. Cykle inwestycyjne technologii OZE

Przy planowaniu strategii inwestycyjnej dla polskiej energetyki należy pamiętać o cyklach inwestycyjnych dla każdej technologii, czyli czasie, który musi minąć od podjęcia przez inwestora decyzji o budowie danej instalacji do początku jej działania. Czas ten to głównie analiza możliwości budowy, wybór wykonawcy instalacji, pozyskanie finansowania (dotacje, kredyty bankowe), przygotowanie projektu instalacji i właściwe prace montażowe. Są one istotne, gdyż nie można zakładać, że nowe moce w systemie pojawią się od razu po decyzji o rozpoczęciu inwestycji. W tabeli poniżej zebrano cykle inwestycyjne dla najważniejszych technologii, używanych zarówno w elektroenergetyce oraz ciepłownictwie.

Strategie i programy energetyczne w Polsce uwzględniają zazwyczaj harmonogram budowy dużych bloków energetycznych będących już w trakcie realizacji (po tzw. FID – *final investment decision*), ale abstrahują od cykli inwestycyjnych dla OZE. Po pierwsze,

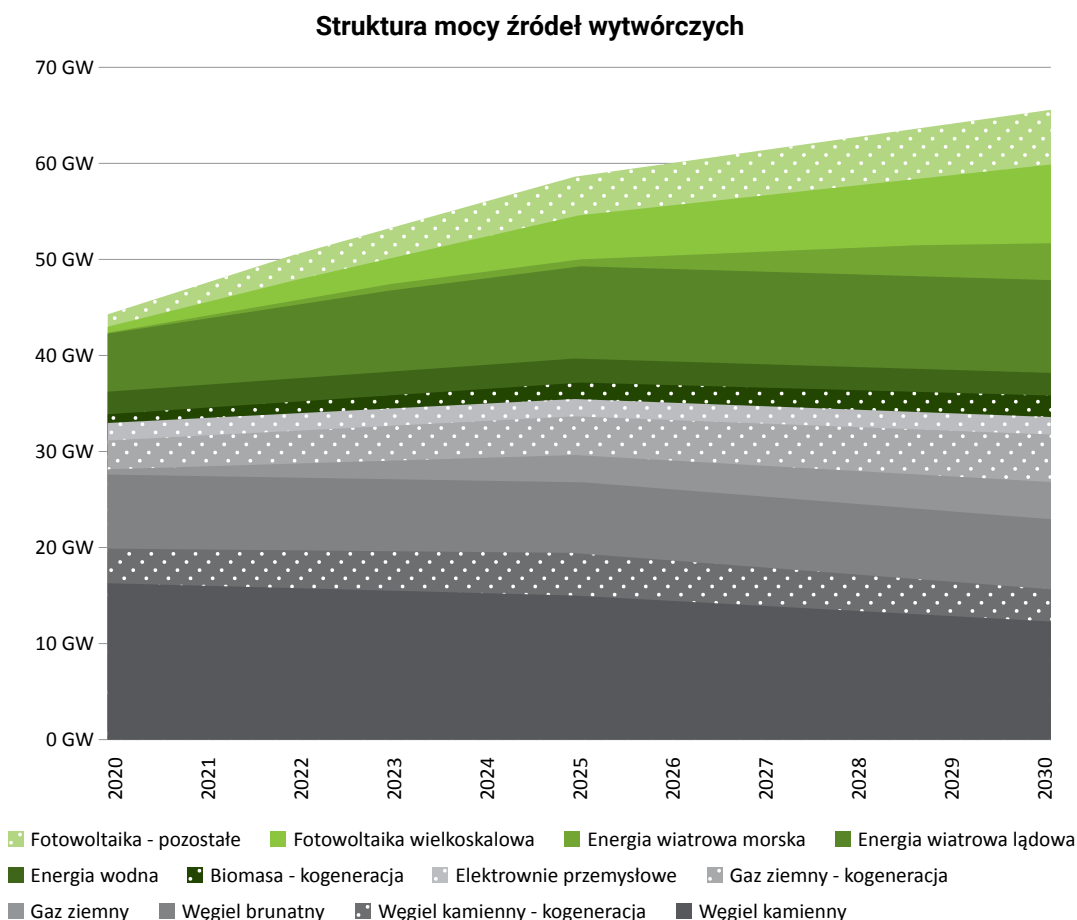
poza projektami fotowoltaicznymi (w systemie aukcyjnym i masowo – w systemie prosumenckim) nie ma zbyt wielu decyzji inwestycyjnych, a po drugie procedury inwestycyjne (administracyjne) w Polsce są zbiurokratyzowane i czasochłonne. Wdrożenie Pakietu zimowego i Zielonego Ładu może przynieść uproszczenie procedur administracyjnych i zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego, ale należy się liczyć z tym, że przynajmniej w latach 2020-2021, z uwagi na ograniczoną liczbę projektów w toku (poza farmami fotowoltaicznymi), zbyt wielu nowych projektów nie będzie zrealizowanych. Dodatkowo procedury inwestycyjne zostaną wydłużone przez skutki pandemii COVID-19, co częściowo zostało uwzględnione w wydłużeniu o 12 miesięcy czasu na realizację projektów w systemie aukcyjnym).

Powyższe uwarunkowania nie dotyczą inwestycji prosumenckich o cyklach inwestycyjnych poniżej 6 miesięcy. Uwarunkowania te wzięto pod uwagę przy aktualizacji, w formie „map drogowych” scenariuszu KPEiK.

Tabela 4.1. Cykle inwestycyjne technologii OZE.

Elektroenergetyka [lata]	Biogazownia rolnicza	2
	Farma PV	1,5
	Biomasa CHP	5
	Farma wiatrowa lądowa	3,5
	Farma wiatrowa morska	6
Ciepłownictwo systemowe [lata]	Biomasa	2,5
	Kolektory słoneczne	0,5
	Pompy ciepła	1
	Geotermia	4,5
	Kotły elektrodowe	1
	Magazyn sezonowy ciepła	2

Źródło IEO



Rysunek 4.1. Scenariusz rozwoju miksu mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym do 2030 roku.

Źródło: IEO na podstawie KPEiK

4.2. Mapa drogowa dla sektora elektroenergetyki

Scenariusz rozwoju mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym do 2030 roku został przygotowany przez IEO w oparciu o prognozę zawartą w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu³⁹. Dokument ten zawiera informacje dotyczące planowanego miksu energetycznego Polski wraz z założeniami technicznymi i eksploatacyjnymi pozwalającymi na niezależną reprodukcję strategii. Użyto scenariusza PEK (Polityka Energetyczno-Klimatyczna), który powinien być zgodny z wymogami Komisji, a jego określenie było de facto najważniejszym celem przygotowania KPEiK. Poniższy scenariusz autorski IEO został wykorzystany także w raporcie „Prognoza kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej do 2040 roku”⁴⁰. Główną zmianą w stosunku do powyższego raportu, jest uwzględnienie wzrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice wśród prosumentów oraz prosumentów biznesowych (ozn. na rysunku 4.1 jako „fotowoltaika – pozostałe”), który to segment obecnie stanowi znaczący wkład w rozwój

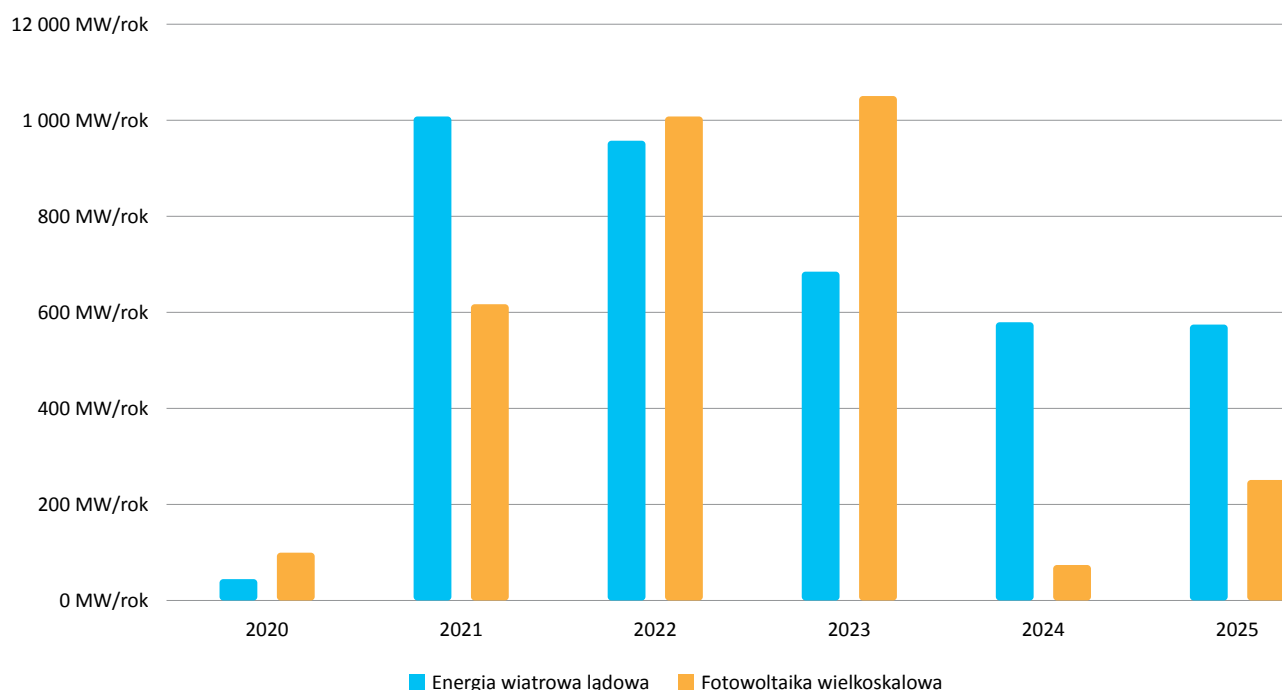
polskiego sektora PV. Uwzględniono także możliwe opóźnienia w oddawaniu do użytku instalacji zwycięskich w dotychczasowych aukcjach OZE, z powodu trwającej pandemii COVID-19.

Na scenariusz PEK zostały naniesione zmiany pozwalające oddać stan faktyczny polskiego miksu mocy na podstawie danych z lat ubiegłych (2015–2020) z ENT-SO-E. Weryfikacji zostały poddane przede wszystkim elektrownie węglowe oraz wiatrowe (oryginalny KPEiK zakłada ok. 10 GW w energetyce wiatrowej do 2020 roku, podczas gdy w styczniu 2020 wynosiła ona ok. 6 GW).

Scenariusz przewiduje przyrost łącznej mocy zainstalowanej z obecnych 43 GW do 63 GW w 2030 roku. W 2019 roku zostały oddane do użytku ostatnie duże bloki węglowe, zaś do 2030 wyłączonych zostanie ponad 4 GW jednostek opalanych węglem kamiennym oraz niemal 1 GW opalanych węglem brunatnym. Moc zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym będzie wzrastać z ok. 4 GW w 2019 roku do ponad 8,5 GW w roku 2030. Wątpliwy jednak wydaje się rozwój zaproponowanej w scenariuszu PEK kogeneracji na paliwach kopalnych, która w myśl założeń Zielonego Ładu nie będzie

³⁹ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>

⁴⁰ <https://ieo.pl/pl/projekty/prognoza-cen-energii>



Rysunek 4.2. Przyrosty mocy zainstalowanych w poszczególnych latach w technologiach wiatrowych i słonecznych w systemie aukcyjnym.

Źródło: IEO na podstawie danych URE dot. aukcji OZE

wspierana. Zastąpienie nowych inwestycji w kogenerację gazową oraz węglową przez wielkoskalowe instalacje OZE pozwoliłoby na podniesienie udziału energii z OZE w 2030 roku.

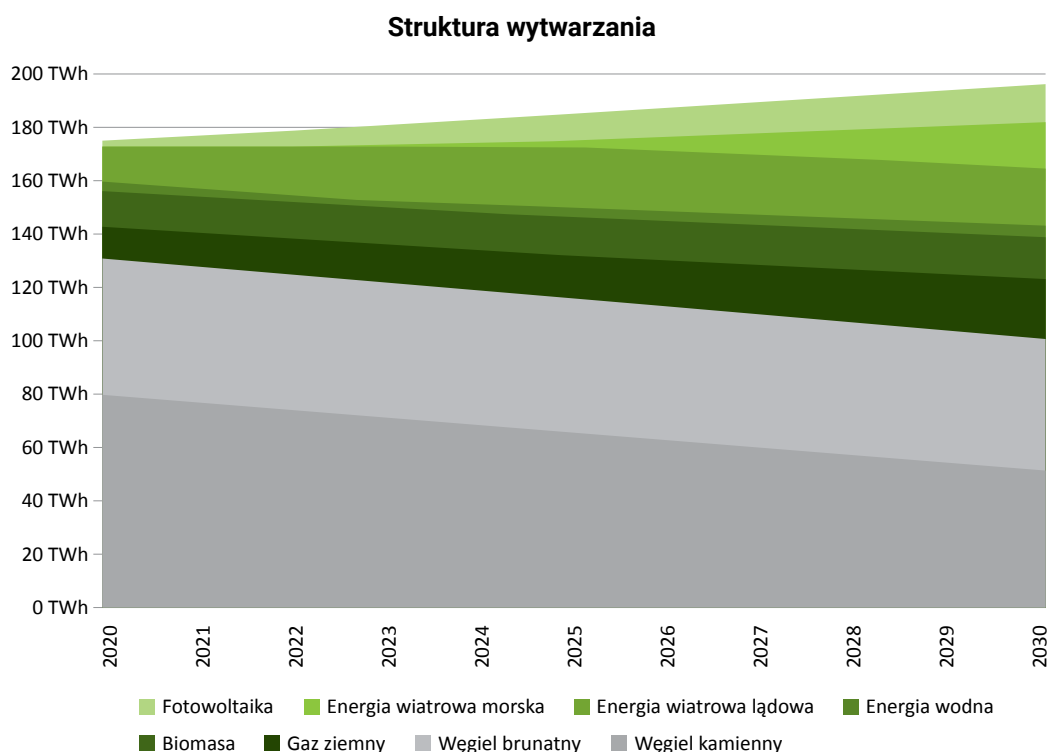
KPEiK niedokładnie określa rolę fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, dlatego wprowadzono korektę założeń opartą o przeprowadzone aukcje OZE oraz szacunki eksperckie. Oczekiwany jest wzrost mocy o 3,7 GW w energetyce wiatrowej lądowej w okresie 2021-2025. Od 2025 do 2030 starsze turbiny wiatrowe będą zastępowane nowymi, dzięki czemu przy zachowaniu podobnej mocy zainstalowanej w systemie ich wydajność będzie znacząco wyższa (w stosunku do obecnej blokady „10H” i instalowania z tego powodu starych modeli turbin wiatrowych dostępnych przed 2016 rokiem i wpisanych do ówczesnych pozwoleń budowlanych).

Fotowoltaika wielkoskalowa od 2019 prężnie się rozwija przy wsparciu z systemu aukcyjnego – ponad 4 GW w 2025 roku. Po wygaśnięciu systemu aukcyjnego i osiągnięciu dojrzałości rynkowej, kolejne wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne będą powstawać na warunkach rynkowych, głównie w oparciu o umowy PPA. W 2030 roku moc zainstalowana w farmach fotowoltaicznych wynosić będzie ok. 8 GW. W sektorze mikro- i małych instalacji fotowoltaicznych w ostatnim roku nastąpił zdecydowany rozwój, mikroinstalacje stanowią obecnie ponad 60% mocy zainstalowanej

w całym sektorze PV. Zdecydowany wpływ miało na to wprowadzenie programów wsparcia takich jak „Mój prąd”, ulga termomodernizacyjna, obniżenie podatku VAT na przydomowe instalacje, a także wprowadzenie tzw. pakietu prosumenckiego do ustawy o OZE. Po 2025 roku przewidywany jest dalszy rozwój tego sektora w wymiarze ok. 0,2 GW rocznie. Od 2025 roku zaczną funkcjonować także morskie elektrownie wiatrowe osiągając moc 4 GW w 2030 roku.

Miks energii (rysunek 4.3) określający wolumeny energii wyprodukowanej w Polsce w podziale na technologie wytwórcze został stworzony przy użyciu miksu mocy opisanego powyżej i założeń dotyczących współczynników wykorzystania. Autorzy KPEiK zakładają stały i niezmienny w długim okresie współczynnik wykorzystania dla źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Jest to sprzeczne z obserwowanym rozwojem technologicznym, dlatego, wprowadzając aktualne prognozy dla nowych instalacji, można korygować założenia.

Do 2030 nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię do poziomu 196 TWh (obecnie jest to ok. 171 TWh). Spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego oraz brunatnego spowoduje także spadek udziałów tych surowców w pokryciu zapotrzebowania z obecnych 73% do 55% w 2030. Na znaczeniu zyskają: gaz ziemny, fotowoltaika (ponad 7% w 2030) oraz morskie i lądowe farmy wiatrowe (odpowiednio 9% oraz 12%



Rysunek 4.3. Struktura wytwarzania energii do 2030 roku w podziale na poszczególne źródła.

Źródło: IEO na podstawie KPEiK

w 2030). Produkcja energii ze źródeł wodnych oraz biomasowych pozostanie na podobnym poziomie.

4.3. Mapa drogowa ciepłownictwa do 2030 roku

Niniejsze analizy mają na celu przedstawienie wiodących i już obecnie dostępnych technologii prowadzących do osiągnięcia założonego celu udziału OZE w ciepłownictwie na poziomie 40% w roku 2030. Jest to cel wyższy niż zadeklarowany przez Ministerstwo Energii w projekcie KPEiK z grudnia 2019 roku, wynoszący 28,40%.

Scenariusz IEO przedstawia ścieżkę intensywnego wdrażania odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie do 2030 roku. W ciepłownictwie systemowym źródła węglowe, odpowiadające aktualnie za ok. 75% produkcji ciepła w tym sektorze, już w 2030 roku mają dostarczać jedynie ok. 33% ciepła. Na odchodzeniu od węgla w ciepłownictwie w pierwszym okresie najbardziej zyskuje kogeneracja i kotły opalane gazem ziemnym oraz biomasą, ale coraz większe znaczenie zyskują nowe technologie. Marginalnie do tej pory stosowane w ciepłownictwie indywidualnym kolektory słoneczne oraz pompy ciepła mają zaczynać pojawiać się także w ciepłownictwie systemowym. Nową jakością w ciepłownictwie stanie się elektroogrzewnictwo korzystające z nadwyżek produkcji energii elektrycznej

z pogodowo zależnych odnawialnych źródeł energii, tzw. Green Power to Heat (GP2H) w połączeniu z krótkookresowymi i sezonowymi magazynami ciepła.

Dla ciepłownictwa indywidualnego w scenariuszu IEO przewidziane jest całkowite odejście od paliw węglowych do 2030 roku. Główną rolę w tym sektorze mają odgrywać kotły na gaz ziemny i biomasę. Założono przyspieszoną kontynuację widocznych już obecnie trendów i stabilny wzrost produkcji energii z kolektorów słonecznych oraz pomp ciepła.

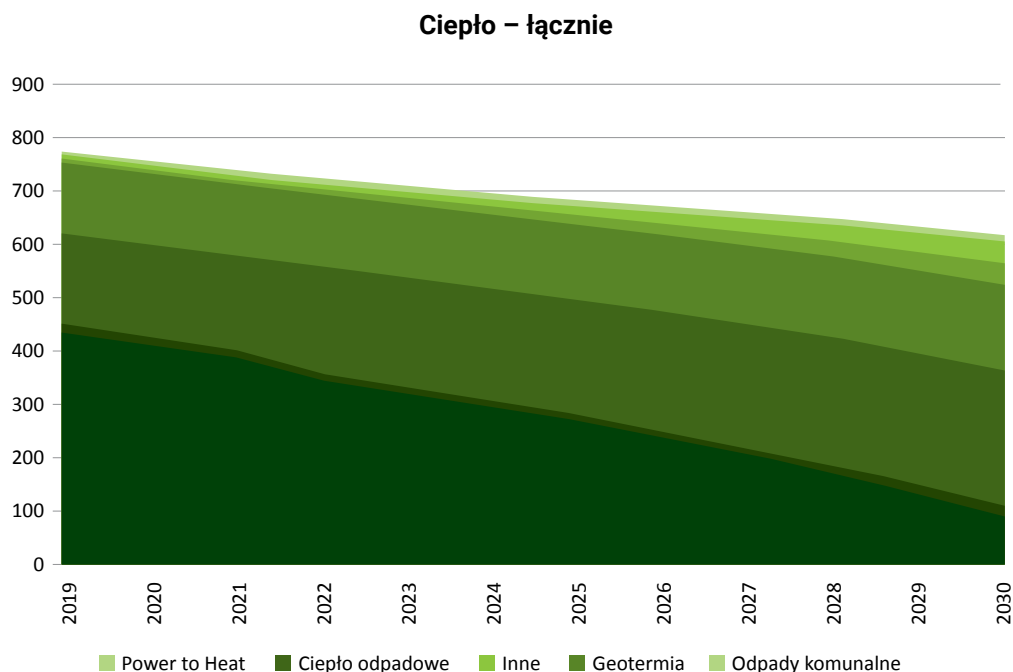
W trakcie analizy uwzględniono spowolnienie inwestycyjne w latach 2020–2021 spowodowane pandemią wirusa COVID-19 oraz cyklami inwestycyjnymi najbardziej złożonych technologii: biomasa, geotermia oraz biogaz. Uwzględniono także wzrost liczby budynków poddanych termomodernizacji, co bezpośrednio przekłada się na obniżenie ogólnego zapotrzebowania na ciepło o 20% w porównaniu do 2019 roku. Scenariusz bierze również pod uwagę zdecydowany wzrost liczby odbiorców podłączonych do sieci ciepłowniczej (odbiorców ciepła systemowego).

W scenariuszu szczególnie istotną rolę odgrywają tzw. współczynniki wykorzystania mocy poszczególnych źródeł ciepła (MWh/MW lub h/rok), które wraz z wprowadzeniem bezemisyjnych OZE (energia słoneczna, wiatrowa) do ciepłownictwa, będą spadały dla źródeł wykorzystujących paliwa kopalne (źródła te



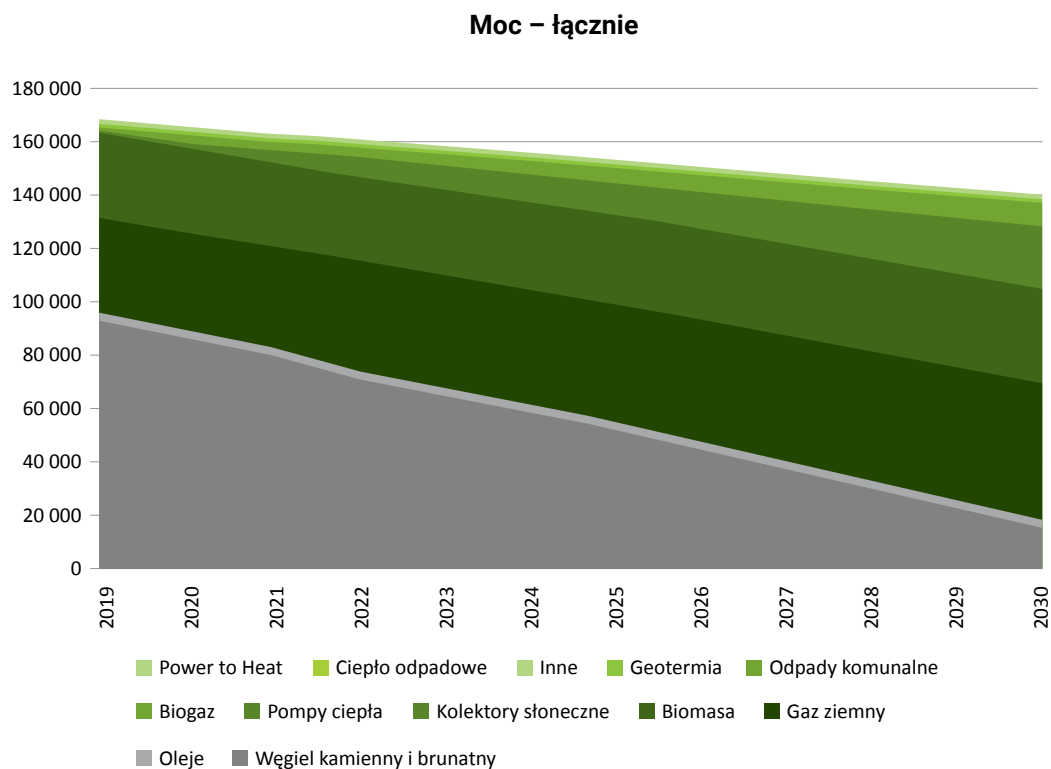
w systemach OZE będą coraz częściej pracować jako tzw. „podszczytowe” lub szczytowe, zamiast dotychczasowej pracy w tzw. „podstawie” zaopatrzenia w ciepło).

Poniżej na rysunkach 4.4 i 4.5 przedstawiono graficznie scenariusz IEO zapotrzebowania na ciepło i odpowiadający mu rozwój mocy wytwórczych do 2030 roku.



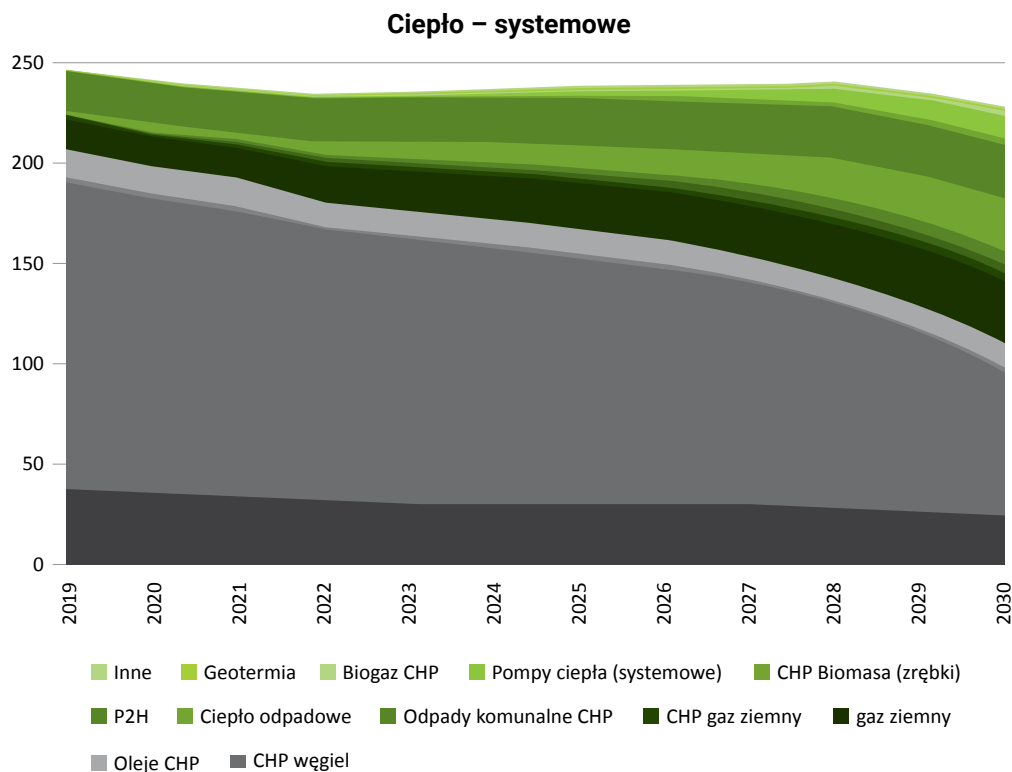
Rysunek 4.4. Struktura zapotrzebowania na paliwa i energię w ciepłownictwie systemowym i indywidualnym łącznie.

Źródło: Opracowanie IEO



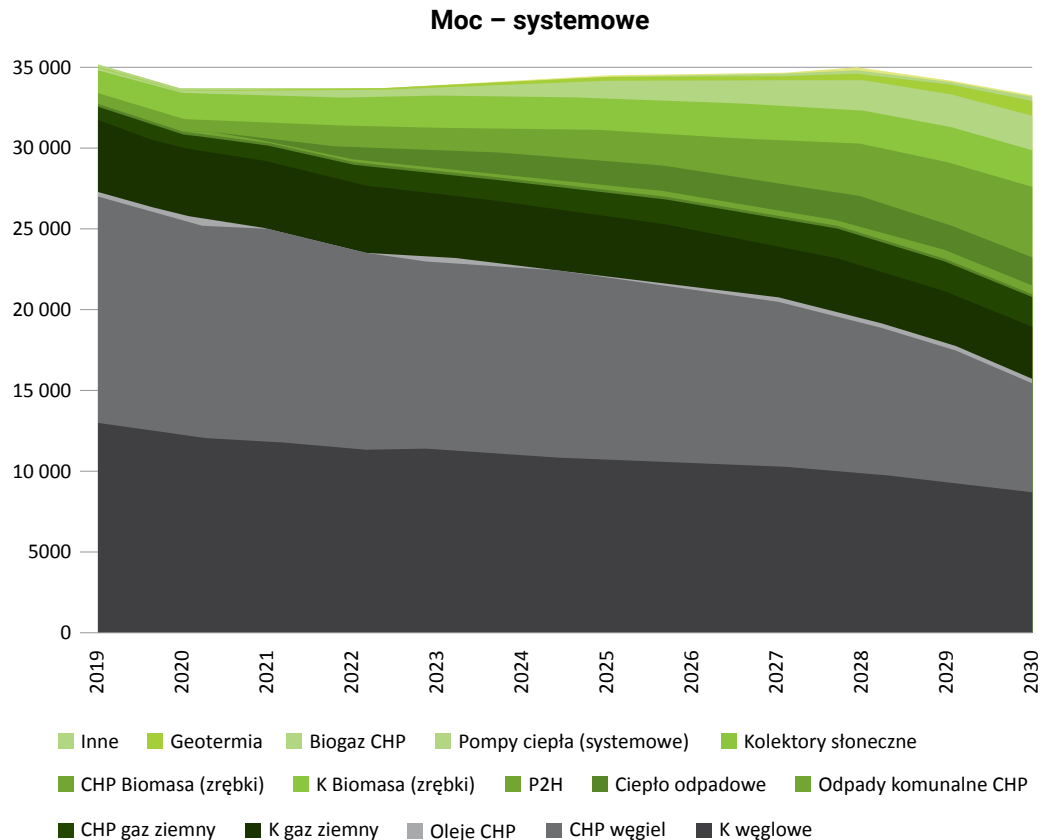
Rysunek 4.5. Struktura mocy zainstalowanej ciepłowniczej w ciepłownictwie systemowym i indywidualnym łącznie.

Źródło: Opracowanie IEO



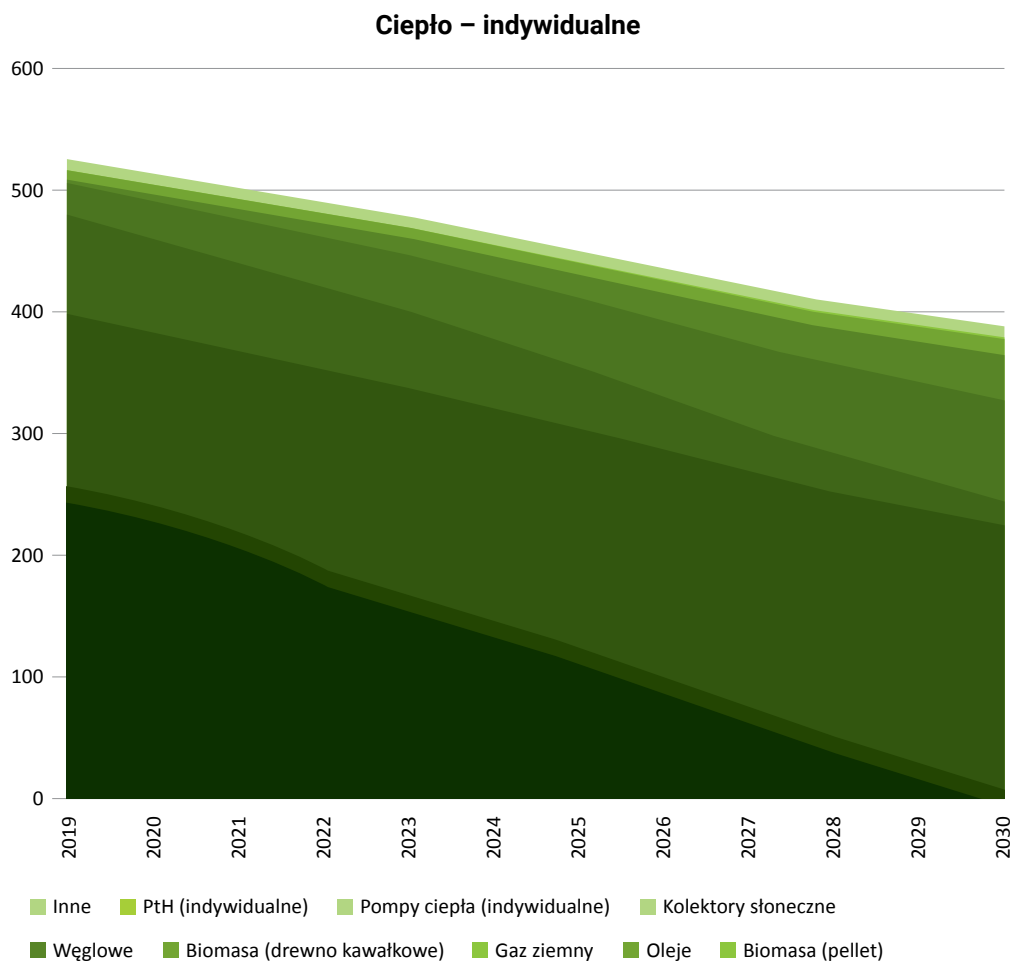
Rysunek 4.6. Wykres zapotrzebowania na ciepło realizowane przez poszczególne technologie w ciepłownictwie systemowym w scenariuszu.

Źródło: Opracowanie IEO.



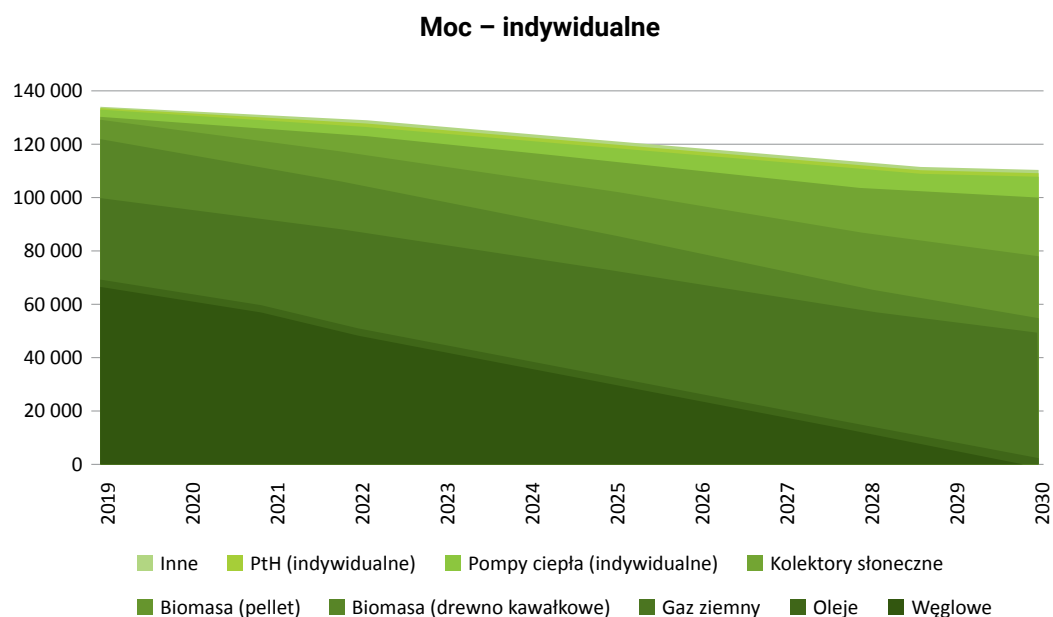
Rysunek 4.7. Wykres mocy zainstalowanych ciepłowniczych w poszczególnych technologiach w ciepłownictwie systemowym.

Źródło: Opracowanie IEO



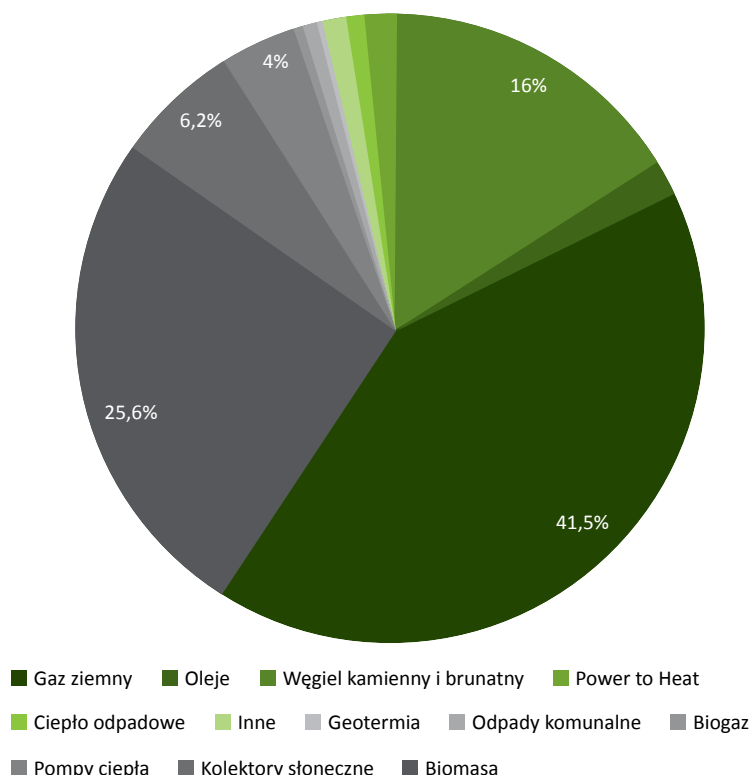
Rysunek 4.8. Wykres zapotrzebowania na ciepło realizowane przez poszczególne technologie w ciepłownictwie indywidualnym.

Źródło: Opracowanie IEO.



Rysunek 4.9. Wykres mocy zainstalowanych ciepłowniczych w poszczególnych technologiach w ciepłownictwie indywidualnym.

Źródło: Opracowanie IEO.



Rysunek 4.10. Udział ciepła wyprodukowanego z różnych paliw i technologii łącznie w całym sektorze ciepłowniczym w 2030 roku wg scenariusza IEO

W ramach opracowywania mapy drogowej dokonano także analizy sektora ciepłowniczego w podziale na dwa podsektory: ciepłownictwo systemowe oraz indywidualne. Poniżej zamieszczono wykresy odpowiednio dla tych podsektorów.

Scenariusz IEO zakłada wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie indywidualnym z 18% w 2019 roku do 39% w 2030 oraz w ciepłownictwie systemowym z 10% w roku 2019 do 40% w 2030. Przekłada się to odpowiednio na wzrost udziału mocy zainstalowanej w OZE w ciepłownictwie indywidualnym z 25% do 54% w latach 2019-2030 oraz w ciepłownictwie systemowym z 7% do 38% w tych samych latach. Wartości te pokazują ogromną skalę wyzwania zaprezentowaną w mapie drogowej. Głównym założeniem scenariusza jest głęboka dekarbonizacja całego sektora ciepłowniczego. Udział ciepła wyprodukowanego z węgla spadnie z 57% do 16% w latach 2019 – 2030. Miejsce węgla przejmą głównie technologie gazowe i biomasowe – zarówno tradycyjne kotły ciepłownicze, jak i produkcja w procesie kogeneracji. Udział ciepła produkowanego z gazu ziemnego, jednocześnie w ciepłownictwie systemowym, jak i indywidualnym, wyniesie w 2030 roku 41,5%, a z paliw biomasowych udział ten wyniesie 25,6%. W ciepłownictwie systemowym paliwem najczęściej wykorzystywanym są

zrębki drzewne. Dla ciepłownictwa indywidualnego dokonano dezagregacji źródeł biomasowych na dwa paliwa: drewno kawałkowe oraz pellet. Obecnie zdecydowanie częściej używane jest drewno kawałkowe, w mniejszym stopniu pellet. W perspektywie 2030 roku w ciepłownictwie indywidualnym przewidywany jest zdecydowany wzrost udziału pelletu oraz spadek udziału drewna kawałkowego.

IEO przewiduje, że głównymi technologiami OZE, które wspomogą paliwa biomasowe w „zielonej” rewolucji powinny zostać kolektory słoneczne, pompy ciepła oraz green power to heat. Kolektory słoneczne to technologia dobrze poznana, powszechnie dostępna oraz bezawaryjna w trakcie eksploatacji, która odegra znaczącą rolę w sektorze indywidualnym, jednocześnie wspomagając większe systemy ciepłownicze. Podobną rolę odegrają pompy ciepła. Przewidywany przyrost mocy cieplnej w latach 2019 – 2030 dla ogrzewnictwa indywidualnego wynosi ok. 8 GWt. Spowoduje to wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o co najmniej 5 GWe. Pompy ciepła mogą być łączone z instalacjami fotowoltaicznymi, obniżając zapotrzebowanie na energię elektryczną z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dodatkowo, instalacja PV z powodzeniem może brać udział w produkcji chłodu latem (przy większych uzyskach z PV). Jest to



najdroższe rozwiązanie, biorąc pod uwagę koszty inwestycyjne, dlatego utworzenie takiego hybrydowego układu ogrzewania nie będzie regułą.

Dyrektywa⁴¹ dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej wymusza na państwach członkowskich UE możliwość zawierania umów na dynamiczne ceny energii zarówno dla przedsiębiorstw, jak i odbiorców indywidualnych. Transpozycja tej Dyrektywy powinna być zrealizowana do końca 2020 roku. Oznacza to wzrost potencjału wykorzystania technologii „Power-to-Heat” (P2H) w „dolnym paśmie cenowym” o najniższych cenach energii elektrycznej już od 2021-2022 roku, wraz ze wzrostem udziału energii wiatrowej i słonecznej w KSE – Green-Power-to-Heat (GP2H), czyli zielonej energii elektrycznej z własnych źródeł (np. nadwyżek energii z instalacji fotowoltaicznych) lub energii zakupionej bezpośrednio od wytwórców energii z OZE (PPA).

Technologiami wspomagającymi, które nie odegrają znaczącej roli, ale ich niewielki rozwój jest również przewidywany i konieczny, jest wykorzystywanie ciepła odpadowego, instalacje termicznego przekształcenia odpadów komunalnych, instalacje kogeneracyjne na biogaz oraz ciepłownie geotermalne. Istnieją plany na wybudowanie kilku – kilkunastu dodatkowych spalarni odpadów komunalnych, szczególnie

w obrębie większych miast (np. metropolii śląskiej), jednak ich rozwój jest mocno ograniczony ze względu na wymogi dotyczące recyklingu odpadów. Należy jednak wykorzystać ich niewielki potencjał w pełni, co przyczyni się dodatkowo do zmniejszenia problemu składowania odpadów komunalnych. Kogeneracja oparta na biogazie również posiada liczne ograniczenia. Tylko znikoma część rozwijających się biogazowni będzie w stanie oddać swoje ciepło do zewnętrznej lub lokalnej sieci ciepłowniczej. Takie instalacje są głównie nastawione na produkcję energii elektrycznej. Większość z nich będzie znajdować się z daleka od systemów ciepłowniczych i domów mieszkalnych. Ciepło z głównych obszarów produkujących biogaz, tj. biogaz rolniczy i biogaz oczyszczalni (z osadów ściekowych) może być wykorzystane w przemyśle, który w tym scenariuszu nie został uwzględniony lub na potrzeby własne (np. ciepło potrzebne w przedsiębiorstwach wodno-kanalizacyjnych). Możliwość podłączenia produkcji biogazu do sieci ciepłowniczej przez biogazownie rolnicze i oczyszczalnie jest mocno ograniczona. Moc zainstalowana w biogazie w scenariuszu w 2030 r. wynosi ok. 234 MWt. Ciepłownie geotermalne, ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne oraz opłacalność zależną od warunków geologicznych, będą rozwijane tylko na najbardziej optymalnych terenach, przez co ich łączna moc ciepłownicza nieznacznie przekroczy 100 MW.

⁴¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Tekst mający znaczenie dla EOG.)



Mapa drogowa – Skutki ekonomiczne i finansowe realizacji celów z OZE do 2030 roku.

Analiza w oparciu o obecny plan rządowy (KPEiK) ze scenariuszem uwzględniającym wymogi UE i założenia Europejskiego Zielonego Ładu





5.1. Koszty technologii OZE

Przedstawione w rozdziale 4 scenariusze pociągają za sobą określone nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne, które następnie będą decydowały o kosztach energii elektrycznej i ciepła.

W tabeli 5.1 zestawiono aktualne koszty technologii OZE: niezbędne nakłady inwestycyjne (CAPEX) oraz wydatki operacyjne w trakcie eksploatacji (OPEX). Zestawienie zostało podzielone na najważniejsze technologie dla elektroenergetyki oraz ciepłownictwa. Są to niezbędne dane przy planowaniu kolejnych kroków transformacji polskiej energetyki.

Tabela 5.1. Zestawienie parametrów ekonomicznych technologii OZE.

Technologia OZE		Moc MWe	CAPEX zł/MWe	OPEX zł/MWe/rok
Elektroenergetyka	Fotowoltaika			
	mikroinstalacja	0,004–0,05	5 000 000	78 000
	prosument biznesowy	0,05–0,1	3 700 000	150 000
	farmy fotowoltaiczne	< 1	3 330 000	112 000
	farmy fotowoltaiczne	> 1	2 500 000	112 000
	Biogaz – instalacje CHP			
	biogazownia rolnicza	0,2–5	13 000 000	4 000 000
	biogazownia na składowiskach odpadów	0,2–1	5 000 000	800 000
	biogazownia ściekowa	0,2–1	13 000 000	700 000
	Energetyka wiatrowa			
	lądowa farma wiatrowa	> 1	6 100 000	90 000
	morska farma wiatrowa	> 1	11 000 000	235 000
	Biomasa			
	kogeneracja na zrębki drzewne z kotłem fluidalnym	> 50	11 200 000	332 000
Ciepłownictwo	Kocioł biomasowy	MWt	zł/MWt	zł/MWt/rok
	mały kocioł z automatycznym podajnikiem paliwa na pellety	<0,01	1 000 000	350 000
	kocioł biomasowy na pellety – budynki użyteczności publicznej	0,01–0,5	600 000	340 000
	kocioł biomasowy na potrzeby ciepłowni na zrębki	0,5–20	2 900 000	160 000



Technologia OZE		Moc MWe	CAPEX zł/MWe	OPEX zł/MWe/rok
Ciepłownictwo	Kolektory słoneczne			
	kolektory słoneczne (zestaw solarny) dla gospodarstw domowych	0,004–0,05	2 000 000	16 000
	kolektory słoneczne (zestaw solarny) dla budynków użyteczności publicznej	0,05–0,5	1 300 000	6 000
	kolektory słoneczne płaskie dedykowane do rozwiązań SDH	>0,5	1 160 000	900
	Ogrzewanie elektryczne (dla technologii GP2H)			
	ogrzewacz pojemnościowy	0,001–0,027	200 000	8 000
	piec akumulacyjny	0,001–0,007	700 000	8 000
	mały kocioł rezystancyjny (gospodarstwa domowe)	0,004–0,05	650 000	6 500
	duży kocioł rezystancyjny (budynki użyteczności publicznej)	0,05–5	670 000	6 500
	duży kocioł elektrodowy	1–50	310 000	6 500
	Pompy ciepła			
	pompa ciepła o małej mocy (gruntowa)	<0,05	5 000 000	270 000
	pompa ciepła o małej mocy (powietrze – woda)	<0,05	3 500 000	350 000
	pompa ciepła – zastosowanie w budynkach użytkowych (gruntowna)	0,05–1	2 500 000	550 000
	pompa ciepła – zastosowanie w budynkach użytkowych (powietrze – woda)	0,05–1	2 000 000	530 000
	pompa ciepła – zastosowanie w ciepłownictwie	1–5	2 940 000	70 000
	Ciepłownia geotermalna			
	moduł geotermalny	0,5–50	5 380 000	107 500
	Magazyny ciepła	MWh		
	krótkookresowy – dla biomasy i Power-to-Heat (P2H)	0,003–0,03	275 000	1 000
	średniookresowy – dla kolektorów słonecznych do CWU	0,5–350	117 000	1 720
	sezonowy – PTES	5000–40 000	389 000	2 000

Źródło: IEO



Powyższe koszty zostały użyte do oceny wymaganej skali inwestycji w OZE w perspektywie do 2030 roku.

5.2. Elektroenergetyka

Mapa drogowa dla sektora elektroenergetyki przygotowana przez IEO czyni bardziej realnym obecnie, ale także bardziej „zielonym”, scenariusz zawarty w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu. Weryfikacja lat poprzednich pozwala na rzeczywistą ocenę stanu faktycznego oraz pokazanie ścieżki, którą powinien i może pójść sektor elektroenergetyki.

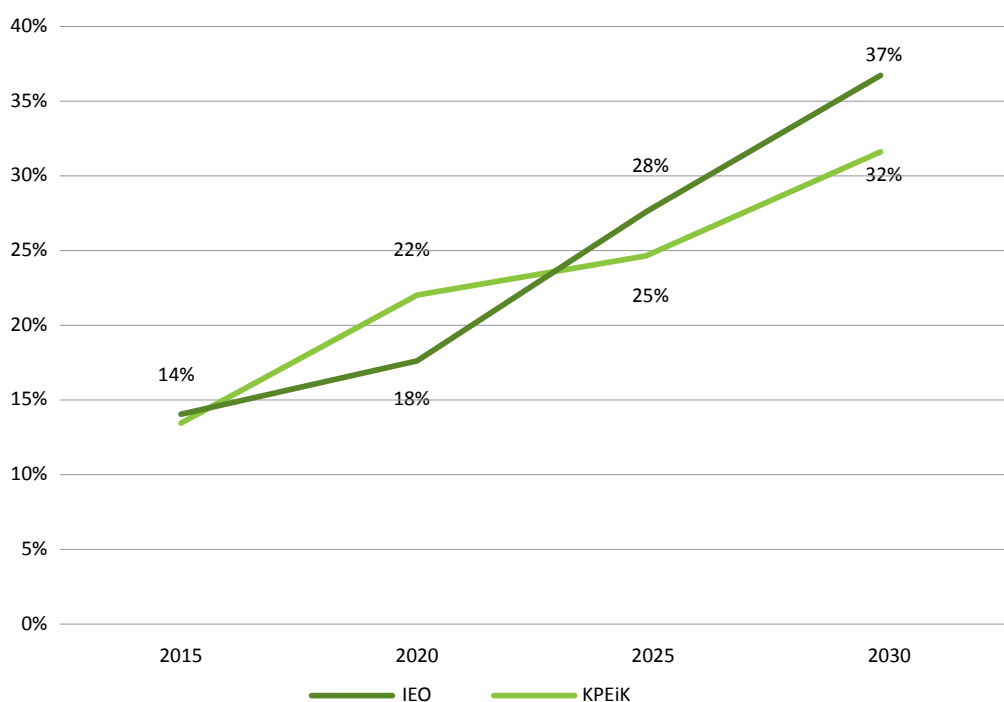
W 2020 roku udział produkcji energii z OZE wynosić miał ok. 22%, jest to jednak wartość zdecydowanie zawyżona, gdyż ustał istniejący oraz planowany rozwój energetyki wiatrowej na lądzie. Otworzyło się także kilka nowych elektrowni węglowych (m.in. Opole, Jaworzno), które zastąpiły planowane elektrownie wiatrowe lądowe, co powoduje obniżenie produkcji energii z OZE – wg scenariusza IEO będzie to ok. 18%. Niezbędne jest jednak nadrobienie strat oraz pójście ambitniejszą ścieżką, co przybliży nas do realizacji celu OZE 2030. W scenariuszu IEO w 2025 występuje nadwyżka w stosunku do KPEiK (28% wobec 25%), zaś w roku 2030 jest ona jeszcze powiększona, dzięki intensywnemu rozwojowi sektora fotowoltaicznego oraz morskiej energetyki wiatrowej. Scenariusz ten pozwoli na obniżenie emisji CO₂ sektora w roku 2030 o ok. 10%

w stosunku do roku 2020, z ok. 151 mln ton CO₂ w 2020 roku do ok. 136 mln ton.

Na podstawie scenariusza oraz jednostkowych nakładów inwestycyjnych oszacowano koszty, z jakimi wiązać się będzie transformacja energetyczna w najbliższej dekadzie. Łączne nakłady na energetykę odnawialną w latach 2020-2030 wyniosą ponad 134,5 mld zł, przy czym 50% tej kwoty stanowią elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Nakłady w roku 2020 są znacznie obniżone ze względu na opóźnienia planowanych inwestycji z powodu pandemii COVID-19 oraz przedłużonych terminy realizacji projektów aukcyjnych. Średnie roczne nakłady wyniosą ok. 12 mld zł.

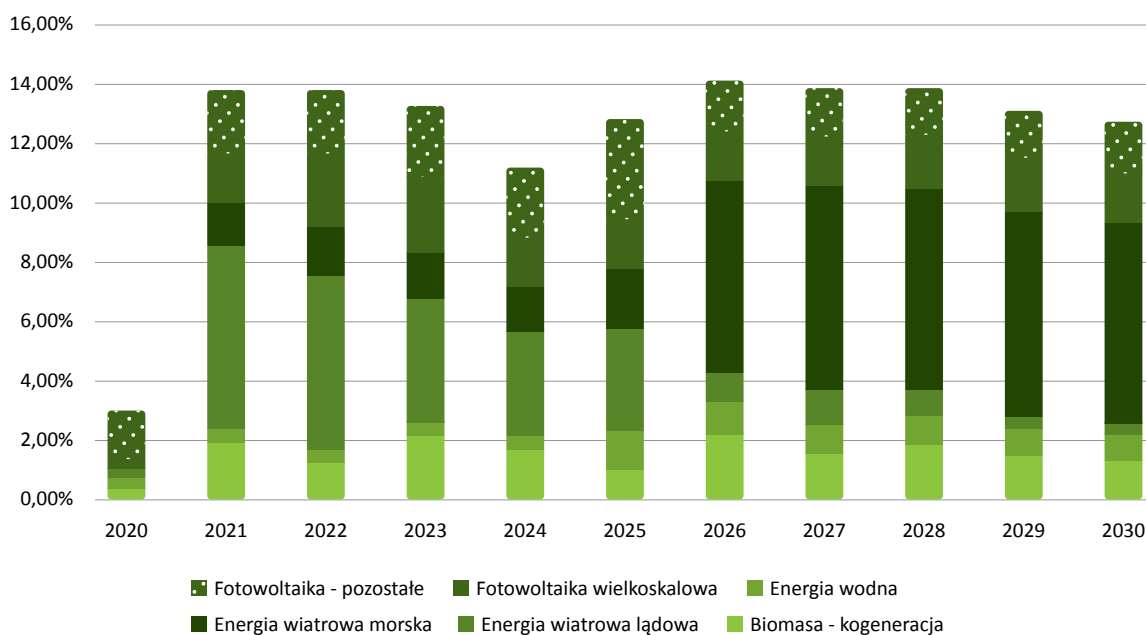
Powyższy plan inwestycyjny i będący jego efektem „miks” technologiczny i paliwowy wpływają na koszty i ceny energii elektrycznej. Struktura wytwarzania energii wraz z założeniami dotyczącymi prognozy cen paliw, kosztów operacyjnych, nakładów inwestycyjnych oraz warunków ekonomicznych pozwala na obliczenie średniorocznego kosztu generacji energii elektrycznej w Polsce. Wysoki koszt uprawnień do emisji CO₂ będzie stałym motywatorem transformacyjnym. Koszty te w polskim systemie energetycznym wynosić będą 12-14 mld zł rocznie, przy sumarycznym koszcie generacji wynoszącym od 49 mld zł w 2020 roku do 63 mld zł w 2030 roku.

Obecny system regulacyjny w elektroenergetyce zapewnia wytwórcom energii przychody spoza sektora



Rysunek 5.1. Porównanie ścieżek udziału OZE w produkcji energii elektrycznej

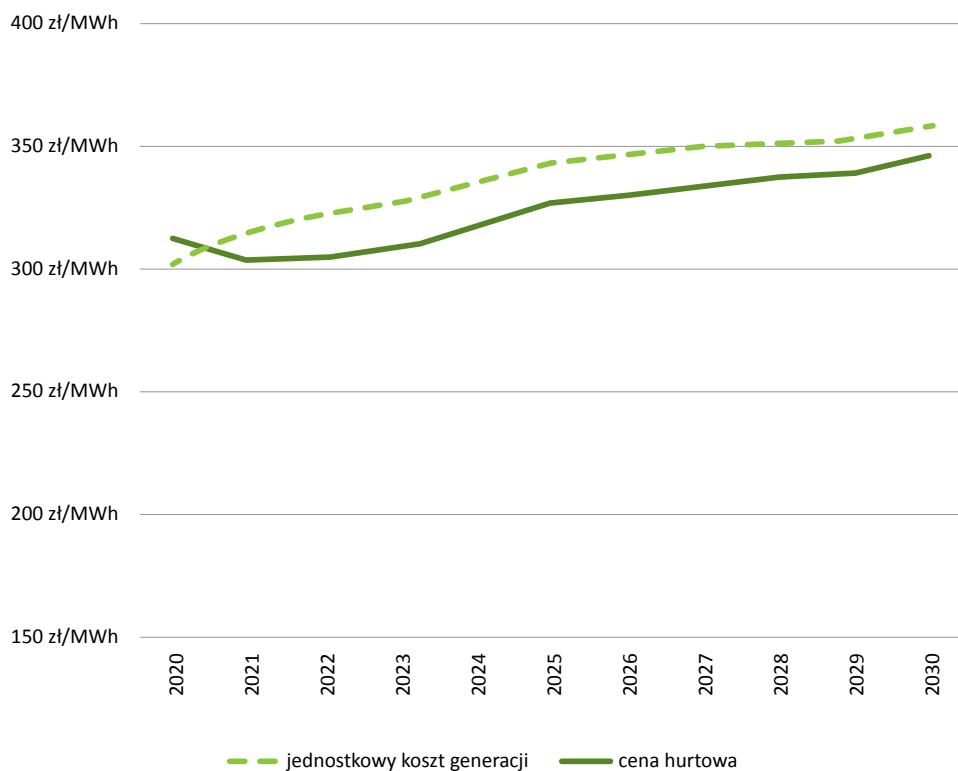
Źródło: KPEiK. Opracowanie: IEO



Rysunek 5.2. Roczne nakłady inwestycyjne w scenariuszu IEO z podziałem na technologie

hurtowego (opłata OZE, mocowa, kogeneracyjna, przejściowa – tzw. parapodatki), które częściowo pokrywają koszty. Odejmując od kosztów wytwarzania prognozowany koszt opłat, otrzymywany jest minimalny koszt generacji, który należy pokryć z rynku

hurtowego. Uwzględniając wolumen generacji, straty oraz stałą marżę – otrzymujemy prognozę średnich cen. Różnica między jednostkowym kosztem nad ceną hurtową zależy od dwóch czynników – rzeczywistej łącznej wysokości kosztów parapodatków oraz



Rysunek 5.3. Średnie ceny energii (ceny stałe)



poziomu monopolizacji rynku. Uwzględnienie tych czynników powoduje, że ceny energii na rynku hurtowym w najbliższych kilku latach nie zmieniają się. Najbardziej aktualne prognozy autorstwa IEO przedstawione na powyższym rysunku 5.3 wskazują na możliwe korzystne skutki dla odbiorców energii w efekcie zwiększania inwestycji i udziałów energii z OZE.

Obecna prognoza cen energii różni się w stosunku do wcześniejszych prognoz w PEP 2040 czy KPEiK oraz IEO. Poprzednia prognoza IEO z 2019 zakładała wyższe wzrosty cen od 2025 roku. Obecna prognoza IEO, w odróżnieniu od poprzednich aktualizacji, oddala się bardziej niż poprzednie od dokumentu źródłowego (KPEiK, PEP). Warto zauważyć jednak, że każda nowa wersja KEiK i PEP zbliżają się do realiów rynkowych i choć zbyt wolno i zbyt nieśmiało, to jednak te w coraz większym stopniu uwzględniają nowe otoczenie regulacyjne UE.

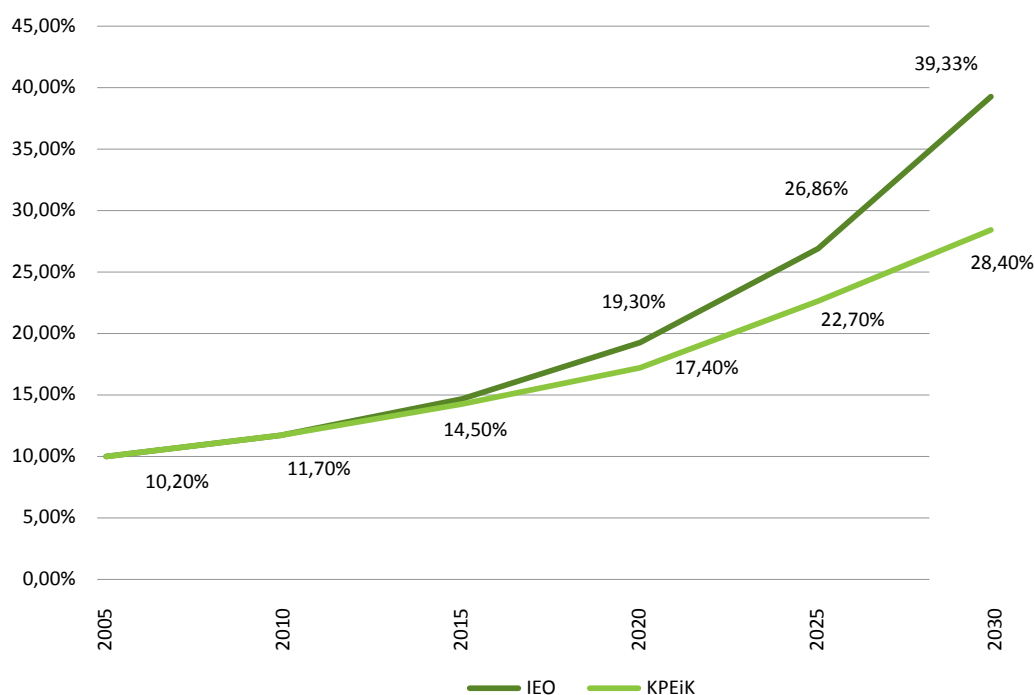
5.3. Ciepłownictwo

Mapa drogowa dla ciepłownictwa przygotowana przez IEO jest znacznie bardziej ambitna w porównaniu do scenariusza nakreślonego w Krajowym Planie dla Energii i Klimatu z grudnia 2019 roku. Podczas gdy w KPEiK maksymalnym osiągalnym poziomem udziału OZE w 2030 roku jest 28,4%, scenariusz IEO osiąga podobny procent już w 2025 roku (26,86%), kończąc w 2030 roku na około 40%. Uważamy, że jest to poziom realnie osiągalny przy założeniu pełnego zaangażowania instytucji

rządowych, które umiejętnie pokierowałyby programami wsparcia, instytucji finansowych, które pomogłyby sfinansować tę daleko idącą transformację oraz przedstawicieli sektora ciepłownictwa, którzy muszą otworzyć się na nieuchronne zmiany. Koncepcja głębokiej dekarbonizacji idealnie wpisuje się w ideę Europejskiego Zielonego Ładu, a więc możliwość otrzymania z Unii sporych środków finansowych. Polskie ciepłownictwo nie ma już czasu na rozwój energetyki odnawialnej z zaciągniętym hamulcem ręcznym.

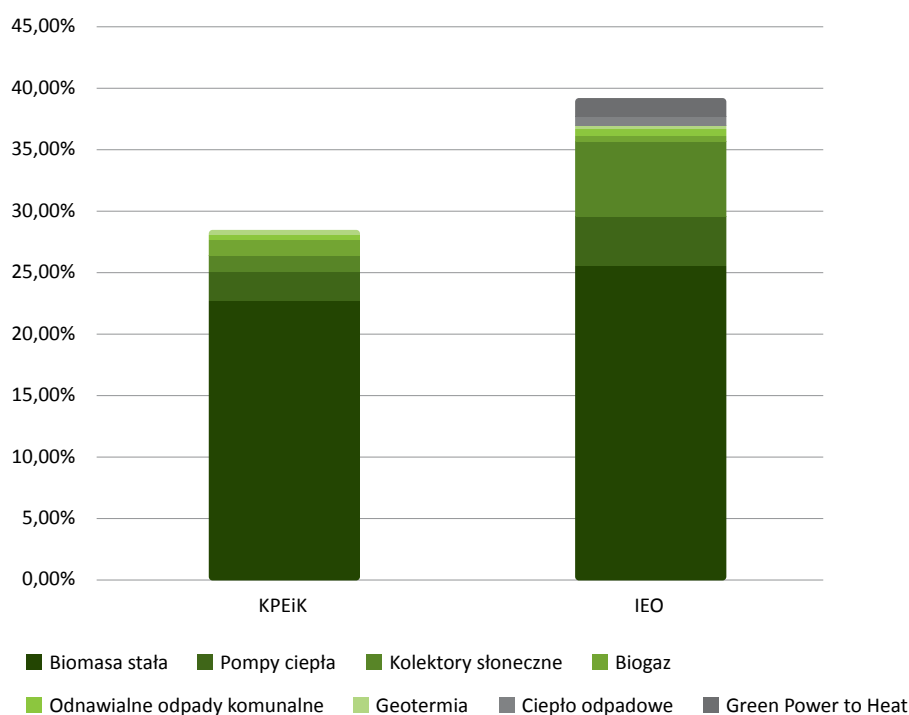
Scenariusz IEO pozwoli na obniżenie o około 55% emisji CO₂ w sektorze ciepłowniczym: z poziomu 67,2 tys. ton w 2019 roku to około 30,2 tys. ton w 2030 roku. Jednostkowa emisyjność ciepła zmaleje od 86,71 ton/PJ w 2019 roku do ok. 48,42 ton/PJ w roku 2030.

Scenariusz IEO powstał poprzez dokładne przeanalizowanie zapisów polskiego Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu oraz ich urealnienie, usprawnienie oraz przystosowanie do obecnie panującej pandemii wirusa COVID-19. Największą zmianą w stosunku do KPEiK jest zwiększenie udziału kolektorów słonecznych w zużyciu energii końcowej brutto: w 2030 roku w KPEiK ich udział określany jest na 1,43% – w scenariuszu IEO udział kolektorów rośnie do 6,16%. Scenariusz IEO zawiera także technologie, które w rządowym dokumencie w ogóle nie są uwzględnione: ciepło odpadowe oraz elektroogrzewnictwo. Redukuje się natomiast udział biogazu: z poziomu 1,07% do około 0,40%.



Rysunek 5.4. Porównanie ścieżki rozwoju OZE pomiędzy scenariuszami KPEiK a IEO.

Źródło KPEiK, IEO oprac. IEO

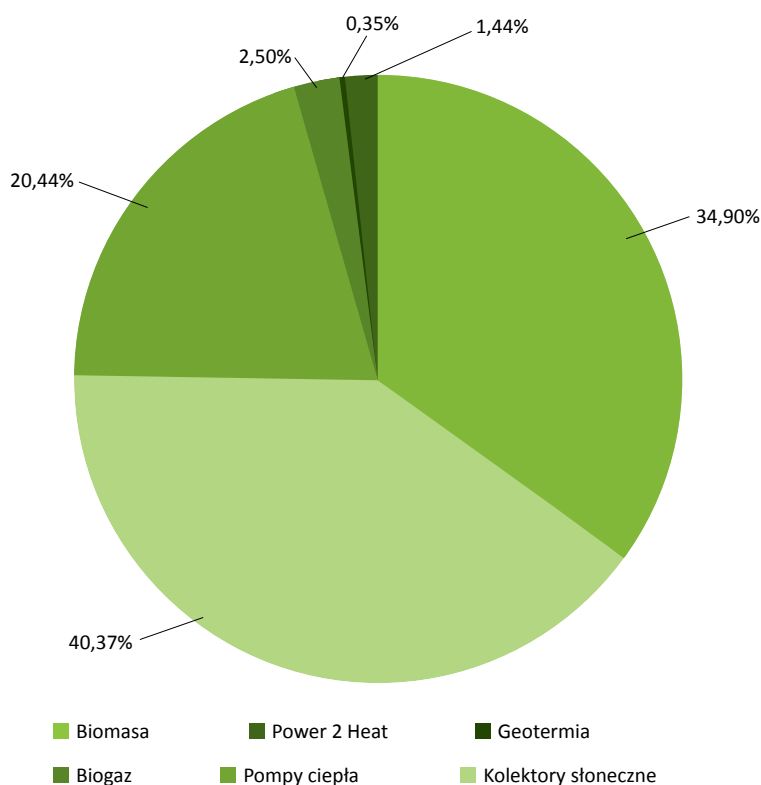


Rysunek 5.5. Porównanie udziałów poszczególnych źródeł energii odnawialnej w zużyciu energii końcowej brutto w ciepłownictwie w 2030 roku.

Źródło: KPEiK, IEO. Oprac. IEO

Tabela 5.1. Skumulowany koszt transformacji (CAPEX) z podziałem na poszczególne lata i technologie

Koszt transformacji [mld zł]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasa	3,10	5,11	7,70	10,38	12,82	15,34	17,97	20,72	24,70	27,90	31,32
Kolektory słoneczne	1,47	4,47	9,84	12,61	15,55	18,65	21,72	24,99	28,50	32,24	36,23
Pompy ciepła	2,32	3,68	4,91	6,23	7,50	8,90	10,58	12,30	14,37	16,26	18,34
Biogaz	0,06	0,10	0,14	0,20	0,36	0,47	0,61	0,96	1,22	1,55	2,24
Geotermia	0,01	0,01	0,07	0,09	0,11	0,13	0,16	0,19	0,22	0,25	0,32
Power 2 Heat	0,00	0,24	0,55	0,76	0,92	1,04	1,14	1,21	1,25	1,28	1,29
Suma	6,96	13,60	23,22	30,27	37,26	44,55	52,18	60,37	70,27	79,49	89,75



Rysunek 5.6. Łączny koszt transformacji ciepłownictwa na latach 2020–2030 w podziale na technologie

5.3.1. Ocena wartości potencjału inwestycyjnego (CAPEX) zidentyfikowanych rozwiązań technologicznych do 2030r. w Polsce

Na podstawie danych inwestycyjnych (CAPEX) dla każdej technologii zawartych w rozdziale 4, obliczono skumulowany koszt transformacji polskiego ciepłownictwa w latach 2020-2030 roku, zgodnie ze wzrostem mocy zainstalowanych zawartym w scenariuszu IEO. Powyżej przedstawiono wyniki w postaci tabelarycznej i graficznej na wykresie.

Łączne nakłady inwestycyjne na nowe OZE w ciepłownictwie w latach 2020-2030 wyniosą niemal 90 mld zł, średnio ok. 8 mld zł rocznie. Warto zauważyć, że łączne nakłady inwestycyjne w Polsce w 2017 roku na wytworzenie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę wyniosły 21 mld zł⁴². Prognozowane inwestycje w OZE w ciepłownictwie na poziomie 8 mld/rok są zatem szansą dla dostawców technologii, ale też realnym wyzwaniem, także dla inwestorów i sektora finansowego.

Największe nakłady inwestycyjne (CAPEX) przypadają technologii kolektorów słonecznych – ponad 40% całkowitej sumy. W dalszej kolejności, występują znaczące wydatki związane z biomasą i pompami ciepła. Niestety, biomasa, a w znacznej części także pompy ciepła, poza wysokimi CAPEX-ami, mają też stosunkowo wysokie (jak na OZE) koszty operacyjne (OPEX) – związane głównie z kosztem paliwa (pompa ciepła – koszt energii elektrycznej). One także dodają się do bieżących obrotów finansowych związanych z nowymi inwestycjami i tworzą dodatkową wartość w łańcuchu dostaw. Przy założeniu, że dotacje wyniosą 30% całkowitych kosztów transformacji (czyli prawie 27 miliardów złotych) to **do sfinansowania z własnych budżetów oraz kredytów bankowych pozostaje kwota około 63 miliardów złotych**. To bardzo duże wyzwanie, ale przy odpowiedniej determinacji i strategii, wyzwanie jak najbardziej do przezwyciężenia, a efekt końcowy w przyszłości zaowocuje czystszym sektorem ogrzewnictwa oraz niższymi kosztami ciepła systemowego.

⁴² GUS: Biuletyn Statystyczny Nr 3/2019



Podsumowanie, wnioski i rekomendacje





6.1. Syntetyczna diagnoza

W Polsce od wielu lat mamy do czynienia z kryzysem energetycznym, wynikającym z polityki państwa, preferującej rozwój konwencjonalnych źródeł energii oraz hamującej rozwój odnawialnych źródeł energii. W efekcie przeprowadzenia konsolidacji pionowej firm elektroenergetycznych, powstała monopolistyczna struktura organizacyjno-własnościowa elektroenergetyki, podlegająca biurokratycznej kontroli ze strony centrum politycznego (rządu). W szczególności polityka inwestycyjna w sektorze elektroenergetycznym, realizowana przez państwowe koncerny energetyczne, wzmocniła pozycję energetyki węglowej, co spowodowało obniżenie poziomu innowacyjności technicznej/technologicznej całego sektora oraz generuje wzrost ryzyka kosztów osieroconych.

Przez ostatnią dekadę Polska w zakresie energetyki, ochrony klimatu i rozwoju OZE coraz bardziej oddalała się od głównego nurtu w polityce klimatyczno-energetycznej UE. Tylko przez pierwsze 5 lat obecności w UE nasze przekształcenia sektorowe były zharmonizowane z unijną polityką energetyczną. Zasadnicza zmiana nastąpiła w latach 2006–2008, kiedy przeprowadzono konsolidację krajowego sektora energetycznego i zaczęto spowalniać wdrażanie unijnej polityki klimatyczno-energetycznej. Przypieczętowała to ostatnia polityka energetyczna z 2009 roku. Doprowadziło to, w szczególności w ostatnich latach, do niezrealizowania krajowego celu na rok 2020 (15% udziału energii z OZE w energii finalnej brutto) oraz do spadku wartości państwowych grup kapitałowych w energetyce, tkwiących jeszcze do końca ub. roku w wielkoskalowej energetyce węglowej. W relacjach z UE naszymi największymi problemami na przyszłość pozostają niedorozwój OZE oraz nadmierna emisja CO₂. Są też inne problemy strukturalne, które zwiększają wyzwania związane z proekologiczną transformacją energetyczną, przede wszystkim monopolizacja połączona z „repolonizacją” i brak odwagi do przyjęcia dat i strategii odchodzenia od węgla w energetyce.

Te ostatnie czynniki najbardziej rzutują na niezdolność do zdefiniowania i przyjęcia przez Polskę polityki energetycznej i zapewnienia jej spójności z polityką UE. W efekcie polska energetyka staje się peryferyjną, coraz mniej konkurencyjną i ma coraz większe problemy z efektywnym wykorzystaniem środków UE na swoją modernizację. W obliczu przystąpienia przez UE w 2020 roku do realizacji strategicznego planu dojścia do neutralności klimatycznej poprzez Europejski Zielony Ład (propozycja Komisji z grudnia 2019 r., mająca silne poparcie i przyjęta

do realizacji w Parlamencie Europejskim), brak zdecydowanej zmiany kierunku prowadzonej krajowej polityki tylko pogłębi powyższe problemy. W szczególności, realizowana w Polsce polityka energetyczna nie potrafi wyważyć relacji pomiędzy energetyką konwencjonalną (węglową) a odnawialną. Brak rozstrzygnięcia w tym zakresie powoduje niebezpieczny dryf. Energetyka węglowa osiągnęła kres rozwoju, ale jest ciągle i coraz silniej wspierana z przyczyn wyłącznie politycznych, a jednocześnie pod różnymi pozorami blokowany jest rozwój OZE.

Także w sektorze OZE Polska w sposób kontrowersyjny dyskryminuje źródła pogodowo zależne (energia słoneczna i wiatrowa), a preferuje emisyjne lub drogie źródła uznane za „sterowalne” oparte na procesach spalania (biomasa, biogaz). Ponadto, w dobie suszy hydrologicznej, stara się promować energetykę wodną, której produktywność od lat spada. Polska nie wykorzystuje największego potencjału odnawialnych zasobów energii i korzyści, jakie niosą nowe, taniejsze i bezemisyjne technologie w energetyce. Realizowana polityka jest zachowawcza i wskazuje na nadmierne przywiązanie polskich energetyków do procesów spalania, choć trendy światowe idą w innym kierunku. Takie podejście utrudnia pozyskanie kapitału na modernizację energetyki oraz na inwestycje służące rozwojowi OZE, a w efekcie obniżeniu cen energii i emisji do atmosfery. Blokuje też wprowadzenie innowacji oraz rozwój produkcji urządzeń i komponentów dla OZE. W efekcie tworzy się błędne koło, które konserwuje status quo i od dekady służy energetyce węglowej.

6.2. Wnioski dotyczące wpływu zielonego ładu na krajową politykę wykorzystania OZE

Nowa polityka klimatyczno-energetyczna UE wyznaczona Europejskim Zielonym Ładem, dążeniem do neutralności klimatycznej wraz z planem zielonego finansowania nie tylko transformacji energetycznej, ale także wyborem „finansowej zielonej drogi” w walce z recesją (o czym dalej), stwarzają także w Polsce okazję na szybsze odejście od energetyki węglowej i przyspieszenie przechodzenia na OZE.

Plan działań Komisji Europejskiej dotyczących systemu finansowego nie tylko ustala zasady dla finansów publicznych, ale zmierza także w kierunku tworzenia takich ram prawnych, które zachęcą do podobnych działań prywatne podmioty, m.in.: banki, zakłady ubezpieczeń, fundusze emerytalne, podmioty zarządzające aktywami lub doradców inwestycyjnych. Kluczowym instrumentem w zakresie

zielonego finansowania będzie obowiązkowe informowanie nt. śladu węglowego, które odegra coraz istotniejszą rolę w strategiach funkcjonowania instytucji finansowych. Zdaniem Komisji Europejskiej, jednolite standardy ułatwią także inwestorom podejmowanie decyzji o inwestowaniu w zrównoważone projekty. Komisja zapowiada, aby do 2025 roku co najmniej połowa wsparcia finansowego z Europejskiego Banku Inwestycyjnego była dedykowana projektom proklimatycznym. Kryteria w stosunku do inwestycji energetycznych wykluczają inwestycje we wszystkie paliwa kopalne, w tym gaz po 2021 roku, wskazując jasno, że inwestycje w OZE i efektywność energetyczną są priorytetowe. Instrumentem ochrony unijnego przemysłu, w tym przemysłu produkcji urządzeń dla OZE będzie graniczny podatek węglowy. Te instrumenty, wpisane w strategię Europejski Zielony Ład, wpłyną też na większą skuteczność, jeśli chodzi o inwestycje OZE realizowane tradycyjnie z funduszy spójności i funduszy strukturalnych na lata 2021-2027.

W pierwszych miesiącach pandemii COVID-19 w Europie nie było pewności, czy UE utrzyma zielony kurs także w dobie widma głębokiej recesji gospodarczej. W połowie kwietnia Parlament Europejski zaapelował do Komisji o przedstawienie planu odbudowy europejskiej gospodarki, u którego podstaw miałyby leżeć Europejski Zielony Ład i transformacja cyfrowa. Wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej ds. Europejskiego Zielonego Ładu Frans Timmermans zgodził się z tymi apelami i podkreślił, że Europejski Zielony Ład „nie jest luksusem, tylko kołem ratunkowym, które umożliwi wyjście z kryzysu koronawirusa”. Podczas ostatniego kwietniowego spotkania Rady przywódcy UE zatwierdzili pakiet antykryzysowy o wartości 540 miliardów euro⁴³. Nie tylko niezmiennie jednoznaczne stanowisko Komisji Europejskiej, ale także treść tego ostatniego komunikatu Rady zapowiadają, że zielona energetyka będzie ważnym składnikiem europejskich działań antykryzysowych. Rada w przededniu kryzysu potwierdziła, że UE, aby w dobie pełzającej pandemii COVID-19 skutecznie pobudzić ożywienie i modernizację gospodarki, potrzebuje wysiłków inwestycyjnych na wzór planu Marshalla. Powinien to być skoordynowany wysiłek oparty na inwestycjach publicznych na szczeblu europejskim i krajowym oraz mobilizacji inwestycji prywatnych. Inwestycje powinny być ukierunkowane na wspólnie uzgodnione cele. Przywódcy potwierdzili, że chodzi tu (obok innych polityk, takich jak spójność i wspólna polityka rolna i gospodarka cyfrowa) o masowe inwestowanie w transformację ekologiczną oraz w gospodarkę o obiegu zamkniętym. Dlatego Europejski

Zielony Ład, w tym zielona transformacja energetyczna, jest niezbędnym kręgosłupem do integracji działań na rzecz zapewnienia trwałej strategii wzrostu całej UE.

Po odmowie, na grudniowym szczycie UE, poparcia przez Polskę wejścia na unijną ścieżkę neutralności klimatycznej, powstały wątpliwości, czy rząd zmieni zdanie przed (zatwierdzającą nową zieloną strategię UE) Radą UE w czerwcu 2020 r. Proponowane przez UE ww. rozwiązania znajdują jednak coraz szersze zrozumienie. Media informują o pozytywnym stanowisku Polski w sprawie europejskiej tarczy antykryzysowej. Minister Klimatu, odpowiadający za przygotowanie stanowiska na czerwcowy szczyt Rady UE w sprawie zielonego Ładu i neutralności klimatycznej napisał, że Polska popiera wsparcie transformacji energetycznej unijną tarczą antykryzysową, upatruje w niej szansy na zwiększenie suwerenności i stawia tezę, że Polacy chcą, aby unijna tarcza antykryzysowa dla energetyki wspierała innowacyjne technologie. Minister dodał, że rosnąca ostatnio zależność od surowców energetycznych nie może zostać bowiem zamieniona na zależność od komponentów mających służyć budowie energetyki odnawialnej, a w szczególności energetyki słonecznej i wiatrowej⁴⁴.

Niespodziewanie, właśnie w energetyce, zagrożenie geopolitycznymi skutkami pandemii łączy członków UE w działaniach na rzecz przyspieszenia transformacji energetycznej i zielonej reindustrializacji. Tym razem, w dobie narastającego kryzysu klimatycznego, kryzys gospodarczy spowodowany pandemią staje się szansą dla inwestorów i polskiego przemysłu OZE i służy odbudowie zaufania do unii energetycznej rozumianej znacznie szerzej niż tylko jako wspólna polityka zaopatrzenia w gaz i inne paliwa kopalne.

Przedsiębiorcy potrzebują ujednolicenia i ustabilizowania polityki państwa wobec sektora OZE oraz zbliżenia jej do kierunku wyznaczonego przez Europejski Zielony Ład (co zmniejszy ryzyko inwestorskie firm krajowych) i jednoznacznego określenia strategii na rzecz rozwoju OZE w długiej perspektywie. Na poziomie legislacyjnym potrzebna jest pilna nowelizacja ustawy o OZE (wynika m.in. z obowiązku wdrożenia w terminie do końca czerwca, co wynika z dyrektywy o OZE) i przepisów powiązanych. Działania te, zgodnie z dyrektywą o OZE i wymogiem czasu (ryzyko długoterminowego kryzysu gospodarczego spowodowanego pandemią COVID-19) powinny służyć przede wszystkim uproszczeniu i odbiurokratyzowaniu procedur administracyjnych, obniżaniu zbędnych kosztów i ryzyk, i przyspieszeniu inwestycji.

⁴³ ROADMAP FOR RECOVERY. Towards a more resilient, sustainable and fair Europe. Conclusion from the EU Council.

⁴⁴ Ministry of Climate: EU Energy Transition and Recovery Plan – How to make sure we can reach our targets? Warsaw, April 16, 2020



W obecnej sytuacji (problemy z globalnymi łańcuchami dostaw) konieczne są działania adresowane zarówno dla firm i prosumentów inwestujących w wytwarzanie energii, jak i działania wyprzedające nakierowane na krajowe firmy zapewniające dostawy technologii i usług (celem maksymalizacji tzw. local content i wartości dodanej). Silniejsze wsparcie wytwarzania energii z OZE (bez dialogu i wsparcia dla producentów urządzeń dla OZE) spowodować może dalsze zmniejszenie roli krajowych dostawców, a tym samym (przy poprawie bezpieczeństwa energetycznego poprzez korzystanie z lokalnych odnawialnych zasobów energii) pogorszenie stanu bezpieczeństwa technologicznego (postępujące uzależnienie od dostaw i usług firm zagranicznych) oraz narastanie wycieków kapitału za granicę.

6.3. Wnioski dotyczące polskiej strategii energetycznej 2020-2030

Wcześniejsze analizy pokazały paletę rozwiązań technologicznych w energetyce odnawialnej, które zarówno na świecie, jak i od niedawna także w Polsce potwierdzają spadek kosztów i rosnącą atrakcyjność ekonomiczną. Są to przede wszystkim technologie wykorzystujące energię wiatru i energię promieniowania słonecznego oraz technologie (magazyny, obecnie zwłaszcza magazyny ciepła) i rozwiązania (sectors coupling) zapewniające ich niezawodne i efektywne funkcjonowanie w systemie energetycznym. Do tej pory polska polityka energetyczna niewystarczająco uwzględniała możliwości produkcji technologii, urządzeń i komponentów na potrzeby OZE. Niezbędne w latach 2021-2030 inwestycje w nowoczesne OZE (wykorzystanie energii słonecznej i wiatrowej) rzędu 200 mld zł, stawiają pytanie o tzw. „technologiczny local content”. Polskie firmy przemysłowe i usługowe, po wprowadzeniu przez UE granicznego podatku węglowego, mają szansę zwiększać udziały krajowych dostawców w inwestycjach realizowanych na terenie kraju i wykorzystując możliwości eksportu. Podstawą rozwoju firm technologicznych i przemysłowych (nowy obszar finansowania dla sektora bankowego) jest jednak rozwój krajowego rynku inwestycji w produkcję energii z OZE.

W sektorze elektroenergetycznym musi nastąpić znaczące przyśpieszenie na rzecz zdecydowanego zwiększenia inwestycji i udziałów energii z OZE. Do tej pory ten wzrost był niewystarczający. Ogłoszenie Europejskiego Zielonego Ładu wraz z instrumentami wsparcia finansowego powinno nie tylko zobowiązać Polskę do zdecydowanych wspólnych działań na rzecz dekarbonizacji Europy jako pierwszego kontynentu neutralnego klimatycznie do 2050 roku, ale też zachęcić poprzez instrumenty finansowe.

Jednocześnie należy oczekiwać wezwania przez Komisję Europejską do zweryfikowania założeń Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu oraz rozwinięcie go w stronę wyższych i bardziej zdecydowanych działań na rzecz inwestycji w odnawialne źródła. Główną rolę w zazielenieniu polskiego sektora energii powinny odgrywać źródła pogodowo zależne – fotowoltaika oraz energetyka wiatrowa lądowa i morska. Łączne nakłady na energetykę odnawialną w latach 2020-2030 wyniosą ponad 135 mld zł, przy czym 50% tej kwoty stanowią elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Choć wymagają niezbędnych inwestycji infrastrukturalnych (sieci elektroenergetyczne), to w sposób jednoznaczny powodują obniżanie cen energii oraz zapewniają niezależność energetyczną i generują miejsca pracy w naszym kraju, co przyczynia się do rozwoju gospodarczego. Znaczący wydaje się intensywny rozwój sektora fotowoltaiki, o krótkich cyklach inwestycyjnych, który w szybki sposób może spowodować powrót Polski na ścieżkę realizacji celu OZE na 2020 (2030) rok.

Sektor ciepłowniczy w najbliższej dekadzie czeka niespotykana dotąd skala transformacji. Trwanie przy węglu to perspektywa wyższego kosztu wytwarzania ciepła systemowego oraz narastania problemu zanieczyszczenia powietrza. Ciepłownictwo, postrzegane dotąd jako konserwatywne środowisko, musi otworzyć się na zielone technologie. Należy spodziewać się, że w pierwszym etapie transformacji systemów ciepłowniczych ważną rolę w rozpędzeniu zmian odegrają instalacje skalowalne, które łatwo rozbudowywać oraz jednostki o niższych kosztach zmiennych (reguła „merit order”). Powyższe aspekty promują kolektory słoneczne oraz technologię green Power 2 Heat, współpracującą z magazynami ciepła. Istotną rolę odegra również biomasa, która obecnie stanowi trzon OZE w ciepłownictwie polskim i która stanowi naturalny zamiennik dla instalacji opalanych węglem. Odbiorcy indywidualni powinni przestawiać się z kotłów węglowych na coraz bardziej popularne i promowane instalacje kolektorów słonecznych, pomp ciepła lub kotłów na biomasę. Transformacja ciepłownictwa to konieczność zmobilizowania co najmniej 90 mld złotych na sfinansowanie nowych inwestycji. Wielką rolę w tym procesie muszą odegrać dotacje państwowe oraz kredyty bankowe, które przekonają decydentów systemów ciepłowniczych do rozpoczęcia zmian. Należy pamiętać, że ze względu na obecnie panującą pandemię wirusa COVID-19 oraz długie cykle inwestycyjne dla niektórych technologii, pierwsze efekty dekarbonizacji będą widoczne najwcześniej w 2022 (2023) roku. Jednakże branża musi już teraz zacząć przygotowywać się na wzrost tempa inwestycji i podejmować już teraz zdecydowane kroki w kierunku niskoemisyjnego ciepłownictwa.

6.4. Rekomendacje dla sektora bankowego:

1) Obecna sytuacja na rynku energii (zwłaszcza rynku energii elektrycznej, rynek ciepłowniczy jest mniej podatny na skutki COVID-19) nie sprzyja ani inwestycjom, ani szybkiemu wchodzeniu energetyki słonecznej i wiatrowej na rynek. W dalszym ciągu stosowane są subsydia antyekologiczne (w górnictwie o charakterze socjalnym, w elektroenergetyce o charakterze regulacyjnym, np. rynek mocy), obowiązują antyekologiczne dopłaty do cen energii, pandemia spowodowała spadek zapotrzebowania na energię, a to z kolei wpływa na spadek cen energii. Jednocześnie jednak analizy wykazały, że wdrożenie w Polsce Pakietu Zimowego ograniczy możliwości ingerencji rządu w ceny energii, wraz z ograniczaniem możliwości stosowania subsydiów antyekologicznych. Z kolei zapowiedziane przez UE utrzymanie harmonogramu wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu (i wynikającego z niego prawa klimatycznego) i związanie go z planem odbudowy unijnej gospodarki spowoduje, że trendy na rynku energii ulegną dość szybkiemu odwróceniu. W związku z kilkumiesięcznym opóźnieniem inwestycji w OZE pojawi się też (zwłaszcza w okresie letnim) ryzyko nadmiernego zmniejszenia tzw. rezerwy mocy, co będzie miało wpływ na wzrost cen energii.

2) Przyspieszenie inwestycji w OZE, m.in. dzięki systemowi aukcyjnemu będzie możliwe, o ile uda się obniżyć ryzyko polityczne (potwierdzenie gotowości Polski wejścia na ścieżkę neutralności klimatycznej, zatwierdzenie zrewidowanego z ww. powodu KPEiK, wdrożenie dyrektywy o OZE) i o ile uruchomione zostanie publiczne finansowanie inwestycji w OZE (PFR, BGK) oraz obniżone ryzyko po stronie banków.

3) W okresie przejściowym proponuje się:

- a. przedłużenie systemu aukcyjnego do 2025 roku (w przyszłym roku kończą się prawne możliwości ogłaszania aukcji) wraz ze znanym planem aukcyjnym i ze zobowiązaniem rządu do organizacji (nawet niewielkich wolumenowo aukcji) co najmniej raz na kwartał^{45,46}.

⁴⁵ Konieczność ta wynika także z ograniczeń dotyczących w warunkach notyfikacji systemu aukcyjnego z grudnia 2017 roku. Z 40 mld zł dozwolonej pomocy publicznej, w aukcjach rozdysponowano już 38 mld zł (dla celów sumowania pomocy publicznej nie ma znaczenia, że energetyka wiatrowa dawała oferty poniżej cen rynkowych).

⁴⁶ W obecnej sytuacji deweloperzy i inwestorzy nie wiedzą, czy będą aukcje w przyszłym roku, nie znają też kierunku w jakim polska energetyka podaży. Z braku strategii i przepisów rośnie ryzyko i przedsiębiorcy mogą zaprzestać pracy deweloperskiej, przez co zagrożone są też firmy instalacyjne i przemysłowe. Tymczasem nie ma przeszkód, aby aukcję tegoroczną ogłosić jeszcze w II kw. br., a nawet ogłosić aukcję dodatkową w III kw. bez tradycyjnego czekania na IV kw. Wg bazy danych IEO projektów inwestycyjnych (na różnych etapach rozwoju) jest już wystarczająca liczba gotowych projektów fotowoltaicznych i wiatrowych łącznie, aby wypełnić odpowiednie koszyki aukcyjne.

b. odejście od corocznej biurokratycznej procedury związanej z wydawaniem przy każdej aukcji rozporządzenia całej Rady Ministrów z wolumenami oraz cenami referencyjnymi energii do zakupu z podziałem na ponad 20 technologii OZE. Należy umożliwić jednorazowe ustalenie w ustawie minimalnego (nie maksymalnego, zwiększyć można kolejną nowelizacją) wolumenu ogółem energii elektrycznej, jaka powinna być zaoferowana do zakupu w każdym roku, aż do końca 2025 roku.

c. całkowita rezygnacja z obowiązku uzyskania koncesji przez wszystkie OZE o mocy do 50 MW (tak jak to ma miejsce w przypadku elektrowni konwencjonalnych).

4) Jako rozwiązanie pozwalające na stopniowe wychodzenie OZE z systemu wsparcia, w tym z systemu dotacji, w szczególności w energetyce słonecznej i wiatrowej, rekomenduje się poszerzenie systemu gwarancji bankowych (na wzór gwarancji BIZNES-MAX oferowanej dotychczas przez Bank Gospodarstwa Krajowego) na duże farmy fotowoltaiczne i wiatrowe, ale pod dodatkowymi warunkami partycypacji społecznej i otwarcia na inwestorów mniejszościowych w projekcie: a) umożliwienia społecznościom lokalnym z terenu danej gminy partycypacji w inwestycji (w profesjonalnie przygotowanym projekcie OZE) z pojedynczymi udziałami po minimum 500 zł i max 5000 zł w zakresie do 10% kosztów inwestycji, b) wypracowanie oferty dla inwestorów indywidualnych (mikroudziałowców z terenu kraju na zakup udziałów w profesjonalnie przygotowanym projekcie z minimalną kwotą 1000 zł) w zakresie do 20% kosztów inwestycji⁴⁷.

5) Uruchomienie programu NFOŚiGW finansowania inwestycji w OZE, w tym w wykorzystanie zero-emisyjnych źródeł w formule niezbilansowanej energii z farm wiatrowych z krótkoterminowymi magazynami ciepła (sectors coupling) i kolektorów słonecznych z sezonowymi magazynami ciepła w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Z uwagi na olbrzymie zaniedbania w sektorze ciepłowniczym i jego zły stan finansowy (spowodowany regulacjami i brakiem długofalowej polityki w tym obszarze), program pilotażowy powinien opierać się na dotacjach (rzędu 40%) oraz pożyczkach preferencyjnych lub gwarancjach i kredytach bankowych (lub innych formach zabezpieczenia spłaty kredytu). Sektor ten, po pilotażu i potwierdzeniu pewności technicznej obecnie już

⁴⁷ Jest to sprawdzony przypadek (case study) z początków niemieckiej energetyki wiatrowej, bliski koncepcji „emerytura z OZE” Wymaga dalszej analizy we współpracy z PFR i BGK.



szeroko w UE stosowanych rozwiązań, powinien przejść na finansowanie komercyjne; proponowane inwestycje nie niosą za sobą ryzyka wzrostu kosztów paliw, cen uprawnień do emisji CO₂ ani kosztów środowiskowych (dostosowania źródeł emisji do kolejnych wymogów BAT).

- 6) Zwrócenie bacznej uwagi banków na wsparcie dla projektów innowacyjnych, w tym przede wszystkim inwestycji służących produkcji urządzeń dla OZE (moduły PV, mocowania PV, generatory i łopaty do elektrowni wiatrowych), na co w działaniach UE na rzecz skrócenia łańcuchów dostaw uzyska częściowe finansowanie w ramach tzw. projektów wspólnego europejskiego zainteresowania (EU PCI) oraz współfinansowanie z PFR, BGK, ARP oraz NCBiR. Wraz z wprowadzeniem wysokiej stawki granicznego podatku węglowego inwestycje te będą realizowane na zasadach komercyjnych, ale również jako przygotowanie do wysoce prawdopodobnego systemu wsparcia dla firm produkcyjnych.
- 7) Istotnym wsparciem na rzecz przemysłu produkcji urządzeń dla OZE, w szczególności wiatrowych i PV, może być obligatoryjne stosowanie urządzeń i dostaw wytworzonych w Europie, a PZP powinno zawierać obligatoryjne kryteria, aby dostawy produktów i usług musiały być wytworzone w co najmniej 70% na terenie EU.
- 8) Większe i ciągle zaangażowanie sektora bankowego w proces legislacyjny w latach 2020-2021 oraz tworzenie procedur i wytycznych umożliwiających

sprawną realizację inwestycji (w dokumentach i ocenach skutków regulacji trzeba otwarcie wskazać, na co są potrzebne pieniądze, a na co nie, a w dokumentach przygotowywanych banków powinny być wytyczne, w jakich warunkach w ramach unijnej strategii zielonego finansowania banki zdecydują się na finansowanie).

- 9) Wspieranie przez sektor bankowy działań na rzecz przedsiębiorców OZE, które służą szybkiemu i spójnemu wdrażaniu w Polsce unijnych przepisów Pakietu zimowego i zasad zielonego finansowania (obecnie te ostatnie wyprzedzają te pierwsze, co rodzi niespójności i nieefektywność działań inwestycyjnych). Przedsiębiorcy potrzebują ujednolicenia i ustabilizowania polityki państwa wobec sektora OZE oraz zbliżenia jej do kierunku wyznaczonego przez Europejski Zielony Ład (co zmniejszy ryzyko inwestorskie firm krajowych) i jednoznacznego określenia strategii na rzecz rozwoju OZE w długiej perspektywie. Na poziomie legislacyjnym potrzebna jest pilna nowelizacja ustawy o OZE (wynika m.in. z obowiązku wdrożenia w terminie do końca czerwca, co wynika z dyrektywy o OZE).
- 10) Stały monitoring kosztów CAPEX i OPEX oraz produktywności instalacji OZE w warunkach polskich i opracowywanie przekrojowych statystyk; powinien zostać przygotowany raport z inwestycji finansowanych przez banki zarówno realizowanych na zasadach komercyjnych, jak i w różnych systemach wsparcia (w raporcie zbiorczym dane zanonimizowane).



Analizy dodatkowe dotyczące symulacji kredytów na transformację energetyczną w elektroenergetyce i ciepłownictwie





Po przekazaniu przez Wykonawcę ekspertyzy „Systemowe i rynkowe uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce w ramach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem. Założenia do realizacji strategii zielonego finansowania w energetyce”, w kolejnych uzgodnieniach Wykonawcy ekspertyzy i Zamawiającego z dnia 19.05.2020r. oraz 07.06.2020 r. podjęto decyzje o:

- 1) oszacowaniu zapadalność kredytów potrzebnych na sfinansowanie analizowanego krajowego portfola inwestycji w OZE w sektorze ciepłownictwa i elektroenergetyki
- 2) rozwinięciu scenariuszowego podejścia do kredytowania projektów związanych z OZE w ramach elektroenergetyki oraz ciepłownictwa poprzez projekcję strumieni dochodowych projektów inwestycyjnych (odrębnie dla ciepłownictwa i elektroenergetyki).

Takie podejście umożliwia m.in. symulację zestawienia dochodów i zobowiązań finansowych oraz sparametryzowanie wymaganego wsparcia, aby plany inwestycyjne miały oparcie w realnych mechanizmach finansowych.

Niniejszy załącznik do ekspertyzy jest podsumowaniem wyników dodatkowych analiz wykonanych opracowanego na potrzeby arkusza kalkulacyjnego excel przedstawiającego scenariusze spłaty kredytów, niezbędnych do sfinansowania dekarbonizacji polskiego sektora energetycznego. Arkusz (**Załącznik nr 2** – w osobnym pliku excel) składa się z oddzielnych części dotyczących ciepłownictwa oraz elektroenergetyki.

Na podstawie nakładów inwestycyjnych poszczególnych technologii odnawialnych źródeł energii, wyliczone zostały kwoty udzielonych kredytów w wersji skumulowanej oraz rocznej. Kredyty zostaną udzielane w latach 2021–2030 oraz będą wynosić 70% całkowitych nakładów inwestycyjnych ponoszonych w ciągu roku.

Tabela 1. Rozkład udzielonych kredytów w sektorze ciepłownictwa, oprac. IEO

[mld zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Skumulowane inwestycje	3,60	23,22	30,27	37,26	44,55	52,18	60,37	70,27	79,49	89,75
Kredyty skumulowane	4,65	11,39	16,32	21,21	26,32	31,66	37,39	44,32	50,77	57,96
Udzielone kredyty roczne	4,65	6,73	4,93	4,89	5,11	5,34	5,73	6,93	6,45	7,19

Tabela 2. Rozkład udzielonych kredytów w sektorze elektroenergetyki, oprac. IEO

[mld zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Skumulowane inwestycje	5,65	19,41	33,08	46,19	57,80	75,00	89,32	103,12	117,08	123,12
Kredyty skumulowane	3,14	12,77	22,35	31,52	39,65	51,68	61,71	71,37	81,14	85,37
Udzielone kredyty roczne	3,14	9,63	9,57	9,17	8,13	12,04	10,03	9,66	9,77	4,23

Całkowita kwota udzielonych kredytów w poszczególnych latach oraz podstawowe parametry kredytu tj. oprocentowanie nominalne, liczba rat w roku oraz okres kredytowania (zapadalność kredytu) pozwoliły na przedstawienie przybliżonego rozkładu spłacania zaciągniętych zobowiązań w całym okresie trwania akcji kredytowej oraz przepływów finansowych w sektorze bankowym. Na podstawie skumulowanej sumy spłat rat kredytów począwszy od 2021 roku,

wyznaczono rok, w którym suma ta będzie wyższa niż całkowita suma wszystkich udzielonych kredytów przez banki. Dla wariantu podstawowego (oprocentowanie 5%, okres kredytowania 10 lat, rata kwartalna) w sektorze ciepłowniczym jest to **2034** rok, natomiast dla elektroenergetyki – **2033**. Arkusz excel jest interaktywny, co oznacza, że można zmieniać podstawowe parametry zaciąganych kredytów oraz wprowadzać odroczenie rozpoczęcia spłat zobowiązań (1, 2, 3 lat).

Z racji możliwości zmiany podstawowych parametrów kredytowania, wykonano analizę wrażliwości skumulowanej sumy spłat w zależności od trzech podstawowych zmiennych:

- odroczenie spłaty kredytu (0, 1, 2, 3 lata)
- okres kredytowania (5, 10, 15 lat)
- oprocentowanie nominalne (4%, 5%, 6%)

Wszystkie warianty potwierdzają konieczność posiadania odpowiedniego zabezpieczenia przez banki w początkowych latach akcji kredytowej, gdyż udzielone kredyty są znacznie wyższe niż skumulowana suma spłat.

W celu zestawienia zobowiązań kredytowych inwestorów z zyskami z budowanych instalacji wykonano szacunkowy rozkład strumieni dochodowych technologii OZE. Niezbędnym w tym celu było uwzględnienie cykli inwestycyjnych w procesie spłacania kredytów. Założone zostało otrzymanie kredytu mniej więcej w połowie cyklu

inwestycyjnego każdej instalacji. Oznacza to, że dla technologii o cyklu np. 4-letnim od momentu udzielenia kredytu do generowania przychodów miną 2 lata. Dla każdego roku, w którym banki udzielały kredytów oraz dla poszczególnych technologii, opóźnienie to było uwzględniane.

Na podstawie powyższych opóźnień, oddanych nowych mocy zainstalowanych w poszczególnych latach oraz współczynników wykorzystania mocy, wyliczono szacunkową produkcję ciepła/energii elektrycznej w pierwszym roku działania nowych instalacji OZE. Wyprodukowana energia pozwoliła na wyliczenia przychodów z generacji. W analizach pominięto wpływ inflacji (analiza w cenach stałych). Za cenę sprzedaży ciepła ustawiono średnią cenę na rynku polskim w 2018 roku, natomiast za cenę energii elektrycznej – średnią cenę na rynku konkurencyjnym w 2019 roku. Posiadając przybliżone wartości wydatków operacyjnych dla poszczególnych technologii (tzw. OPEX), wyliczono strumień dochodowy jako wartość rocznego przychodu pomniejszoną o koszty eksploatacyjne.

Tabela 3. Zestawienie opóźnienia rozpoczęcia działalności instalacji od uruchomienia kredytu, oprac. IEO

Opóźnienie rozpoczęcia działalności od momentu uruchomienia kredytu [lat]	Ciepłownictwo systemowe	kotły biomasowe	1
		kolektory słoneczne	0
		pompy ciepła	1
		biogaz CHP	1
		geotermia	3
		power 2 Heat	1
	Elektroenergetyka	biomasa – kogeneracja	3
		energia wodna	2
		energia wiatrowa lądowa	2
		energia wiatrowa morska	3
		fotowoltaika wielkoskalowa	1
		fotowoltaika – pozostałe	0



Tabela 4. Zestawienie dochodów i zobowiązań finansowych dla sektora ciepłowniczego, oprac: IEO

[mln zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Skumulowany dochód z nowych instalacji	15	98	264	537	903	1 386	1 975	2 680	3 616	4 715	6 006	7 319	8 660
Skumulowana suma spłat kredytów	594	2 048	4 131	6 839	10 200	14 242	19 016	24 674	31 157	38 557	45 364	51 310	56 627

Tabela 5. Zestawienie dochodów i zobowiązań finansowych dla sektora elektroenergetyki, oprac: IEO

[mln zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Skumulowany dochód z nowych instalacji	77	322	1 277	3 125	6 013	9 688	14 374	19 810	26 150	33 306	41 201	49 265	57 463
Skumulowana suma spłat kredytów	401	2 032	4 885	8 910	13 972	20 571	28 451	37 564	47 925	58 825	69 325	78 595	86 642

Analiza strumieni dochodowych wyraźnie wskazuje, iż transformacja energetyczna nie jest łatwym procesem do przeprowadzenia. Dochody z nowych instalacji w warunkach rynkowych są niższe niż zobowiązania kredytowe do spłacenia. Obok obecności kredytów niezbędnym jest uzyskanie dodatkowych dotacji, posiadanie większego udziału kapitału własnego oraz utrzymanie systemu wsparcia dla najdroższych technologii, które zwiększyłyby dochody z tych instalacji. Rozwiązaniem, które zmniejszyłoby również lukę pomiędzy dochodami, a zobowiązaniami kredytowymi jest odroczenie rozpoczęcia spłat,

tak aby zniwelować wpływ cyklu inwestycyjnego na ujemny bilans.

Niekorzystny wynik przy przyjętych założeniach nie oznacza, że są one nierealne dla najbardziej opłacalnych technologii, takich jak farmy wiatrowe (sektor elektroenergetyczny) czy kolektory słoneczne (w sektorze ciepłowniczym, w wersji bez magazynów ciepła – produkcja na potrzeby zaopatrzenia w ciepłą wodę).

W tabeli 6. podano zestawienie spłat kredytów i dochodów dla tych źródeł.

Tabela 6. Zestawienie dochodów i zobowiązań finansowych kolektorów słonecznych w sektorze ciepłownictwa, oprac: IEO

[mln zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Skumulowany dochód z nowych instalacji	15,43	46,28	92,56	154,27	231,40	323,96	431,94	555,36	694,19	848,46
Skumulowana suma spłat kredytów	11,66	34,97	69,93	116,55	174,83	244,76	326,35	419,60	524,49	641,05



Tabela 7. Zestawienie dochodów i zobowiązań finansowych lądowych farm wiatrowych w sektorze elektroenergetyki, oprac: IEO¹

[mln zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Skumulowany dochód z nowych instalacji	–	–	472	1 392	2 632	4 143	5 921	7 770	9 706	11 708	13 734	15 787	17 841
Skumulowana suma spłat kredytów	0	0	27	602	1 699	3 167	4 951	7 045	9 221	11 499	13 853	16 234	18 589

Warto nadmienić, iż w sektorze ciepłowniczym proces kredytowania obejmuje odbiorców indywidualnych, którzy nie zostali uwzględnieni w analizie strumieni dochodowych ze względu na brak przychodów sprzedaży ciepła do sieci. Takie założenie wpływa na niskie wartości dochodu z tego sektora i niekorzystnego

porównania ze skumulowaną wartością spłat kredytowych. Kredytowanie oparte na efektach produkcji ciepła w źródłach indywidualnych może tu mieć miejsce np. w formule leasingu lub w formule ESCO (spłaty inwestycji w efekcie uzyskiwanych oszczędności na zakupie ciepła/paliwa).

¹ założenie: odroczenie rozpoczęcia spłat rat kredytowych o 2 lata