

Politechnika Częstochowska

**KIERUNKI
I PERSPEKTYWY
ROZWOJU
ODNAWIALNYCH
ŹRÓDEŁ ENERGII
WYBRANE ASPEKTY**

pod redakcją
Anny Gawlak

Częstochowa 2022

Politechnika Częstochowska

**KIERUNKI I PERSPEKTYWY ROZWOJU
ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII
WYBRANE ASPEKTY**

pod redakcją
Anny Gawlak

Monografia



Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej

Częstochowa 2022

Recenzent

prof. dr hab. inż. Jerzy Szkutnik

Redakcja

Lucyna Żyła

Redakcja techniczna

Robert Świerczewski

Projekt okładki

Dorota Boratyńska

Autorzy:

Anna Gawlak – rozdz. 1, 11

Marcin Panowski – rozdz. 2

Andrzej Kacprzak – rozdz. 3

Michał Wichliński – rozdz. 4

Zinoviy Kohut – rozdz. 5

Rafał Rajczyk – rozdz. 6

Fedir Ivashchyshyn – rozdz. 7

Mirosław Kornatka – rozdz. 8

Janusz Sowiński – rozdz. 9

Ihor Bordun – rozdz. 10

ISBN 978-83-7193-874-0

e-ISBN 978-83-7193-875-7

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2022

© Copyright by Anna Gawlak, Częstochowa 2022



Publikacja udostępniona na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa – Użycie niekomercyjne 4.0 Międzynarodowa (CC BY-NC 4.0) <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/legalcode>

SPIS TREŚCI

PRZEDMOWA	7
1. KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	9
1.1. Wprowadzenie	9
1.2. Wytwarzanie energii elektrycznej	9
1.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w małych instalacjach	13
1.4. Sieć przesyłowa	15
1.5. Sieci dystrybucyjne	18
1.6. Kierunki innowacji w obszarze dystrybucji	22
1.7. Straty energii w sieciach dystrybucyjnych	22
Literatura	27
2. PODSTAWY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	29
2.1. Wprowadzenie	29
2.2. Wady i zalety odnawialnych źródeł energii	29
2.3. Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE	33
2.4. Konwersja energii wiatrowej na energię elektryczną	33
2.5. Konwersja energii wodnej na energię elektryczną	35
2.6. Konwersja energii słonecznej na energię elektryczną	37
2.7. System PV typu off-grid i on-grid	40
Literatura	41
3. ENERGETYKA WIATROWA	43
3.1. Wprowadzenie	43
3.2. Rys historyczny rozwoju energetyki wiatrowej	44
3.2.1. Wytwarzanie energii mechanicznej	44
3.2.2. Wytwarzanie energii elektrycznej	46
3.3. Podstawy konwersji energii wiatru	48
3.4. Klasyfikacja i budowa turbin wiatrowych	52
3.4.1. Turbiny wiatrowe typu HAWT	52
3.4.2. Turbiny wiatrowe typu VAWT	55
3.5. Aktualny stan rozwoju energetyki wiatrowej	56
3.5.1. Energetyka wiatrowa na świecie	56
3.5.2. Energetyka wiatrowa w Europie	57
3.5.3. Energetyka wiatrowa w Polsce	58

Podsumowanie	59
Literatura.....	59
4. INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE	61
4.1. Wprowadzenie	61
4.2. Promieniowanie słoneczne	61
4.3. Produkcja energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych w Polsce ..	63
4.4. Panele fotowoltaiczne	65
4.5. Falowniki	70
4.6. Przyłączenie instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej ...	72
Podsumowanie	73
Literatura	73
5. PODSTAWY ZWIĘKSZENIA EFEKTYWNOŚCI WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SYSTEMACH FOTOWOLTAICZNYCH	74
5.1. Wytwarzanie energii w systemach fotowoltaicznych	74
5.2. Systemy wykorzystywane w panelach fotowoltaicznych	79
Podsumowanie	87
Literatura	88
6. SPALANIE PALM KERNEL SHELL W WARUNKACH CYRKULACYJNEJ WARSTWY FLUIDALNEJ	89
6.1. Wprowadzenie	89
6.2. Metodyka badań	90
6.3. Wyniki badań	93
6.4. Profil temperatury	95
6.5. Skład gazów spalinowych i emisje substancji zanieczyszczających	96
6.6. Badania procesu foulingu	98
6.7. Skład chemiczny popiołów	99
Wnioski	100
Literatura	101
7. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	102
7.1. Wprowadzenie	102
7.2. Elektrochemiczne akumulatory energii elektrycznej i ich charakterystyka	103
7.3. Hermetyczne akumulatory kwasowo-ołowiowe, technologia <i>dryfit</i>	106
7.4. Nowe typy akumulatorów elektrochemicznych i systemów magazynowania energii elektrycznej	109
7.5. Obliczanie systemów magazynowania energii	116
Podsumowanie	120
Literatura	120

8. NIEZAWODNOŚĆ SYSTEMU DYSTRYBUCJI ENERGII W ASPEKCIE ELEKTROMOBILNOŚCI	122
8.1. Wprowadzenie	122
8.2. Niezawodność systemu dystrybucyjnego	123
8.3. Rozwój elektromobilności w Polsce	128
8.4. Wsparcie rozwoju elektromobilności w Polsce	132
Podsumowanie	134
Literatura	134
9. SYSTEMOWE ASPEKTY ROZWOJU OZE	136
9.1. Prognozy krajowe rozwoju i wykorzystania OZE w systemie elektroenergetycznym	136
9.2. Aspekty prawne przyłączy OZE	140
9.3. Systemy ekonomiczne wsparcia OZE	141
9.4. Nowoczesne technologie wspierające produkcję energii elektrycznej z OZE – magazyny energii	144
9.5. Rynek usług regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym w sytuacji zwiększającego się udziału OZE	145
9.6. Efektywność ekonomiczna instalacji OZE	147
9.6.1. Metoda wartości zaktualizowanej netto NPV	147
9.6.2. Niepewność dotycząca stopy dyskonta – ryzyko rynkowe inwestowania	149
9.6.3. Uwagi do metod wyznaczania kosztu wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach	151
9.7. Efektywność ekonomiczna technologii OZE – analiza przypadku	154
9.8. <i>Grid parity</i> technologii OZE w Polsce	156
Literatura	158
10. CYFRYZACJA W ENERGETYCE: NOWE MOŻLIWOŚCI I WYZWANIA	160
10.1. Wprowadzenie	160
10.2. Prognozy rozwoju energetyki światowej i polskiej	161
10.3. Perspektywy cyfryzacji w energetyce	165
10.4. Wyzwania związane z cyfryzacją w energetyce	170
Podsumowanie	171
Literatura	172
11. ASPEKTY FORMALNOPRAWNE OZE	174
11.1. Międzynarodowe organizacje i dokumenty normatywne	174
11.2. Dokumenty UE w zakresie OZE	176
11.2.1. Charakterystyka dokumentów prawnych UE	176
11.2.2. Dokumenty UE	177

11.3. Polskie dokumenty w zakresie OZE	181
11.3.1. Charakterystyka dokumentów prawnych	181
11.3.2. Dokumenty Polski w sprawie OZE	182
11.3.3. Wykaz najważniejszych polskich aktów prawnych dotyczących OZE	187
Literatura	188
Spis rysunków	189
Spis tabel	193

PRZEDMOWA

Konsekwentna polityka Unii Europejskiej w kwestii powstrzymania niekorzystnych zmian klimatu, związanych z emisją dwutlenku węgla, wymusiła na krajach członkowskich różnorodne działania, między innymi rozwój sektora odnawialnych źródeł energii. Obecna sytuacja geopolityczna sprawia, że ceny surowców gwałtownie rosną, a niezależność energetyczna staje się obecnie głównym celem Europy. Nie ulega wątpliwości, że kluczową rolę w tej energetycznej transformacji odegrają odnawialne źródła energii. Dużym i trwałym efektem będzie znaczne przyspieszenie inwestycji w energię odnawialną przy znacznie większej ilości energii słonecznej i wiatrowej zarówno na lądzie, jak i na morzu. Fakt, że ekoenergetyczne rozwiązania gwarantują zerową emisję, był zwykle postrzegany jako główna zaleta energii odnawialnej. Od tej chwili kraje importujące energię będą również przywiązywać dużą wagę do energii odnawialnej traktowanej jako energia lokalna.

Książka obejmuje zagadnienia dotyczące szeroko rozumianych odnawialnych źródeł energii. W rozdziale 1 *Krajowy System Elektroenergetyczny* omówiono takie zagadnienia, jak: wytwarzanie i struktura produkcji energii elektrycznej, także w małych instalacjach, sieć przesyłowa i dystrybucyjna, kierunki innowacji w obszarze dystrybucji, straty energii w sieciach dystrybucyjnych. Rozdział 2 *Podstawy wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii* omawia podstawowe informacje związane z procesami oraz instalacjami znajdującymi swoje miejsce podczas wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Zaprezentowano podstawy zjawiska fotoelektrycznego oraz konwersji energii kinetycznej płynów na energię elektryczną, a także omówiono skrótowo systemy energetyki wiatrowej, słonecznej i wodnej. W rozdziale 3 *Energetyka wiatrowa* przedstawiono przegląd różnych podejść projektowych i omówiono takie kwestie, jak historyczny rozwój energetyki wiatrowej, podstawy teoretyczne konwersji energii wiatru, klasyfikacja i budowa turbin wiatrowych, a także aktualny stan rozwoju energetyki wiatrowej na świecie, w Europie i w Polsce. Rozdział 4 *Instalacje fotowoltaiczne* opisuje źródło energii słonecznej, przedstawia wartości natężenia promieniowania słonecznego na terenie Polski. Prezentuje rodzaje promieniowania słonecznego oraz strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2021 roku z wyszczególnieniem energetyki słonecznej. Omówia rodzaje modułów fotowoltaicznych oraz falowników i sposoby podłączenia instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej. Rozdział 5 *Podstawy zwiększenia efektywności wytwarzania energii elektrycznej w systemach fotowoltaicznych* zawiera takie zagadnienia, jak: wytwarzanie energii w systemach fotowoltaicznych czy też systemy wykorzystane w panelach fotowoltaicznych. Rozdział 6 *Spalanie palm kernel shell w warunkach cyrkulacyjnej warstwy fluidalnej* przedstawia wyniki kompleksowych badań procesu spalania biomasy stałej – palm kernel shell (PKS), w warunkach cyrkulacyjnej warstwy

fluidalnej. Wykonano analizę techniczną i elementarną paliwa, badano skład gazów spalinowych powstających ze spalania PKS, wykonano również badania procesu narastania osadów na tzw. sondzie do foulingu. Energetyczne wykorzystanie PKS minimalizuje ryzyko wystąpienia problemów eksploatacyjnych, takich jak popieleń, zużłowanie czy też korozja. PKS może stanowić wartościowe paliwo dla energetyki i ciepłownictwa. Rozdział 7 *Magazynowanie energii elektrycznej* prezentuje przegląd elektrochemicznych systemów magazynowania energii elektrycznej. Omawia zasadę ich działania oraz sposoby wykorzystania w kompleksowych systemach energetyki odnawialnej. Wskazuje zalety i wady najbardziej rozpowszechnionych akumulatorów elektrycznych. Zaproponowano również teoretyczne podejścia do wykonywania obliczeń systemów akumulatorowych dla elektrowni słonecznych i wiatrowych. Rozdział 8 *Niezawodność systemu dystrybucji energii w aspekcie elektromobilności* zawiera ogólną ocenę poziomu niezawodności krajowego systemu dystrybucyjnego oraz przedstawia wybrane problemy związane z rozwojem elektromobilności w Polsce. W rozdziale 9 *Systemowe aspekty rozwoju OZE* omówiono prognozy krajowe rozwoju i wykorzystania OZE w systemie elektroenergetycznym, aspekty prawne przyłączy OZE, systemy ekonomiczne wsparcia OZE, nowoczesne technologie wspierające produkcję energii elektrycznej z OZE – magazyny energii, rynek usług regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym w sytuacji zwiększającego udziału OZE, efektywność ekonomiczną instalacji OZE, efektywność ekonomiczną technologii OZE – analiza przypadku, *grid parity* technologii OZE w Polsce. W rozdziale 10 *Cyfryzacja w energetyce: nowe możliwości i wyzwania* pokazano sposoby i środki cyfrowej transformacji przedmiotowego sektora gospodarki. Zwrócono uwagę na rolę odnawialnych źródeł energii, co złagodzi zmiany klimatyczne, jednak będzie wymagać nowych podejść do ich integracji z systemem energetycznym. Nowoczesne technologie, przede wszystkim takie jak Internet Rzeczy, będą miały szerokie zastosowanie w energetyce, tj. w produkcji, dostawach, transporcie, dystrybucji i zapotrzebowaniu na energię. Technologie cyfrowe mają potencjał do wykorzystania w budowie inteligentnych sieci elektroenergetycznych, zwiększenia efektywności energetycznej, zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze energetycznym oraz zmniejszenia wpływu zużycia energii elektrycznej na środowisko. Ponadto rozpatrzono możliwe problemy wdrożenia technologii cyfrowych w energetyce, obejmujące m.in. poufność i bezpieczeństwo. Ustalono, że w celu maksymalizacji potencjału cyfrowej transformacji energetyki konieczne jest wypracowanie wspólnych podejść i systemowej wizji cyfryzacji, która byłaby jasna i wspólna dla wszystkich podmiotów w branży. Rozdział 11 *Aspekty formalnoprawne OZE* obejmuje problematykę: międzynarodowe organizacje i dokumenty normatywne, dokumenty UE w zakresie OZE, polskie dokumenty w zakresie OZE.

Książka będzie pomocna pracownikom naukowo-dydaktycznym zajmującym się tematyką hybrydowego zasilania systemu elektroenergetycznego oraz przedstawicielom szczebla zarządzającego przedsiębiorstw funkcjonujących w sektorze energetycznym.

Anna Gawlak

1. KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

1.1. Wprowadzenie

KSE to infrastruktura przeznaczona do wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej. Jest ona połączona w system, dzięki czemu KSE zapewnia ciągłą realizację dostaw energii elektrycznej w Polsce. Podmioty obsługujące poszczególne elementy KSE stanowią odrębne jednostki, podlegające oddzielnym instytucjom i regulacjom. Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce określone zostały w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [1]. Należy jednak zwrócić uwagę, że w najbliższej przyszłości zasadne może stać się wyodrębnienie magazynowania energii jako kolejnej funkcjonalnej kategorii infrastruktury wchodzącej w skład KSE [2, 3]. Mimo że, jak sama nazwa wskazuje, infrastruktura ta jest ze sobą ściśle powiązana (system), to podmioty odpowiedzialne za prawidłowe funkcjonowanie poszczególnych elementów podlegają odrębnym regulacjom prawnym i instytucjom.

Krajowy System Elektroenergetyczny tworzą trzy podsystemy odpowiadające za poszczególne zadania.

Wytwarzanie energii elektrycznej – produkcja energii przez źródła wytwarzania, którymi w systemie elektroenergetycznym są elektrownie, elektrociepłownie i źródła rozproszone.

Przesyłanie energii elektrycznej – odbywa się siecią przesyłową w celu dostarczenia energii do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej. Przesyłanie energii elektrycznej realizowane jest przez operatora systemu przesyłowego, którego funkcje pełni PSE.

Dystrybucja energii elektrycznej – dostarczanie energii sieciami dystrybucyjnymi do odbiorców instytucjonalnych i indywidualnych przyłączonych do tej sieci. Dystrybucja energii realizowana jest przez operatorów systemu dystrybucyjnego.

1.2. Wytwarzanie energii elektrycznej

Wytwarzanie energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym odbywa się w:

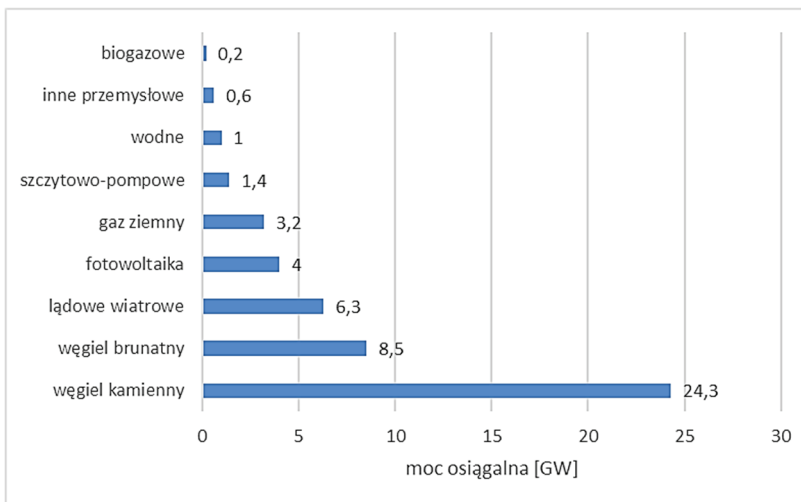
- dużych elektrowniach ciepłych kondensacyjnych (wytwarzających tylko energię elektryczną bez wyzyskiwania ciepła pary wylotowej z turbiny parowej), pracujących na węglu kamiennym lub brunatnym,
- elektrociepłowniach miejskich i przemysłowych (wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepłą w układzie skojarzonym). Moce takich elektrowni

zależą od wielkości zapotrzebowania na ciepło i mieszczą się w granicach od kilku do kilkuset MW,

- elektrowniach wodnych przepływowych i szczytowo-pompowych,
- źródłach wykorzystujących energię odnawialne wiatru i Słońca oraz innych odnawialnych źródłach energii.

Źródła energii odnawialnych stanowią w chwili obecnej niewielki udział w podsystemie wytwórczym KSE. Większość z nich pracuje na potrzeby lokalnych odbiorców. Ich moce są bardzo zróżnicowane, od kilku kW – w przypadku małych źródeł niskiego napięcia, wykorzystywanych przez odbiorców indywidualnych, do kilkudziesięciu, a nawet kilkuset MW w przypadku dużych farm wiatrowych, przyłączanych do sieci przesyłowo-rozdzielczej i eksploatowanych przez operatora sieci.

Zdolności wytwórcze systemu elektroenergetycznego charakteryzuje moc zainstalowana, tj. suma znamionowych mocy czynnych wszystkich generatorów w elektrowniach. Największa moc czynna, jaką mogą produkować wszystkie elektrownie w KSE, nazywa się mocą osiągalną. Jest ona mniejsza od mocy zainstalowanej o trwałe ubytki mocy, spowodowane stałą zmianą jakości paliwa lub zmniejszeniem wydajności elementów. Na rysunku 1.1 przedstawiono moc osiągalną w 2020 r.

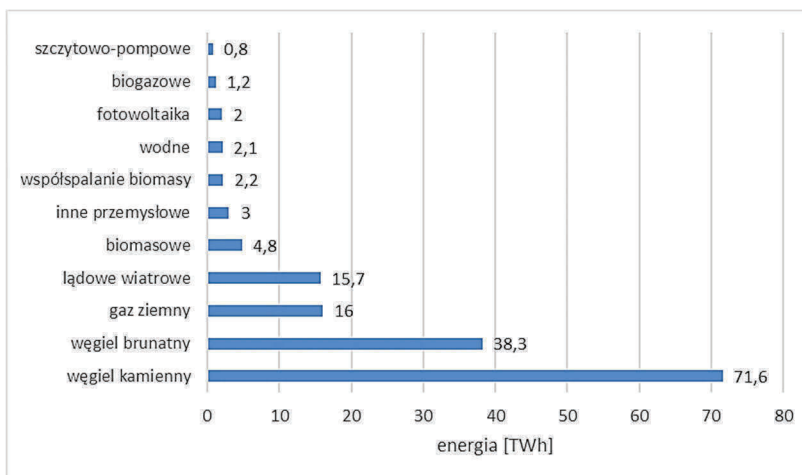


Rys. 1.1. Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE w 2020 r. (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

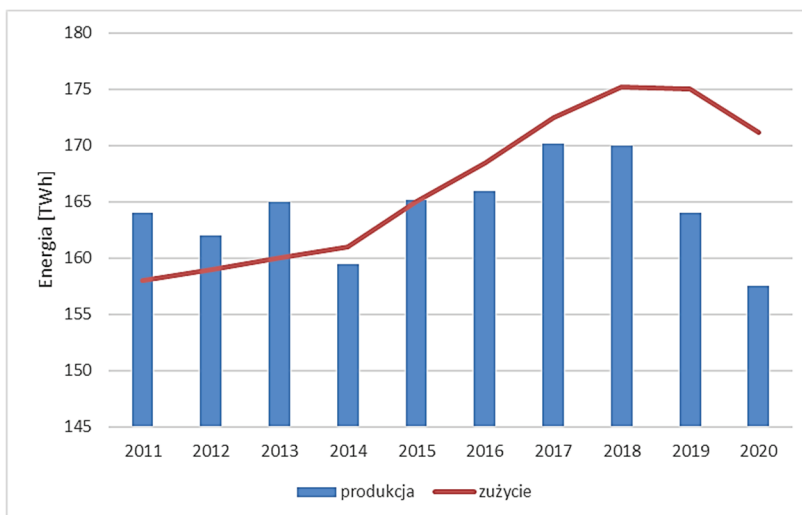
Udział mocy osiągalnych elektrowni na węgiel brunatny i kamienny wynosi 65%. Ponad 24% mocy stanowią odnawialne źródła energii. Pozostałe źródła mocy to elektrownie na gaz ziemny – 6%, szczytowo-pompowe i przemysłowe – 5%. Rozwija się fotowoltaika; moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych wzrosła do 4 GW. Na rysunku 1.2 przedstawiono produkcję energii elektrycznej w 2020 r.

Udział węgla w produkcji energii elektrycznej spadł w 2020 r. poniżej 70%. Udział OZE wyniósł prawie 18%. Udział gazu przekroczył 10%. Na rysunku 1.3

przedstawiono krajowy bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej w ostatniej dekadzie.

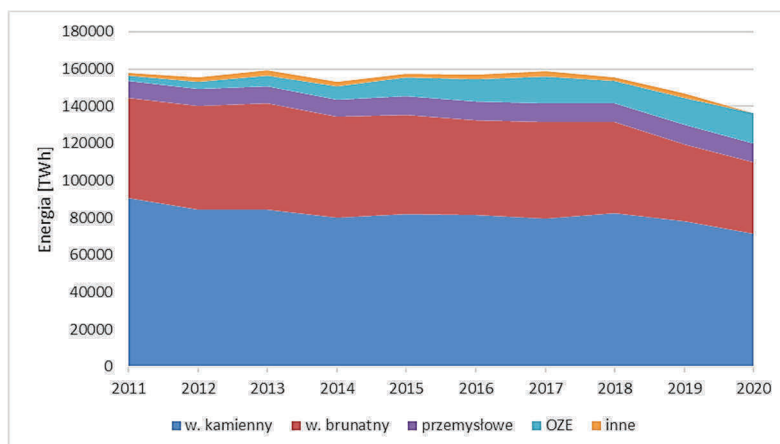


Rys. 1.2. Udział poszczególnych grup elektrowni w krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r. (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])



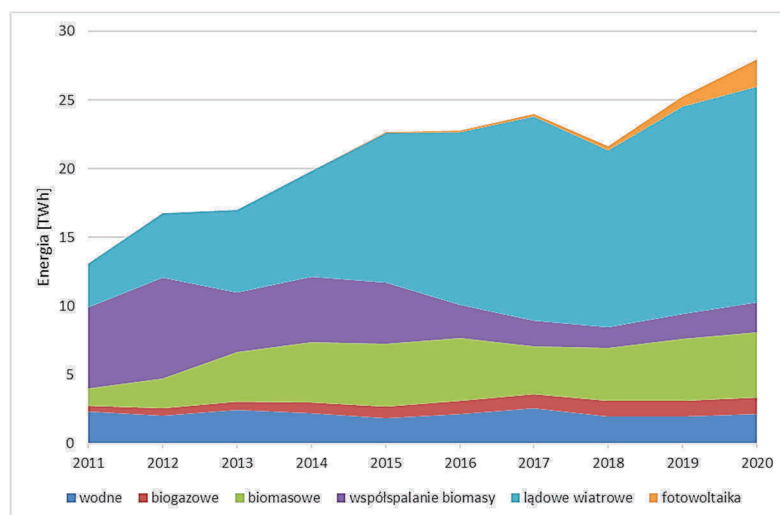
Rys. 1.3. Krajowy bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej w latach 2011-2020 (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

Produkcja energii elektrycznej w 2020 r. była najniższa od dekady i wyniosła 157,7 TWh. Import energii netto zwiększył się do 13,3 TWh, co stanowiło 7,8% jej zużycia. Od 2016 roku produkcja energii elektrycznej jest niższa niż jej zużycie. Na rysunku 1.4 przedstawiono zmiany w produkcji energii elektrycznej w ostatnich 10 latach.



Rys. 1.4. Zmiany w produkcji energii elektrycznej w latach 2011-2020 (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

W 2020 r. o 3,8% spadła produkcja energii elektrycznej. Szczególnie widoczne jest zmniejszenie produkcji energii z węgla kamiennego. Mniejsza generacja w węglu brunatnym wynikała m.in. z trwałego wyłączenia bloków. Był to drugi rok z rzędu spadku krajowej produkcji. Malejąca konkurencyjność produkcji energii elektrycznej z węgla redukuje wykorzystanie krajowych zasobów. Zwiększa się produkcja energii elektrycznej z OZE i gazu ziemnego. Na rysunku 1.5 przedstawiono zmiany w produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w ostatniej dekadzie.



Rys. 1.5. Zmiany w produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w latach 2011-2020 (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

W 2020 r. wyprodukowano prawie 28 TWh energii elektrycznej z OZE. Mimo kolejnego wzrostowego i rekordowego roku udział OZE w produkcji energii jest

niższy od poziomu spełniającego zobowiązania unijne na rok 2020. Najbardziej dynamicznie rosła produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki – w 2020 r. była 3,5-krotnie większa niż w 2019 r. Dynamicznie rozwijała się produkcja energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych. Znacznie została ograniczona produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem współspalania biomasy.

Na koniec 2020 r. moc zainstalowana wszystkich odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym wynosiła prawie 10 GW, z czego w małych instalacjach OZE ponad 183 MW (czyli mniej niż 2%). Do małych instalacji zaliczane są instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW. Małe instalacje OZE korzystają z preferencji związanych z ułatwieniem formalności w kwestii ich uruchomienia (m.in. łatwiejsze przyłączenie do sieci, brak konieczności uzyskania koncesji – wymagany jest tylko wpis do prowadzonego przez Prezesa URE rejestru wytwórców w małej instalacji, zwolnienie z kosztów bilansowania handlowego) czy specjalnych mechanizmów wsparcia przy sprzedaży energii (sprzedawca wyznaczony na danym terenie ma obowiązek odkupić od takiego wytwórcy energię). Instalacje te korzystają ponadto z systemu świadectw pochodzenia bądź objęte są systemami wsparcia w postaci stałych taryf gwarantowanych (feed-in-tariff, FIT) lub systemem dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium, FIP). Część z nich korzysta też z aukcyjnego systemu wsparcia.

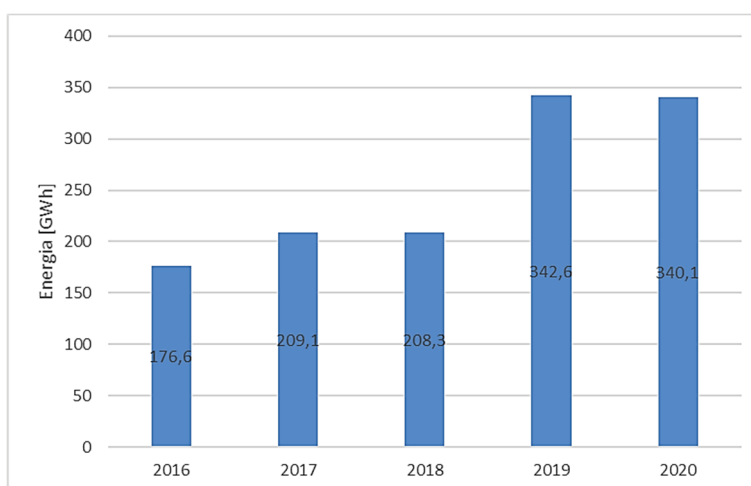
1.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w małych instalacjach

W tabeli 1.1 przedstawiono instalacje OZE w podziale na rodzaj źródła. W 2020 r. wytwórcy produkowali energię łącznie w 898 małych instalacjach. Najwięcej pod względem liczby, bo aż 343, było w naszym kraju małych instalacji wykorzystujących energię wody (ich łączna moc zainstalowana wynosi 51,96 MW). Kolejne pod względem liczby instalacji (328), ale jednocześnie największe pod względem łącznej mocy zainstalowanej (66,86 MW) były źródła fotowoltaiczne. Najbardziej występowały małe instalacje produkujące energię z biomasy. Takie źródła pod koniec 2020 r. były w Polsce tylko dwa. Na rysunku 1.6 przedstawiono produkcję energii elektrycznej w małych instalacjach OZE.

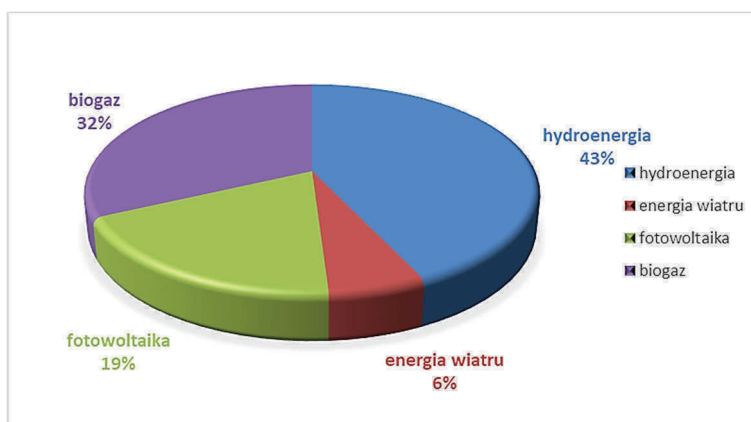
Wytwórcy w małych instalacjach OZE (765 podmiotów) w 2020 roku wyprodukowali ponad 340 GWh energii. Produkcja energii w małych instalacjach OZE utrzymuje się na zbliżonym poziomie jak w 2019 roku, nastąpił spadek zaledwie o 0,7%. Zdecydowany przyrost produkcji w małych instalacjach nastąpił w roku 2019, produkcja w porównaniu z rokiem 2018 wzrosła ponad 64%. Na rysunku 1.7 przedstawiono produkcję energii elektrycznej w 2020 r. w podziale na źródła, a na rysunku 1.8 produkcję energii w małych instalacjach OZE w latach 2016-2020 w podziale na rodzaj źródła (w GWh).

Tabela 1.1. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji w podziale na rodzaj źródła – stan na koniec 2020 r. (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

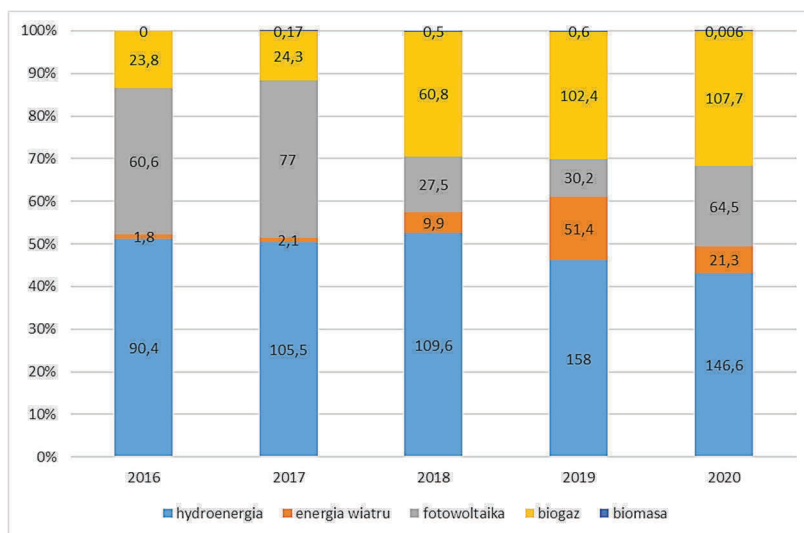
Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji		Moc zainstalowana	
	[szt.]	[%]	[MW]	[%]
hydroenergia	343	38,20	51,96	28,37
fotowoltaika	328	36,53	66,86	36,52
biogaz	117	13,03	32,10	17,53
wiatr	108	12,03	31,71	17,32
biomasa	2	0,21	0,47	0,26
Razem	898	100	183,10	100



Rys. 1.6. Produkcja energii w małych instalacjach OZE w latach 2016-2020 (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])



Rys. 1.7. Produkcja energii elektrycznej w 2020 r. w podziale na rodzaj instalacji OZE (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])



Rys. 1.8. *Produkcja energii elektrycznej w latach 2016-2020 w podziale na rodzaj instalacji OZE (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])*

W 2020 r. najwięcej energii – ponad 146 GWh – wyprodukowały małe elektrownie wodne. Z tego źródła pochodziło 43% energii wytworzonej przez wszystkie małe instalacje OZE. Drugim pod względem generacji źródłem w 2020 roku były biogazownie wykorzystujące biogaz inny niż rolniczy (32% udział w całej produkcji energii z małych instalacji OZE). Wytworzyły one ponad 107 GWh energii. Na trzecim miejscu znalazły się instalacje fotowoltaiczne, w których wytworzono ponad 64 GWh energii, produkcja z tego źródła to 19% generacji ogółem. Po rekordowym wzroście produkcji energii z wiatru w 2019 roku (kiedy to nastąpił wzrost wytwarzania aż o 419% w porównaniu z 2018 rokiem), w 2020 roku odnotowano znaczący spadek: o 58,6% r/r. Spadek zanotowała również produkcja z biomasy – o 99% w porównaniu z rokiem poprzednim.

1.4. Sieć przesyłowa

Powszechność dostępu i korzystanie z zalet energii elektrycznej wymaga sprawnego działania rozbudowanego układu urządzeń do jej wytwarzania, przesyłania i rozdziału. Przesył energii z elektrowni do odbiorcy możliwy jest dzięki rozległej sieci linii i stacji elektroenergetycznych. Wiąże się on jednak ze stratami mocy (energii). Zasadniczy sposób zmniejszenia tych strat polega na podwyższaniu napięcia elektroenergetycznych linii przesyłowych [4].

Zależnie od odległości, na jakie ma być przesyłana energia, różne są wartości stosowanych napięć. Wynoszą one:

- od 220 do 400 kV (tzw. najwyższe napięcia), w przypadku przesyłania na duże odległości,

- **110 kV** (tzw. wysokie napięcie), w przypadku przesyłania na odległości nieprzekraczające kilkudziesięciu kilometrów,
- od **10 do 30 kV** (tzw. średnie napięcia), stosowane w lokalnych liniach rozdzielczych.

Podnoszenie napięcia dla celów przesyłu, a następnie obniżania do poziomu, na którym możliwe jest stosowanie elektrycznych urządzeń powszechnego użytku zbudowanego na napięcie 230 lub 400 V, wymaga korzystania z systemowych stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, wielu stacji rozdzielczych wysokiego napięcia oraz rozlicznych stacji transformatorowych, zamieniających średnie napięcie (rozdzielcze) na powszechnie stosowane w instalacjach odbiorczych (230/400 V). Wszystkie te obiekty – linie i stacje elektroenergetyczne – składają się na system elektroenergetyczny.

Nie ma możliwości magazynowania znacznej ilości energii elektrycznej, co oznacza, że w każdym momencie ilość energii wytwarzanej w elektrowniach musi być równa energii zużywanej przez odbiorców. System elektroenergetyczny musi więc być zdolny do zmiany kierunków i ilości przesyłanej energii. Jest to możliwe dzięki licznym połączeniom pomiędzy elektrowniami, stacjami elektroenergetycznymi oraz grupami odbiorców energii. Połączenia takie zapewnia sieć linii elektroenergetycznych, które pracują na różnych poziomach napięć. Im sieć ta jest bardziej rozbudowana, a linie nowoczesne, tym większa szansa na niezawodną dostawę energii do każdego odbiorcy. Właścicielem sieci przesyłowej najwyższych napięć są w Polsce Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE). PSE są jedynym operatorem systemu przesyłowego (OSP) na obszarze Polski – zgodnie z ustawą Prawo energetyczne [5]. Świadczą usługi w zakresie przesyłania energii elektrycznej i udostępniania systemu elektroenergetycznego przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

PSE realizują zadania Operatora Systemu Przesyłowego w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą (stan na 31 grudnia 2020 r.):

- 281 linii o łącznej długości 15 316 km, w tym:
 - 111 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 7822 km,
 - 169 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7380 km,
 - 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km (nie jest wykorzystywana),
- 109 stacji najwyższych napięć (NN)
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja o całkowitej długości 254 km (z czego 127 km należy do PSE S.A.).

Zadania realizowane przez PSE jako operatora systemu przesyłowego:

- jakość i bieżące bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej,
- wystarczalność krajowej sieci przesyłowej,
- funkcjonowanie krajowego centralnego mechanizmu bilansowania handlowego,
- współpraca międzynarodowa w ramach połączonych systemów elektroenergetycznych oraz jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej.

Zadania w zakresie bieżącego bezpieczeństwa dostaw

Regulacje prawne obowiązujące operatora systemu przesyłowego określają standardy techniczne pracy systemu przesyłowego oraz środki techniczne, jakie powinien on mieć do dyspozycji na realizację wymagań w tym zakresie. Zadania realizowane przez PSE w tym obszarze to [1]:

- Bilansowanie, czyli równoważenie wytwarzania energii elektrycznej z rzeczywistym zapotrzebowaniem. Bilansowanie dotyczy zarówno okresów bardzo krótkich (sekund), jak i bardzo długich (godzin) i jest realizowane poprzez wykorzystanie utrzymywanych specjalnie w tym celu rezerw mocy.
- Zapewnienie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci. OSP jest zobowiązany do takiego planowania pracy sieci oraz rozkładu wytwarzania w poszczególnych jej węzłach, aby kryterialne zakłócenie nie spowodowało awarii systemowej i ograniczenia dostaw energii odbiorcom.
- Stosowanie automatyki o charakterze prewencyjnym i restytucyjnym oraz opracowywanie planów obrony i odbudowy KSE. OSP przygotowuje działania zapobiegające powstawaniu stanów zagrażających stabilności pracy KSE, w tym zwłaszcza rozszerzaniu się awarii w systemie przesyłowym. Są to różnego rodzaju automatyki systemowe umożliwiające szybkie zmiany układu pracy sieci lub poziomu produkcji jednostek wytwórczych, plany wyłączania odbiorców lub ograniczania dostawy i poboru energii elektrycznej, np. oparte na stopniach zasilania przekazywanych drogą radiową. Na wypadek awarii w systemie przesyłowym OSP ma opracowane scenariusze odbudowy, w skrajnym przypadku przewidujące nawet konieczność odbudowy całego krajowego systemu.

Zadania w zakresie wystarczalności krajowej sieci przesyłowej

PSE odpowiadają za rozbudowę i utrzymanie krajowej sieci przesyłowej oraz jej połączenia z systemami sąsiednich krajów. Dla zapewnienia wystarczalności sieci realizowane są poniższe zadania:

- planowanie rozbudowy sieci przesyłowej, uwzględniające przewidywane zmiany w wielkości i rozkładzie geograficznym krajowego zapotrzebowania,
- lokalizacje nowych źródeł wytwórczych,
- plany rozbudowy sieci operatorów sąsiednich krajów i operatorów systemów dystrybucyjnych,
- utrzymanie stanu technicznego urządzeń sieciowych w sposób zapewniający ich wysoką dyspozycyjność.

Zadania w zakresie funkcjonowania krajowego centralnego mechanizmu bilansowania handlowego

Specyfika produktu, jakim jest energia elektryczna, wymaga istnienia centralnego mechanizmu bilansowania oraz podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Mechanizm bilansowania ma zapewniać zbilansowanie handlowe uczestników rynku energii w czasie rzeczywistym oraz rozliczenie energii wykorzystanej do bilansowania. Zasady działania rynku bilansującego powinny zapewniać:

- równoprawne traktowanie wszystkich uczestników,
- transparentność wyznaczania cen rozliczeniowych,
- możliwość udziału odbiorców (oferty redukcji poboru),
- tworzenie sygnałów cenowych sprzyjających poprawie efektywności funkcjonowania całego sektora.

Zadania w zakresie współpracy międzynarodowej

PSE jest członkiem stowarzyszenia Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E). W skład ENTSO-E wchodzi 42 operatorów systemów przesyłowych z 35 krajów w Europie. Turecki operator TEIAS od 2016 r. pełni funkcję Członka Obserwatora. Zadaniem ENTSO-E jest promowanie niezawodnej pracy, optymalne zarządzanie oraz zrównoważony rozwój paneuropejskiego systemu przesyłowego energii elektrycznej w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz zaspokojenia potrzeb wewnętrznego rynku energii.

1.5. Sieci dystrybucyjne

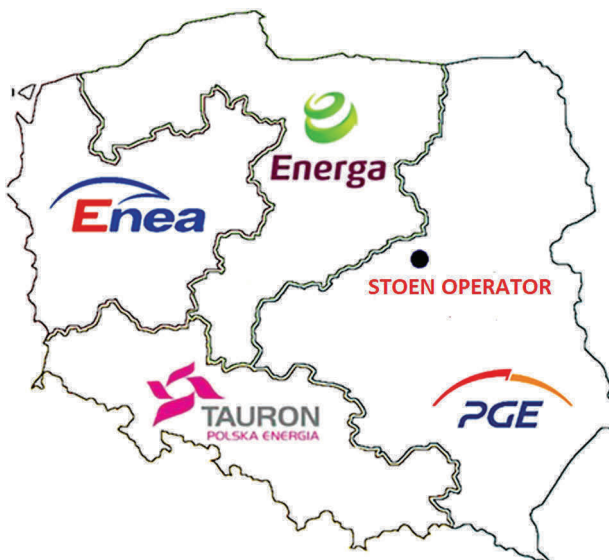
Sieci dystrybucyjne mają charakter regionalny i składają się z linii oraz stacji elektroenergetycznych wysokich (110 kV), średnich (6-30 kV) i niskich (230 i 400 V) napięć, umożliwiających dostawę energii elektrycznej do odbiorców. Aby energia była dostarczona w odpowiedniej ilości oraz spełniała określone parametry, najpierw w stacjach elektroenergetycznych przy użyciu transformatorów realizowana jest zmiana poziomu napięć. Administratorami sieci dystrybucyjnych są operatorzy systemów dystrybucyjnych. Ustawa [5] zawiera także definicję OSD w sektorze elektroenergetycznym (art. 3, pkt 25 Prawa energetycznego).

Podmiot prowadzący działalność energetyczną – określany jako OSD – zajmuje się [1, 6, 7]:

- prowadzeniem ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej,
- prowadzeniem eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej,
- planowaniem rozwoju sieci dystrybucyjnej,
- zapewnieniem rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
- współpracą z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w zakresie określonym w Prawie energetycznym,
- dysponowaniem mocą określonych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- bilansowaniem systemu oraz zarządzaniem ograniczeniami systemowymi;
- dostarczaniem użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych określonych Prawem energetycznym informacji,
- umożliwieniem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez wypełnianie warunków określonych w Prawie energetycznym,
- utrzymaniem odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej.

Wymienione zadania i obowiązki podlegają bezpośredniemu nadzorowi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Zgodę na świadczenie usług dystrybucyjnych wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, stan na 2020 r. to 186 przedsiębiorstw energetycznych. Rynek dystrybucyjny w Polsce jest w zasadzie podzielony pomiędzy pięciu największych operatorów – co przedstawiono na rysunku 1.9.



Rys. 1.9. Obszary działania 5 głównych OSD (opracowanie własne)

W tabeli 1.2 przedstawiono długość linii napowietrznych i kablowych oraz liczbę i moc transformatorów pracujących w sieciach głównych OSD w 2020 r. W 2020 r. sieć dystrybucyjną stanowiło 770 064 km linii, w tym 238 579 km linii kablowych i 531 485 km linii napowietrznych. Linie napowietrzne stanowią 69% ogółu linii. Linie o napięciu 110 kV stanowią 28,5% ogółu linii, z czego tylko 479 km to linie kablowe. Linie średniego napięcia stanowią 39,3% ogółu linii, linie kablowe stanowią tylko 27% ogółu linii SN. Linie niskiego napięcia stanowią 56,3% ogółu linii, a linie kablowe 36,6% linii niskiego napięcia. Najwięcej, bo 87,4%, stanowią linie kablowe w Stoen Operator. PGE Dystrybucja posiada najwięcej, bo 38,2%, ogółu linii dystrybucyjnych, Tauron Dystrybucja – 24,6%. W sieci dystrybucyjnej pracuje 261 235 szt. transformatorów o łącznej mocy 113 701 MVA. Najwięcej jest transformatorów SN/nN, stanowią one 98,9% ogólnej liczby transformatorów. Najwięcej, bo 36,7%, pracuje w sieci PGE Dystrybucja. Największa sumaryczna moc transformatorów jest zainstalowana w stacjach WN/nN – 53,4% mocy wszystkich transformatorów, 44,8% mocy transformatorów jest zainstalowanych w stacjach SN/nN. Najwięcej, bo 32,4%, mocy transformatorów zainstalowanych jest w stacjach TAURON Dystrybucja. W tabeli 1.3 przedstawiono strukturę wiekową elementów sieci dystrybucyjnej.

Tabela 1.2. Długość linii napowietrznych i kablowych oraz liczba i moc transformatorów pracujących w sieciach głównych OSD w 2020 r. (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

Rodzaj linii	ENEA Operator		ENERGA Operator		PGE Dystrybucja		Stoen Operator		TAURON Dystrybucja		Razem
Długość linii											
	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]
napowietrznych NWN	0	0	0	0	21	25,93	16	19,75	44	54,32	81
kablowych NWN	0	0	0	0	0	0	1	100	0	0	1
napowietrznych WN	5342	16,05	6448	19,37	10 203	30,65	355	1,07	10 938	32,86	33 286
kablowych WN	35	7,31	51	10,65	93	19,42	155	32,36	145	30,27	479
napowietrznych SN	33 381	15,25	54 886	25,07	89 895	41,06	280	0,13	40 474	18,49	218 916
kablowych SN	12 602	15,08	14 202	16,99	23 961	28,67	7617	9,11	25 204	30,15	83 586
napowietrznych nN	27 125	9,72	56 536	20,25	121 460	43,50	1320	0,47	72 761	26,06	279 202
kablowych nN	27 047	17,50	33 935	21,96	48 192	31,19	5859	3,79	39 480	25,55	154 513
napowietrznych ogółem	65 848	12,39	117 870	22,18	221 579	41,69	1971	0,37	124 217	23,37	531 485
kablowych ogółem	39 684	16,63	48 188	20,20	72 246	30,28	13 632	5,71	64 829	27,17	238 579
Razem	105 532	13,70	166 058	21,56	293 825	38,16	15 603	2,03	189 046	24,55	770 064
Transformatory											
		[%]		[%]		[%]		[%]		[%]	
NWN/WN Liczba [szt.]	0	0,00	0	0,00	2	20,00	2	20,00	6	60,00	10
NWN/WN Moc [MVA]	0	0,00	0	0,00	500	25,51	320	16,33	1140	58,16	1960
WN/SN Liczba [szt.]	450	16,18	521	18,73	830	29,83	87	3,13	894	32,14	2782
WN/SN Moc [MVA]	8470	13,94	10 285	16,92	16 704	27,49	4091	6,73	21 219	34,92	60 769
SN/nN Liczba [szt.]	37 394	14,47	61 475	23,79	94 905	36,72	6694	2,59	57 975	22,43	258 443
SN/nN Moc [MVA]	7913	15,52	10 041	19,70	15 135	29,69	3446	6,76	14 437	28,32	50 972
Ogółem Liczba [szt.]	37 844	14,49	61 996	23,73	95 737	36,65	6783	2,60	58 875	22,54	261 235
Ogółem Moc [MVA]	16 383	14,41	20 326	17,88	32 339	28,44	7857	6,91	36 796	32,36	113 701

Tabela 1.3. Struktura wiekowa elementów sieci dystrybucyjnej [8]

	> 40 lat	25-40 lat	10-25 lat	< 10 lat
Linie napowietrzne SN	37	39	17	7
Linie kablowe SN	16	24	28	31
Stacje SN/nN	28	32	22	19
Transformatory SN/nN	15	29	25	31
Linie napowietrzne nN	31	35	21	13
Linie kablowe nN	13	25	31	31

Zaprezentowana struktura wiekowa elementów systemu elektroenergetycznego wskazuje, że sieć elektroenergetyczna jest stara. Około 50% sieci ma powyżej 25 lat, a około 30% powyżej 40 lat. Należy więc w szerszym zakresie modernizować infrastrukturę sieciową. Obecne sieci dystrybucyjne i przesyłowe powodują bowiem duże straty energii i mają ograniczoną niezawodność. Za generowanie strat w dużej mierze odpowiadają linie niskiego napięcia. Dodatkowo, efektywność energetyczną obniża zużycie krajowej infrastruktury, w tym głównie transformatorów. Choć pod tym względem Polska nie odbiega od krajów Europy Zachodniej, to jednak tam wiek infrastruktury rekompensowany jest m.in. przez większe zagęszczenie sieci. Inwestycje w modernizację oraz rozbudowę polskiej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej wydają się więc nieuniknione, pomimo iż będą wiązały się one z koniecznością poniesienia znacznych nakładów finansowych. W tabeli 1.4 przedstawiono inne parametry techniczne, charakterystyczne dla OSD.

Tabela 1.4. Cechy charakterystyczne 5 głównych OSD (opracowanie własne na podstawie danych ARE [2])

Operatorzy		Liczba przyłączy [szt.]	Długość przyłączy [km]	Liczba klientów przyłączonych do sieci	Wolumen dystrybuowanej energii [MWh]
Enea Operator		940 867	12 862	2 625 755	19 763 796
	[%]	13,15	7,72	14,65	14,56
ENERGA Operator		1 001 491	23 579	3 121 294	22 162 754
	[%]	14,00	14,14	17,42	16,33
PGE Dystrybucja		3 049 856	79 171	5 461 995	36 401 858
	[%]	42,63	47,49	30,48	26,81
Stoen Operator		100 825	2 174	1 058 705	7 522 536
	[%]	1,41	1,30	5,91	5,54
TAURON Dystrybucja		2 061 184	48 919	5 650 882	49 902 455
	[%]	28,81	29,34	31,54	36,76
Razem		7 154 223	166 705	17 918 631	135 753 399

Najwięcej, bo 43%, wszystkich przyłączy ma na swoim stanie PGE Dystrybucja, stanowi to 48% długości wszystkich przyłączy. W Polsce jest łącznie 166 705 km przyłączy. Do krajowej sieci elektroenergetycznej jest przyłączonych 17 918 631 odbiorców. Najwięcej, bo około 32%, to klienci PGE Dystrybucja, niewiele mniej, bo 30%, to klienci TAURON Dystrybucja. W 2020 r. przez sieci dystrybucyjne przepłynęło 135 753 399 MWh energii elektrycznej; najwięcej przez sieć TAURON Dystrybucja – 37%, 27% przez sieć PGE Dystrybucja, 16% – ENERGA Operator, 15% – ENEA Operator i 5% – Stoen Operator.

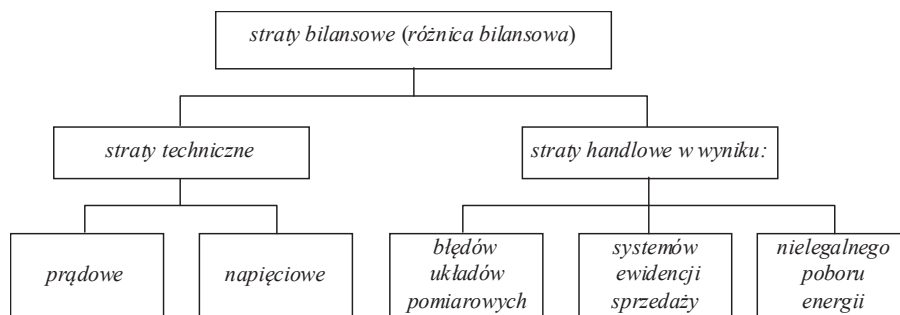
1.6. Kierunki innowacji w obszarze dystrybucji

Na podstawie analizy głównych kierunków działań innowacyjnych w sektorze energetycznym można stwierdzić, że najistotniejszymi trendami, które w znaczący sposób wpłyną na sposób funkcjonowania spółek OSD są [3, 9]:

- zastosowanie technik zarządzania popytem (m.in. zróżnicowanie dobowych stawek za energię elektryczną, zdalna dwustronna komunikacja z licznikami itp. – smart grid, smart metering),
- modernizacja sieci, ograniczone środki oraz niewystarczające tempo rozbudowy i odtworzenia infrastruktury elektroenergetycznej w perspektywie wieloletniej mogą stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii,
- rozwój nowoczesnych systemów oraz narzędzi IT wspierających proces sterowania siecią i podejmowania decyzji, co warunkuje poprawę niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej,
- rozwój nowych technologii, takich jak magazynowanie energii i elektromobilność.

1.7. Straty energii w sieciach dystrybucyjnych

Przepływ prądu elektrycznego przez elementy sieci powoduje powstawanie w nich strat mocy i energii [9, 10]. Straty powstające na rezystancjach są stratami czynnymi, zaś na reaktancjach – biernymi. Jedne i drugie są szkodliwe. Szkodliwość strat wynika nie tylko stąd, że muszą one być wytworzone w elektrowniach, co wymaga rozbudowy urządzeń wytwórczych (straty mocy) oraz zużycia odpowiedniej ilości paliwa (straty energii). Straty muszą być również przeniesione przez wszystkie sieci systemu elektroenergetycznego, co wymaga zwiększenia zdolności przesyłowych sieci. Zamieniając się na ciepło, zgodnie z prawem Joule’a, straty powodują nagrzewanie wiodących prąd części elementów systemu, wymuszając ich odpowiednie wymiarowanie. Zwiększenie efektywności rozdziału energii elektrycznej wymaga więc informacji, w których elementach systemu energetycznego straty energii są największe [11, 12]. Na rysunku 1.10 pokazano podział strat sieciowych według źródeł ich powstawania.



Rys. 1.10. Podział strat sieciowych według źródeł ich powstawania [11]

Straty bilansowe energii elektrycznej ze względu na ich pochodzenie można podzielić na dwie zasadnicze grupy:

- *Straty techniczne* są skutkiem zjawisk fizycznych towarzyszących przepływowi energii przez sieć lub napięciu w sieci. Ze względu na te zjawiska dzieli się je następująco:
 - zależne od obciążenia (ciepło Joule’a), straty obciążeniowe (prądowe, podłużne),
 - zależne od napięcia (straty w dielektrykach, straty ulotu, straty w rdzeniach transformatorów), straty napięciowe (poprzeczne).
 Ich wielkość jest pochodną struktury i konfiguracji sieci oraz wielkości przepływających przez nią mocy i energii;
- *Straty handlowe*, których źródłami są błędy układów pomiarowych, błędy wynikające z systemów ewidencji sprzedaży energii oraz nielegalny pobór energii.

W tabeli 1.5 zamieszczono procentowy rozkład strat dla jednego z obszarów dystrybucji. Z tabeli wynika, że straty handlowe stanowią 20,14% całkowitych strat energii w sieci dystrybucyjnej, a techniczne 79,86%. Straty energii w sieci 110 kV stanowią 22,05% całkowitych strat energii, a sieci SN+nN 77,94%. Z kolei 25,84% strat w sieci SN+nN stanowią straty handlowe, 37,53% straty energii w sieci średniego napięcia, a 35,74% straty energii w sieci niskiego napięcia. W sieci 110 kV 58,38% stanowią obciążeniowe straty energii w liniach sieci, a 34,61% straty energii w transformatorach 110/SN. W sieci średniego napięcia 93,19% to obciążeniowe straty w liniach tej sieci. W sieci niskiego napięcia największy udział mają straty energii w żelazie transformatorów SN/nN i stanowią 37,74% strat całkowitych w tej sieci. Także obciążeniowe straty energii w liniach sieci niskiego napięcia są duże, stanowią 29,69% strat technicznych w sieci niskiego napięcia. Największy udział w stratach energii w sieci dystrybucyjnej mają obciążeniowe straty w liniach sieci średniego napięcia – 27,26%, następnie straty handlowe w sieci średniego i niskiego napięcia – 20,14%, w transformatorach SN/nN – 13,72%, obciążeniowe w liniach sieci 110 kV – 12,87% oraz obciążeniowe w liniach niskiego napięcia – 8,27%.

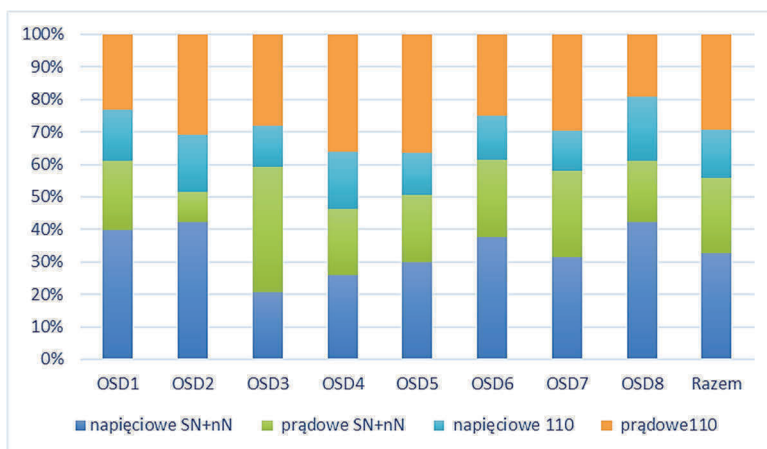
Tabela 1.5. Procentowy rozkład strat energii w sieci dystrybucyjnej jednego z Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Lp.	Rodzaj sieci	Straty	Rozkład procentowy w stosunku do strat		
			Techn. w sieci nN, SN i 110 kV	Bilansowych SN+nN	Bilansowych w sieci
I	Sieć niskiego napięcia	W licznikach	13,36	4,77	3,72
		Upływnościowe w nN	0,35	0,12	0,10
		W przyłączach	7,02	2,51	1,95
		Obciążeniowe w nN	29,69	10,61	8,27
		W kondensatorach nN	0,31	0,11	0,09
		W żelazie trafo SN/nN	37,74	13,49	10,51
		W miedzi trafo SN/nN	11,54	4,12	3,21
Razem techniczne w nN			100	35,74	27,85
II	Sieć średniego napięcia	Upływnościowe w SN	6,25	2,35	1,83
		Obciążeniowe w SN	93,19	34,98	27,26
		W kondensatorach SN	0,17	0,06	0,05
		W żelazie trafo SN/SN	0,30	0,11	0,09
		W miedzi trafo SN/SN	0,09	0,03	0,03
Razem techniczne w SN			100	37,53	29,25
III	Sieć SN+nN	Handlowe w nN	25,84		20,14
		Razem techn. w nN+SN	74,16		57,81
Bilansowe w SN+nN			100	100	77,94
IV	Sieć 110 kV	Upływnościowe 110 kV	3,69		0,81
		Obciążeniowe w 110 kV	61,61		13,59
		W kondensatorach 110 kV	0,08		0,02
		W żelazie trafo 110/SN	26,44		5,83
		W miedzi trafo 110/SN	8,17		1,80
V	Razem 110 kV	Razem techn. w 110 kV	100		22,05
		Handlowe w 110 kV			0,00
Bilansowe w 110 kV					22,06
VI	Razem sieć	Razem techniczne	79,16		
		Razem handlowe	20,84		
Razem bilansowe			100		100

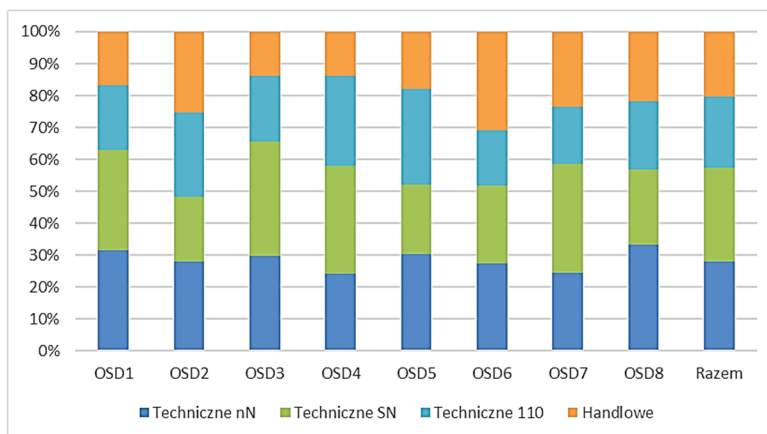
Na rysunku 1.11 pokazano udział strat napięciowych i prądowych w stratach technicznych sieci dystrybucyjnej.

Straty napięciowe dla tego obszaru dystrybucji stanowią 47,24% strat energii, największy udział strat napięciowych ma OSD8 62,26% oraz OSD2 59,72%, a tylko straty napięciowe w sieci SN+nN dla tego Oddziału stanowią 42,14%. Największy udział strat prądowych w sieci SN+nN ma OSD3 38,31%. Także w OSD7 udział

strat prądowych w sieci SN+nN jest wysoki i wynosi 26,67%. Największy udział strat prądowych w sieci 110 kV ma OSD4, wynosi on 38,31% strat technicznych w sieci dystrybucyjnej tego Oddziału. Napięciowe straty energii są ważne dla dystrybutora, nie zależą one od przepływającej energii, tak więc bez inwestycji (wymiana liczników indukcyjnych na statyczne czy też wymiana transformatorów na niskostratne) nie będą ulegały zmianom. Na rysunku 1.12 pokazano udział strat energii na poszczególnych stopniach sieci w ogólnych stratach energii dla OSD.



Rys. 1.11. Udział strat napięciowych i prądowych w stratach technicznych poszczególnych oddziałów jednego z dystrybutorów systemu dystrybucyjnego (opracowanie własne)



Rys. 1.12. Udział strat technicznych i handlowych w stratach bilansowych poszczególnych oddziałów jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego (opracowanie własne)

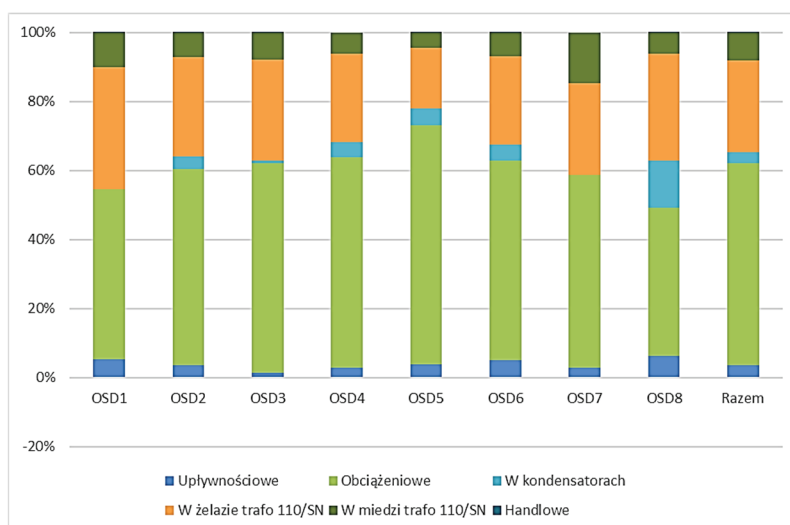
Największy udział strat technicznych w sieci niskiego napięcia w stosunku do całkowitych strat energii w sieci dystrybucyjnej mają OSD8 33,43% i OSD1 31,49%;

najmniejszy OSD4 24,07% oraz OSD7 24,55%. W sieci średniego napięcia największy udział w stratach technicznych mają OSD3 35,78% oraz OSD4 34,98%; najmniejszy OSD2 20,46% oraz OSD5 21,53%. W sieci wysokiego napięcia największy udział mają: OSD5 29,79% oraz OSD4 27,96%; najmniejszy OSD6 17,28% oraz OSD7 17,70%. Straty handlowe stanowią największy udział w całości strat OSD6 i wynoszą 30,87% strat w sieci dystrybucyjnej tego Oddziału. Także w OSD2 udział strat handlowych jest wysoki i wynosi 25,31% oraz OSD7 23,64%. Najmniejszy udział strat handlowych jest w OSD4 13,00% i OSD3 13,71%. Potwierdzają to straty handlowe jednostkowe (liczone na jednego odbiorcę), wyniki obliczeń strat handlowych jednostkowych zamieszczono w tabeli 1.6. Straty handlowe jednostkowe najlepiej obrazują poziom strat handlowych.

Tabela 1.6. Straty handlowe jednostkowe [kWh/odb. i rok] w OSD (opracowanie własne)

OSD1	OSD2	OSD3	OSD4	OSD5	OSD6	OSD7	OSD8	Operator
63,27	94,37	68,14	62,03	77,94	139,79	139,75	72,65	91,32

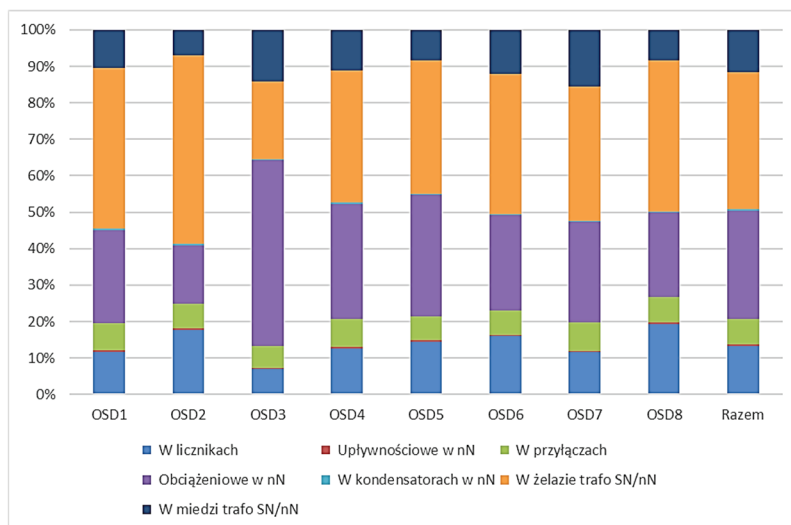
Na rysunku 1.13 pokazano udział strat energii w poszczególnych elementach sieci 110 kV w OSD



Rys. 1.13. Udział strat energii w poszczególnych elementach sieci 110 kV (opracowanie własne)

Obciążeniowe straty energii w liniach sieci 110 kV stanowią największy udział strat w sieci 110 kV. Najwyższe są w OSD5, OSD3 i OSD4. Najniższe w OSD8. Średni udział strat obciążeniowych w liniach sieci 110 kV dla analizowanego obszaru wynosi 58,37%. Drugi rodzaj strat liczących się dla sieci 110 kV to straty w transformatorach 110/SN.

Z tabeli 1.5 wynika, że w sieci średniego napięcia liczą się tylko straty obciążeniowe w liniach tej sieci. Na rysunku 1.14 pokazano udział strat energii w poszczególnych elementach sieci niskiego napięcia.



Rys. 1.14. Udział strat energii w poszczególnych elementach sieci niskiego napięcia (opracowanie własne)

W sieci niskiego napięcia liczą się dwa rodzaje strat energii: straty w transformatorach, najwyższy udział strat w transformatorach wynoszący 58,58% jest w OSD2, najniższy w OSD3, wynosi on 35,6%; średnio dla obszaru dystrybucji 49,22%. Największy udział strat obciążeniowych w liniach sieci niskiego napięcia występuje w OSD3, wynosi on 50,94%, najniższy w OSD2 15,98%; średnio dla obszaru dystrybucji 29,78%.

Literatura

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. 2007 r., Nr 93, poz. 957, 2008 r., Nr 30, poz. 178, 2008 r., Nr 162, poz. 1005.
- [2] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2021.
- [3] Wasiaś I., Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2010.
- [4] Bernas S., Systemy elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 1986.
- [5] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 nr 54, poz. 348 z późn. zm.
- [6] Marzecki J., Miejskie sieci elektroenergetyczne, OWPW, Warszawa 1996.
- [7] Raport PTPiREE, 2021, www.ptpiree.pl/raporty/2021/ (data dostępu: 19.04.2021).

- [8] Raport PTPiREE, 2018, www.ptpiree.pl/raporty/2018/ (data dostępu: 19.04.2021).
- [9] Kacejko P., *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
- [10] Horak J., Gawlak A., Szkutnik J., *Sieć elektroenergetyczna jako zbiór elementów*, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1998.
- [11] Kulczycki J., *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*, PTPiREE, Poznań 2009.
- [12] *Efektywność w sektorze dystrybucji energii elektrycznej, aspekty techniczne*, pod redakcją A. Gawlak, Wydawnictwo Tekst sp. z o.o., Bydgoszcz 2009.

Marcin Panowski

2. PODSTAWY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

2.1. Wprowadzenie

W powszechnym rozumieniu OZE, czyli odnawialne źródła energii, kojarzą się z turbinami wiatrowymi, potocznie zwanymi wiatrakami, oraz panelami fotowoltaicznymi, potocznie zwanymi panelami lub panelami słonecznymi. To potoczne rozumienie jest tylko częściowo prawidłowe, jako że rzeczywiście turbiny wiatrowe oraz panele fotowoltaiczne związane są bezpośrednio z odnawialnymi źródłami energii, jednak same w sobie tymi źródłami nie są. Czym zatem są odnawialne źródła energii zwane w skrócie OZE? Jak sama nazwa wskazuje, są to źródła energii, które z punktu widzenia człowieka są samoodnawialne przez naturę (lub z niewielką pomocą człowieka) bądź też ich zasoby są na tyle duże, że w perspektywie kilkunastu czy nawet kilkudziesięciu pokoleń można przyjąć, iż są one niewyczerpalne. Do takich naturalnych zasobów energetycznych należą m.in. te, które wykorzystuje się za pośrednictwem wspomnianych turbin wiatrowych oraz paneli fotowoltaicznych, czyli wiatr i Słońce. Jednakże, do odnawialnych źródeł energii zalicza się także wody powierzchniowe, wody podziemne (w tym również geotermalne) oraz biomasę różnego pochodzenia. Generalnie przyjmuje się, że odnawialne źródła energii to: Słońce, powietrze, woda, ziemia i biomasa.

Dla zaspokojenia swoich potrzeb człowiek wykorzystuje trzy postacie energii: energię elektryczną, ciepło oraz chłód. Spośród tych trzech postaci energii, najbardziej wartościową dla człowieka jest energia elektryczna, ponieważ dzięki niej można w stosunkowo prosty sposób wytworzyć pozostałe dwa jej rodzaje. Niestety, żadne z odnawialnych źródeł energii nie jest bezpośrednim źródłem energii elektrycznej. Ponadto, różnorodność nośników pierwotnej energii odnawialnej i związany z nimi ich specyficzny charakter sprawiają, że praktyczne wykorzystanie energii Słońca, powietrza, wody, ziemi czy biomasy dla zaspokojenia potrzeb człowieka nie jest możliwe bezpośrednio i wymaga zastosowania różnych systemów technicznych dedykowanych konkretnej postaci pierwotnej energii odnawialnej.

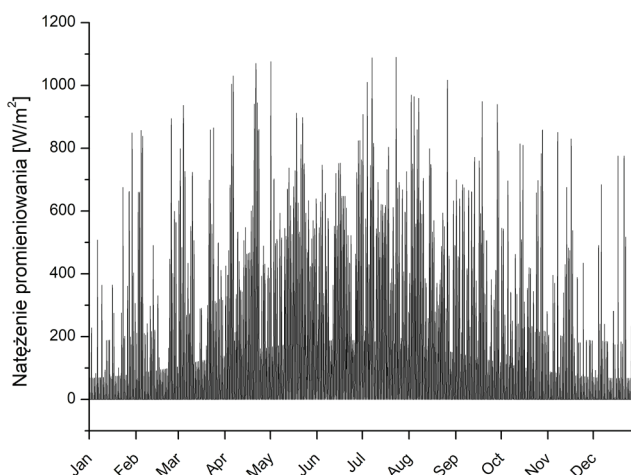
2.2. Wady i zalety odnawialnych źródeł energii

Niezależnie od nośnika energii pierwotnej, z procesem konwersji tej energii na energię elektryczną, ciepło lub chłód związane są zarówno pozytywne, jak i negatywne aspekty. W przypadku wykorzystania paliw kopalnych główną zaletą

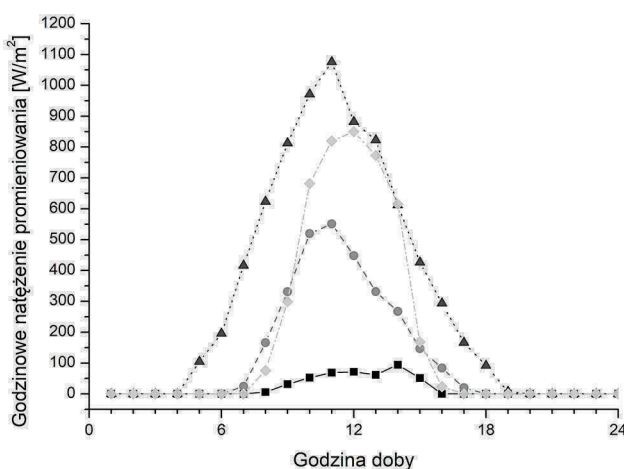
jest pełna przewidywalność tak w zakresie dostępności zasobów energii pierwotnej, jak również samego procesu konwersji energii. Wykorzystanie paliw kopalnych bazuje na procesie ich spalania i docelowej konwersji na energię elektryczną z pośrednim wykorzystaniem turbin parowych lub gazowych. Same procesy konwersji oraz technologia są bardzo dobrze rozpoznane i uważane są za najbardziej stabilne i przewidywalne w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorcy. Oczywiście zasoby paliw kopalnych nie są nieograniczone, a negatywne skutki ich spalania w postaci emisji szkodliwych zarówno dla człowieka, jak i środowiska substancji do atmosfery, powodujące m.in. efekt cieplarniany, są powszechnie znane. Stąd też nieodwracalny trend do istotnego ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej i rosnąca potrzeba znaczącego wzrostu udziału wykorzystania energii odnawialnej w procesie wytwarzania energii elektrycznej.

Niewątpliwą zaletą odnawialnych źródeł energii jest ich niewyczerpywalność. Ponadto można przyjąć, że sam proces konwersji energii odnawialnej na energię elektryczną nie niesie ze sobą negatywnego oddziaływania na środowisko i człowieka, a jeżeli już takie oddziaływanie ma miejsce, to jest ono nieporównywalnie mniejsze w stosunku do oddziaływania wynikającego z wykorzystania paliw kopalnych. Rozważając możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii do wytwarzania energii elektrycznej, nie można jednak pominąć kluczowych dla tego zagadnienia kwestii związanych z dostępnością energii odnawialnej, a w szczególności ze stabilnością jej źródeł. Ma ona bezpośredni i kluczowy wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców, a stabilność dostępności zasobów OZE jest różna w zależności od źródła. Energia wody, ziemi i biomasy wydaje się tutaj być najbardziej niezawodnym źródłem, natomiast energia Słońca i wiatru źródłem najmniej niezawodnym. Ta stabilność źródeł wynika bezpośrednio z faktu, że OZE z natury są niezależne od człowieka, a zależą jedynie od natury, która ze względu na charakter zjawisk w niej zachodzących jest całkowicie nieprzewidywalna. Najmniejszy wpływ zjawisk przyrody obserwuje się w przypadku energii zgromadzonej w ziemi, a wpływ ten można dostrzec jedynie w jej powierzchniowej warstwie sięgającej maksymalnie kilku metrów w jej głąb. W przypadku energii wód gruntowych i powierzchniowych oddziaływanie losowych procesów zachodzących w atmosferze jest większe, choć z punktu widzenia zasobów wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej oddziaływanie to jest ograniczone. Najbardziej stabilne są tutaj źródła geotermalne, które nie zależą od stanu atmosfery, a jedynie od wolnozmiennych procesów zachodzących w głębi Ziemi. Kolejnym w tej strukturze źródłem jest biomasa. Stabilność jej podaży w znacznie większym stopniu zależy od losowości zjawisk atmosferycznych, jednak ze względu na możliwość oddziaływania człowieka na procesy wzrostowe oraz fakt, że negatywne efekty np. w postaci suszy czy powodzi, wpływające na podaż biomasy są raczej oddziaływaniem lokalnym. Biomasa jest stosunkowo stabilnym źródłem pierwotnej energii odnawialnej. Najmniej stabilnymi źródłami energii odnawialnej są natomiast powietrze (wiatr) oraz Słońce. Oczywiście dotyczy to w szczególności

terytorium Polski, jako że na świecie jest szereg terenów szczególnie predestynowanych np. do rozwoju i budowy farm fotowoltaicznych czy wiatrowych. W Polsce jednak ze względu na charakter klimatu, jaki tutaj panuje, zarówno dostępność promieniowania słonecznego, jak i wiatru jest bardzo niestabilna. Niestabilność tę dostrzega się nie tylko w skali roku, gdzie obserwuje się znaczące różnice między poszczególnymi porami roku, ale także w skali krótkoterminowej, to jest np. miesiąca czy poszczególnych dni. Dla przykładu, na rysunku 2.1 przedstawiono średnie natężenie promieniowania słonecznego w ciągu roku dla tzw. typowego roku meteorologicznego w południowej Polsce [1], a konkretnie w okolicy miasta Częstochowa, natomiast na rysunku 2.2 przedstawiono średnie godzinowe natężenie promieniowania w ciągu doby dla różnych dni roku.



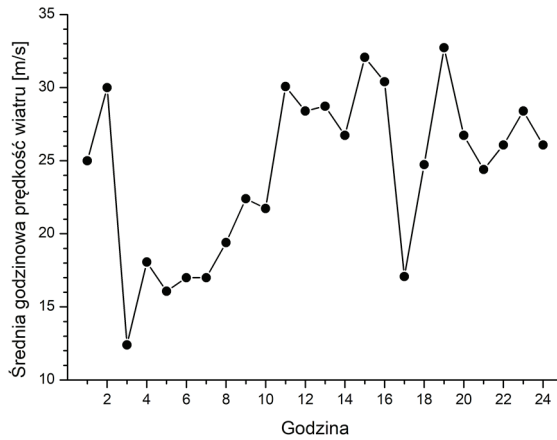
Rys. 2.1. Wartości promieniowania słonecznego dla typowego roku meteorologicznego w południowej Polsce (opracowanie własne)



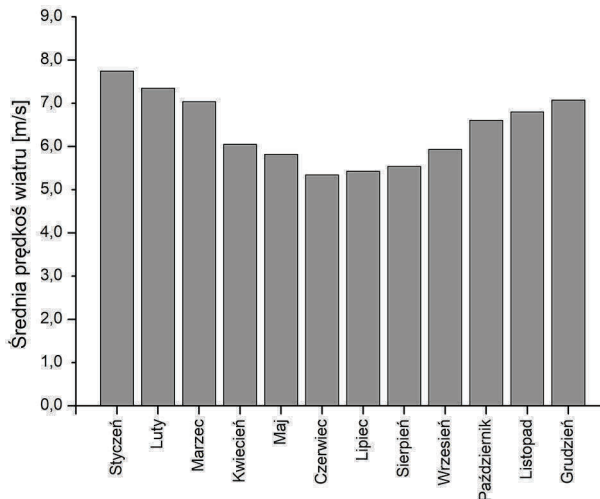
Rys. 2.2. Średnie godzinowe wartości promieniowania słonecznego dla różnych dni w roku (opracowanie własne)

Typowy rok meteorologiczny rozumiany jest tutaj jako średni z co najmniej 10 ostatnich lat, a jeżeli dane są dostępne z dłuższego okresu, to z całego okresu, w jakim prowadzono pomiary nasłonecznienia. Oczywiście rzeczywiste chwilowe wartości natężenia promieniowania docierającego do ziemi odbiegają często od przedstawionych tutaj wartości średnich, a zatem zmienność tych warunków jest bardzo duża.

Podobnie sytuacja wygląda w przypadku energii wiatru. Wahania wartości chwilowych prędkości wiatru są bardzo duże i losowe, co widać nawet na przebiegu wartości średnich godzinowych zamieszczonym na rysunku 2.3, natomiast wartości średnich prędkości wiatru (rys. 2.4) wykazują także duże różnice (choć wyraźnie mniejsze niż w przypadku natężenia promieniowania) w skali roku. To naturalnie powoduje, że wartość produkcji energii elektrycznej z tych źródeł jest również nieprzewidywalna i mocno zmienna.



Rys. 2.3. Średnia godzinowa prędkość wiatru w Polsce (opracowanie własne)



Rys. 2.4. Średnia miesięczna prędkość wiatru w Polsce (opracowanie własne)

Zmienność i nieprzewidywalność warunków pogodowych, zarówno nasłonecznienia, jak i wietrzności, mają swoje konsekwencje. Szczególnie istotne są one w kontekście zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej dla odbiorców, a także współpracy instalacji i systemów wykorzystujących odnawialne źródła energii z sieciami elektroenergetycznymi.

2.3. Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE

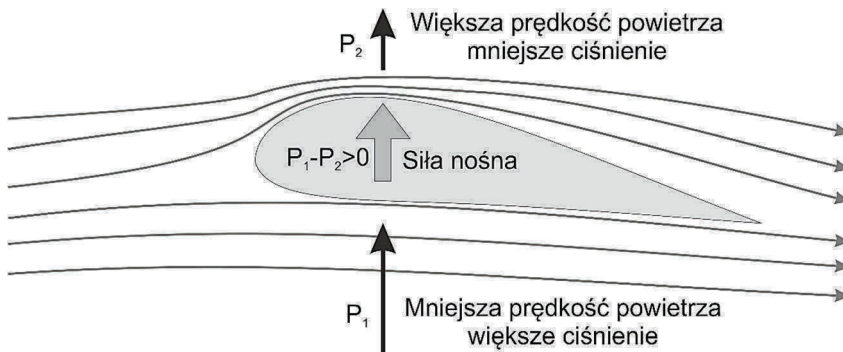
Każde z odnawialnych źródeł energii można wykorzystać do wytwarzania energii elektrycznej. Obecnie dysponujemy odpowiednią technologią umożliwiającą konwersję energii odnawialnej na energię elektryczną. Zarówno energię Słońca, wiatru, wody, ziemi, jak i biomasy możemy skutecznie zamieniać na energię elektryczną, choć technologie konwersji różnią się znacznie stopniem wykorzystania energii odnawialnej, tj. sprawnością konwersji energii odnawialnej na energię elektryczną. W dużej skali, tj. w przypadku energetyki zawodowej, największy potencjał wykorzystania mają obecnie energia słoneczna, wiatrowa, wodna i energia z biomasy. Niewątpliwie jednak w przypadku energetyki wodnej oraz opartej na biomasie nie obserwuje się tak znacznego zwiększenia udziału tych źródeł w produkcji energii elektrycznej, jak w przypadku energetyki wiatrowej i słonecznej. W przypadku energetyki wodnej wynika to oczywiście z dostępności odpowiednich dla zlokalizowania elektrowni wodnych cieków wodnych, zapewniających dostateczne spadki wody do napędu turbin. W przypadku energetyki opartej na biomasie wynika to z kolei z niedostatecznej i nieregularnej podaży biomasy energetycznej na rynku, co przekłada się na konieczność jej sprowadzania z zagranicy oraz wyższe ceny, a ponadto problemów eksploatacyjnych instalacji biomasowych wynikających z jej niekorzystnego składu, a w szczególności zawartości chloru. Wszystkie te uwarunkowania powodują, że najszybciej obecnie rozwijającymi się gałęziami energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii są energetyka słoneczna i wiatrowa.

2.4. Konwersja energii wiatrowej na energię elektryczną

Energia wiatrowa wykorzystywana jest przez człowieka od szeregu lat, a mechanizm konwersji energii kinetycznej wiatru na energię mechaniczną jest powszechnie znany. Wykorzystuje on zjawisko powstawania różnicy ciśnień po dwóch stronach łopatki turbiny wiatrowej, wynikające z różnych prędkości opływającego ją powietrza (rys. 2.5).

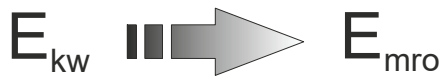
Niesymetryczny profil łopatkowy sprawia, że powietrze opływające łopatkę po jednej stronie ma do pokonania dłuższą drogę aniżeli po drugiej stronie. W wyniku różnej do przebycia drogi powietrze porusza się szybciej po tej stronie łopatki, po której ma ono do przebycia dłuższą drogę. W konsekwencji tu, gdzie prędkość jest większa, panuje niższe ciśnienie (P_2), natomiast tu, gdzie prędkość jest mniejsza, ciśnienie jest większe (P_1). Powstała w ten sposób różnica ciśnień powoduje

wytworzenie tzw. siły nośnej, która, oddziałując na łopatkę, stara się ją przemieścić w kierunku niższego ciśnienia.

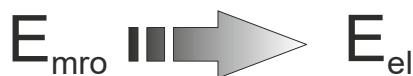


Rys. 2.5. Optyw profilu łopatki turbiny wiatrowej (opracowanie własne)

Odpowiednio umieszczone na wirniku turbiny łopatki tak, aby wypadkowa siła nośna była skierowana w kierunku prostopadłym do osi obrotu wirnika powoduje, że na skutek opływu łopatek przez powietrze powstająca siła nośna zaczyna obracać wirnik wraz z łopatkami. W ten sposób następuje konwersja energii kinetycznej wiatru (E_{kw}) na energię mechaniczną ruchu obrotowego wirnika (E_{mro}) turbiny wiatrowej.

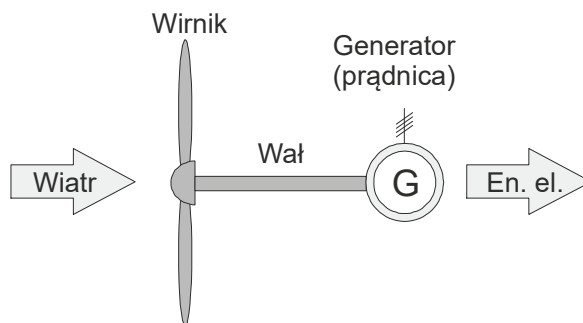


Teraz pozostaje jedynie dokonać konwersji energii mechanicznej ruchu obrotowego (E_{mro}) wału turbiny na energię elektryczną (E_{el}).



W tym celu wystarczy dokonać sprzężenia wału turbiny wiatrowej z generatorem (prądnicą) i proces zamiany energii wiatru na energię elektryczną jest zakończony. Najprostsza zatem turbina wiatrowa umożliwiająca przekształcenie energii wiatru na energię elektryczną może być zbudowana jedynie z wirnika z osadzonymi na nim łopatkami oraz sprzęgniętego z wałem wirnika generatora elektrycznego (rys. 2.6).

Przedstawiony tutaj proces wykorzystywany jest do wytwarzania energii elektrycznej z wiatru zarówno w prostych turbinach wiatrowych małych mocy, jak i dużych zawodowych turbinach dużych mocy. Należy jednak pamiętać o charakterystyce energii wiatru, a w szczególności o dużej zmienności prędkości wiatru i wynikających z tego konsekwencjach dla ilości i jakości generowanej energii elektrycznej [2].

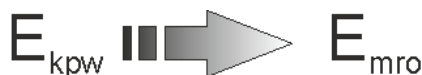


Rys. 2.6. Najprostszy sposób konwersji energii wiatru na energię elektryczną (opracowanie własne)

Konsekwencją silnie zmieniającej się prędkości wiatru jest proporcjonalnie zmienna prędkość obrotowa wirnika turbiny wiatrowej, a tym samym zmienna jest ilość generowanej energii elektrycznej, a w zależności od rodzaju zastosowanego generatora może także być zmienna częstotliwość generowanego prądu przemiennego. Stąd też tego typu najprostsze rozwiązania stosuje się w małych, zmiennoodrotowych turbinach małej mocy wyposażonych w prądnice prądu stałego, przeznaczonych do ładowania akumulatorów, np. na łodziach czy jachtach. W przypadku wolnoobrotowych turbin zawodowych niezbędne jest dodatkowo wprowadzenie elementów umożliwiających prawidłową pracę generatora oraz niezależniających jakości wytwarzanej energii elektrycznej od prędkości wiatru. Konieczne jest zatem m.in. zastosowanie odpowiedniej przekładni mechanicznej zwiększającej prędkość obrotową wału generatora kosztem momentu obrotowego na wale wirnika. Ponadto, ze względu na fakt, iż częstotliwość generowanego prądu zależna jest od prędkości obrotowej wirnika generatora, a do sieci elektroenergetycznej musi być wyprowadzony prąd o określonej i stałej częstotliwości, konieczne jest także zaimplementowanie odpowiedniego przekształtnika (przemiennika częstotliwości) regulującego częstotliwość oddawanego do sieci prądu [3].

2.5. Konwersja energii wodnej na energię elektryczną

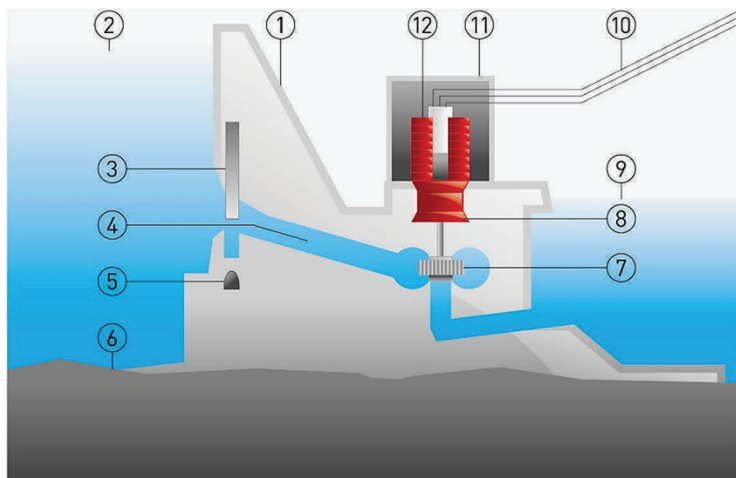
Wykorzystanie energii, jaką niesie ze sobą woda, podobnie jak w przypadku energii wiatru, jest powszechnie znane od szeregu lat. Podobnie też pierwsze instalacje dokonywały jedynie przekształcenia energii kinetycznej płynącej wody (E_{kpw}) na energię mechaniczną ruchu obrotowego (E_{mro}) wirnika z umiejscowionymi na nim łopatkami.



Energię spadku swobodnego wody wykorzystuje się do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zlokalizowanych najczęściej na rzekach. Energia potencjalna zakumulowana w wodzie zgromadzonej poprzez spiętrzenie za pomocą jazu

lub zapory w zbiorniku przed elektrownią, na skutek przepływu tej wody w kierunku dolnego poziomu zamieniana jest na energię kinetyczną, napędzając turbinę wodną. Wprowadzona w ruch turbina napędza generator wytwarzający energię elektryczną, która następnie oddawana jest do sieci elektroenergetycznej [4]. Mechanizm konwersji energii w przypadku energetyki wodnej jest zatem dokładnie taki sam jak w przypadku energetyki wiatrowej. Jedyną różnicą jest tutaj zbiornik spiętrzający wodę przed elektrownią wodną, czego z przyczyn oczywistych nie stosuje się w przypadku elektrowni wiatrowych. Zastosowanie turbiny do wytwarzania energii elektrycznej z wiatru i wody wynika z faktu, że zarówno ciecze (w tym woda), jak i gazy (w tym powietrze) zachowują się dokładnie tak samo z punktu widzenia fizyki zjawisk związanych z ich ruchem. Stąd też m.in. zarówno gazy, jak i ciecze nazywane są wspólnym mianem płynów. Jedyną różnicą między nimi jest gęstość, która w przypadku cieczy jest średnio 1000 razy większa od gęstości gazów. Oczywiście różnica gęstości niesie ze sobą określone konsekwencje, obserwowane w szczególności w konstrukcji wirników turbin, jak też różnej geometrii łopatek turbinowych, niemniej jednak mechanizm konwersji energii niesionej ze sobą przez powietrze i wodę na energię elektryczną jest dokładnie taki sam.

Należy tutaj jednak przypomnieć, że energia wodna jako źródło odnawialnej energii pierwotnej jest znacznie bardziej przewidywalna i znacznie wolniej zmienna od energii wiatru. Elektrowniom wodnym zawodowym (dużej mocy) towarzyszą zawsze konstrukcje zbiorników retencyjnych zlokalizowanych powyżej elektrowni wodnej. Stanowią one naturalny magazyn energii o stabilnej pojemności, dzięki czemu wpływ chwilowych i okresowych niedoborów wody lub jej nadmiaru na produkcję energii elektrycznej w elektrowni wodnej jest minimalizowany przez dużą pojemność takiego zbiornika – magazynu.



Rys. 2.7. Schemat konwersji energii wodnej na energię elektryczną w elektrowni wodnej: 1 – ściana zapory; 2 – zbiornik górny; 3 – zasuwawa awaryjna; 4 – rurociąg energetyczny; 5 – korytarz wewnętrzny; 6 – skała pod zapora; 7 – turbina; 8 – generator; 9 – zbiornik dolny; 10 – linie energetyczne; 11 – hala maszyn; 12 – transformator [5]

Na rysunku 2.7 przedstawiono schematyczny przekrój elektrowni wodnej. Jak widać na schemacie, jedyną różnicą w stosunku do turbin wiatrowych jest pionowe usytuowanie zespołu turbogeneratora, choć należy wspomnieć, że rozwiązania turbin wiatrowych o osi pionowej też są stosowane (jednak są to turbiny o stosunkowo mniejszych mocach). Elektrownie wodne często współpracują z magazynami energii [6]. W tym jednak przypadku magazyn energii stanowi zbiornik wodny zlokalizowany znacznie powyżej poziomu elektrowni (zbiornik górny na rysunku 2.8).



Rys. 2.8. Schemat działania elektrowni szczytowo-pompowej [7]

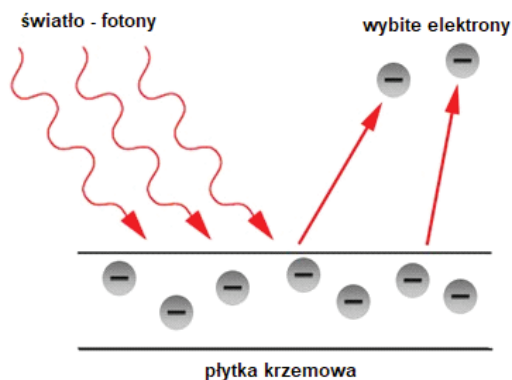
Takie układy zwane są szczytowo-pompowymi, a ich zasada działania polega na tym, że nadmiarowa w stosunku do zapotrzebowania energia wyprodukowana w elektrowni wodnej jest wykorzystywana przez system pompowy do przepompowania wody do wysoko położonego zbiornika (zbiornik górny na rysunku 2.8). W ten sposób wytworzona w elektrowni wodnej energia elektryczna jest zamieniana na energię potencjalną zakumulowaną w wodzie w górnym zbiorniku. W przypadku zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ta jest wykorzystywana do napędu turbin, odzyskując w ten sposób zmagazynowaną w niej energię.

2.6. Konwersja energii słonecznej na energię elektryczną

Energia słoneczna dociera do ziemi w postaci promieniowania o bardzo szerokim spektrum, którego jedynie część stanowi zakres widzialny. Docierające do ziemi promieniowanie słoneczne powoduje podgrzewanie każdego ciała wystawionego na jego oddziaływanie i stąd w bezpośrednim odczuciu energia słoneczna kojarzy się z ciepłem. To spostrzeżenie wykorzystywane jest np. w kolektorach słonecznych do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Energię słoneczną można jednak wykorzystać nie tylko do wytwarzania ciepła użytkowego, ale także do wytwarzania energii elektrycznej. W tym celu korzysta się z tzw. zjawiska fotoelektrycznego, które polega na bezpośredniej zamianie energii promieniowania słonecznego (E_{prs}) na energię elektryczną (E_{el}).

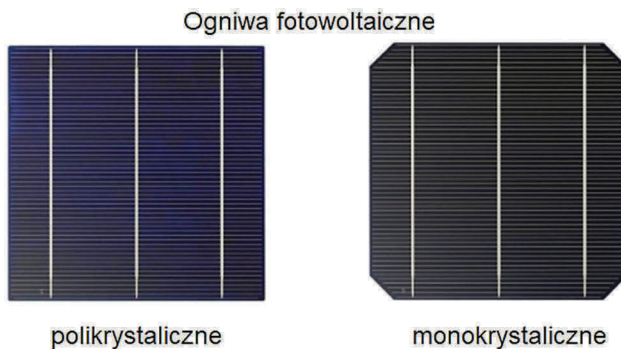
$$E_{\text{prs}} \quad \Rightarrow \quad E_{\text{el}}$$

Do konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną dochodzi wówczas, kiedy fotony światła słonecznego, padając np. na krzemowe ogniwo fotowoltaiczne, wybijają w niej elektrony ze swojej pozycji w atomach krzemu i zmuszają je do ruchu (rys. 2.9). Ten ruch elektronów to właśnie nic innego jak przepływ prądu elektrycznego.



Rys. 2.9. Zjawisko fotoelektryczne zewnętrzne

Najmniejszym urządzeniem realizującym w praktyce zjawisko fotoelektryczne jest pojedyncze ogniwo fotowoltaiczne (rys. 2.10). Ogniwo takie jest najprostszym urządzeniem do konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną.



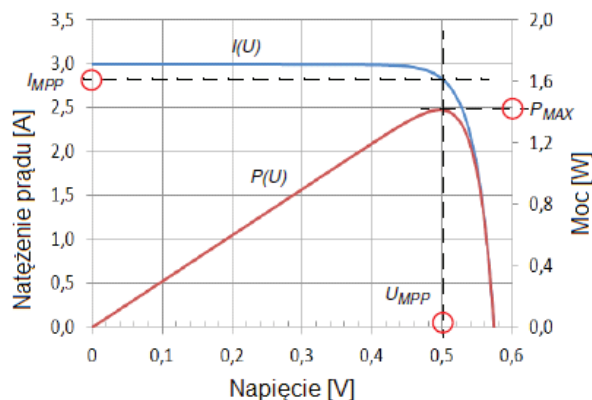
Rys. 2.10. Przykłady ogniw fotowoltaicznych

Ze względu jednak na niewielkie sprawności konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną pojedyncze ogniwo fotowoltaiczne generuje niewielkie ilości energii elektrycznej. W zależności od rodzaju i wielkości ogniwa jest ono w stanie wygenerować moc maksymalnie na poziomie kilku watów. W związku z tym w praktyce nie wykorzystuje się pojedynczych ogniw, a ich baterie zwane panelami (rys. 2.11) [8].



Rys. 2.11. Bateria ogniw fotowoltaicznych – panel fotowoltaiczny

Podobnie jak w przypadku turbin wiatrowych, gdzie ilość i jakość energii elektrycznej zależna jest od warunków wiatrowych, również ilość generowanej przez panel fotowoltaiczny energii elektrycznej jest ściśle związana z nasłonecznieniem. Im większe natężenie promieniowania słonecznego, tym większa ilość wytworzonej energii elektrycznej, a także różny stosunek wartości generowanego napięcia do prądu (rys. 2.12).



Rys. 2.12. Charakterystyka prądowo-napięciowa oraz mocy ogniwa fotowoltaicznego [9]

Co ważne, ogniwa fotowoltaiczne, jak również ich baterie (czyli panele fotowoltaiczne) wytwarzają energię elektryczną w postaci prądu stałego DC. Bezpośrednie zatem wykorzystanie ich do zasilania różnego typu urządzeń jest w praktyce niemożliwe, jako że przeważająca większość urządzeń elektrycznych zasilanych jest prądem przemiennym. Także współpraca bezpośrednia paneli fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną nie jest możliwa z tego powodu. W praktyce zatem panele fotowoltaiczne stanowią jedynie element systemów fotowoltaicznych i choć

same w sobie stanowią źródło energii elektrycznej, to jej wykorzystanie wymaga sprzęgnięcia paneli z innymi elementami w kompletny system PV. Jednym z takich urządzeń jest inwerter (przetwornica napięcia), który pozwala zamienić generowany przez panele prąd stały DC na prąd przemienny AC. To, jakie inne elementy tworzą kompletny system fotowoltaiczny, zależy przede wszystkim od przeznaczenia systemu, a w szczególności od tego, czy system będzie współpracował z siecią elektroenergetyczną (tzw. system on-grid), czy będzie samodzielnym systemem zasilającym lokalnie urządzenia odbiorcze bez integracji z siecią elektroenergetyczną (tzw. system off-grid) [10].

2.7. System PV typu off-grid i on-grid

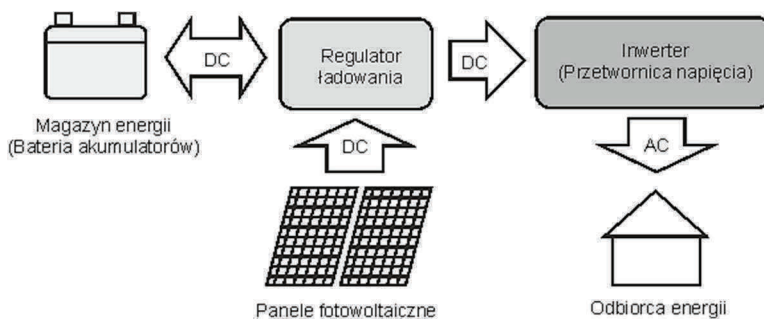
Charakterystyczną cechą systemów typu off-grid jest brak współpracy z siecią elektroenergetyczną. Wiąże się z tym konkretne konsekwencje dla konstrukcji systemu PV wynikające z dużej zmienności ilości wytwarzanej energii elektrycznej zarówno w cyklach dobowych, miesięcznych, jak i rocznych. W systemach typu on-grid sieć elektroenergetyczna stanowi rodzaj magazynu energii elektrycznej, który w przypadku nadmiernej (w stosunku do bieżących potrzeb) produkcji energii z paneli PV przejmuje tę energię i dystrybuje do innych odbiorców. Systemy typu off-grid muszą zatem być wyposażone w magazyny energii elektrycznej, pełniące w takich przypadkach rolę sieci elektroenergetycznej. Podobnie rzecz wygląda w przypadku niedostatecznej ilości energii generowanej przez system PV. Wówczas w systemach on-grid niedobory energii w stosunku do zapotrzebowania pokrywane są z sieci elektroenergetycznej, natomiast w systemach off-grid pokrywane są one z wykorzystaniem zgromadzonej w magazynie energii.

W systemach typu off-grid magazyny energii elektrycznej składają się z baterii akumulatorów (o odpowiednio dobranej pojemności) i stanowią istotny element systemu. Ze względu jednak na nieprzewidywalność ilości wytwarzanej z paneli PV energii, magazyn energii elektrycznej w postaci baterii akumulatorów musi być odpowiednio zabezpieczony przed przeładowaniem oraz nadmiernym rozładowaniem, które mogą doprowadzić do uszkodzenia akumulatorów i całego magazynu. W związku z tym w układach typu off-grid stosuje się odpowiednie urządzenia zwane regulatorami ładowania, pełniące rolę zabezpieczenia magazynu energii. Oczywiście systemy typu on-grid również mogą być wyposażone w magazyn energii. Jeżeli tak, to i w tym przypadku konieczne jest zainstalowanie regulatora ładowania chroniącego baterie akumulatorów.

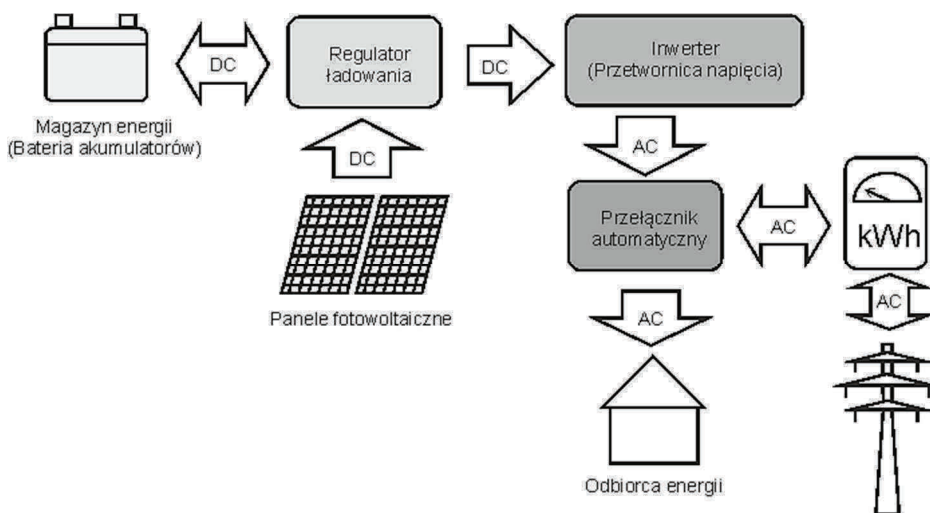
W przypadku układów PV współpracujących z siecią elektroenergetyczną należy pamiętać, że sieć ta pełni z jednej strony rolę magazynu „nadmiarowej” energii, dystrybuując ją do innych odbiorców, a z drugiej strony stanowi zapasowy magazyn energii, z którego zasilany jest odbiorca w przypadku niedostatecznych jej zasobów w postaci energii z paneli PV oraz lokalnego magazynu. Stąd też układ taki musi zapewniać odpowiednie przekierowania energii wytwarzanej z paneli fotowoltaicznych do odbiorcy lub do sieci elektroenergetycznej oraz z sieci elektroenergetycznej

do odbiorcy i jego magazynu. W związku z tym konieczne jest także zainstalowanie odpowiedniego dwukierunkowego miernika energii, umożliwiającego rozliczenie energii wyprodukowanej z paneli PV oraz pobranej z sieci elektroenergetycznej.

Uprozczone schematy strukturalne systemów fotowoltaicznych typu off-grid i on-grid zamieszczono odpowiednio na rysunkach 2.13 i 2.14.



Rys. 2.13. Schemat strukturalny fotowoltaicznego systemu typu off-grid



Rys. 2.14. Schemat strukturalny fotowoltaicznego systemu typu on-grid

Tak jak wspomniano wcześniej, dobór zarówno typu instalacji fotowoltaicznej, jak i jej poszczególnych komponentów zależy bezpośrednio od funkcjonalności, jaką ma instalacja spełniać, oraz od mocy zapotrzebowanej przez odbiorców.

Literatura

- [1] <https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow> (data dostępu: 03.09.2021).
- [2] Taler D., Rup K., Podstawy obliczeń turbin wiatrowych i wodnych, Wyd. Naukowe PWN, Warszawa 2021.

- [3] Wolańczyk F., Elektrownie wiatrowe, Kabe 2021.
- [4] Jastrzębska G., Energia ze źródeł odnawialnych i jej wykorzystanie, WKŁ, Warszawa 2017.
- [5] Stowarzyszenie Energii Odnawialnej, <http://seo.org.pl/energetyka-wodna/> (data dostępu: 01.09.2021).
- [6] Tycko R., Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej, Eco Investment, 2021.
- [7] www.fizyka.net.pl/ (data dostępu: 01.09.2021).
- [8] Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, Globenergia 2021.
- [9] GUNT Hamburg, Instrukcja do stanowiska ET250.
- [10] Sibińska M., Znajdek K., Przyrządy i instalacje fotowoltaiczne, Wyd. Naukowe PWN, Warszawa 2016.

Andrzej Kacprzak

3. ENERGETYKA WIATROWA

3.1. Wprowadzenie

Świat przechodzi progresywną transformację energetyczną. Ostatnio Niemcy i inne kraje europejskie wraz z krajami spoza Europy, takimi jak: Chiny, Indie, USA, Brazylia i Kanada, podjęły poważne wysiłki, aby zmniejszyć swoją zależność od paliw kopalnych, odchodząc od platformy energii konwencjonalnej i tworząc platformy energii odnawialnej [1]. Promowanie włączania odnawialnych źródeł energii, w szczególności energii wiatrowej, do „miksu elektroenergetycznego”, jest jedną ze strategii wykorzystywanych do osiągnięcia tego celu i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych [2-4]. Według Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (ang. Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC), globalne ocieplenie jest rzeczywistością, a działalność człowieka jest odpowiedzialna za spowodowanie ocieplenia o około 1,0°C powyżej temperatury sprzed epoki przemysłowej, która prawdopodobnie osiągnie 1,5°C w latach 2030-2052 [5]. Aby sprostać wyzwaniom środowiskowym wynikającym z globalnego ocieplenia, wytwarzanie energii z OZE powinno zostać zwiększone jako środek zapobiegawczy nie tylko dla bezpieczeństwa energetycznego, ale także w celu wspierania zrównoważonego rozwoju i dbałości o środowisko [3]. Wiatr jest uważany za atrakcyjny „surowiec energetyczny”, ponieważ jest odnawialny, czysty, społecznie akceptowalny, konkurencyjny ekonomicznie i przyjazny dla środowiska [6]. Międzynarodowa Agencja Energetyczna przewiduje zwiększenie udziału energetyki wiatrowej w przyszłości do co najmniej 18% światowej produkcji energii do 2050 r. [7]. Wśród krajów promujących wiatr jako źródło energii odnawialnej jest 30 krajów, które posiadają moc zainstalowaną powyżej 1 GW i dziewięć krajów o mocy ponad 10 GW, w tym Chiny, USA, Niemcy, Indie, Hiszpania, Wielka Brytania, Francja, Brazylia i Kanada [8].

Zmienny charakter wiatru stwarza szereg wyzwań podczas integracji turbin wiatrowych z siecią elektroenergetyczną, ponieważ może to wiązać się z wysokimi kosztami budowy farm wiatrowych, a także z kosztami przedprojektowych i bieżących badań oceniających. W przeciwieństwie do konwencjonalnych źródeł energii prędkość wiatru zmienia się zarówno przestrzennie, jak i czasowo, powodując wahania w produkcji energii [9]. Zmienne pogodowe, takie jak kierunek wiatru, temperatura, ciśnienie i wilgotność, wpływają między innymi na produkcję energii wiatrowej [10], w związku z tym integracja farmy wiatrowej z siecią elektryczną wymaga przynajmniej oszacowania przyszłych wartości prędkości wiatru [11]. Rozwój nowych technik w celu lepszego zrozumienia tych zmiennych poprzez symulację, prognozowanie, dopasowywanie krzywych dystrybucji, filtrowanie

i modelowanie pozwala podejmować lepsze decyzje dotyczące rozwoju sektora wiatrowego i lepszego zarządzania systemem elektroenergetycznym. Dodatkowo dokładne oszacowanie prędkości wiatru może poprawić bezpieczeństwo, niezawodność i opłacalność eksploatacji farm wiatrowych [12]. Wiąże się to ze zrozumieniem reżimu wiatru w określonym regionie, aby umożliwić dokładniejsze prognozowanie przyszłych wartości w oparciu o te z przeszłości.

Oszacowania przyszłych wartości generacji energii pochodzącej z energetyki wiatrowej obejmują trzy różne horyzonty czasowe: krótko-, średnio- i długoterminowe. Prognozy krótkoterminowe są przydatne głównie do celów operacyjnych (tj. ekonomiczne planowanie rozmieszczenia obciążenia, decyzje dotyczące zwiększenia/zmniejszenia obciążenia), podczas gdy prognozy średnioterminowe mają na celu zwiększenie bezpieczeństwa operacyjnego rynku energii elektrycznej dnia następnego i potwierdzenie decyzji online/offline. Wreszcie prognozy długoterminowe dostarczają informacji do oceny ryzyka wystąpienia problemów w systemie elektroenergetycznym, a także do identyfikacji potencjału wytwarzania energii wiatrowej w określonych obszarach, dostarczając cennych danych [13].

Ze względu na złożoność technologii energetyki wiatrowej w niniejszym rozdziale nie jest możliwe szczegółowe omówienie wszystkich powiązanych tematów. Stąd celem opracowania jest raczej przedstawienie przeglądu głównych obszarów związanych z energetyką opartą na wietrze.

3.2. Rys historyczny rozwoju energetyki wiatrowej

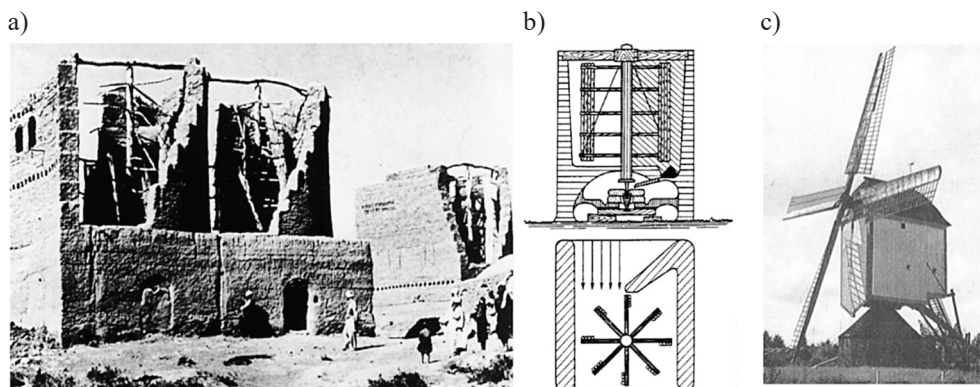
3.2.1. Wytwarzanie energii mechanicznej

Wysiłki człowieka, aby wykorzystać energię wiatru, sięgają czasów starożytnych, kiedy używano żagli do napędzania statków i łodzi. Później energia wiatru służyła ludzkości, napędzając młyny do mielenia ziarna i pompy wodne. Podczas transformacji z tych prymitywnych i ciężkich urządzeń do dzisiejszych wydajnych i wyrafinowanych maszyn technologia przechodziła różne fazy rozwoju. Istnieje spór co do pochodzenia koncepcji wykorzystania wiatru do wytwarzania energii mechanicznej. Niektórzy uważają, że koncepcja ta powstała w starożytnej Babilonii. Cesarz babiloński Hammurabi planował wykorzystać energię wiatru do swojego ambitnego projektu nawadniania już w XVII wieku p.n.e. [14]. Inni twierdzą, że miejscem narodzin wiatraków są Indie. W *Arthasastrze*, klasycznym dziele w sanskrycie napisanym przez Kautiliya w IV wieku p.n.e., znajdują się wzmianki o podnoszeniu wody za pomocą urządzeń obsługiwanych przez wiatr [15]. Nie ma jednak żadnych zapisów potwierdzających, że te koncepcje faktycznie zrealizowano.

Najwcześniejsze źródła podają, że dawniej do wytwarzania energii mechanicznej służyły wiatraki o osi pionowej (rys. 3.1a i b). Były one używane na wyżynach afgańskich do mielenia ziarna już od VII wieku p.n.e.

Pierwsze szczegóły dotyczące wiatraków o osi poziomej można znaleźć w dokumentach historycznych z Persji, Tybetu i Chin z około 1000 r. n.e. Ten typ wiatraka

ma poziomy wał i łopaty (lub żagle) obracające się w płaszczyźnie pionowej (rys. 3.1c). Z Persji i Bliskiego Wschodu wiatrak o osi poziomej rozprzestrzenił się na kraje śródziemnomorskie i Europę Środkową. Pierwszy wiatrak o osi poziomej pojawił się w Anglii około 1150 roku, we Francji w 1180 r., we Flandrii w 1190 r., w Niemczech w 1222 r. i w Danii w 1259 r. Na ten szybki rozwój prawdopodobnie wpłynęli krzyżowcy, którzy wiedzę o wiatrakach z Persji przenieśli do wielu miejsc w Europie.



Rys. 3.1. a) Ruiny wiatraka o osi pionowej w Afganistanie, około 700 r. n.e., b) wiatrak perski, c) wiatrak holenderski o poziomej osi obrotu [16, 17]

W Europie wydajność wiatraków była stale poprawiana między XII a XIX wiekiem. Pod koniec XIX wieku typowy europejski wiatrak używał wirnika o średnicy 25 m. Wiatraki służyły nie tylko do mielenia ziarna, ale także do pompowania wody. Do 1800 r. w samej Francji działało około 20 000 nowoczesnych europejskich wiatraków, a w Holandii 90% energii wykorzystywanej w przemyśle pochodziło z wiatru. Uprzemysłowienie doprowadziło następnie do stopniowego spadku liczby stawianych wiatraków, ale jeszcze w 1904 r. energia wiatrowa zapewniła 11% zapotrzebowania na energię holenderskiego przemysłu, a w Niemczech w tym czasie zainstalowano ponad 18 000 jednostek.

Zanim europejskie wiatraki zaczęły powoli zanikać, zostały one zaadaptowane przez osadników w Ameryce Północnej. Bardzo popularne stały się małe wiatraki do pompowania wody dla inwentarza żywego. Wiatraki te, znane również jako wiatraki amerykańskie (rys. 3.2), działały w pełni samoregulująco, dzięki czemu można je było pozostawić bez nadzoru. Mechanizm samoregulujący kierował wirnik na wiatr przy dużych prędkościach wiatru. Wiatraki w stylu europejskim zwykle musiały być odwracane z wiatru lub łopaty żaglowe musiały być zwijane podczas ekstremalnych prędkości wiatru, aby uniknąć uszkodzenia wiatraka. Popularność wiatraków w USA osiągnęła szczyt w latach 1920-1930, kiedy zainstalowano około 600 000 jednostek. Różne typy amerykańskich wiatraków są nadal wykorzystywane do celów rolniczych na całym świecie.

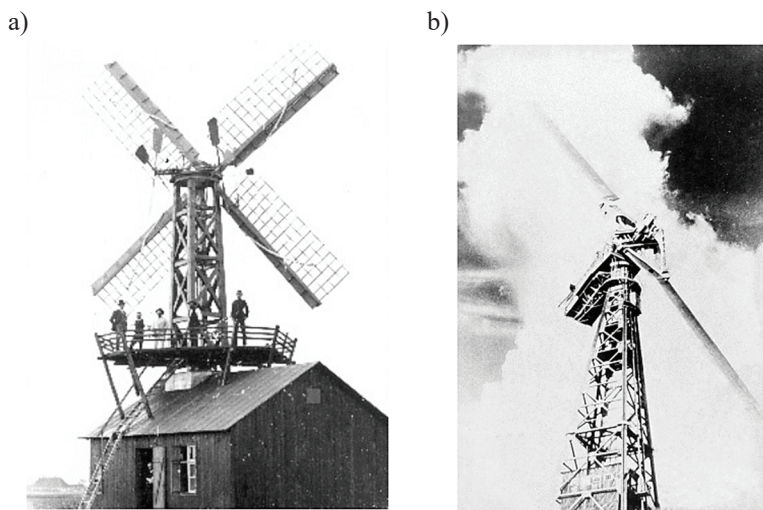


Rys. 3.2. Przykład amerykańskiego typu wiatraka o poziomej osi (Dakota Południowa, USA) (fot. Patrick Bolduan, licencja CC BY-SA 2.0 Wikimedia Commons)

3.2.2. Wytwarzanie energii elektrycznej

W 1891 roku Duńczyk Poul La Cour jako pierwszy zbudował turbinę wiatrową wytwarzającą energię elektryczną (rys. 3.3a). Duńscy inżynierowie udoskonalili technologię podczas I i II wojny światowej oraz wykorzystali ją do przezwyciężenia niedoborów energii. Turbiny wiatrowe budowane przez duńską firmę F.L. Smidth w latach 1941-1942 można uznać za prekursora nowoczesnych, współczesnych turbin wiatrowych. Turbiny Smitha jako pierwsze wykorzystwały nowoczesne płyty w oparciu o zaawansowaną ówczesnie wiedzę na temat aerodynamiki. W tym samym czasie Amerykanin Palmer Putnam zbudował gigantyczną turbinę wiatrową dla amerykańskiej firmy Morgan Smith Co. o średnicy 53 m (rys. 3.3b). Nie tylko wielkość tej maszyny znacznie się różniła od ówczesnych rozwiązań, ale także filozofia projektowania. Duńska konstrukcja opierała się na wirniku „pod wiatr”, natomiast konstrukcja Putnama została oparta na wirniku „z wiatrem” ze zmienną regulacją skoku. Turbina Putnama nie była jednak zbyt udana i została rozebrana w 1945 roku [17].

Po II wojnie światowej Johannes Juul rozwinął duńską filozofię projektowania turbin wiatrowych. Jego turbina zainstalowana w Gedser w Danii wytworzyła w latach 1956-1967 około 2,2 miliona kWh. W tym samym czasie niemiecki Hütter opracował nowe podejście do projektowania turbin. Jego turbina wiatrowa składała się z dwóch smukłych łopat z włókna szklanego zamontowanych w wirniku ustawionym „z wiatrem”. Turbina Hüttera stała się znana ze swojej wysokiej wydajności [18].



Rys. 3.3. a) Pierwsza elektrownia wiatrowa w Danii z 1891 r. (fot. muzeum Poula La Cour. <http://www.poullacour.dk>), b) pierwsza na świecie turbina wiatrowa o mocy megawata zbudowana przez Amerykanina Palmera Putnama (fot. United States Government, Public domain, via Wikimedia Commons)

W tabeli 3.1 zestawiono pierwsze turbiny wiatrowe małej mocy.

Tabela 3.1. Zestawienie historycznych turbin wiatrowych [18]

Turbina	Średnica wirnika [m]	Moc [kW]	Moc właściwa [kW/m ²]	Liczba łopat wirnika	Wysokość [m]	Rok uruchomienia
Poul La Cour (Dania)	23	18	0,04	4	–	1891
Smith-Putnam (USA)	53	1250	0,56	2	34	1941
F.L. Smidth (Dania)	17	50	0,21	3	24	1941
F.L. Smidth (Dania)	24	70	0,15	3	24	1942
Gedser (Dania)	24	452	0,44	3	25	1957
Hütter (Niemcy)	34	100	0,11	2	22	1958

Pomimo wczesnego sukcesu turbin wiatrowych Juula i Hüttera, zainteresowanie wytwarzaniem energii wiatrowej na dużą skalę zmalało niedługo po II wojnie światowej. Zainteresowanie wzbudziły jedynie turbiny wiatrowe na małą skalę, przeznaczone do systemów zasilania na odległych obszarach lub do ładowania akumulatorów. Wraz z kryzysem naftowym na początku lat 70. powróciło zainteresowanie energetyką wiatrową. Dzięki temu dostępne stało się wsparcie finansowe na badania i rozwój energetyki wiatrowej. Kraje, takie jak Niemcy, USA czy Szwecja, wykorzystały te pieniądze na opracowanie prototypów turbin wiatrowych na dużą skalę w zakresie MW. Jednak wiele z tych prototypów przez większość czasu nie radziło sobie zbyt dobrze z powodu różnych problemów technicznych.

Z biegiem lat typowa wielkość turbiny wiatrowej wzrosła do około 200 kW. Większość turbin wiatrowych została przywieziona z Danii, gdzie firmy rozwinęły filozofię projektowania turbin wiatrowych „pod wiatr”. Pod koniec lat 80. w Kalifornii zainstalowano około 15 000 turbin wiatrowych o łącznej mocy prawie 1500 MW.

W tym czasie wsparcie finansowe dla energetyki wiatrowej w USA zwolniło, ale w Europie, a później też w Indiach wzrosło. W latach 90. europejski system wsparcia opierał się głównie na stałych taryfach gwarantowanych dla wytwarzania energii odnawialnej. Podejście indyjskie opierało się głównie na odliczeniach podatkowych na inwestycje w energię wiatrową. Te programy wsparcia doprowadziły do szybkiego wzrostu liczby instalacji turbin wiatrowych w niektórych krajach europejskich, zwłaszcza w Niemczech, a także w Indiach.

Równoległe do rozwoju wielkości rynku technologia była również dalej rozwijana. Pod koniec XX wieku, 20 lat po nieudanych światowych testach megawatowych turbin wiatrowych, turbiny wiatrowe o mocy 1,5 MW stały się najnowocześniejszymi rozwiązaniami technicznymi. Zestawienie podstawowych parametrów pracy wczesnych rozwiązań turbin wiatrowych dużej mocy przedstawiono w tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Parametry pracy pierwszych wielkoskalowych turbin wiatrowych [18]

Turbina	Średnica wirnika [m]	Moc [MW]	Czas pracy [h]	Moc wygenerowana [GWh]	Lata pracy
Mod-1	60	2	–	–	79-83
Growian	100	3	420	–	81-87
Smith-Putnam	53	1,25	695	0.2	41-45
WTS-4	78	4	7200	16	82-94
Nibe A	40	0,63	8414	2	79-93
WEG LS-1	60	3	8441	6	87-92
Mod-2	91	2,5	8658	15	82-88
Näsudden I	75	2	11 400	13	83-88
Mod-OA	38	0,2	13 045	1	77-82
Tjæcreborg	61	2	14 175	10	88-93
École	64	3,6	19 000	12	87-93
Mod-5B	98	3,2	20 561	27	87-92
Maglarp WTS-3	78	3	26 159	34	82-92
Nibe B	40	0,63	29 400	8	80-93
Tvind	54	2	50 000	14	78-93

3.3. Podstawy konwersji energii wiatru

Wiatr to najogólniej ujmując ruch powietrza atmosferycznego względem powierzchni ziemi. Zwykle terminem wiatr określa się tylko składową poziomą tego

ruchu – składowa pionowa jest setki razy mniejsza od poziomej i osiąga znaczne wartości jedynie w wyjątkowych przypadkach (np. silnie rozwinięte prądy pionowe w atmosferze). Wiatr powstaje w wyniku nierównomiernego rozkładu ciśnienia atmosferycznego na danym poziomie nad powierzchnią ziemi. W troposferze prędkość wiatru rośnie wraz ze wzrostem wysokości i osiąga maksimum na wysokości 8-10 km. Zarówno prędkość, jak i kierunek wiatru podlegają częstym wahaniom w czasie wskutek turbulencji w atmosferze ziemskiej; zjawisko to określa się jako porywistość wiatru. Na niektórych obszarach powierzchni Ziemi pod wpływem specyficznych warunków (pasmo górskie, sąsiedztwo morza i łądu i in.) tworzą się lokalne układy cyrkulacji powietrza i występują wiatry o stałym charakterze, np.: bora, blizzard, mistral, fen, chamsin, sirocco oraz morska i lądowa bryza. Z układami cyrkulacyjnymi większej skali są związane monsuny i pasaty. Wiatry odgrywają ważną rolę w krążeniu energii i wody między Ziemią a atmosferą ziemską; powodują powstawanie prądów morskich i falowanie zbiorników wodnych. Energia wiatru jest również wykorzystywana w gospodarce.

Energia dostępna w wietrze to w zasadzie energia kinetyczna dużych mas powietrza poruszających się równolegle do powierzchni ziemi. Łopaty turbiny wiatrowej przejmują tę energię kinetyczną, która jest następnie przekształcana w energię mechaniczną lub elektryczną, w zależności od ostatecznego zastosowania. Efektywność przekształcania energii wiatru w inne użyteczne formy energii w dużej mierze zależy od wydajności, z jaką wirnik oddziałuje na strumień wiatru. Ze względu na szorstkość gruntu strumień wiatru przy ziemi ma charakter turbulentny.

Energia kinetyczna strumienia powietrza o masie m poruszającego się z prędkością V jest wyznaczana ze wzoru:

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (3.1)$$

Rozważmy wirnik wiatrowy o powierzchni przekroju A wystawiony na działanie tego strumienia wiatru, jak pokazano na rysunku 3.4. Energię kinetyczną strumienia powietrza dostępnego dla turbiny można wyrazić jako:

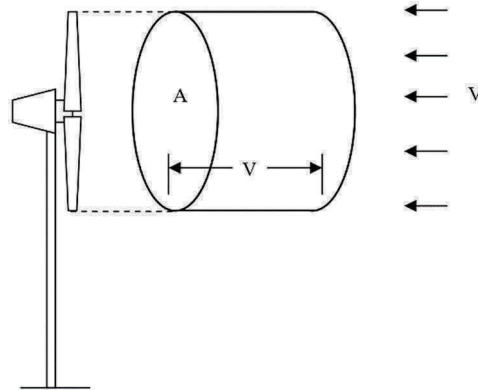
$$E = \frac{1}{2} \rho_a v V^2 \quad (3.2)$$

gdzie ρ_a to gęstość powietrza, a v to objętość masy powietrza dostępnego dla wirnika turbiny. Objętość powietrza oddziałująca z wirnikiem w jednostce czasu ma powierzchnię przekroju równą powierzchni wirnika (powierzchnia kołowa określona obrotem wirnika – A_T) i grubość równą prędkości wiatru (V). W związku z czym energię przypadającą na jednostkę czasu, czyli moc, można wyrazić jako

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 \quad (3.3)$$

Z analizy równania (3.3) możemy zauważyć, że czynnikami wpływającymi na moc dostępną w strumieniu wiatru są gęstość powietrza, powierzchnia wirnika

turbiny i prędkość wiatru. Największy wpływ na moc wiatru ma jego prędkość, gdyż występuje w równaniu w trzeciej potęgze.



Rys. 3.4. Uproszczony schemat przepływu wiatru przez turbinę wiatrową (opracowanie własne)

Czynniki, takie jak temperatura, ciśnienie atmosferyczne, wysokość, i składniki powietrza wpływają na gęstość powietrza. Suche powietrze można uznać za gaz doskonały. Zgodnie z prawem gazu doskonałego:

$$pV_G = nRT \quad (3.4)$$

gdzie p to ciśnienie, V_G to objętość gazu, n to liczba kilomoli gazu, R to uniwersalna stała gazowa, a T to temperatura. Gęstość powietrza, która jest stosunkiem masy 1 kilomola powietrza do jego objętości, wyraża się wzorem:

$$\rho_a = \frac{m}{V_G} \quad (3.5)$$

Z równań (3.4) i (3.5) możemy wyznaczyć nowy wzór na gęstość powietrza:

$$\rho_a = \frac{m p}{R T} \quad (3.6)$$

Jeśli znamy wysokość Z i temperaturę T w danym miejscu, to gęstość powietrza można obliczyć ze wzoru:

$$\rho_a = \frac{353,049}{T} e^{-0,034 \frac{Z}{T}} \quad (3.7)$$

Gęstość powietrza maleje wraz ze wzrostem wysokości terenu i temperatury. W większości praktycznych przypadków gęstość powietrza może być przyjmowana jako $1,225 \text{ kg/m}^3$. Ze względu na tę stosunkowo niską gęstość wiatr jest raczej rozproszonym źródłem energii. Dlatego do produkcji znacznych ilości energii często wymagane są systemy o dużych rozmiarach.

Najważniejszym czynnikiem decydującym o mocy dostępnej w wietrze (danej masie powietrza) jest jego prędkość. Gdy prędkość wiatru jest podwojona, dostępna moc wzrasta 8-krotnie. Innymi słowy, przy tej samej mocy powierzchnia wirnika może zostać zmniejszona 8-krotnie, jeśli system zostanie umieszczony w miejscu o podwójnej prędkości wiatru. Zalety są oczywiste. Stąd wybór odpowiedniej lokalizacji odgrywa ważną rolę w powodzeniu projektu elektrowni wiatrowych.

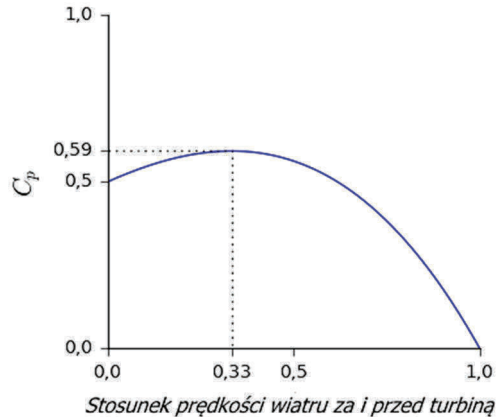
Teoretyczna moc dostępna w strumieniu wiatru jest dana równaniem (3.3). Jednak turbina nie jest w stanie całkowicie pozyskać tej mocy z wiatru. Kiedy strumień wiatru mija turbinę, część jego energii kinetycznej przekazywana jest do wirnika, a pozostała część jest zawarta w powietrzu opuszczającym turbinę. O rzeczywistej mocy wytwarzanej w turbinie decydowałaby zatem sprawność, z jaką odbywa się transfer energii z wiatru na wirnik. Ta sprawność jest zwykle określana jako współczynnik mocy C_p . Zatem współczynnik mocy wirnika można zdefiniować jako stosunek rzeczywistej mocy wytwarzanej przez wirnik do teoretycznej mocy dostępnej w wietrze. Stąd:

$$C_p = \frac{2P_T}{\rho_a A_T V^3} \quad (3.8)$$

gdzie P_T jest mocą wytwarzaną przez turbinę. Współczynnik mocy turbiny zależy od wielu czynników, takich jak profil łopatek wirnika, rozmieszczenie i ustawienie łopatek itp. Projektant starałby się ustalić te parametry na optymalnym poziomie, aby uzyskać maksymalne C_p w szerokim zakresie prędkości wiatru.

Współczynnik mocy C_p jest nazywany również współczynnikiem mocy Betza. Współczynnik ten po raz pierwszy wyznaczył Albert Betz w 1962 roku [19]. Badając funkcję Betza, można obliczyć, jaka musi być optymalna zmiana prędkości strumienia powietrza przepływającego przez wirnik turbiny wiatrowej, aby odebrać z energii wiatru jak największą ilość mocy. Największą moc uzyskuje się, gdy stosunek prędkości wiatru za wirnikiem turbiny do prędkości wiatru przed wirnikiem turbiny jest równy $1/3$. Największa możliwa do uzyskania moc z wiatru to $16/27$ całkowitej mocy niesionej przez wiatr. Teoretycznie nie można uzyskać więcej niż 59,2% z dostępnej mocy zawartej w strumieniu przepływającego powietrza. Na rysunku 3.5 przedstawiono przebieg zależności współczynnika Betza do stosunku prędkości za i przed turbiną. Jak można zauważyć, funkcja osiąga maksimum w punkcie, gdzie stosunek ten jest równy $1/3$. W pozostałych przypadkach przyjmuje wartości mniejsze.

Moc wytwarzana przez wirnik przy określonej prędkości wiatru w dużej mierze zależy od względnej prędkości między wierzchołkiem łopaty wirnika a wiatrem. Rozważmy na przykład sytuację, w której wirnik obraca się z bardzo małą prędkością, a wiatr zbliża się do wirnika z bardzo dużą prędkością. W tych warunkach, ponieważ łopatki poruszają się powoli, część strumienia powietrza zbliżającego się do wirnika może przez niego przejść bez interakcji z łopatkami, a tym samym bez przenoszenia energii.



Rys. 3.5. Współczynnik mocy Betza C_p (opracowanie własne)

Podobnie, jeśli wirnik obraca się szybko, a prędkość wiatru jest niska, strumień wiatru może zostać „odbity” od turbiny, a energia może zostać utracona z powodu turbulencji i wirowania. W obu powyższych przypadkach oddziaływanie pomiędzy wirnikiem a strumieniem wiatru jest nieefektywne, a co za tym idzie, skutkowałoby słabym współczynnikiem mocy.

3.4. Klasyfikacja i budowa turbin wiatrowych

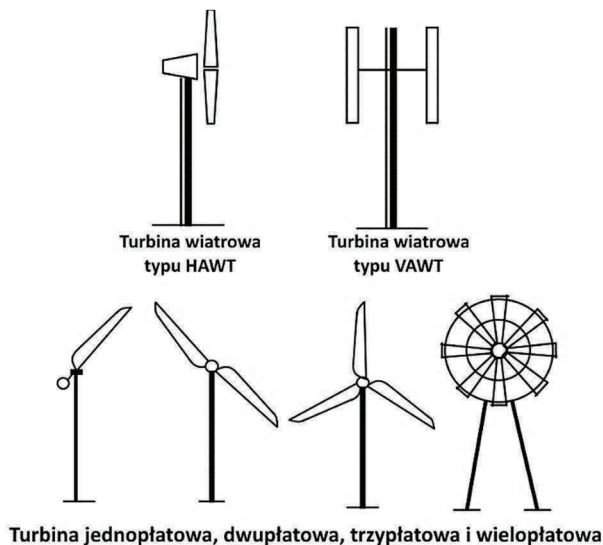
Od momentu powstania gałęzi gospodarki zwanej energetyką wiatrową, maszyny różnych typów i kształtów były projektowane i rozwijane w różnych częściach świata. Niektóre z nich to innowacyjne projekty, które nie są akceptowane komercyjnie. Choć istnieje kilka sposobów kategoryzacji turbin wiatrowych, generalnie dzieli się je na maszyny o poziomej (ang. Horizontal Axis Wind Turbines – HAWT) i pionowej (ang. Vertical Axis Wind Turbines – VAWT) osi obrotu.

3.4.1. Turbiny wiatrowe typu HAWT

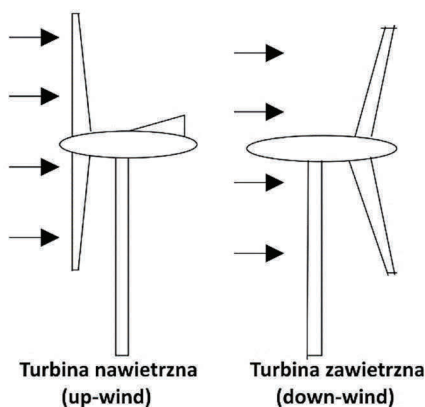
Turbiny wiatrowe typu HAWT mają oś obrotu poziomą do ziemi i prawie równoległą do strumienia wiatru (zob. rys. 3.3, 3.4 i 3.6). Większość komercyjnych turbin wiatrowych należy do tej kategorii. Maszyny z osią poziomą mają kilka wyraźnych zalet, takich jak niska prędkość wiatru, przy której mogą pracować, oraz wysoka efektywność przy większych prędkościach. Generalnie charakteryzują się stosunkowo wysokim współczynnikiem mocy. Jednak generator i przekładnia tych turbin muszą być umieszczone nad wieżą, co czyni jej konstrukcję bardziej złożoną i kosztowną. Kolejną wadą jest konieczność dostosowywania się turbiny do kierunku wiatru.

W zależności od liczby łopat turbin wiatrowe o osi poziomej są dalej klasyfikowane jako jednołopate, dwułopate, trzyłopate i wielołopate (rys. 3.6). Turbiny jednołopate są tańsze dzięki oszczędności na materiałach łopatek. Straty oporu są również minimalne dla tych turbin. Jednak, aby zrównoważyć ostrze,

przeciwwaga musi być umieszczona naprzeciwko piasty. Konstrukcje jednołopatowe nie są zbyt popularne ze względu na problemy z wyważeniem i wizualną akceptacją. Wirniki dwułopatowe również mają te wady, ale w mniejszym stopniu. Większość obecnych turbin komercyjnych wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej ma trzy łopaty, gdyż są to konstrukcje bardziej stabilne – obciążenie aerodynamiczne stosunkowo równomierne rozkłada się na wirniku turbiny.



Rys. 3.6. Klasyfikacja turbin wiatrowych [20]

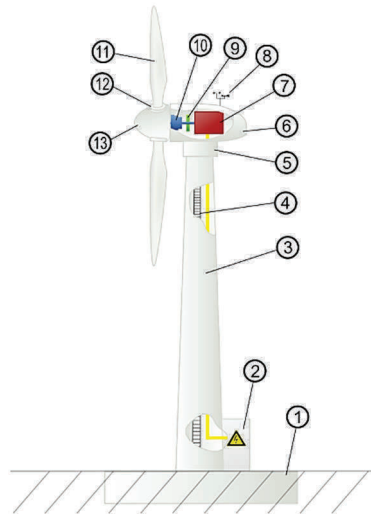


Rys. 3.7. Klasyfikacja turbin wiatrowych HAWT w zależności od ustawienia wirnika względem wiatru [20]

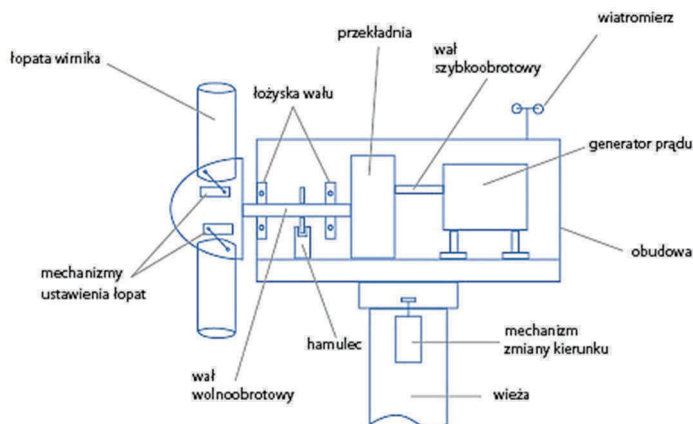
W zależności od ustawienia wirnika względem wiatru w stosunku do położenia masztu turbiny HAWT dzielimy na turbiny typu *up-wind* (nawietrzne) lub *down-wind* (zawietrzne), jak pokazano na rysunku 3.7. Turbiny nawietrzne mają wirniki skierowane bezpośrednio do wiatru. Ponieważ strumień wiatru najpierw

przechodzi przez wirnik, nie ma problemu z cieniem wieży. Jednak mechanizm dostosowywania się turbiny do kierunku wiatru jest niezbędny w takich konstrukcjach, aby wirnik był zawsze zwrócony do wiatru. Z drugiej strony maszyny zawietrzne są bardziej elastyczne i mogą nie wymagać mechanizmu zmiany kierunku. Ale ponieważ wirniki są umieszczone po zawietrznej stronie wieży, może wystąpić nierównomierne obciążenie łopat wirnika podczas przechodzenia przez cień wieży.

Na rysunku 3.8 pokazano budowę klasycznej turbiny wiatrowej typu HAWT, natomiast na rysunku 3.9 zamieszczono schemat rozmieszczenia elementów w gondoli elektrowni wiatrowej.



Rys. 3.8. Budowa turbiny wiatrowej o poziomej osi obrotu (HAWT): 1 – fundament, 2 – wyjście do sieci elektroenergetycznej, 3 – wieża, 4 – drabinka wejściowa, 5 – serwomechanizm kierunkowania elektrowni, 6 – gondola, 7 – generator, 8 – wiatromierz, 9 – hamulec postojowy, 10 – skrzynia przekładniowa, 11 – łopata wirnika, 12 – silownik mechanizmu przestawiania łopat, 13 – piasta (Arne Nordmann (norro), CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons)



Rys. 3.9. Rozmieszczenie elementów w gondoli turbiny wiatrowej [21]

Ze względu na lokalizację wyróżnia się dwa rodzaje energetyki wiatrowej: lądową (*onshore*) i morską (*offshore*).

3.4.2. Turbiny wiatrowe typu VAWT

Oś obrotu turbiny wiatrowej typu VAWT jest pionowa względem ziemi i prawie prostopadła do kierunku wiatru, co widać na rysunku 3.6. Taka turbina może odbierać wiatr wiejący z dowolnego kierunku. W ten sposób można wyeliminować systemy zmiany kierunku stosowane w turbinach HAWT. Generator i przekładnię takich turbin można umieścić na poziomie gruntu, co sprawia, że konstrukcja wieży jest prostsza i bardziej ekonomiczna. Ponadto konserwacja tych turbin może odbywać się również na poziomie gruntu.

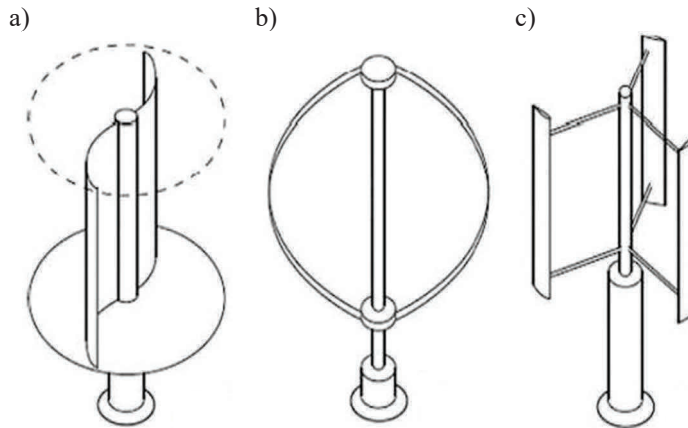
Główną wadą niektórych turbin VAWT jest to, że zwykle nie uruchamiają się samodzielnie. Mogą być wymagane dodatkowe mechanizmy, aby uruchomić turbinę po jej zatrzymaniu. Gdy wirnik zakończy swój obrót, łopaty muszą przejść przez aerodynamicznie martwe strefy, co powoduje obniżenie wydajności systemu. Dodatkowo istnieje prawdopodobieństwo, że łopatki wirnika mogą pracować z niebezpiecznie wysokimi prędkościami, powodując awarię systemu, jeśli nie są odpowiednio sterowane. Ponadto do podparcia konstrukcji wieży wymagane są druty odciągowe, co może stwarzać praktyczne trudności.

Większość konstrukcji turbin wiatrowych VAWT bazuje na trzech podstawowych rozwiązaniach konstrukcyjnych. Są to silniki wiatrowe Darrieusa, Savoniusa oraz rotory typu H (rys. 3.10).

Jednym z prekursorów rozwoju silników wiatrowych VAWT był Francuz Darrieus. Opatentował on wirnik, który jest obecnie nazywany od jego nazwiska. Mimo prostej budowy i braku potrzeby stosowania układu naprowadzania na kierunek wiatru wirniki tego typu nie znalazły bardzo dużego zastosowania. Jedną z przyczyn była wada siłowni polegająca na tym, że mają one prawie zerowy moment rozruchowy i potrzebują do rozruchu jakiegoś zewnętrznego napędu. Obecnie siłownie z wirnikiem Darrieusa mają w wyposażeniu silniki elektryczne, które pomagają przy rozruchu.

Dużą grupę wśród produkowanych obecnie na świecie turbin wiatrowych z pionową osią obrotu stanowią różne odmiany rotora typu H. W zasadzie rotor typu H można potraktować jako wycinek wirnika Darrieusa. Istnieją rozwiązania z dwoma, trzema, czterema i pięcioma płacami. Turbiny z rotorem typu H występują w kilku wariantach konstrukcyjnych i różnią się mocą, która może wynosić od kilkudziesięciu watów, aż do kilkudziesięciu kilowatów.

Wirnik Savoniusa został opisany przez S.J. Savoniusa ok. 1920 r. Turbina tego typu nie może konkurować, jeśli chodzi o sprawność z typowymi wiatrakami o poziomej osi obrotu lub z wirnikiem Darrieusa, lecz jej przewagą jest prostota konstrukcji. Istotą działania jest wykorzystanie przede wszystkim siły parcia wiatru, lecz także (choć w niewielkim stopniu) siły nośnej. Ze względu na stosunkowo duży moment startowy wirniki tego typu zwykle wykorzystywane są do napędzania pomp wodnych.



Rys. 3.10. Rodzaje turbin wiatrowych typu VAWT: a) Savoniusa, b) Darrieusa, c) rotor typu H [20]

3.5. Aktualny stan rozwoju energetyki wiatrowej

3.5.1. Energetyka wiatrowa na świecie

Po około 100 latach badań i rozwoju, testowania niewielkich prototypów i kilku bardzo imponujących pojedynczych turbin wiatrowych (patrz tab. 3.1), pierwsza komercyjna farma wiatrowa zaczęła produkować energię elektryczną w Crotched Mountain w South West New Hampshire (USA) pod koniec 1980 r. – i tak narodziła się nowoczesna energetyka wiatrowa. Od tego czasu branża nieustannie poszukuje nowych rynków na całym świecie. Rynki niemiecki i duński pojawiły się wkrótce po USA, a do pozostałych dołączyła również Hiszpania. I chociaż przez resztę dekady (lata 80. ubiegłego wieku) Stany Zjednoczone pozostawały liderem rynku, to Europa jako całość już wcześniej wyprzedziła USA. Pierwszym rynkiem spoza OECD otwartym dla energii wiatrowej w tamtym czasie były Indie, które zainstalowały swój pierwszy komercyjny projekt w 1986 roku [21].

Szybki rozwój energetyki wiatrowej nastąpił w latach 90., na czele z Niemcami, które w 1997 r. wyprzedziły USA jako lidera rynku, a grono krajów europejskich stawiających na energię pochodzącą z wiatru poszerzyło się o Włochy, Holandię, Wielką Brytanię i Szwecję. W tym czasie energetyką wiatrową zaczęły się również interesować Chiny, Japonia, Kanada i Australia. W połowie pierwszej dekady XXI wieku Hiszpania również wyprzedziła Stany Zjednoczone (na krótko), a Kanada i Portugalia weszły do pierwszej dziesiątki największych rynków, jeżeli chodzi o rozwój energetyki wiatrowej. Pod koniec dekady Chiny stały się światowym liderem rynku i są w tej chwili dwukrotnie większym rynkiem w porównaniu do USA (znajdującym się na drugim miejscu na świecie), które z kolei wyprzedziły Hiszpanię w 2007 r., a następnie Niemcy w 2008 r. Od tego czasu jedyną zmianą w pierwszej

piątce największych rynków energii wiatrowej na świecie było to, że Indie wyprzedziły Hiszpanię w 2015 r.

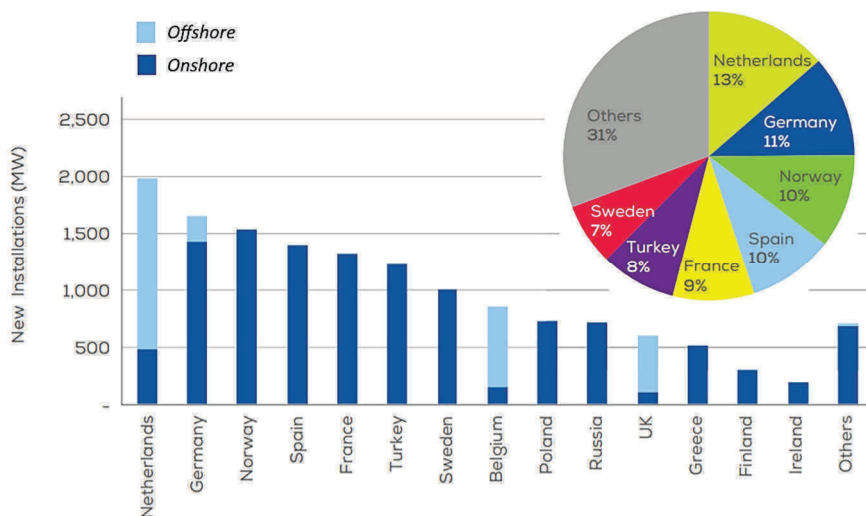
Pod koniec pierwszej dekady XXI wieku i na początku kolejnej pojawiły się nowe rynki w Brazylii, Meksyku i RPA, a także w Egipcie, Maroku, Chile oraz wiele innych, również w Europie (w szczególności w Turcji i Polsce). Obecnie duże komercyjne elektrownie wiatrowe pracują w ponad 90 krajach na całym świecie – w 9 z nich o mocy ponad 10 GW i w 30 o mocy ponad 1 GW [22].

Światowy rynek energetyki wiatrowej w 2017 r. to ponad 50 GW produkowanej energii, z rekordowymi latami w Europie, Indiach i sektorze *offshore*. W Chinach tempo uruchamiania nowych instalacji nieco zmalało, ale i tak Chińczycy wyprodukowali 19,66 GW energii z wiatru. Łącznie moc elektrowni wiatrowych w 2017 r. wynosiła 52 492 MW, co przełożyło się na łączną produkcję energii wynoszącą 539 123 MW. W rzeczywistości w 2017 r. ilość pracujących instalacji była mniejsza o 3,8% w porównaniu z 2016 r., ale skumulowana suma produkcji energii wiatrowej wzrosła o 11% w porównaniu z 487 279 MW na koniec 2016 roku. Rekordowy rok odnotował segment *offshore* z 4334 MW nowych instalacji, co stanowi wzrost o 87% na rynku w porównaniu do 2016 r. – łączna moc instalacji *offshore* na świecie w 2017 r. wyniosła 18 814 MW, ale to wciąż tylko około 8% światowego rynku energetyki wiatrowej.

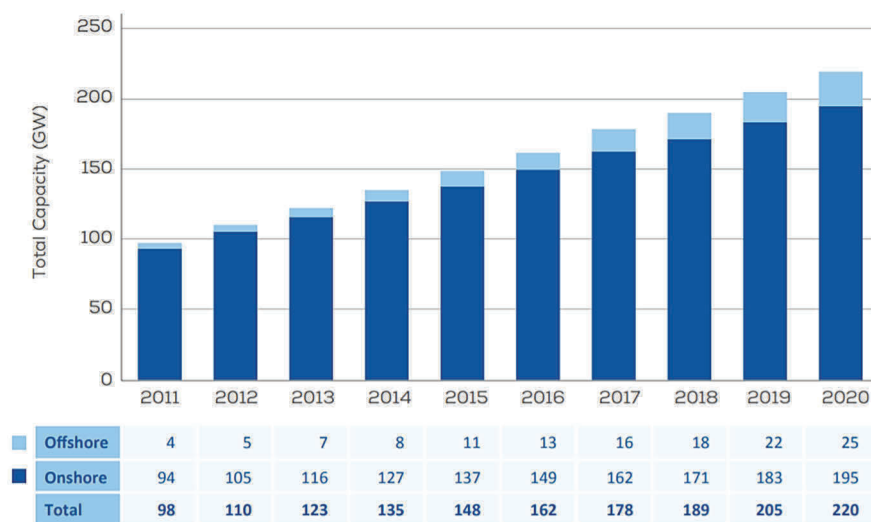
3.5.2. Energetyka wiatrowa w Europie

Zarówno UE, jak i cała Europa ustanowiły nowe rekordy w uruchamianiu nowych instalacji *onshore* i *offshore* w 2017 r., na czele z Niemcami, Wielką Brytanią, Francją, Belgią, Irlandią i Chorwacją. W 2017 r. w UE zainstalowano 15,6 GW (16,8 GW w Europie) nowej mocy wiatrowej, z czego 3148 MW na morzu. Ilość nowych instalacji na lądzie wzrosła o 14%, podczas gdy instalacje na morzu się podwoiły. W sumie wolumen nowych instalacji wzrósł o 25% w stosunku do 2016 r.

W 2020 r. w Europie zainstalowano 14,7 GW nowej mocy wiatrowej, to o 6% mniej niż w 2019 r. i o 19% mniej niż oczekiwano przed pandemią COVID. W krajach samej Unii Europejskiej zainstalowano 10,5 GW. Dodać należy, że 80% nowych instalacji wiatrowych znajdowało się na lądzie. W 2020 r. wiatr stanowił 16% zużytej energii elektrycznej w UE27 (+Wielka Brytania). Holandia zainstalowała najwięcej mocy wiatrowych w 2020 r., z czego większość to instalacje *offshore*. Norwegia zbudowała najwięcej lądowych farm wiatrowych, a Hiszpania i Francja nie są daleko w tyle. Ilość nowych instalacji w Niemczech była najniższa od 2010 r. Aktualnie w Europie wytwarzane jest 220 GW energii pochodzącej z wiatru (Wind Europe 2021). Na rysunku 3.11 przedstawiono nowe lądowe i morskie instalacje wiatrowe powstałe w Europie w 2020 r. w podziale na poszczególne kraje, natomiast na rysunku 3.12 pokazano trend zmian całkowitej mocy instalacji wiatrowych w Europie w latach 2011-2020.



Rys. 3.11. Nowe lądowe i morskie instalacje wiatrowe w Europie w 2020 roku [23]



Rys. 3.12. Całkowita moc instalacji wiatrowych w Europie w latach 2011-2020 [23]

3.5.3. Energetyka wiatrowa w Polsce

Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych z dnia 1 sierpnia 2021 r., moc zainstalowana farm wiatrowych przekroczyła 7 GW i wyniosła 7065 MW. Moc zainstalowana OZE wynosi obecnie ponad 14,2 GW, wobec czego farmy wiatrowe stanowią prawie połowę tej ilości. Dla porównania moc zainstalowana w całym krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła w czerwcu 2021 r. 52,7 GW (energetyka konwencjonalna + OZE). Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, pod koniec 2020 r. w kraju działało 1239 farm wiatrowych, w tym 1111 o mocy

poniżej 10 MW (89,7%) i 128 o mocy większej lub równej 10 MW. Systematycznie wzrasta też ilość energii wyprodukowanej ze źródeł wiatrowych i wprowadzonej do polskiego systemu elektroenergetycznego. W 2020 r. wyprodukowały one 14 174 GWh energii (wobec 13 903 GWh w 2019 r.). Energia z wiatru stanowiła ok. 8,2% energii zużytej w kraju w 2019 r. Według projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. [24], energetyka wiatrowa na morzu wdrożona zostanie od 2025 r., a moc zainstalowana osiągnie ok. 5,9 GW w 2030 r. i ok. 8-11 GW w 2040 r. Planowana moc instalacji wiatrowych na lądzie w 2030 r. to 8-10 GW.

Podsumowanie

Działania nakierowane na rozwój odnawialnych źródeł energii służą obniżeniu emisyjności sektora energetycznego i dywersyfikacji struktury wytwarzania energii, prowadzą do ograniczenia intensywności wykorzystania paliw kopalnych i zmniejszenia uzależnienia od importu paliw, co w długiej perspektywie wpływa pozytywnie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego.

Energetyka wiatrowa ma potencjał do odegrania ważnej roli, jeżeli chodzi o dostawę energii elektrycznej w wielu częściach świata. W ciągu ostatnich 10 lat technologia turbin wiatrowych osiągnęła bardzo wysoki poziom – są one bardziej niezawodne i posiadają coraz większe moce. Rosnący światowy rynek energetyki wiatrowej będzie prowadził do dalszych ulepszeń, takich jak duże turbiny wiatrowe czy nowe zastosowania systemowe, m.in. morskie farmy wiatrowe. Ulepszenia te doprowadzą do dalszej redukcji kosztów, a w perspektywie średnioterminowej energia wiatrowa będzie w stanie konkurować z konwencjonalną technologią wytwarzania energii z paliw kopalnych. Będą jednak wymagane dalsze działania w wielu obszarach, na przykład w zakresie integracji energetyki wiatrowej z siecią elektroenergetyczną.

Literatura

- [1] Hossain J., Wind Energy 2050 on the Shape of Near 100% RE Grid, World Wind Energy Association 2015.
- [2] Gonzalez M.O.A., Gonçalves J.S., Vasconcelos R.M., Sustainable development: case study in the implementation of renewable energy in Brazil, Journal of Cleaner Production 2017, 142, s. 461-475.
- [3] Ramadan H.S., Wind energy farm sizing and resource assessment for optimal energy yield in Sinai Peninsula, Egypt, Journal of Cleaner Production 2017, 161, s. 1283-1293.
- [4] Sovacool B.K., How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions, Energy Research & Social Science 2016, 13, s. 202-215.
- [5] Masson-Delmotte V., Zhai P., Portner H.-O., Roberts D., Skea J., Shukla P.R., Pirani A., Moufouma-Okia W., Pean C., Pidcock R., Connors S., Matthews J.B.R., Chen Y., Zhou X., Gomis M.I., Lonnoy E., Maycock T., Tignor M., Waterfield T., PCC, 2018: summary for policymakers, [w:] Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the

- Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to, 2018, s. 32.
- [6] Burton T., Jenkins N., Sharpe D., Bossanyi E., Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, 2011.
- [7] IEA, Wind Power Seen Generating up to 18% of Global Power by 2050, 2013, <https://www.iea.org/newsroom/news/2013/october/wind-powerseen-generating-up-to-18-of-global-power-by-2050.htm> (data dostępu: 04.08.2021).
- [8] GWEC, Global Wind Energy Report: Annual Market Update 2017, 2018.
- [9] Fernandez-Gonzalez S., Martín M.L., García-Ortega E., Merino A., Lorenzana J., Sanchez J.L., Valero F., Rodrigo J.S., Sensitivity analysis of the WRF model: wind-resource assessment for complex terrain, *Journal of Applied Meteorology and Climatology* 2018, 57, s. 733-753.
- [10] Sharifian A., Ghadi M.J., Ghavidel S., Li L., Zhang J., A new method based on Type-2 fuzzy neural network for accurate wind power forecasting under uncertain data, *Renewable Energy* 2018, 120, s. 220-230.
- [11] Ammar N., Sulaiman M., Nor A.F.M., Long – term load forecasting of power systems using Artificial Neural Network and ANFIS, *Journal of Engineering and Applied Sciences* 2018, 3, 13, s. 828-834.
- [13] Staid A., Pinson P., Guikema S.D., Probabilistic maximum-value wind prediction for offshore environments, *Wind Energy* 2015, 18, s. 1725-1738.
- [12] Soman S.S., Zareipour H., Malik O., Mandal P., A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons, *North American Power Symposium (NAPS)*, 2010, s. 1-8.
- [14] Golding E., *The Generation of Electricity by Wind Power*, Halsted Press, New York 1976.
- [15] Sorensen B., History of, and recent progress in, wind-energy utilization, *Annual Review of Energy and the Environment* 1995, 1, 20, s. 387-424.
- [16] Gasch R., Twele J., *Wind Power Plants – Fundamentals, Design, Construction and Operation*, Springer, Berlin-Heidelberg 2012.
- [17] Ragheb M., History of harnessing wind power, [w:] Letcher T.M. (red.), *Wind Energy Engineering*, Academic Press, 2017, s. 127-143.
- [18] Gipe P., *Wind Energy Comes of Age*, Wiley, USA, 1995.
- [19] Randall D.G., Betz A., *Introduction to the Theory of Flow Machines*, Pergamon Press, Oxford 1966.
- [20] Mathew S., *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Vol. 1, Springer, Berlin 2006.
- [21] Portal internetowy „energiaodnawialna.net”, Budowa turbiny wiatrowej, http://energiaodnawialna.net/index.php?option=com_content&view=article&id=256&Itemid=67, (data dostępu: 21.10.2021).
- [22] GWEC, Global Wind Energy Council – Global Wind Report 2017, https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/11/GWEC_Global_Wind_2017_Report.pdf, (data dostępu: 04.08.2021).
- [23] Wind Europe (2021), *Wind Energy in Europe 2020 Statistics and the Outlook for 2021-2025*, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-in-2020-trends-and-statistics/> (data dostępu: 04.08.2021).
- [24] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> (data dostępu: 20.08.2021).

Michał Wichliński

4. INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE

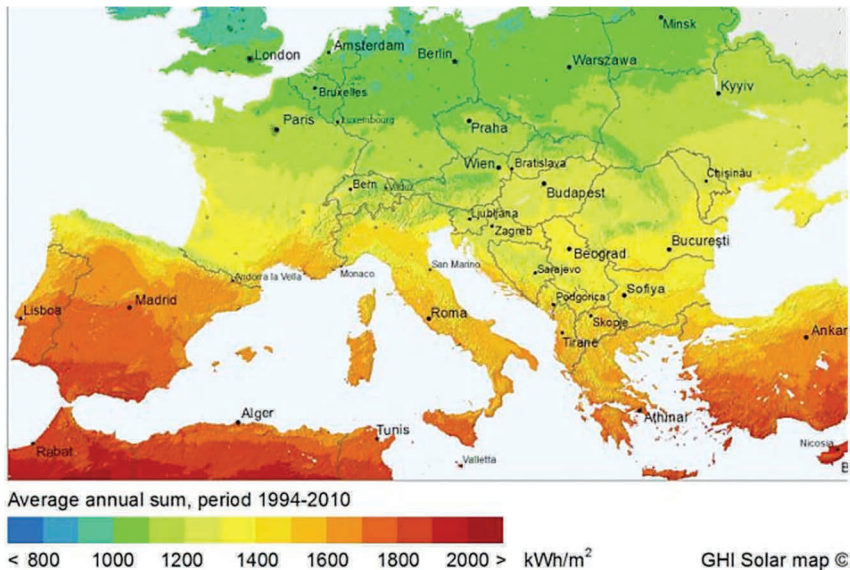
4.1. Wprowadzenie

Energia słoneczna to najszerzej wykorzystywanym rodzajem energii odnawialnej na świecie. Bezpośrednio energię słoneczną możemy wykorzystać w instalacjach kolektorów słonecznych jako źródło do produkcji ciepła oraz w panelach fotowoltaicznych jako źródło do produkcji energii elektrycznej.

Centralną gwiazdą Układu Słonecznego jest Słońce, wokół którego poruszają się wszystkie pozostałe planety, w tym Ziemia. Słońce liczy zaledwie 4,6 mld lat, więc jest gwiazdą stosunkowo młodą. Jego masa jest ponad 333 tys. razy większa od masy Ziemi i wynosi $1,9 \cdot 10^{30}$ kg. Średnica Słońca jest większa od Ziemi o 109 razy i wynosi 1392 tys. km. Słońce stanowi ponad 99,8% masy Układu Słonecznego. Energia Słońca pochodzi z procesów termonuklearnych zachodzących w jego wnętrzu, dochodzi tam do fuzji deuteru i trytu, skutkiem czego jest powstawanie helu i emisja dużej ilości energii. Słońce emituje energię o mocy $3,846 \cdot 10^{26}$ W, jego średnia temperatura wewnętrzna to 16 000 000 K, a średnia temperatura powierzchni wynosi około 6300 K [1].

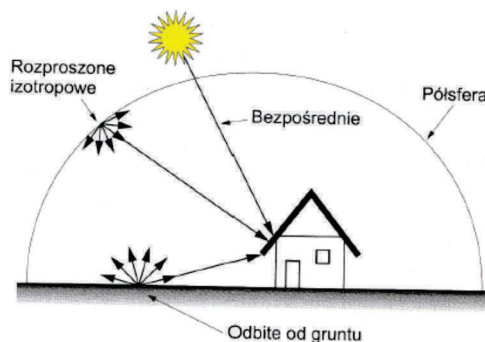
4.2. Promieniowanie słoneczne

Promieniowanie słoneczne dociera do powierzchni ziemi w postaci fali elektromagnetycznej o długości od 0,1 do 10 μm . Strumień energii słonecznej docierającej do górnych warstw atmosfery wynosi około 1390 W/m^2 . Po przejściu przez atmosferę wartość ta ulega zmniejszeniu i ostatecznie do powierzchni ziemi dociera około 1000 W/m^2 . Wartość ta jest zmienna i podlega wahaniu w ciągu roku i dla Polski wynosi od około 200 W/m^2 w miesiącach zimowych do około 900 W/m^2 w miesiącach letnich. Całkowite nasłonecznienie dla Europy przedstawiono na rysunku 4.1. Usłonecznienie jest to liczba godzin z bezpośrednią widoczną tarczą słoneczną, wartość ta waha się od 1671 h/a dla Gdyni, przez 1600 h/a w Warszawie, do 1234 h/a w Katowicach. Inną istotną wartością promieniowania słonecznego jest nasłonecznienie, czyli energia promieniowania słonecznego docierająca na jednostkę powierzchni odbiornika (wyrażona w kWh/m^2) docierająca w określonym czasie (dzień, miesiąc, rok). Wartości nasłonecznienia dla Polski wahają się od 3 do 8 kWh/m^2 .



Rys. 4.1. Całkowite nasłonecznienie dla Europy [2]

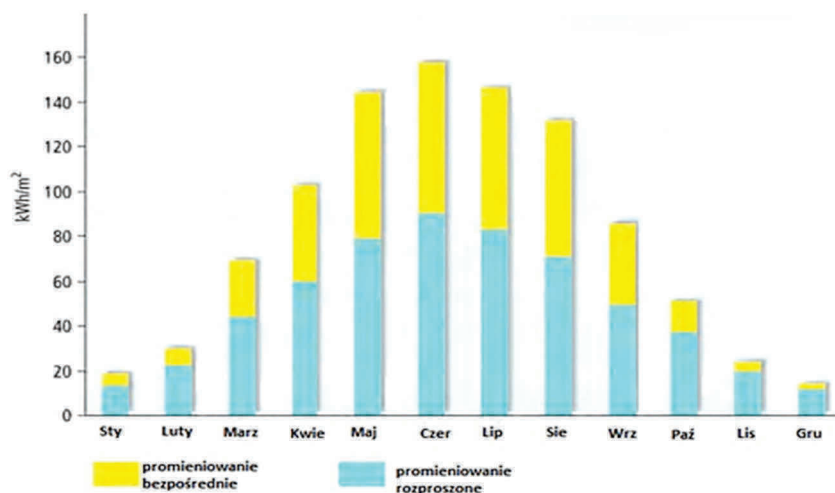
Promieniowanie słoneczne (rys. 4.2) docierające do powierzchni ziemi można zapisać jako sumę składową promieniowania bezpośredniego i promieniowania dyfuzyjnego. Promieniowanie bezpośrednie to takie, które trafia na powierzchnię odbiornika bezpośrednio z tarczy słonecznej. Natomiast promieniowanie dyfuzyjne (zwane również rozproszonym) to takie, które dociera do odbiornika rozpraszane przez znajdujące się w atmosferze cząstki pyłu, zanieczyszczenia, chmury lub aerozole. Trzecim składnikiem promieniowania słonecznego jest promieniowanie odbite, czyli takie, które trafia do odbiornika odbite od podłoża lub innej powierzchni. Promieniowanie odbite ze względu na swój charakter jest promieniowaniem wtórnym i nie jest wliczane do promieniowania całkowitego.



Rys. 4.2. Rodzaje promieniowania słonecznego [3]

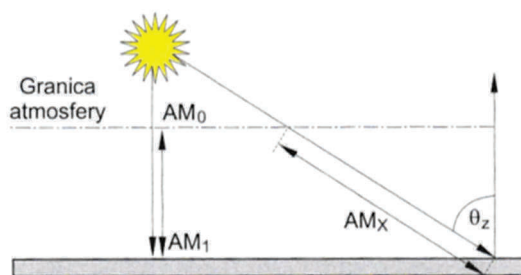
Udział promieniowania bezpośredniego i rozproszonego w promieniowaniu całkowitym jest zależny od wysokości Słońca nad horyzontem. W miesiącach zimowych,

gdy Słońce jest nisko nad horyzontem, udział promieniowania rozproszonego wynosi ponad 70%. W miesiącach letnich udział promieniowania rozproszonego zmniejsza się i dla miesięcy letnich wynosi około 50% (rys. 4.3).



Rys. 4.3. Średnie miesięczne nasłonecznienie na płaszczyznę poziomą dla Warszawy [1]

Długość drogi, jaką pokonuje promieniowanie słoneczne w ziemskiej atmosferze, zależy od kąta, pod jakim pada promieniowanie i wyraża się współczynnikiem Air Mass (AM). Jest to stosunek długości drogi przebytej przez promieniowanie przez atmosferę padające pod pewnym kątem do prostopadłej długości drogi do powierzchni Ziemi przy przejściu przez atmosferę. Zgodnie z tą definicją, Słońce znajdujące się w kącie padania $\theta_z = 90^\circ$ będzie miało współczynnik $AM = 1$ (rys. 4.4).



Rys. 4.4. Wpływ kąta padania promieni słonecznych na współczynnik Air Mass (AM) [3]

4.3. Produkcja energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych w Polsce

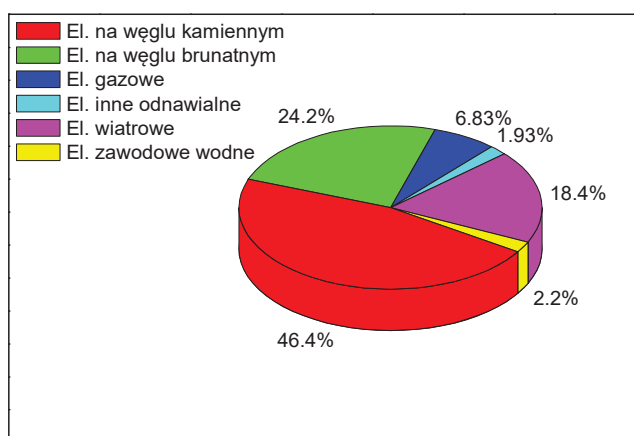
W lutym 2022 roku polskie elektrownie wyprodukowały 14 500 GWh energii elektrycznej, z czego około 3000 GWh pochodzi ze źródeł odnawialnych, co oznacza,

że udział OZE w produkcji energii elektrycznej był na poziomie 20%. Największą dynamikę wzrostu r/r odnotowały elektrownie wiatrowe – 125% oraz pozostałe źródła odnawialne o 85% (tab. 4.1) [4].

Tabela 4.1. Produkcja energii elektrycznej w lutym 2022 r. [4]

Pozycja	luty 2021 [GWh]	luty 2022 [GWh]	Dynamika [%]
Produkcja ogółem	13 716	14 497	5,7
Elektrownie zawodowe:	12 379	11 545	-6,74
– wodne	254	321	26,56
– ciepłne, w tym:	12 126	11 224	-7,44
• na węglu kamiennym	7792	6733	-13,58
• na węglu brunatnym	3298	3501	6,14
• gazowe	1036	990	-4,4
El. inne odnawialne	151	280	85,2
El. wiatrowe	1185	2673	125,48
Saldo wymiany zagranicznej	796	-191	-
Krajowe zużycie energii elektrycznej	14 512	14 307	-1,41

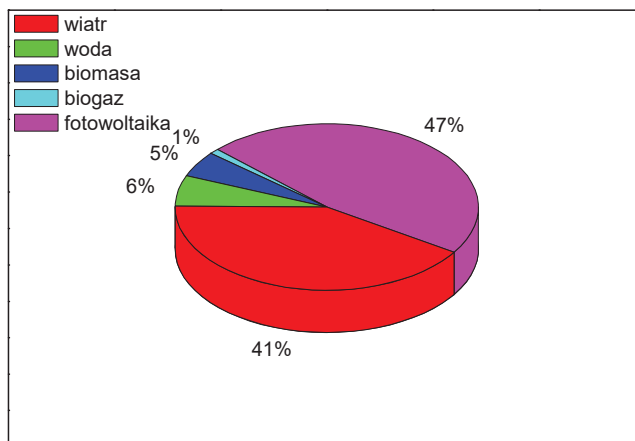
Największy udział w produkcji energii elektrycznej miały na początku 2022 r. źródła oparte na węglu. Elektrownie spalające węgiel kamienny i brunatny stanowiły ponad 70% wyprodukowanej w Polsce energii. Elektrownie gazowe wyprodukowały około 6,8% energii, natomiast źródła odnawialne łącznie 20,4% energii, z czego elektrownie inne niż wodne i wiatrowe 1,9% (rys. 4.5).



Rys. 4.5. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce na początku 2022 r. [5]

Na początku roku 2022 moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych w Polsce wynosiła 8146,5 MW, co stanowi wzrost r/r o 97,5%. W samym tylko styczniu

2022 r. powstało 36 tysięcy instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 330 MW. W sektorze odnawialnych źródeł energii fotowoltaika zajmuje pierwsze miejsce z udziałem sięgającym 47%. Drugie miejsce zajmuje energetyka wiatrowa z udziałem 41%, a na pozostałych miejscach są energetyka wodna (6%) i biomasa (5%) (rys. 4.6) [5].

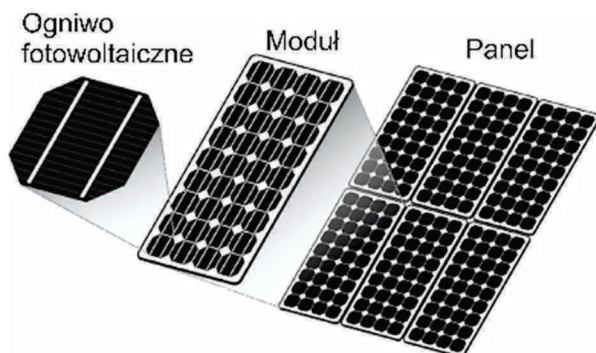


Rys. 4.6. Moc fotowoltaiki na tle OZE w styczniu 2022 r. [5]

Szczytowa produkcja z instalacji fotowoltaicznych wystąpiła 11 maja 2021 r., kiedy to instalacje te wyprodukowały łącznie w całym dniu 30 226 MWh [5]. Według danych PSE z dnia 21 marca 2022 r. (godz. 12-13) instalacje PV wyprodukowały 4726,963 MWh, a przez cały dzień 34 532 MWh energii [6]. Według projektu Polskiej Polityki Energetycznej do 2040 r., przewidywany jest systematyczny wzrost mocy zainstalowanych instalacji fotowoltaicznych. W 2030 r. ma to być 5-7 GW, a w 2040 r. 10-16 GW [5]. Porównując powyższe szacunki z wielkością instalacji już zainstalowanych, widać, że są one mocno niedoszacowane i tylko drastyczne zmiany w przepisach mogą zahamować ten wzrost, podobnie jak stało się to w przypadku energetyki wiatrowej i tzw. ustawy odległościowej 10h. Pierwsze tego typu symptomy, takie jak: zmiana sposobu rozliczania energii odprowadzonej do sieci, są już widoczne, ale nawet one nie zahamują globalnego trendu odejścia od energetyki węglowej ku energii produkowanej z wiatru i Słońca.

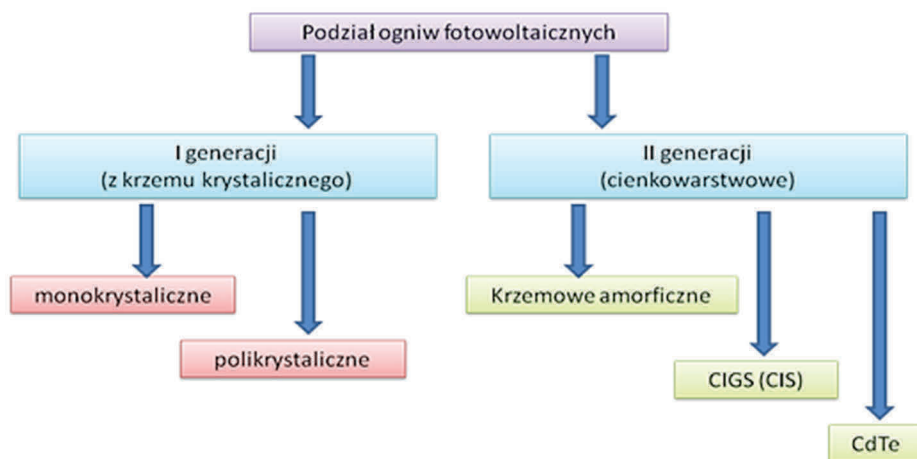
4.4. Panele fotowoltaiczne

Moduł fotowoltaiczny, zwany też panelem, składa się z połączonych ze sobą ogniw fotowoltaicznych. Kilka połączonych ze sobą modułów fotowoltaicznych tworzy łańcuch (*string*). Instalacja fotowoltaiczna może składać się z jednego lub kilku łańcuchów. Każdy z łańcuchów przyłączony jest do inwertera (rys. 4.7).



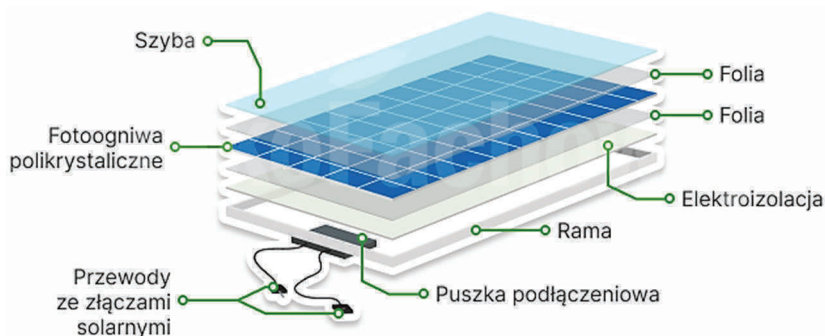
Rys. 4.7. Ogniwa, moduły i panele w instalacjach fotowoltaicznych [7]

Ogniwa fotowoltaiczne można podzielić na dwie główne grupy, w zależności od zastosowanego materiału półprzewodnikowego, są to ogniwa I i II generacji. Ogniwa I generacji wykonane są z krzemu krystalicznego i dzielą się na ogniwa monokrystaliczne i polikrystaliczne. Tego typu ogniwa są najczęściej wybierane przez inwestorów, łącznie stanowią około 97% ogólnej sprzedaży modułów. Ogniwa II generacji to ogniwa z krzemu amorficznego, ogniwa CIGS i ogniwa CdTe. Spośród ogniw II generacji najpopularniejsze są ogniwa CdTe, jednakże ich udział w całkowitej sprzedaży ogniw to zaledwie 4% (rys. 4.8) [8].



Rys. 4.8. Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na materiał półprzewodnika [8]

Panel fotowoltaiczny jest zbudowany z połączonych ogniw fotowoltaicznych. Oprócz ogniw w skład panelu wchodzi wierzchnia warstwa przykrycia z hartowanego szkła, dwie warstwy folii EVA, pomiędzy którymi umieszczone są połączone ogniwa, oraz aluminiowa rama i podkład z tworzywa sztucznego. Całość uzupełnia puszka przyłączeniowa [8].



Rys. 4.9. Budowa modułu fotowoltaicznego z półprzewodnikiem z krzemu krystalicznego [8]

Moduły monokrystaliczne (mono/c-Si) wyprodukowane są z monokryształu krzemu, mają barwę ciemnoniebieską do czarnej. Ten typ ogniw charakteryzuje się największą sprawnością, ale również najwyższym spadkiem mocy przy wzroście temperatury. Ogniw do modułów polikrystalicznych (poli/mc-Si) produkuje się z krzemu polikrystalicznego, czyli takiego, który wykryształizował jako wiele małych kryształów. Moduły wyprodukowane z tego typu ogniw charakteryzują się niższym wskaźnikiem spadku mocy wraz z temperaturą w porównaniu z ogniwami monokrystalicznymi, są też od nich tańsze w produkcji, mają barwę jasnoniebieską. Moduły z krzemu amorficznego produkowane są z bezpostaciowego krzemu w postaci bardzo cienkich ogniw. Ogniw te tworzą jednolitą powierzchnię, w której nie można wyróżnić pojedynczego ogniw, mają barwę czarną lub ciemnobordową. Ich główną zaletą to mały spadek sprawności wraz ze wzrostem temperatury, ich sprawność jest niższa od ogniw wykonanych z krzemu zarówno mono-, jak i polikrystalicznego. W modułach CIGS warstwa półprzewodnika wykonana jest z mieszaniny miedzi, indu, galu i selenu. Ich wygląd jest podobny do modułów z krzemu amorficznego. Charakteryzują się niską ceną i sprawnością na podobnym poziomie jak moduły I generacji. Ich główną zaletą jest bardzo dobre wykorzystanie promieniowania rozproszonego, co powoduje, że szczególnie dobrze sprawdzają się w miesiącach zimowych. W modułach CdTe warstwa półprzewodnika wykonana jest z tellurku kadmu. Ich wygląd przypomina inne moduły wykonane z ogniw II generacji. Ich zaletą jest wyższa sprawność aniżeli modułów z krzemu amorficznego przy równie niskim spadku sprawności wraz ze wzrostem temperatury. Podstawowe parametry wybranych modułów fotowoltaicznych przedstawiono w tabeli 4.2 [8].

Sprawności, które są prezentowane na kartach produktów producentów modułów, są wyznaczane przy ustandaryzowanych warunkach pogodowych na podstawie testu STC (ang. Standard Test Conditions). Sprawność modułów wyznaczana jest przy natężeniu promieniowania równym 1000 W/m^2 , temperaturze 25°C i AM (ang. Air Mass) = 1,5. Testy przeprowadzane przy takich warunkach, szczególnie dla Polski, cechują się znacznie zawyżonym natężeniem promieniowania słonecznego.

Dużo bliższe rzeczywistym warunkom panującym w naszym kraju są warunki zawarte w teście NOCT (ang. Normal Operating Cell Temperature), natężenie promieniowania to 800 W/m^2 , temperatura 20°C , $AM = 1,5$ przy prędkości wiatru 1 m/s . Sprawności uzyskiwane przez moduły wyznaczone przy warunkach NOCT będą niższe aniżeli te wyznaczone dla warunków STC. Podkreślić jednak należy, że do jakichkolwiek obliczeń czy doboru modułów należy wykorzystywać wartości wyznaczone podczas testu w warunkach STC [8].

Tabela 4.2. Parametry wybranych modułów fotowoltaicznych (na podstawie [8])

Typ modułu	Przykładowa moc [Wp]	Typowa sprawność [%]	Przykładowy temperaturowy współczynnik mocy [%]
Polikrystaliczny	270	16,6	-0,41
Monokrystaliczny	280	17,2	-0,43
CIGS	135	14,2	-0,38
CdTe	110	15,3	-0,34
Amorficzny	100	8,2	-0,25

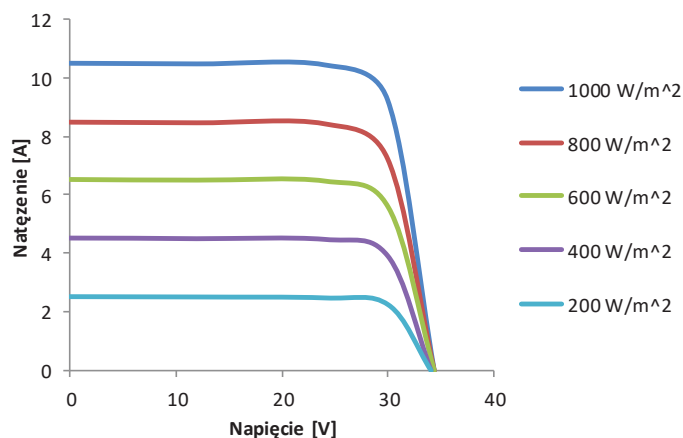
Każdy moduł posiada swoją własną charakterystykę napięciowo-prądową, która opisywana jest parametrami:

- I_{sc} – prąd zwarcia, jest to maksymalny prąd zwarcia możliwy do wygenerowania przez moduł fotowoltaiczny, w danych warunkach, dla napięcia równego 0 V .
- I_{mpp} – prąd w punkcie maksymalnej mocy, jest to prąd generowany przez moduł fotowoltaiczny przy optymalnym obciążeniu, które powoduje wytworzenie maksymalnej mocy, która jest możliwa do uzyskania w danych warunkach.
- V_{oc} – napięcie obwodu otwartego, jest to maksymalne napięcie możliwe do uzyskania przez moduł w danych warunkach przy prądzie równym 0 A .
- V_{mpp} – napięcie w punkcie maksymalnej mocy, jest to napięcie uzyskane przez moduł fotowoltaiczny przy maksymalnym obciążeniu, które powoduje wytworzenie maksymalnej mocy możliwej do uzyskania w danych warunkach [8].

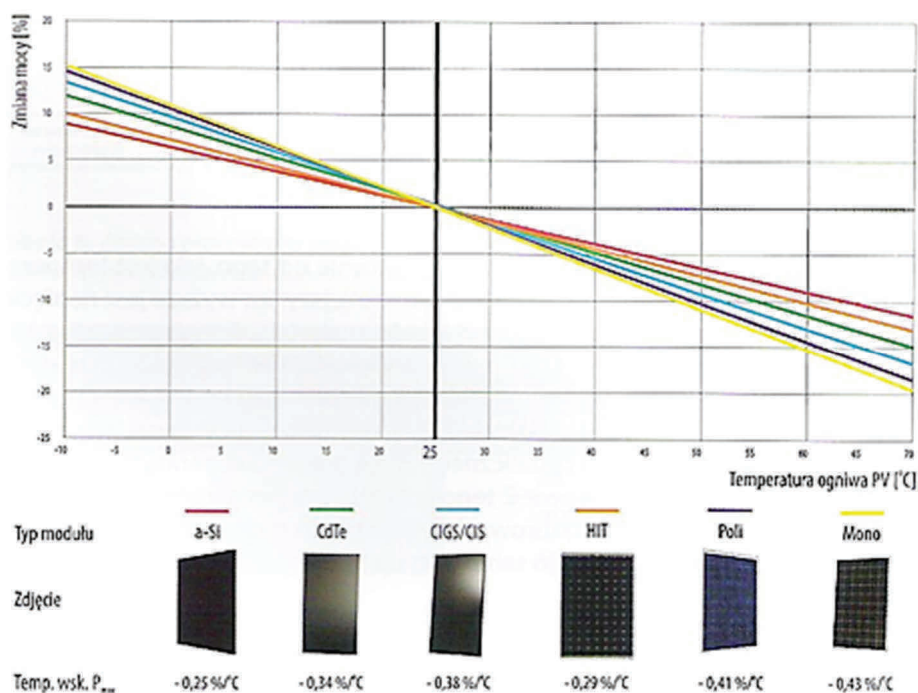
Parametry, jakie uzyskują moduły fotowoltaiczne, zależą w głównej mierze od natężenia promieniowania słonecznego. Dla niższych wartości natężenia promieniowania wartości napięcia praktycznie nie ulegają zmianie. Dla natężenia promieniowania wynoszącego 200 W/m^2 wartość napięcia w stosunku do napięcia nominalnego wynosi 98% , natomiast przy takim samym natężeniu promieniowania natężenie prądu ulega znaczącemu obniżeniu i wynosi tylko niecałe 20% mocy nominalnej (rys. 4.10) [8].

Wzrost temperatury modułu fotowoltaicznego powoduje zmniejszenie napięcia, co w konsekwencji prowadzi do obniżenia sprawności modułów. Moduły są testowane w temperaturze 25°C i dla tej temperatury osiągają optymalne sprawności,

wzrost temperatury o jeden stopień powoduje zmniejszenie uzyskiwanej mocy. Równocześnie spadek temperatury poniżej 25°C powoduje wzrost napięcia oraz mocy, może się więc zdarzyć, że instalacja wyprodukuje więcej energii elektrycznej, niż wynika to z karty katalogowej modułów.



Rys. 4.10. Zmiana natężenia i napięcia modułu fotowoltaicznego wraz ze zmianą natężenia promieniowania słonecznego [8]



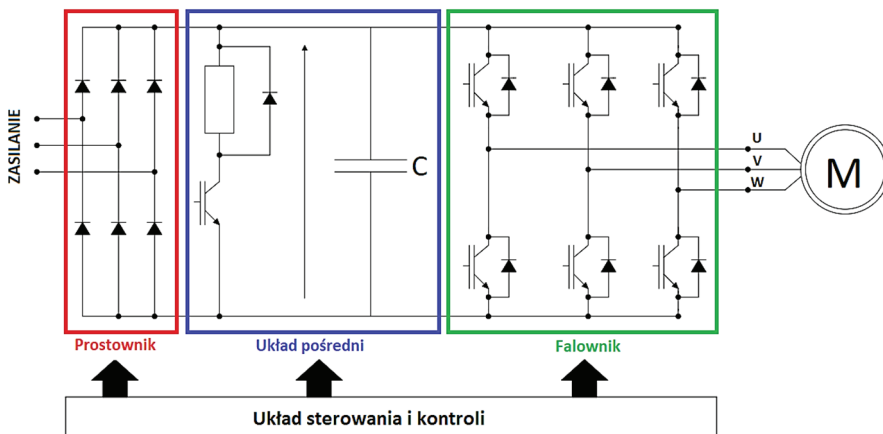
Rys. 4.11. Procentowa zmiana mocy w funkcji zmiany temperatury modułów fotowoltaicznych [8]

Największy przyrost mocy instalacja będzie miała w mroźne słoneczne dni, jednakże w skali roku takich dni jest stosunkowo niewiele, a i ilość godzin słonecznych w ciągu dnia jest mniejsza aniżeli latem, stąd też ewentualne zyski w zimowe miesiące nie zdołają zrekompensować spadku mocy podczas letnich dni z temperaturami powyżej 25°C (rys. 4.11). Spośród dostępnych modułów największymi ubytkami mocy w funkcji temperatury charakteryzować się będą moduły I generacji z krzemu krystalicznego, natomiast efekt ten został zminimalizowany w modułach II generacji, szczególnie w modułach z krzemu amorficznego [8].

4.5. Falowniki

Falowniki zwane też inwerterami to urządzenia przekształcające energię elektryczną powstałą w panelach fotowoltaicznych jako prąd stały w prąd zmienny, o parametrach zgodnych z tymi, jakie są wymagane przez operatora w sieciach elektroenergetycznych (230/400 V, 50 Hz). Zadaniem falowników jest również kontrolowanie pracy instalacji oraz prowadzenie statystyki produkcji energii elektrycznej. Głównym elementem każdego falownika jest układ mostkowy tranzystorowy, tzw. mostek kluczy. Jego zadaniem jest zmiana prądu stałego na prąd zmienny o stałą częstotliwość i napięciu. Falowniki posiadają również układy wejściowe i wyjściowe (rys. 4.12).

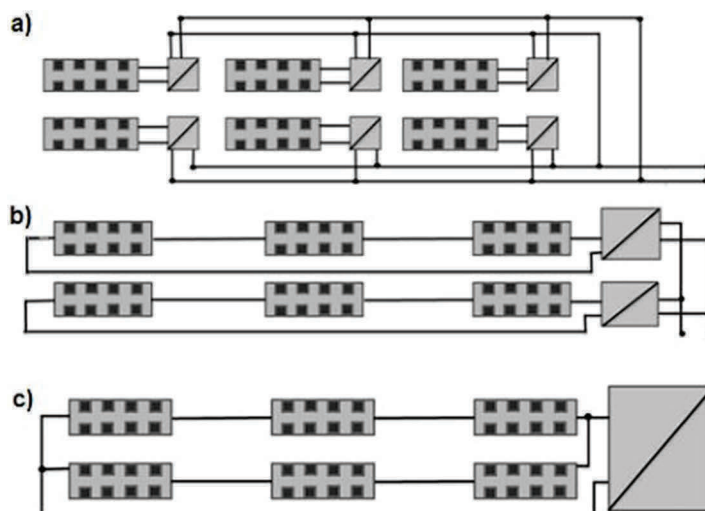
Falowniki można podzielić na transformatorowe i beztransformatorowe. Falowniki transformatorowe mogą być niskiej (LF) lub wysokiej częstotliwości (HF). Te rodzaje falowników posiadają galwaniczne oddzielenie strony modułów (prądu stałego) od strony sieci elektroenergetycznej (prądu zmiennego). Falowniki LF posiadają transformator przy wyjściu falownika pracujący z częstotliwością 50 Hz. Jego budowa jest bardzo prosta, co jest jednocześnie jego główną zaletą. Do wad należy jego ciężar, duże gabaryty oraz niska sprawność, która wpływa negatywnie na sprawność całego falownika [8].



Rys. 4.12. Schemat budowy wewnętrznej falownika [10]

Falowniki HF pracują z częstotliwością od 20 do 24 kHz. Początkowo prąd stały jest zamieniany na prąd zmienny o wysokiej częstotliwości, a następnie za pomocą transformatora i układu prostowniczego trafia do mostka z kluczy półprzewodnikowych, który przekształcony prąd zmienny oddaje do sieci. Sprawność falownika typu HF jest wyższa aniżeli falownika LF przy zachowaniu tego samego poziomu ochrony separacji galwanicznej. W porównaniu z falownikami LF falowniki HF są lekkie, mają niewielkie rozmiary oraz znacznie wyższą sprawność. Jego największą wadą to stopień skomplikowania układu [8].

Falownikami, które są najczęściej stosowane w układach fotowoltaicznych, są falowniki beztransformatorowe. Ich sprawność jest wyższa aniżeli falowników LF i HF, są również od nich lżejsze, a także posiadają szeroki zakres napięciowy pracy. Ich główną wadą to brak galwanicznego rozdzielania prądu stałego od prądu zmiennego, co wymusza zastosowanie odpowiednich zabezpieczeń i urządzeń pomiarowych [8].



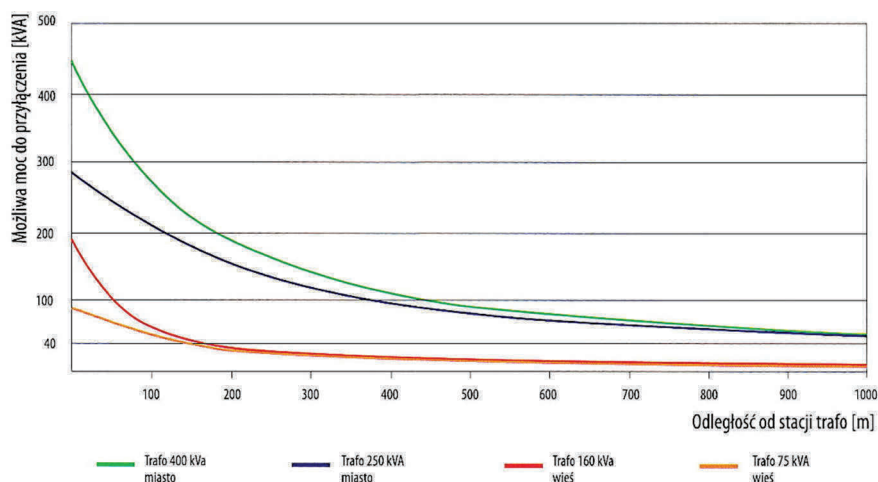
Rys. 4.13. Schemat połączeń paneli fotowoltaicznych wraz z falownikami: a) układy z mikrofalownikami, b) układy z dwoma falownikami szeregowymi, c) układ z jednym falownikiem centralnym [11]

Falowniki stosowane w instalacjach fotowoltaicznych można również podzielić ze względu na rodzaj instalacji fotowoltaicznej, z którą mają współpracować, może to być instalacja wyspowa lub instalacja sieciowa. Falowniki stosowane w instalacjach wyspowych nie synchronizują się z siecią elektroenergetyczną i nie odprowadzają do niej energii elektrycznej, a jej nadwyżki są magazynowane w akumulatorach. Falowniki wykorzystywane w instalacjach sieciowych synchronizują instalację z siecią, co pozwala na oddawanie do niej nadwyżek produkcji energii elektrycznej, a w razie potrzeby pobieranie energii elektrycznej prosto z sieci. Niektóre modele mają również możliwość współpracy z akumulatorami, co prowadzi do zwiększenia konsumpcji własnej i mniejszego wpływu na sieć elektroenergetyczną. Falowniki

można podzielić również ze względu na wielkość i sposób podłączenia modułów fotowoltaicznych. Mikrofalowniki są to urządzenia współpracujące z jednym modułem fotowoltaicznym, mogą więc obsługiwać urządzenia o niewielkiej mocy – poniżej 0,5 kW. Falowniki szeregowe są to urządzenia współpracujące z szeregiem modułów, od kilku do kilkunastu, z racji swojej uniwersalności są najczęściej wybierane przez prosumentów. W przypadku bardzo dużych instalacji farm fotowoltaicznych stosujemy falownik centralny, który może obsługiwać nawet kilka tysięcy modułów [8]. Na rysunku 4.13 przedstawiono schemat wykorzystania trzech typów falowników.

4.6. Przyłączenie instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej

Instalacje fotowoltaiczne przyłączane są do istniejących sieci elektroenergetycznych. Najczęściej instalacje o mocach od kilku do kilkudziesięciu kW są przyłączane do sieci niskiego napięcia (nn) 230/400 V. To czy daną instalację można przyłączyć do nn, będzie zależało przede wszystkim od jej mocy i odległości od najbliższej stacji transformatorowej, jakości linii przesyłowych i średnicy przewodów, z jakich jest ona wykonana. Najczęściej moc instalacji możliwa do przyłączenia do sieci nn jest większa w miastach aniżeli na terenach wiejskich, co jest spowodowane głównie niższą jakością sieci nn i odległością od najbliższej stacji transformatorowej. Na rysunku 4.14 przedstawiono wpływ odległości przyłączenia instalacji fotowoltaicznej od stacji transformatorowej. Wraz ze wzrostem odległości od stacji transformatorowej zmniejsza się możliwość przyłączenia instalacji PV. Im większa odległość punktu przyłączenia od stacji, tym większe znaczenie będzie miał stan, w jakim jest sieć nn, tj.: jakość linii nn i średnica przewodów [8, 12].



Rys. 4.14. Maksymalna moc możliwa do przyłączenia do linii niskiego napięcia w zależności od odległości od stacji transformatorowej [8]

Podsumowanie

Odnawialne źródła energii to przyszłość energetyki, spośród nich największe znaczenie mają instalacje fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe, obecnie produkowane moduły fotowoltaiczne mają coraz większe sprawności i moce pojedynczych modułów. Problemem jest zmienność produkowanej ilości energii elektrycznej w jednostce czasu. Częściowym rozwiązaniem tego problemu mogą być magazyny energii, ale to kosztowne rozwiązanie i nie do końca obojętne dla środowiska, gdyż baterie potrzebują znacznych ilości pierwiastków ziem rzadkich. Rozwiązaniem byłoby tu znalezienie źródła energii z jednej strony przyjaznego środowisku, a z drugiej zapewniającego stałą produkcję energii elektrycznej w czasie niezależnie od warunków środowiskowych. Póki co, takim rozwiązaniem wydają się morskie elektrownie wiatrowe, które zapewniają w miarę stabilną produkcję energii elektrycznej. Instalacje słoneczne, zarówno instalowane u prosumentów, jak i w postaci dużych elektrowni słonecznych, mogą być ich znakomitą uzupełnieniem. Problem z instalacjami fotowoltaicznymi pojawia się przy sieci elektroenergetycznej, która szczególnie na wsiach nie była modernizowana do wielu lat. Duża ilość instalacji fotowoltaicznych może negatywnie wpłynąć na działanie szczególnie sieci niskiego napięcia, co może np. uniemożliwiać podłączenie kolejnych instalacji na danym terenie. Rola dystrybutora sieci powinna polegać na jej modernizacji właśnie pod tym kątem.

Literatura

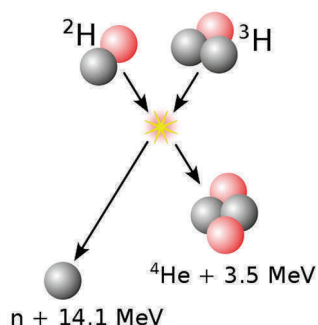
- [1] Pluta Z., Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej, OWPW, Warszawa 2006.
- [2] <https://poradnikprojektanta.pl/energia-sloneczna-w-polsce-naslonecznienie/> (data dostępu: 23.02.2022).
- [3] Chwieduk D., Energetyka słoneczna budynku, Arkady, Warszawa 2011.
- [4] <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/> (data dostępu: 25.03.2022).
- [5] <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/> (data dostępu: 25.03.2022).
- [6] <https://www.pse.pl/dane-systemowe> (data dostępu: 25.03.2022).
- [7] <https://solsystem.pl/slowniczek/> (data dostępu: 23.02.2022).
- [8] Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, Globenergia, Kraków 2017.
- [9] <https://ekofachowcy.pl/blog/fotowoltaika/ogniwa-fotowoltaicznebudowa-oplaczalnosc-zasada-dzialania/> (data dostępu: 15.02.2022).
- [10] https://www.elmark.com.pl/blog/FAQ-1-Ogolne-pytania-i-odpowiedzi-na-temat-prze-miennikow-czestotliwosci-falownikow#mcetoc_1f5aqt0r4pm (data dostępu: 16.02.2022).
- [11] Trzmiel G., Układy śledzące punkt mocy w inwerterach stosowanych w instalacjach fotowoltaicznych, Poznan University of Technology Academic Journals 2016, No. 87.
- [12] Paska Z., Rozproszone źródła energii, OWPW, Warszawa 2017.

Zinoviy Kohut

5. PODSTAWY ZWIĘKSZENIA EFEKTYWNOŚCI WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SYSTEMACH FOTOWOLTAICZNYCH

5.1. Wytwarzanie energii w systemach fotowoltaicznych

Największym, naturalnym, termojądrowym reaktorem w Układzie Słonecznym jest Słońce, które znajduje się na odległości 150 mln km od nas. W każdej chwili wodór o masie $6 \cdot 10^{11}$ kg w reakcji termojądrowej przekształca się w hel z uwolnieniem 17,6 MeV energii z każdej pojedynczej reakcji (rys. 5.1).



Rys. 5.1. Reakcja termojądrowa na Słońcu [1]

Ta termojądrowa reakcja jest źródłem energii dla promieniowania słonecznego. Defekt masy w tej reakcji wynosi $4 \cdot 10^3$ kg na 1 sekundę. Ze wzoru Einsteina (wzór (5.1)):

$$E = \Delta m \cdot c^2, \quad E = \Delta m \cdot 931,5 \frac{\text{MeV}}{u} \quad (5.1)$$

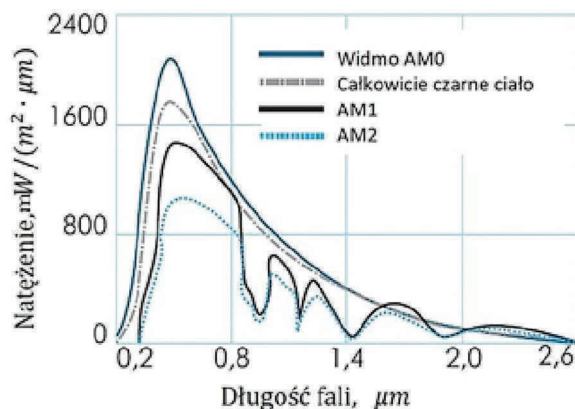
gdzie Δm w kg wzór po stronie lewej i w atomowych jednostkach masy u po stronie prawej.

Większość energii o wartości $4 \cdot 10^{20}$ J to promieniowanie elektromagnetyczne w zakresie widma od 0,2 do 3,0 mikronów. Natężenie promieniowania słonecznego poza atmosferą ziemską i na średniej odległości 150 mln km pomiędzy Słońcem a Ziemią wynosi około 1353 W/m^2 [2].

Natężenie promieniowania zmniejsza się podczas przejścia przez atmosferę ziemską z powodu pochłaniania promieniowania podczerwonego przez parę wodną. Część promieniowania ultrafioletowego pochłania się przez ozon. Widmowy rozkład

natężenia promieniowania słonecznego względem horyzontu astronomicznego pokazano na rysunku 5.2 [3].

Współczynnik AM (ang. Air Mass), który jest przedstawiony na rysunku, nazywany jest masą optyczną atmosfery i wyraża się stosunkiem długości drogi padającego pod pewnym kątem promieniowania słonecznego przez atmosferę ziemską do długości drogi promieniowania słonecznego przy przejściu przez atmosferę padającego prostopadłe do powierzchni Ziemi, gdy Słońce jest w zenicie na poziomie morza. Jest to sieczna kąta pomiędzy Słońcem i zenitem. Dla atmosfery pozaziemskiej wykres widma AM0 dotyczy promieniowania słonecznego dla masy powietrza wynoszącej zero. Wykres AM1 i wykres AM2 odnoszą się do promieniowania słonecznego na powierzchni Ziemi. Wykres AM1 odpowiada przypadkowi, gdy Słońce znajduje się w zenicie, natomiast wykres AM2, gdy Słońce znajduje się pod kątem 60° względem zenitu. Gdy Słońce znajduje się pod kątem 45° , $AM = 1,5$, występuje średnie natężenie promieniowania słonecznego [3].



Rys. 5.2. Widmowy rozkład natężenia promieniowania słonecznego [3]

Zastosowanie półprzewodnikowych ogniw fotowoltaicznych, w których szerokość strefy wzbronionej jest porównywalna z energią widmu promieniowania słonecznego, jest jednym z podstawowych sposobów przekształcania energii naturalnej w energię elektryczną. Na dzień dzisiejszy duża liczba fotowoltaicznych przekształtników wykonana jest z krzemu monokrystalicznego, którego sprawność wynosi $\eta \leq 17\%$ (tzw. generacja OF I), oraz cienkowarstwowego amorficznego o powierzchni większej niż w przypadku generacji OF I. Największe straty energii słonecznej w przekształtnikach fotowoltaicznych wynikają z powodu ograniczenia wewnętrznego fotoefektu w obszarze podczerwieni ($h\nu \leq E_g$) oraz w obszarze fal krótkich ($h\nu \gg E_g$). Natomiast zmniejszenie mocy jest spowodowane niską skutecznością usuwania fotoelektronów z objętości panelu słonecznego [4].

Zewnętrzne pole elektryczne powoduje poruszanie elektronów w paśmie przewodzenia w kierunku przeciwnym do tego pola, co generuje SEM. W paśmie walencyjnym (podstawowym) tworzą się wolne miejsca. Te miejsca to tak zwane

dziury, które powstają w wyniku przejścia elektronów przez strefę zabronioną z pasma walencyjnego do pasma przewodzącego. Ponieważ elektron z potencjalnie głębszego poziomu może przejść do wolnej dziury z pozytywnym ładunkiem, pozostawionej przez poprzedni elektron, powstaje proces ukierunkowanego uporządkowanego poruszania dziur. Proces wypełniania dziur przez elektrony może być przedstawiony jako poruszanie dziur w kierunku przeciwnym do ruchu elektronów.

Na granicy dwóch obszarów półprzewodnika powstaje cienka warstwa, w której przewodnictwo dziurowe typu p powstaje w pierwszym obszarze, a przewodnictwo elektronowe typu n powstaje w drugim obszarze. Taki układ nazywany jest złączem elektron-dziura (EDZ). W momencie gdy do obszaru typu p będzie przyłożone pole elektryczne, to strumień niepierwotnych nośników ładunku nie zmieni się. Jednocześnie, w tym samym momencie strumień głównych nośników ładunku zmniejszy się do około zera. Dodać należy, że inne niż pierwotne nośniki ładunku przenikają przez barierę potencjału i zależą tylko od szybkości dyfuzji oraz szybkości ich wytwarzania w objętości półprzewodnika [5]. Główne nośniki ładunku nie przekraczają warstwy barierowej. Niepierwotne nośniki ładunku generują niepożądany prąd, płynący w złączu elektron-dziura podczas przejścia przez obszar barierowy. Dla ogniwa fotowoltaicznego można uzyskać zależność prądu od napięcia na podstawie wzoru (5.2) dla działania kwantów światła na przewodnictwo dziurowe (+) i elektronowe (-), która jest przedstawiona na rysunku 5.3 [6]:

$$I = I_0 \cdot \left(e^{\frac{eU}{kT}} - 1 \right) \quad (5.2)$$

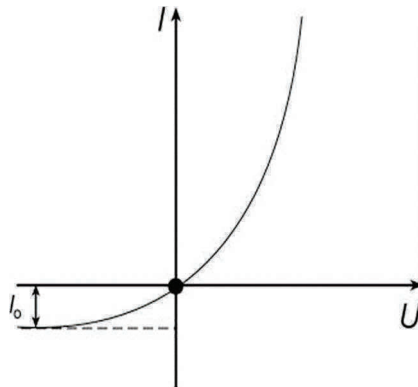
gdzie:

e – ładunek elektronu,

T – temperatura absolutna,

I_0 – prąd nasycenia,

k – stała Boltzmana.



Rys. 5.3. Zależność prądu od napięcia dla ogniwa fotowoltaicznego [6]

Pod wpływem promieniowania słonecznego i przy podłączeniu obciążenia zewnętrznego do półprzewodnika ze złączem p-n generuje się prąd fotoelektryczny. Przy niskim nasłonecznieniu wartość fotoprądu będzie proporcjonalna do padającego natężenia promieniowania słonecznego.

Na podstawie wzoru (5.2) można uzyskać dla OF zależność prądu od napięcia dla działania kwantów światła na przewodnictwo dziurowe (+) i elektronowe (-) przy różnych gęstościach strumienia promieniowania słonecznego, pokazaną na rysunku 5.4 [5]:

$$I = I_0 \cdot \left(e^{\frac{eU}{kT}} - 1 \right) - I_\phi \quad (5.3)$$

gdzie:

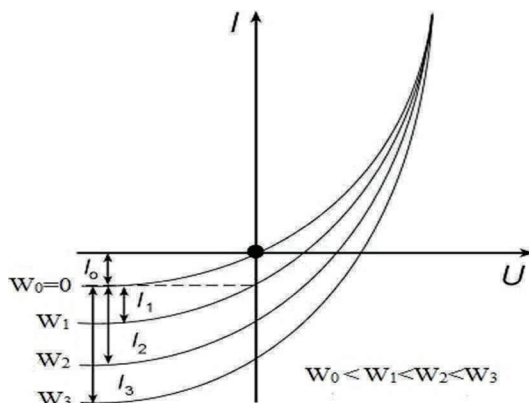
e – ładunek elektronu,

T – temperatura absolutna,

I_0 – prąd nasycenia,

k – stała Boltzmana,

I_ϕ – prąd fotowoltaiczny.

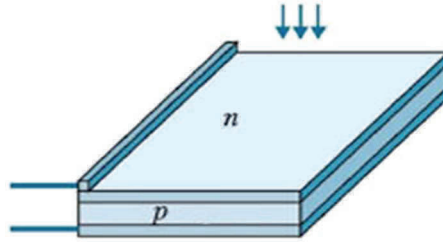


Rys. 5.4. Zależność prądu od napięcia przy różnych gęstościach natężenia promieniowania słonecznego W_0, W_1, W_2, W_3 [5]

Zależność napięciowo-prądową ogniwa fotowoltaicznego przedstawiono wzorem:

$$I = I_\phi - I_0 \cdot \left(e^{\frac{eU}{kT}} - 1 \right) \quad (5.4)$$

Na rysunku 5.5 pokazano najprostszą konstrukcję ogniwa fotowoltaicznego. Za pomocą takich urządzeń można przekształcić energię słoneczną w energię elektryczną. Na skutek oddziaływania promieniowania słonecznego padającego na fotokomórkę generują się niezrównoważone pary elektron-dziura, w wyniku czego powstaje siła elektromotoryczna (SEM).



Rys. 5.5. Konstrukcja elementu słonecznego [6]

Nadmiar dziur i elektronów, wygenerowanych promieniowaniem, jest częściowo przenoszony przez złącze p-n z jednej warstwy półprzewodnika do drugiej. Fotokomórki, połączone do zewnętrznego obciążenia w postaci akumulatora lub rezystora, tworzą obwód zamknięty [6].

Zależność napięciowo-prądową dla siły fotoelektromotorycznej (EMS) wyraża się wzorem:

$$U = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I}{I_s} + 1 \right) \quad (5.5)$$

gdzie:

- q – ładunek elektronu,
- I_{ph} – fotoprąd,
- k – stała Boltzmana,
- I – całkowity prąd,
- T – temperatura absolutna,
- I_s – prąd nasycenia.

Przetwarzanie promieniowania słonecznego w energię elektryczną będzie skuteczne wówczas, gdy fotoelement osiągnie następujące właściwości [6]:

- kiedy powstaje wysoka bariera potencjału fotoelementu dla przejścia dziura-elektron,
- powstające elektrony i dziury podczas promieniowania słonecznego muszą być gromadzone po obu stronach warstwy aktywnej,
- dla dużej mocy natężenia promieniowania słonecznego musi być wysoki współczynnik absorpcji optycznej,
- aby straty mocy były małe, fotoelement musi mieć niską impedancję w porównaniu z zewnętrznym obciążeniem,
- cienkowarstwowa folia fotoelementu musi mieć jednorodną strukturę w celu wyeliminowania zwarcia lub wpływu oporu obwodu fotoelementu.

Komórki fotowoltaiczne wyprodukowane są najczęściej z polikrystalicznych, monokrystalicznych, i amorficznych materiałów półprzewodnikowych, którym najczęściej jest krzem. Właściwości i parametry elementów fotowoltaicznych można podzielić na cztery następujące grupy [6]:

- parametry elektrofizyczne domieszkowanego krzemu, w którym dyfuzja domieszki powoduje przejście przez barierę potencjału półprzewodnika typu p-n,
- właściwości elektrofizyczne dyfuzyjnej warstwy półprzewodnika typu p-n,
- charakterystyka złącza p-n,
- charakterystyka elektrofizyczna elektrod przewodzących prąd.

Głównymi przyczynami powodującymi różnice pomiędzy charakterystyką struktury półprzewodnikowej PE a właściwością dyskretnych materiałów i struktur diod są [5]:

- duży obszar styku płaskiego łącza p-n,
- duża powierzchnia styku elektrod przewodzących,
- wysoki poziom domieszkowania oświetlanej części fotoelementu,
- mały obszar powierzchni dyfuzyjnej fotoelementu.

5.2. Systemy wykorzystywane w panelach fotowoltaicznych

Efekt fotowoltaiczny polega na konwersji energii promieniowania słonecznego w panelach fotowoltaicznych na energię elektryczną. W niejednorodnych strukturach półprzewodnikowych powstaje elektrodynamiczna siła w wyniku ekspozycji promieniowania słonecznego. Niejednorodność ogniw słonecznych uzyskuje się poprzez domieszkowanie jednego półprzewodnika różnymi dodatkowymi domieszkami (proces ten określany jest jako „otrzymywanie p-n złączy”) lub poprzez łączenie półprzewodników z różnym obszarem zaporowym wzbronionej energii. Należy zauważyć, że możliwe są również różne kombinacje przedstawionych metod [3]. W procesie konwersji wydajność zależy wyłącznie od parametrów elektrofizycznych niejednorodnej struktury półprzewodnika i właściwości optycznych paneli fotowoltaicznych. Poniżej są przedstawione sposoby zwiększenia wydajności farm fotowoltaicznych. Zwiększenie wydajności paneli fotowoltaicznych jest jednym z głównych problemów rozwiązywanych przez inżynierów i naukowców zajmujących się tą dziedziną. Obecnie sprawność takich urządzeń zawiera się w przedziale od 15 do 25% i jest bardzo niska w porównaniu z kolektorami słonecznymi, których sprawność mieści się w przedziale od 52 do 88% przy $T = 25^{\circ}\text{C}$ i natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m^2 . Główne czynniki, które mogą wpływać na wydajność farm fotowoltaicznych, to [5]:

- **Materiały wykorzystywane w fotowoltaice.** Najmniejszą wydajność przetwarzania energii słonecznej w elektryczną mają polikrystaliczne ogniwa słoneczne, których sprawność wynosi do 15%. Wyższą wydajność (do 25%) przetwarzania energii słonecznej posiadają moduły monokrystaliczne na bazie indu-galu lub kadmu-telluru. Największa oczekiwana skuteczność przetwarzania energii słonecznej jest w kaskadowych fotoelementach, które mają od 38 do 43% wydajności.
- **Orientacja paneli fotowoltaicznych.** Idealnym przypadkiem jest, gdy panele fotowoltaiczne swoją powierzchnią roboczą są skierowane w stronę Słońca

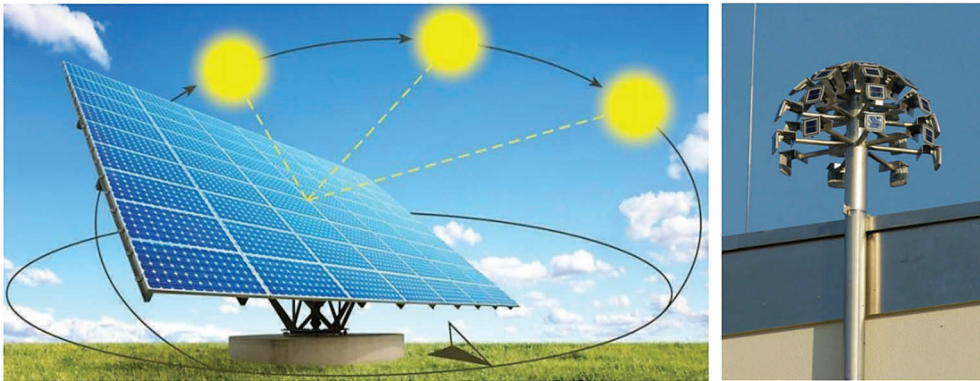
prostopadle. Aby panele fotowoltaiczne były skierowane w kierunku Słońca, stosuje się dodatkowe sterujące urządzenie, które jest wyposażone w system nadążny za Słońcem.

- **Przegrzanie instalacji.** Podwyższona temperatura wpływa niekorzystnie na wytwarzanie energii elektrycznej, dlatego podczas montażu konieczne jest zapewnienie wentylacji i chłodzenia paneli [7].

Po uwzględnieniu wymienionych powyżej czynników i ustawieniu paneli fotowoltaicznych w odpowiedniej pozycji do kierunku Słońca można uzyskać farmę fotowoltaiczną o wysokiej wydajności, lecz nie maksymalnej. Wydajność obliczona w sposób teoretyczny nigdy nie jest równa wartości uzyskanej w sposób doświadczalny.

Głównym zadaniem systemu nadążnego jest ustawienie powierzchni roboczej farmy fotowoltaicznej pod takim kątem, aby była ona skierowana bezpośrednio w stronę Słońca [8]. Tego typu rozwiązanie pokazano na rysunku 5.6, na którym widać urządzenie nadążne za Słońcem.

W tym przypadku promienie słoneczne padają prostopadle do płaszczyzny powierzchni roboczej odpowiednio do położenia Słońca na sferze niebieskiej, co pozwala uzyskać wysoką wydajność paneli fotowoltaicznych.



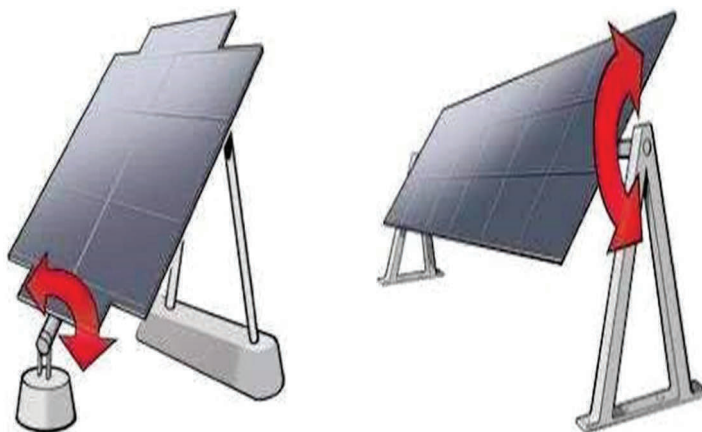
Rys. 5.6. Orientacja fotowoltaicznego systemu nadążnego [8]

Na klasyfikację systemów nadążnych mają wpływ następujące czynniki [9]:

- wielkość konstrukcji,
- parametry elektryczne,
- ograniczenia terenu,
- szerokość geograficzna,
- lokalne warunki pogodowe.

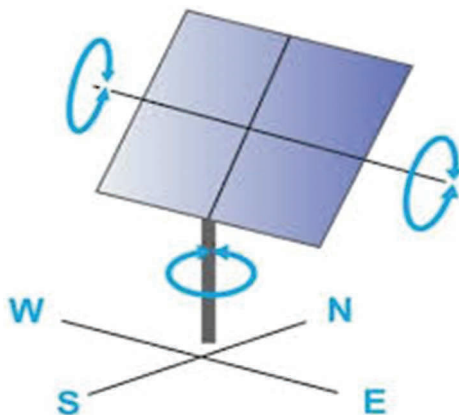
Dostępne są systemy z jednym lub dwoma stopniami swobody, tj. z jedną lub dwiema osiami obrotu. Urządzenia śledzące promieniowanie słoneczne można podzielić w następujący sposób [10]:

- z jedną osią obrotu (rys. 5.7 i 5.9):
 - pozioma oś obrotu, Single Axis Tracker (SAT),
 - pozioma oś obrotu, Horizontal Single Axis Tracker (HSAT),
 - pionowa oś obrotu, Vertical Single Axis Tracker (VSAT),
 - system z pionową osią obrotu instalowany na południowych ścianach dużych obiektów, WallHorizontal Single Axis Tracker (WHSAT),
 - pochylona oś obrotu, Travers Single Axis Tracker (TSAT),
 - biegunowo zorientowana oś obrotu, Polar Aligned Single Axis Tracker (PASAT);



Rys. 5.7. Orientacja jednoosiowa [11]

- z dwiema osiami obrotu (rys. 5.8):
 - osie obrotu pozioma i pionowa, Dual Axis Trackers (DAT),
 - pochylone osie obrotu pozioma i pionowa, Tip-Tilt Dual Axis Tracker (TTDAT),
 - Azimuth-Altitude Dual AxisTracker (AADAT).



Rys. 5.8. Poziomy, dwoosiowy system nadążny SAT [12]

Przykładem jednoosiowych systemów nadążnych jest system SAT, który przedstawiono na rysunku 5.9. Zwykle oś obrotu tego systemu jest zorientowana wzdłuż osi południka północnego. Możliwe jest również zorientowanie go w dowolnym kierunku za pomocą algorytmów śledzenia promieni słonecznych Solar Position Algorithm (SPA).



Rys. 5.9. Poziomy, jednoosiowy system nadążny SAT [12]

Innym przykładem jednoosiowego systemu nadążnego jest system HSAT pokazany na rysunku 5.10, w którym oś obrotu jest pozioma względem podłoża. System uchwytów i mocowania PV-paneli jest bardzo wygodny do sterowania. Konstrukcja stołów wymaga, aby ich osie obrotu były równoległe do siebie oraz miały jednakowy odstęp pomiędzy nimi.

Wygenerowanie maksymalnej produkcji energii elektrycznej zależy w głównej mierze od ukształtowania terenu, padającego cienia i pory dnia.

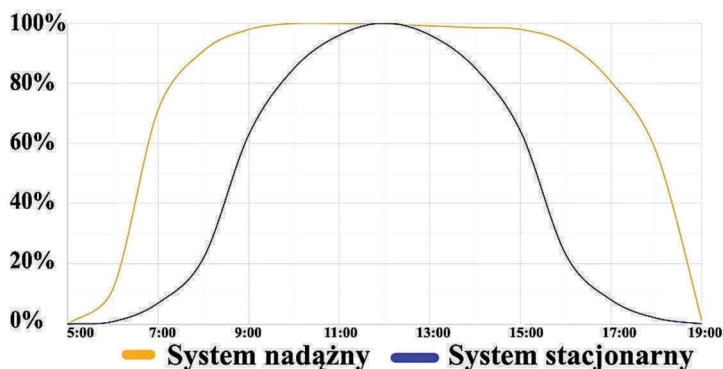


Rys. 5.10. Pionowy, jednoosiowy system nadążny [13]

Przykładem dwuosowego systemu nadążnego jest system DAT, który pokazano na rysunku 5.11. System DAT ma dwa stopnie swobody, którymi są pionowa i pozioma oś obrotu. Każda z osi posiada swój własny napęd elektryczny sterowany z jednego źródła. Oś główna zamocowana jest równolegle względem podłoża, natomiast druga prostopadle. Orientacja stołu względem osi obrotu systemu nadążnego ma duże znaczenie dla zwiększenia wydajności farmy fotowoltaicznej. System DAT pozwala na generowanie optymalnej ilości energii słonecznej dzięki możliwości podążania za promieniami słonecznymi w osi pionowej i poziomej. Niezależnie od tego, w jakim położeniu znajduje się Słońce na niebie, system DAT jest w stanie za nim podążać. Porównanie wydajności systemu nadążnego z systemem stacjonarnym przedstawiono na rysunku 5.12 [14].



Rys. 5.11. Dwuosowy system nadążny [13]



Rys. 5.12. Wydajność pracy systemów stacjonarnego i nadążnego [14]

Właściwości najpopularniejszych elementów półprzewodnikowych i materiałów stosowanych w fotowoltaicznych przetwornikach elektrycznych są dobierane w zależności od pasma wzbronionego i koncentracji nośników ładunku [10]. Związki

półprzewodnikowe, takie jak GaAs, GaAlAs, GaInAsP, InAs, InSb, InP, mają prawie idealne właściwości do fotowoltaicznej konwersji światła słonecznego. Jedynym ograniczeniem ich zastosowania na dużą skalę jako materiałów pochłaniających w ogniwach słonecznych jest wysoki koszt. Aby zrekompensować zwiększone koszty, producenci starają się zmaksymalizować wydajność ogniw słonecznych, tworząc urządzenia wielozłączone, które łączą absorbery o dużych i małych wartościach szerokości pasma, oraz stosując systemy koncentracji soczewek lub lusterek. Jednak pomimo stosunkowo wysokiej wydajności ogniwa słoneczne A (III) B (V) nie są szeroko stosowane w warunkach ziemskich, ponieważ nie mogą konkurować z krystalicznymi i amorficznymi krzemowymi ogniwami słonecznymi ze względu na wysoką cenę.

Półprzewodnik CdTe posiada pasmo zaporowe 1,5 eV i dość wysoki współczynnik pochłaniania. CdTe można stosować w postaci cienkich warstw wystarczających do intensywnego pochłaniania światła [11]. Produkcja CdTe obejmuje Cd i Te, które są pierwiastkami ziem rzadkich o silnych właściwościach toksycznych, co w pewnym stopniu opóźnia powszechne wprowadzenie ogniw słonecznych CdTe.

Szczególnym zainteresowaniem cieszą się wieloskładnikowe związki półprzewodnikowe o strukturze chalkopiryty (zwłaszcza folie CuInSe₂). W nich pasmo zaporowe zmienia się w zakresie 1,0-2,4 eV i można je idealnie dopasować z optymalną wartością dla fotowoltaiki słonecznej (1,2-1,6 eV), wysokimi wartościami pochłaniania światła, wysoką stabilnością charakterystyk i niskim kosztem. Kluczowym problemem w syntezie folii CuInSe₂ jest kontrola stosunku Cu/In w związku, ponieważ nawet niewielkie odchylenie składu od stechiometrycznego może prowadzić do znaczącej zmiany parametrów i właściwości ogniwa słonecznego.

Krzem amorficzny jest idealnym bezpostaciowym materiałem do zastosowania jako pochłaniacz a-Si (bezpostaciowy krzem). Wartość strefy zakazanej można zmienić poprzez uwzględnienie zanieczyszczeń wodorowych. Amorficzne krzemowe ogniwa słoneczne o strukturze p i n są obecnie stosowane w różnych dziedzinach ze względu na możliwość ich wytwarzania na folii metalowej, takiej jak stal nierdzewna i folie polimerowe, z powłoką metalową [10, 11]. Zastosowanie takich podłoży jest zgodne z technologią masowej produkcji elastycznych ogniw słonecznych. Dlatego elementy tego typu należą do najbardziej obiecujących konwerterów energii słonecznej w najbliższej przyszłości. Ogólnie rzecz biorąc, a-Si jest bardzo obiecującym materiałem do ogniw słonecznych o stosunkowo wysokiej wydajności, niskim koszcie i niskim zużyciu materiału ze względu na znacznie mniejszą grubość warstwy absorbującej niż inne krzemowe ogniwa słoneczne. Jedyny i prawdopodobnie główny problem: degradacja a-Si podczas pracy. Wśród ogniw słonecznych szczególnie miejsce zajmują baterie wykorzystujące materiały organiczne. Wydajność ogniw słonecznych opartych na dwutlenku tytanu pokrytych barwnikiem organicznym jest bardzo wysoka – ~11% [15].

Podstawą ogniw słonecznych tego typu jest półprzewodnik o dużej szczeliny, zwykle TiO₂, pokryty warstwą organicznego barwnika. Zasada działania elementu

opiera się na fotowzbudzeniu barwnika i szybkim wtrysku elektronu w pasmo przewodzące TiO_2 . Cząsteczka barwnika ulega utlenieniu, przez element przepływa prąd elektryczny, a na elektrodzie platynowej następuje redukcja trójjodku do jodku. Jodek następnie przechodzi przez elektrolit do fotoelektrody, gdzie redukuje utleniony barwnik. Zasada działania elementu opiera się na fotowzbudzeniu barwnika i szybkim wtrysku elektronu w pasmo przewodzące TiO_2 .

Panele słoneczne zbudowane są z modułów wykonanych z kryształów krzemu. W zależności od obszaru zastosowania moduły fotowoltaiczne mogą mieć różne rozwiązania konstrukcyjne i różne moce wyjściowe. Panele słoneczne służą do dostarczania autonomicznej energii elektrycznej.

Panele słoneczne są klasyfikowane według układu atomów krzemu w kryształach ogniw słonecznych. Wyróżnia się panele: monokrystaliczne, polikrystaliczne i amorficzne.

Baterie monokrystaliczne są wyposażone w czysty krzem, którego produkcja jest dobrze znana. Monokryształ rośnie na zarodku, który jest ekstrahowany ze stopionego krzemu. Otrzymane w ten sposób pręciki tną się na kawałki o grubości 0,2-0,4 mm, tworząc komórki. Optymalna liczba użytych komórek to 36. Najbardziej popularne są baterie wykonane z monokryształów krzemu. Wydajność elementów monokrystalicznych wynosi 14-17% [5, 7].

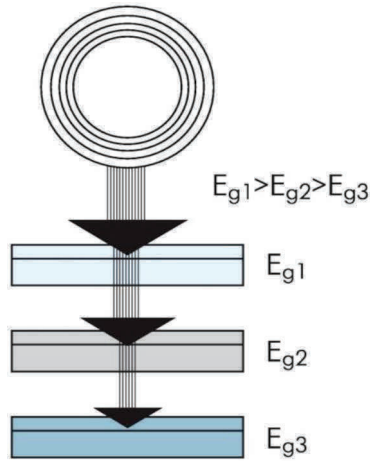
Polikrystaliczne ogniw słoneczne są wykonane z krzemu, który pochodzi z powoli chłodzonego stopionego krzemu. Ta metoda jest mniej energochłonna i tańsza. Krzem pozyskiwany do polikrystalicznych ogniw słonecznych ma kolor jasnoniebieski. Wydajność ogniw polikrystalicznych wynosi 10-12%.

Baterie z krzemu amorficznego uzyskuje się techniką „fazy parowania” [10-12]. Cienka warstwa krzemu w tej metodzie po prostu osadza się na materiale nośnym i jest chroniona powłoką, dlatego takie baterie nazywane są również cienkowarstwowymi. Ten sposób wytwarzania jest najprostszy i najtańszy, jednak sprawność baterii jest znacznie niższa niż w bateriach krystalicznych, dodatkowo elementy z krzemu amorficznego są podatne na degradację. Baterie cienkowarstwowe pracują przy promieniowaniu rozproszonym, osadzone są na ścianach budynków. Wydajność baterii z amorficznego krzemu wynosi 5-6%.

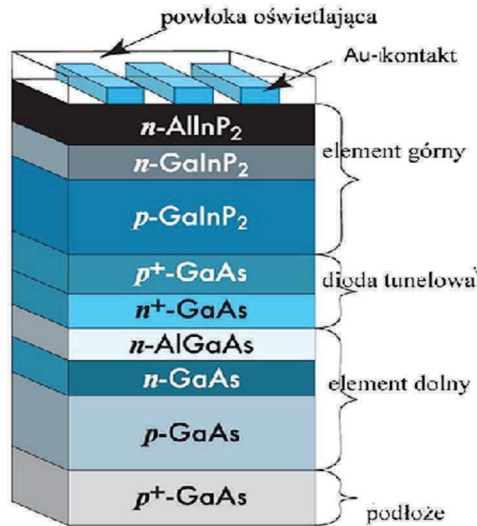
W wieloprzejściowym [4-6] ogniwie słonecznym pojedyncze fotokonwertery są rozmieszczone jeden za drugim w taki sposób, że światło słoneczne najpierw pada na ogniwo o największej przerwie energetycznej, pochłaniając fotony o najwyższej energii. Pominięte przez górną warstwę fotony przenikają do kolejnego elementu z mniejszą przerwą energetyczną (rys. 5.13).

Sprawność konwersji takich ogniw słonecznych sięga 35%. Krzem amorficzny oraz oparte na nim stopy ($\text{a-Si}_{1-x}\text{C}_x\text{:H}$, $\text{a-Si}_{1-x}\text{Ge}_x\text{:H}$), a także CuInSe_2 są szeroko stosowane w elementach kaskadowych.

Na rysunku 5.14 przedstawiono baterię kaskadową, w której górny element jest strukturą opartą na GaInP z n-AlInP jako oknie, za którym znajduje się dioda tunelowa na GaAs do przepuszczania mediów między elementami a dolnym elementem z GaAs .



Rys. 5.13. Kaskadowy element fotowoltaiczny [3]

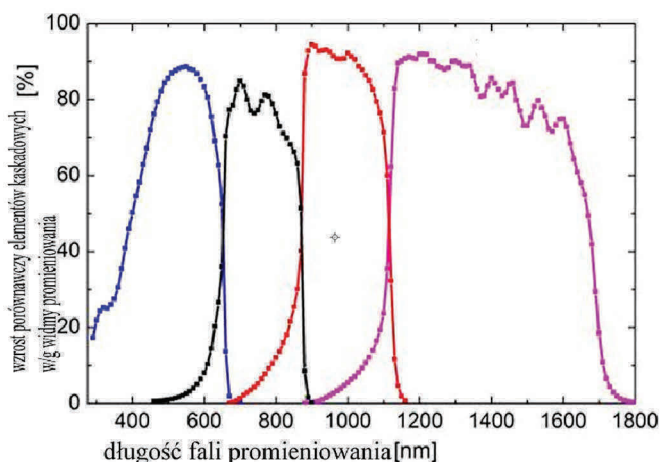


Rys. 5.14. Bateria kaskadowa 4-warstwowa [3]

Bardzo wydajne fotokomórki kaskadowe, składające się z 4 elementów o różnych szerokościach pasma zabronionego pokazano na rysunku 5.15 [6]. Warstwa górna, która pochłania obszar widma słonecznego o krótkich falach, jest utworzona ze stopu na bazie a-Si:H o szerokości szczeliny optycznej 1,8 eV. Na środkowy półprzewodnik jako warstwę typu *i* zastosowano stop a-SiGe:H o zawartości germanu ~10-15% (1,6 eV). Dolna część SE pochłania część widma o długich falach, wykorzystując warstwę a-SiGeH o stężeniu germanu 40-50%.

W kaskadowych układach paneli fotowoltaicznych widmo naturalnego promieniowania słonecznego wzbudza przejścia elektronów i dziur w każdej warstwie zgodnie z szerokością wzbronionej strefy energetycznej. Oznacza to, że każda

odpowiadająca jej część widma wzbudza siłę elektromotoryczną na każdej kaskadzie fotokomórki (tab. 5.1).



Rys. 5.15. Bateria kaskadowa 4-warstwowa z różnymi parametrami strefy wzbronionej [6]

Tabela 5.1. Teoretyczne oczekiwane i rzeczywiste wyniki laboratoryjne sprawności kaskadowych fotokomórek słonecznych [3]

Widmo promieniowania słonecznego	Efektywność konwersji na energię elektryczną [%]					
	Warunki badań	Liczba warstw w kaskadzie				
		1	2	3	4	5
Przestrzeń ziemską AM0	teoretyczne, oczekiwane, realizowane w laboratorium	28	37	38	42	45
		23	28	33	36	38
		21,8	27,2	30,3	–	–
Warunki ziemskie AM1,5	teoretyczne, oczekiwane, realizowane w laboratorium	30	36	42	47	49
		27	33	38	42	44
		25,1	30,3	31,0	–	–
Warunki ziemskie z koncentratorem AM1,5	teoretyczne, oczekiwane, realizowane w laboratorium	35	42	48	52	54
		31	38	43	47	49
		27,6	31,1	34,0	–	–

Podsumowanie

1. Energia słoneczna to obiecujący i aktywnie rozwijający się obszar produkcji energii elektrycznej. Czas pracy elektrowni słonecznej jest dość długi. Zmniejszenie wydajności w ciągu 25 lat eksploatacji wynosi około 20% od początkowego

- poziomu. Energia słoneczna jest kluczowym czynnikiem rozwoju sektora energetycznego do produkcji paneli słonecznych.
2. Urządzenia nadające oraz produkcja kaskadowych elementów fotowoltaicznych pozwalają na zwiększenie efektywności konwersji energii do 55%.
 3. Scharakteryzowano podstawowe fizyczne zasady przetwarzania promieniowania naturalnego w energię elektryczną. Zastosowanie nanotechnologii pozwala na zwiększenie wydajności konwersji energii słonecznej na energię elektryczną oraz znaczne zmniejszenie zużycia materiału półprzewodnikowego.

Literatura

- [1] <https://uk.wikipedia.org/wiki/Jądrowysyntezy> (data dostępu: 20.08.2021).
- [2] Гвайделл Дж.У.А., Возобновляемые источники энергии, Энергоатомиздат, М. 1990, 390 с.
- [3] <http://page.if.ua/uploads/pcss/vol13/1301-01.pdf> (data dostępu: 14.08.2021).
- [4] Мейтин М., Пусть всегда будет солнце, Электроника: Наука, Технология, Бизнес 2000, сс. 40-46.
- [5] Фаренбрух А.Л., Бьюб Р.Х., Солнечные элементы: теория и эксперимент, Энергоатомиздат, М. 1987, 278 с.
- [6] Photovoltaic energy, electricity from the sun: / Daniel Fraile, Marie Latour, Adel El Gammal, Michael Annett. // EPIA Publications. –vol.50.–april 2010.
- [7] <http://ust.su/solar/media/section-inner79/2866/> (data dostępu: 20.06.2021).
- [8] <https://solarsoul.net/treker-dlya-fotoelektricheskix-ustanovok> (data dostępu: 15.10.2020).
- [9] <https://www.solarweb.com> (data dostępu: 15.10.2020).
- [10] https://scontent.flwo3-1.fna.fbcdn.net/v/t1.0-9/23435190_1488571377858342_743318870491270756_n.jpg?_nc_cat=108&ccb=2&_nc_sid=b9115d&_nc_ohc=gLFDmXSzPy0AX_SUObf&_nc_ht=scontent.flwo3-1.fna&oh=6761ea3835cd9cf9f866fe88f9b39e71&oe=6014287B (data dostępu: 15.10.2020).
- [11] <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html> (data dostępu: 20.06.2021).
- [12] <https://avenston.com/en/articles/fundamentals-of-the-technology-of-production-of-silicon-solar-cells/> (data dostępu: 20.06.2021).
- [13] <http://ust.su/solar/media/section-inner79/2866/> (data dostępu: 20.08.2021).
- [14] <http://ust.su/upload/medialibrary/cf1/ss%20h2012-10-30%20at%2007.34.16p.jpg> (data dostępu: 20.08.2021).
- [15] <http://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/153676/Яхно.pdf?sequence=1&isAllowed> (data dostępu: 20.08.2021).

Rafał Rajczyk

6. SPALANIE PALM KERNEL SHELL W WARUNKACH CYRKULACYJNEJ WARSTWY FLUIDALNEJ

6.1. Wprowadzenie

Zwiększenie udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest najważniejszym wyzwaniem ekologicznym współczesnych czasów. Najnowszy, opublikowany 9 sierpnia 2021 raport Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu po raz kolejny potwierdza, że obawy związane ze zmianami klimatu są jak najbardziej realne. Wszystkie rozpatrywane scenariusze zakładają wzrost średniej temperatury na Ziemi o co najmniej 1,5°C do roku 2100, natomiast scenariusz realistyczny aż o 2,7°C [1, s. 18). Wartości te mogą się wydawać mało znaczące, jednak w skali globalnej oznacza to nagromadzenie znacznych ilości energii w atmosferze, co z kolei przekłada się na zwiększenie intensywności występowania ekstremalnych zjawisk pogodowych, których doświadczamy już obecnie i które generują wymierne straty finansowe. Ponadto taki wzrost temperatury będzie miał negatywny wpływ na możliwość produkcji żywności w licznych krajach, co dodatkowo wzmocni m.in. obserwowaną już obecnie falę migracji ludności. Osobnym tematem pozostaje wpływ zmian klimatu na ekosystemy, który może zburzyć w wielu aspektach delikatną równowagę w przyrodzie i zdolność do przeciwstawienia się antropopresji.

Wysiłki w kierunku ograniczania emisji gazów cieplarnianych prowadzone są w skali międzynarodowej, a Unia Europejska przoduje w promocji OZE, zakładając osiągnięcie bezemisyjności do roku 2050. Polska jako członek UE stoi przed szczególnie trudnym wyzwaniem ze względu na tradycje związane ze spalaniem węgla oraz ciągle wysoki udział tego paliwa w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. Sytuację pogarsza brak postępów we wdrażaniu energetyki jądrowej, przy jednoczesnym wzroście mocy zainstalowanej w pogodozależnych OZE, takich jak energia wiatru czy też ogniwa fotowoltaiczne. W związku z taką sytuacją wyjątkowo korzystne będzie w perspektywie najbliższych lat wykorzystanie biomasy. Biomasa nie jest paliwem, które dominować będzie w miksie energetycznym odległej przyszłości. Energetyczne wykorzystanie biomasy posiada jednak szereg zalet, które sprawiają, że stosowanie tego paliwa w najbliższych latach pozwoli wypełnić lukę w (szczególnie polskim) systemie energetycznym, zanim technologie, takie jak zielony wodór czy też fuzja jądrowa, osiągną dojrzałość warunkującą implementację ich w skali rzeczywistej.

Biomasa jest paliwem odnawialnym, dostępnym i łatwym w użyciu. Podczas energetycznego wykorzystania biomasy należy jednak wziąć pod uwagę lokalne uwarunkowania, w przypadku Polski jest to przede wszystkim konkurencja o surowiec z przemysłem meblarskim i papierniczym. Dodatkowo należy też uwzględnić

postulat ochrony lasów oraz pozostawienia pewnej ilości niewykorzystanego martwego drewna, tak aby nie dochodziło do wyjałowienia gleby. Dlatego warto zwrócić uwagę na biomasę, która stanowi produkt uboczny innych procesów wykorzystania roślin. Przykładem takiego paliwa jest pestka owocu olejowca gwinejskiego (ang. palm kernel shell – PKS). Olejowiec gwinejski to roślina pochodząca z Afryki, uprawiana intensywnie w Azji i Ameryce Południowej. Olejowiec gwinejski dostarcza tłuszczu, a PKS stanowi pozostałość z jej przetwórstwa i jest surowcem powszechnie wykorzystywanym w wytwarzaniu energii [2, s. 556; 3, s. 1888].

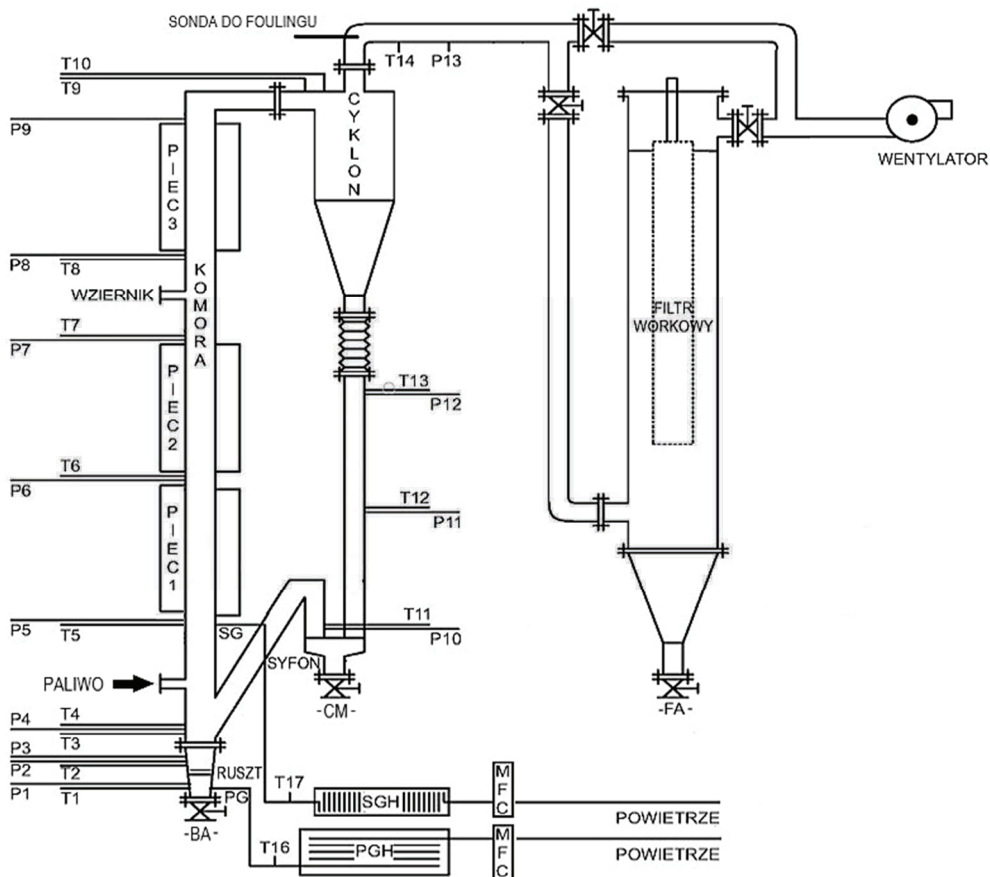
W pracy przedstawiono kompleksowe badania procesu energetycznego wykorzystania PKS. Wykonano analizę techniczną i elementarną paliwa, uzupełnioną analizą charakterystycznych temperatur popiołu. W dalszej kolejności wykonano badania procesu spalania PKS na stanowisku z cyrkulacyjną warstwą fluidalną, podczas których rejestrowano skład powstających gazów spalinowych. Skupiono się na technologii spalania fluidalnego, jako predysponowanej do wykorzystania biomasy oraz cechującej się wielopaliwowością, tzn. możliwością spalania zamiennie wielu paliw. Analizy uzupełniono poprzez badanie procesu narastania osadów na tzw. sondzie do foulingu, dzięki czemu istnieje możliwość przewidywania intensywności tego typu zjawisk w kotłach w pełnej skali technicznej.

6.2. Metodyka badań

Badania prowadzone były na stanowisku laboratoryjnym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (zwanym dalej CFB100), z komorą spalania o wysokości 5,7 m i wewnętrznej średnicy kolumny spalania 0,1 m. Schemat stanowiska przedstawiono na rysunku 6.1.

Stanowisko jest modelem kotła fluidalnego, odwzorowującego w mniejszej skali procesy zachodzące w kotłach w pełnej skali technicznej. Wyposażone jest w układ gorącej pętli: komora spalania – cyklon – syfon – rura opadowa (rys. 6.1). Gazy spalinowe odprowadzane są za pomocą króćca ponad cyklonem, miejsce to wykorzystywane jest też do badania procesów foulingu. Następnie gazy spalinowe kierowane są do układu odpylania składającego się z pojedynczego worka filtracyjnego na konstrukcji wsporczej. Po procesie filtracji gazy odprowadzane są do komina za pomocą wentylatora spalin (rys. 6.1).

Stanowisko jest w pełni opomiarowane za pomocą termopar oraz króćców do pomiaru ciśnienia. Jako instalacja rozpałkowa wykorzystywane są elektryczne grzałki, o łącznej mocy ok. 50 kW, rozłożone równomiernie wzdłuż wysokości komory paleniskowej, przykryte izolacją termiczną. Po osiągnięciu temperatury powyżej temperatury zapłonu danego paliwa rozpoczyna się zadawanie paliwa, prowadzone w sposób ciągły, za pomocą instalacji składającej się z zasobnika, przenośnika ślimakowego oraz rury, którą dozowane paliwo wprowadzane jest do gorącej pętli, w miejscu oznaczonym jako „PALIWO” (rys. 6.1). Podawanie paliwa realizowane jest w sposób ciągły, a strumień objętościowy regulowany jest z nastawni za pomocą regulatora sterującego ilością obrotów podajnika na minutę. Paliwo przed podaniem rozdrabniane było w młynie tnącym typu Laarmann CM 1000.



Objaśnienia:

- FA – miejsce poboru próbek popiołu lotnego
- BA – miejsce poboru próbek popiołu dennego
- CM – miejsce poboru próbek / usuwania nadmiaru materiału cyrkulującego warstwy fluidalnej
- P1...P13 – lokalizacja króćców do pomiarów ciśnienia
- T1...T17 – lokalizacja termopar typu K
- PG – powietrze pierwotne (primary gas)
- PGH – podgrzewacz gazu pierwotnego (primary gas heater)
- SG – powietrze wtórne (secondary gas)
- SGH – podgrzewacz powietrza pierwotnego (secondary gas heater)
- MFC – przepływomierz

Rys. 6.1. Stanowisko laboratoryjne CFB100 do wykorzystania w badaniach procesu spalania PKS (opracowanie własne)

Po rozgrzaniu stanowiska do zadanej temperatury (850°C) grzałki elektryczne zostały wyłączone. Natomiast instalacja podawania powietrza pierwotnego i wtórnego ogrzewana była w sposób ciągły, podgrzewając powietrze pierwotne do ok. 300°C oraz powietrze wtórne do ok. 150°C. Umożliwiało to z jednej strony utrzymanie pożądanych temperatur w kolumnie, z drugiej strony symulowało działanie urządzeń do wstępnego podgrzewu powietrza z kotłów w skali rzeczywistej, typu ekonomizer, w które instalacja CFB100 nie jest wyposażona. Rozkład temperatur badany był za pomocą termopar płaszczykowych typu K zintegrowanych poprzez

skrzynkę pomiarową z komputerem. Pomiar temperatur prowadzony był w sposób ciągły, a jej wartości wyświetlane były na monitorze za pomocą komercyjnego oprogramowania DasyLab w wersji 11. Założone temperatury utrzymywane były za pomocą regulacji ilości podawanego paliwa, co realizowano poprzez zmianę obrotów podajnika ślimakowego zadającego paliwo nad ruszt.

Pomiar rozkładu ciśnień prowadzony był za pomocą króćców zlokalizowanych w całej instalacji podłączonych do przetworników różnicy ciśnień APR-2000 ALW z króćcami typu P firmy Aplisens. Sygnały z przetworników różnicy ciśnień kierowane są poprzez przetwornik analogowo-cyfrowy i przetwarzane przez komercyjne oprogramowanie DasyLab w wersji 11. Pomiar miał charakter ciągły w całym okresie testów, a wartości ciśnienia wizualizowane były na monitorze, dzięki czemu możliwe było utrzymywanie stałego spadku ciśnienia w reaktorze fluidalnym w zakresie $\Delta p = (1800-2500 \text{ Pa})$. Na podstawie obserwowanego przyrostu ciśnienia w komorze zdecydowano o momentach poboru popiołu dennego, dzięki czemu możliwe było utrzymywanie zadanej wartości Δp .

Sposób wizualizacji parametrów ruchowych w nastawni przedstawiono na rysunku 6.2.



Rys. 6.2. Wizualizacja parametrów ruchowych stanowiska CFB100 w nastawni (opracowanie własne)

Pobór próbek popiołu dennego prowadzony był okresowo, a czas poboru i masa próbek były determinowane szybkością przyrostu ciśnienia (Δp) od materiału warstwy w komorze paleniskowej. Popiół denny odbierano spod rusztu, w miejscu oznaczonym –BA– na rysunku 6.1. Pobór próbek popiołu lotnego prowadzony był okresowo, bezpośrednio z miejsca oznaczonego –FA– na rysunku 6.1, tj. spod filtra workowego, którego przedmuchy realizowane były za pomocą sprężonego

powietrza. Pobór próbek materiału cyrkulacyjnego prowadzony był spod syfonu, w miejscu oznaczonym CM na rysunku 6.1.

Badania składu gazów spalinowych prowadzono za pomocą analizatora Gasmeter DX 4000, wykorzystującego metodę pomiarową FTIR (badania w podczerwieni z transformatą Fouriera). Sonda analizatora umieszczona była ponad króćcem wylotowym z separatora (tzw. vortex finder).

Badania procesu narastania osadów na powierzchniach ogrzewalnych prowadzono za pomocą sondy do foulingu. Wykorzystana sonda wykonana była ze stali kotłowej typu H20N1252, określanej w nomenklaturze europejskiej również jako X15CrNiSi20.12. Sonda składa się z dwóch rurek, z których zewnętrzna zaślepiona jest na jednym z końców, natomiast wewnętrzna doprowadza powietrze do chłodzenia, które podawane jest w ilości do 2 dm³/min (w zależności od potrzeb), w celu zapewnienia temperatury na powierzchni sondy około 600°C. Miejsce do wprowadzenia sondy zaznaczono na rysunku 6.1.

Badania zasadnicze prowadzono przez 48 h, poprzedzono je rozgrzaniem stanowiska do założonej temperatury 850°C. Średnie zużycie paliwa PKS wynosiło 3,82 kg/h.

6.3. Wyniki badań

Analiza paliwa

W tabeli 6.1 przedstawiono wyniki analizy technicznej paliwa PKS w stanie roboczym.

Tabela 6.1. Wyniki analizy technicznej paliwa PKS w stanie roboczym (as received)
(opracowanie własne)

Parametr	Jednostka	Wartość
Wartość opałowa	MJ/kg	15,5
Zawartość wilgoci	% _{mas.}	10,0
Zawartość popiołu	% _{mas.}	3,3
Ciężar nasypowy	kg/m ³	700,0

Jak można zauważyć, podstawowe parametry PKS są charakterystyczne dla typowego biopaliwa, przy umiarkowanie wysokiej wartości opałowej (1,5 MJ/kg) paliwo cechuje się niewielką zawartością wilgoci (10,0%_{mas.}). W tabeli 6.2 przedstawiono wyniki analizy elementarnej PKS przeliczone na stan bezpopiołowy, suchy (*dried ash free*).

Dane przedstawione w tabeli 6.2 wskazują, że PKS cechuje się korzystnymi właściwościami na tle grupy paliw z biomasy stałej. Na podkreślenie zasługuje niewielka zawartość siarki, co przekładać się będzie na niewielkie emisje SO₂, jako że związek ten powstaje w procesach spalania wyłącznie w wyniku utleniania

siarki palnej. Jednocześnie, bardzo niska jest również zawartość pierwiastków z grupy fluorowców (F, Cl), dzięki czemu w procesie spalania powstawać będą niewielkie ilości korozyjnych gazów kwaśnych HCl i HF [4, s. 114-119]. Na tle typowych paliw, takich jak biomasa stała, niewielka jest również zawartość pierwiastków alkalicznych – sodu i potasu. Jest to korzystna cecha paliwa, powodująca ograniczenie procesów żużlowania i popielenia w obrębie kotła, których prekursorami są niskotopliwe sole sodu i potasu [5, s. 7], tym bardziej że, jak już wspomniano, zawartość chloru w badanej próbce PKS była również bardzo niska.

Tabela 6.2. Wyniki analizy elementarnej paliwa PKS, w stanie bezpopiołowym, suchym (opracowanie własne)

Parametr	Jednostka	Wartość
Zawartość węgla	% _{mas.}	52,268
Zawartość wodoru	% _{mas.}	6,495
Zawartość siarki	% _{mas.}	0,021
Zawartość azotu	% _{mas.}	0,351
Zawartość tlenu ¹	% _{mas.}	40,722
Zawartość chloru	% _{mas.}	0,031
Zawartość fluoru	% _{mas.}	0,001
Zawartość potasu	% _{mas.}	0,103
Zawartość sodu	% _{mas.}	0,008

¹ zawartość tlenu wyznaczono z bilansu

W tabeli 6.3 przedstawiono charakterystyczne temperatury popiołu uzyskanego ze spopielenia próbki PKS.

Tabela 6.3. Charakterystyczne temperatury popiołu uzyskanego z PKS (opracowanie własne)

Parametr	Jednostka	Wartość
Temperatura spiekania	°C	870
Temperatura mięknięcia	°C	1000
Temperatura topnienia	°C	1330
Temperatura płynięcia	°C	1400

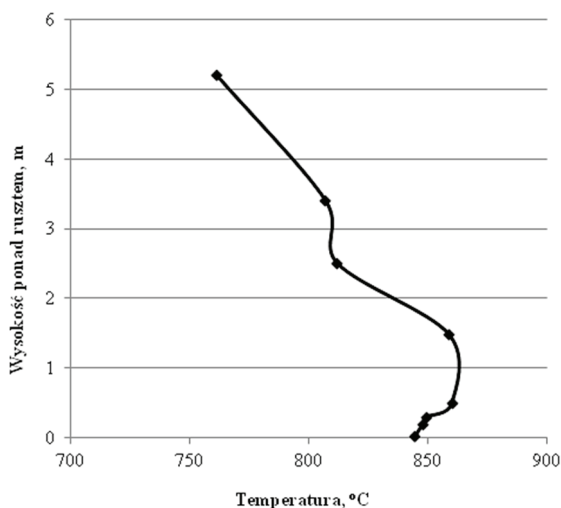
Charakterystyczne temperatury popiołu otrzymanego z PKS są wysokie (tab. 6.3), co nie jest zaskoczeniem, biorąc pod uwagę niskie zawartości pierwiastków alkalicznych w paliwie (K, Na). Dzięki relatywnie wysokim charakterystycznym temperaturom popiołu ograniczeniu ulegać będą zjawiska żużlowania i popielenia. Dla porównania można podać, że charakterystyczne średnie temperatury popiołu wyznaczone dla 14 próbek krajowej słomy wynosiły; temp. spiekania 743°C, temp. mięknięcia 895°C, temp. topnienia 1126°C i temp. płynięcia 1193°C [6, s. 37].

6.4. Profil temperatury

Podczas badań na ruszcie i w kolumnie fluidyzacyjnej starano się utrzymywać zadaną temperaturę na poziomie 850°C, co jest temperaturą typową dla palenisk fluidalnych. W tabeli 6.4 przedstawiono wysokości, na jakich zlokalizowane były poszczególne termopary (wysokości podano względem rusztu). Profil temperatury w komorze spalania zaprezentowano na rysunku 6.3. Profil ten przedstawia rozkład uśrednionych wartości temperatur podczas całego czasu trwania badań procesu spalania PKS (48 h). Temperatury chwilowe były zbliżone do widocznych na rysunku 6.3 wartości średnich.

Tabela 6.4. Lokalizacja termopar w obrębie komory spalania (opracowanie własne)

Numer termopary	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
Wysokość ponad rusztem [m]	0,02	0,20	0,30	0,51	1,49	2,51	3,41	5,21

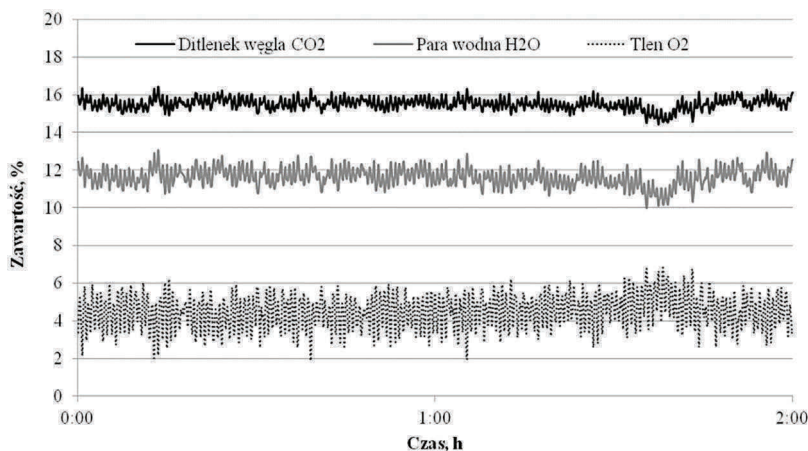


Rys. 6.3. Profil temperatur wzdłuż wysokości komory paleniskowej podczas spalania PKS (opracowanie własne)

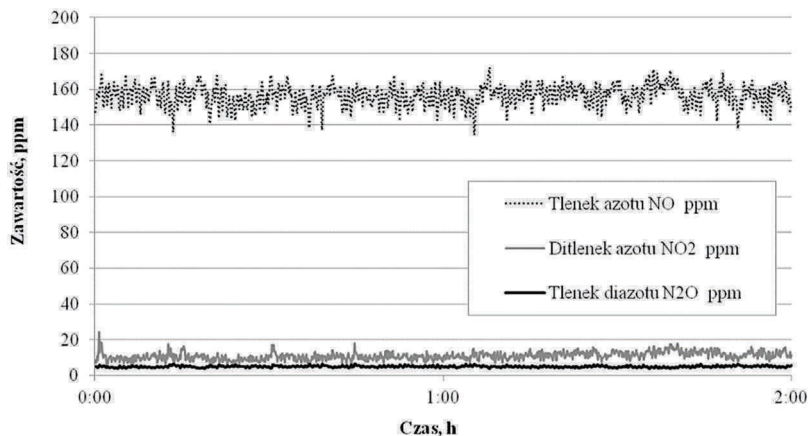
Jak można zaobserwować na rysunku 6.3, zarówno na ruszcie, jak i w strefie gęstej i przejściowej fluidyzacji utrzymywano zadane temperatury, które nieznacznie przekraczały 850°C. W górnej części stanowiska temperatury osiągały nieco niższe wartości. Uśredniona wartość temperatury dla wszystkich termopar zlokalizowanych w kolumnie fluidyzacyjnej (T2-T9) wynosiła 830,13°C. Uśredniona temperatura w separatorze wynosiła 708,43°C. Uśredniona temperatura na sondzie do foulingu wynosiła 595,75°C (wobec zakładanej temperatury 600°C). Można zatem stwierdzić, że założone do badań warunki temperaturowe charakterystyczne dla kotłów z cyrkulacyjną warstwą fluidalną zostały odwzorowane w stopniu bardzo dobrym.

6.5. Skład gazów spalinowych i emisje substancji zanieczyszczających

Podczas badań rejestrowano skład gazów odlotowych w sposób ciągły, od momentu rozgrzania stanowiska i rozpoczęcia badań zasadniczych. Przykładowe zawartości poszczególnych składników spalin dla okresu dwugodzinnego przedstawiono na rysunku 6.4 – zawartości tlenu, ditlenku węgla oraz pary wodnej, na rysunku 6.5 – zawartości tlenków azotu oraz na rysunku 6.6 – zawartości ditlenku siarki oraz chlorowodoru.



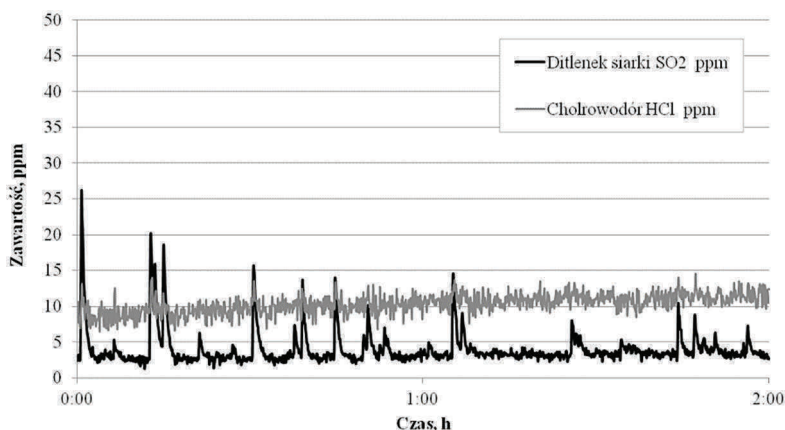
Rys. 6.4. Zawartości podstawowych składników gazów spalinowych podczas spalania PKS (opracowanie własne)



Rys. 6.5. Zawartości tlenków azotu w gazach spalinowych podczas spalania PKS (opracowanie własne)

Uśrednione zawartości poszczególnych składników spalin dla całego 48 h okresu prowadzenia badań zestawiono w tabeli 6.5. Zawartości gazowych substancji zanieczyszczających przeliczono na 6% zawartość tlenu, zgodnie z wymaganiami

przedstawionymi w Rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów [7].



Rys. 6.6. Zawartości ditlenku siarki i chlorowodoru podczas spalania PKS (opracowanie własne)

Tabela 6.5. Uśrednione zawartości poszczególnych składników gazów spalinowych podczas spalania PKS (opracowanie własne)

Lp.	Składnik	Jednostka	Wartość
1	H ₂ O	%obj.	12,20
2	O ₂	%obj.	3,95
3	CO ₂	%obj.	15,33
4	O ₂	%obj. spaliny suche	4,25
5	CO ₂	%obj. spaliny suche	16,53
6	CO	mg/m ³ 6%O ₂	866,90
7	SO ₂	mg/m ³ 6%O ₂	22,00
8	N ₂ O	mg/m ³ 6%O ₂	8,38
9	NO	mg/m ³ 6%O ₂	166,48
10	NO ₂	mg/m ³ 6%O ₂	20,56
11	NO _x (NO+NO ₂)	mg/m ³ 6%O ₂	187,05
12	NH ₃	mg/m ³ 6%O ₂	0,81
13	HCl	mg/m ³ 6%O ₂	13,57
14	HF	mg/m ³ 6%O ₂	0,35

W gazach spalinowych określono zawartość pary wodnej na poziomie 12,2%, tlenu – 3,95% i ditlenku węgla na poziomie 15,33%. Po przeliczeniu na gaz suchy zawartość tlenu w gazach spalinowych wynosiła 4,25%, natomiast ditlenku węgla – 16,53%. Po zsumowaniu zawartości obu gazów dają 20,79%, co w przybliżeniu odpowiada zawartości tlenu w powietrzu. Uzyskane wyniki świadczą o wysokim

stopniu szczelności układu, jak również o bardzo dobrym stopniu wypalenia mieszanki paliwowej. Jednocześnie, przy stosunkowo niskiej zawartości CO, na poziomie 866 mg/m^3 , udało się utrzymywać podczas pomiaru zawartość tlenu nieco powyżej 4%. Należy w tym miejscu wyjaśnić, że cechą charakterystyczną stanowisk do spalania w skali laboratoryjnej i pilotowej są podwyższone zawartości CO w stosunku do kotłów w skali rzeczywistej. Spowodowane jest to mniejszymi gabarytami stanowiska, co w rezultacie przekłada się na krótszy czas przebywania ziaren paliwa w strefie spalania, gorsze wymieszanie oraz większy stosunek objętości warstwy przyściennej do objętości reaktora. W rezultacie nawet dla paliw typu węgiel kamienny zawartości CO przekraczają nierzadko 1000 mg/m^3 . W kontekście tych uwarunkowań uzyskane parametry procesu spalania świadczą o bardzo korzystnych właściwościach paliwa poprzez uzyskanie niskiej zawartości tlenu przy jednoczesnej niskiej zawartości CO.

Na uwagę zasługują korzystne zawartości ditlenku siarki, na poziomie 22 mg/m^3 , co świadczy o bardzo niskiej zawartości siarki w paliwie, typowej dla niskosiarkowych biomas stałych. Również zawartości tlenków azotu pozostawały na poziomie poniżej obecnych i przyszłych regulacji dla największych kotłów na paliwa stałe. Średnia zawartość NO_x wynosiła 187 mg/m^3 , przy czym możliwe było jej dalsze obniżanie podczas rozdziału powietrza pierwotne-wtórne w stosunku 60:40, do poziomu ok. 160 mg/m^3 . Na bardzo niskim poziomie pozostawały zawartości N_2O – gazu zaliczanego do cieplarnianych, przy zawartości średniej 8 mg/m^3 .

Ponieważ w zakresie temperatur, w którym prowadzone były badania, decydujący wpływ na emisję tlenków azotu mają tlenki paliwowe, powstałe z azotu zawartego w paliwie (przy bardzo znikomym udziale tlenków azotu, tzw. termicznych i szybkich), uzyskane zawartości NO_x i N_2O potwierdzają niską zawartość azotu w paliwie (tab. 6.2).

Zawartość korozyjnych gazów kwaśnych, tj. HCl oraz HF, pozostawała na bardzo niskim, korzystnym poziomie, osiągając 13 mg/m^3 dla HCl oraz poniżej 1 mg/m^3 dla HF. Niskie zawartości gazów kwaśnych są istotne nie tylko ze względu na możliwość powodowania korozji elementów kotła. Należy również pamiętać, że zawartość w szczególności HCl łącznie z tlenkami metali alkalicznych w popiele z biomasy powoduje powstawanie niskotopliwych soli, mających tendencję do osadzania się na powierzchniach wymiany ciepła.

6.6. Badania procesu foulingu

Badania procesu foulingu, czyli narastania osadów na powierzchniach ogrzewalnych kotła, prowadzono za pomocą specjalnej sondy. Jak wspomniano w pkt. 6.2, sondy wykonane są ze stali kotłowej typu H20N1252. Sonda umieszczana była za separatorem, w pobliżu termopary T14 (rys. 6.1), symulując w ten sposób element wymiennika ciepła. Sonda w miarę potrzeb chłodzona była za pomocą sprężonego powietrza. Podczas badań uśredniona temperatura sondy wynosiła $595,75^\circ\text{C}$ (wobec zakładanej temperatury 600°C). Można zatem stwierdzić, że zakładaną temperaturę odwzorowano w sposób doskonały.

Sondę wprowadzono w momencie uzyskania pożądanych temperatur i usunięto po zakończeniu pomiarów, czas pobytu sondy wewnątrz stanowiska wynosił 48 h, co jest okresem wystarczającym dla oceny badanego zjawiska. Na powierzchni sondy utworzyła się niewielka ilość materiału. Osady zgromadzone na sondzie były związane z jej powierzchnią w sposób luźny, umożliwiając łatwe mechaniczne usunięcie. Po usunięciu osad zważono, masa wynosiła 0,103 g. Odpowiada to dynamice przyrostu osadów na poziomie 2,15 mg/h. Dynamika przyrostu masy depozytu podczas spalania PKS była zbliżona do wartości osiąganey dla spalania węgla kamiennego i brunatnego (1,5-6,0 mg/h) i mniejsza w porównaniu do spalania innego typu biomasy, przykładowo bambus – 3,0 mg/h, akacja – 25,0 mg/h, jądłoszyn – 34,0 mg/h [8, s. 8314], pelet ze słonecznika (pochodzenie Ukraina) – do 80 mg/h. Depozyt na sondzie w postaci cienkiej warstwy, powstawał równomiernie z każdej strony sondy. Nie zaobserwowano charakterystycznego stożka powstającego od strony przepływu gazów. Stożek tworzy się zazwyczaj podczas spalania biomasy zawierającej chlor, co ma związek z powstawaniem niskotopliwych związków potasu i sodu [9, s. 19]. Przeprowadzone badania wskazują, że PKS miał niską tendencję do formowania osadów na powierzchniach ogrzewalnych, a tempo narastania osadów porównywalne było do tempa powstawania osadów podczas spalania krajowych węgla.

6.7. Skład chemiczny popiołów

Z pobranych podczas badań próbek popiołów dennych, lotnych oraz materiału cyrkulującego sporządzono próbki uśrednione dla całego okresu pomiarów. Następnie próbki popiołów poddano analizie składu chemicznego (analizie tlenkowej) za pomocą analizatora MiniPal4 firmy PANalytical w oparciu o wzorce Breitlander. Wyniki przedstawiono w tabeli 6.6.

Tabela 6.6. Skład chemiczny popiołów ze spalania PKS w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej (opracowanie własne)

Tlenek	Popiół denny	Materiał cyrkulujący	Popiół lotny
	[%mas.]	[%mas.]	[%mas.]
SiO ₂	43,77	48,25	71,63 ¹
Al ₂ O ₃	2,91	3,00	6,47
CaO	11,23	9,75	5,72
Fe ₂ O ₃	0,52	0,61	0,97
MgO	3,42	3,06	1,16
P ₂ O ₅	2,15	1,93	0,97
K ₂ O	1,17	1,18	1,01
Na ₂ O	0,36	0,41	0,47
TiO ₂	0,16	0,09	0,16
MnO	0,23	0,22	0,14
SO ₃	0,80	1,22	0,70

¹ wyznaczona wartość poza zakresem wzorca

Dominującym składnikiem popiołów był ditlenek krzemu, pochodzący z materiału warstwy fluidalnej oraz z popiołu zawartego w paliwie – PKS. Zawartość CaO w popiołach jest niższa niż w popiołach fluidalnych ze spalania typowych biomas stałych. Równocześnie niska jest również zawartość tlenu dipotasu (zawartość 1,0-1,2%_{mas.}) i tlenu disodu (poniżej 0,5%_{mas.}), co łącznie z niską zawartością CaO należy ocenić bardzo korzystnie, z punktu widzenia utrzymania jakości warstwy fluidalnej i zapobiegania jej aglomeracji [10, s. 116]. Pozostałą masę popiołu dennego i materiału cyrkulującego stanowił węgiel (pochodzący z cząstek paliwa znajdujących się w tych popiołach). Jest to typowa sytuacja, gdyż próbki popiołu dennego i materiału cyrkulującego pobierane były w sposób dynamiczny podczas pomiarów. Natomiast w popiele lotnym, zebranych spod filtra workowego, zawartość niespalonego węgla była znikoma.

Wnioski

Przeprowadzone badania pozwalają na sformułowanie następujących wniosków końcowych:

- Badane paliwo – palm kernel shell cechowało się korzystnym składem chemicznym. Na szczególne podkreślenie zasługują niskie na tle innych sortymentów biomasy zawartości chloru (0,03%_{mas.}), siarki (0,02%_{mas.}) oraz azotu (0,3%_{mas.}), co znalazło potwierdzenie w niskich zawartościach chlorowodoru, ditlenku siarki oraz tlenków azotu, zarejestrowanych w gazach spalinowych.
- Paliwo PKS cechowało się również korzystną wartością opałową, potwierdzoną przez stosunkowo niewielkie zużycie paliwa (3,82 kg/h), wystarczającą do utrzymania założonych temperatur warstwy fluidalnej podczas prowadzenia eksperymentu, jak również wysoką gęstością strumienia energii w paliwie.
- Paliwo spalało się w sposób stabilny, na co wskazują stabilne parametry emisyjne, przedstawione na rysunkach 6.4-6.6.
- Nie zaobserwowano aglomeracji warstwy fluidalnej ani też problemów z utrzymaniem właściwego profilu ciśnień w reaktorze podczas prowadzenia badań.
- Spalaniu PKS towarzyszyły niskie emisje gazowych substancji zanieczyszczających, w tym HCl (13,57 mg/m³), HF (0,35 mg/m³), SO₂ (22,00 mg/m³) oraz NO_x (187,05 mg/m³) – wartości przeliczone na 6% zawartość tlenu w gazach spalinowych.
- Badania przeprowadzone za pomocą sondy do foulingu wykazały niewielkie przyrosty masy osadu na sondzie (0,103 g w okresie 48 h), porównywalne do procesu spalania węgla i znacznie mniejsze niż dla spalania typowej biomasy stałej. Powstały osad był słabo związany z sondą, co może wskazywać na łatwość usuwania go za pomocą np. zdmuchiwozmy popiołu.
- Analiza popiołu wykazała niskie zawartości tlenków: CaO, K₂O oraz Na₂O, w porównaniu do popiołów fluidalnych ze spalania innego typu biomasy stałej.

- Kompleksowe badania procesu spalania PKS oraz zanieczyszczeń i ubocznych produktów spalania powstających w tym procesie wykazały, że PKS cechuje się bardzo dobrymi własnościami, może zatem stanowić wartościowe paliwo dla kotłów fluidalnych spalających i współspalających biomasę stałą.

Podziękowania

Badania zostały współfinansowane przez firmę MMB System sp. z o.o. w ramach pracy badawczo-rozwojowej nr BZ-4/2015, www.mmbssystem.pl.

Badania naukowe zostały współfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- [1] Masson-Delmotte V., Zhai P., Pirani A., Connors S.L., Péan C., Berger S., Caud N., Chen Y., Goldfarb L., Gomis M.I., Huang M., Leitzell K., Lonnoy E., Matthews J.B.R., Maycock T.K., Waterfield T., Yelekçi O., Yu R. and Zhou B. (eds.) IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, New York.
- [2] Jagustyn B., Patyna I., Skawińska A., Evaluation of physicochemical properties of Palm Kernel Shell as agro biomass used in the energy industry, *Chemik* 2013, 67, 6, s. 552-559.
- [3] Anyaoha K.E., Sakrabani R., Patchigolla K., Mouazem A.M., Co-gasification of oil palm biomass in a pilot scale downdraft gasifier, *Energy Reports* 2020, 6, s. 1888-1896.
- [4] Rybak W., Spalanie i współspalanie biopaliw stałych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2006.
- [5] Kassman H., Strategies to reduce gaseous KCl and chlorine in deposits during combustion of biomass in fluidised bed boilers, rozprawa doktorska, Chalmers University of Technology, Göteborg 2012.
- [6] Rajczyk R., Współspalanie biomasy stałej w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2018.
- [7] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2020, poz. 1860).
- [8] De Fusco L., Defoort F., Rajczyk R., Jeanmart H., Blondeau J., Contino F., Ash characterization of four residual wood fuels in a 100 kW_{th} circulating fluidized bed reactor including the use of kaolin and halloysite additives, *Energy & Fuels* 2016, 30, 10, s. 8304-8315.
- [9] Leckner B., Co-combustion – A summary of technology, *Thermal Science* 2007, 11, 4, s. 5-40.
- [10] Cholewiński M., Kamiński M. (2016), Technologie współspalania biomasy w kotłach energetycznych dużej mocy, [w:] M. Klich, J. Kozłowski (red.), Odnawialne źródła energii i gospodarka odpadami oraz ochrona i gospodarowanie zasobami przyrody – wybrane problemy w Polsce, Wydawnictwa Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Tarnowie, Tarnów 2016, s. 113-124.

Fedir Ivashchyshyn

7. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.1. Wprowadzenie

Każdy system zaopatrzenia w energię składa się z pierwotnego źródła energii, podsystemu konwersji energii i odbiorców przetworzonej energii. W systemie mogą występować rozbieżności – zarówno w czasie, jak i w przestrzeni – między dostawą a zużyciem energii. Głównym celem akumulacji energii jest przewyciężenie tych rozbieżności [1-3].

Zadania magazynów energii to:

- zapewnienie rezerwy na wypadek nagłego wyłączenia instalacji, zwłaszcza na okres rozruchu instalacji rezerwowych;
- regulacja lub magazynowanie buforowe przy dużych amplitudach zmian obciążenia, co pozwala na pokrycie obciążenia przy małych gradientach zmian mocy pierwotnego źródła energii;
- przechowywanie energii w pobliżu miejsca jej zużycia, aby zmniejszyć szczyty obciążenia i koszty systemu zaopatrzenia w energię nie tylko w zakresie konwersji energii, ale także jej dystrybucji za pomocą sieci.

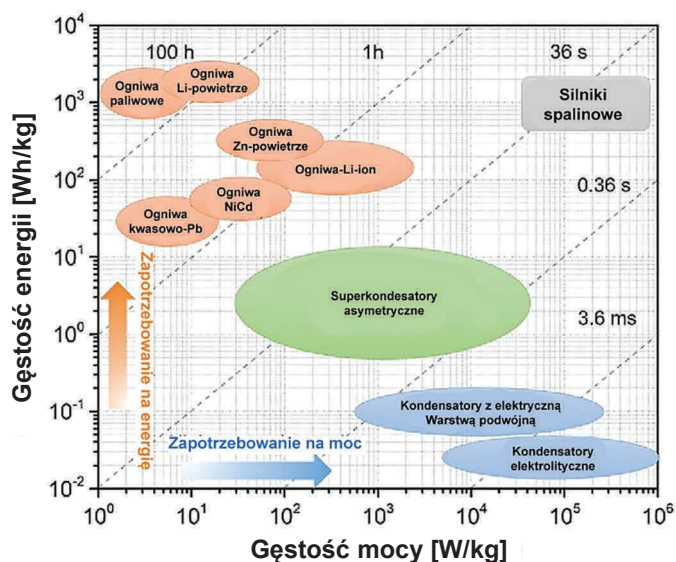
Zastosowanie akumulatorów energii zapewnia nie tylko stabilne i nieprzerwane zasilanie, ale także zwiększa współczynnik wykorzystania pierwotnego źródła energii ze względu na magazynowanie energii nadmiernej oraz energii o niskim potencjale, która nie może być wykorzystana bezpośrednio przez odbiorców. Wygładza to wahania w sieci, pojawia się możliwość zamiany jednego rodzaju energii na inny w zależności od potrzeb odbiorcy.

Analiza środków magazynowania i konwerterów energii wykazała, że najskuteczniejsze jest akumulowanie energii ze Słońca, wiatru, małych rzek i źródeł geotermalnych za pomocą akumulatorów elektrochemicznych i termicznych, a także wodorowych.

Akumulatory elektrochemiczne są efektywne w wiatrowych i słonecznych systemach energetycznych o różnej mocy [4, 5]. Szczególnie wskazane jest ich stosowanie w układach opartych na źródłach energii pierwotnej o małej mocy, które nie są w stanie dostarczyć energii o pożądanej jakości, pracując bezpośrednio na odbiorcę [6]. W takim przypadku akumulatory elektrochemiczne gromadzą energię elektryczną z odnawialnego źródła energii, a przy ograniczeniu lub odcięciu zasilania dostarczają konsumentowi co najmniej minimalną ilość energii. W rozdziale rozważono również najpopularniejsze typy akumulatorów i sposób obliczenia systemu magazynowania energii elektrycznej.

7.2. Elektrochemiczne akumulatory energii elektrycznej i ich charakterystyka

W celu porównania istniejących elektrochemicznych źródeł energii elektrycznej stosuje się zwykle wykres Ragona [7, 8], który pokazano na rysunku 7.1. Pozwala on na porównanie różnych systemów magazynowania energii z uwzględnieniem gęstości energii (w Wh/kg) i mocy (w W/kg). Obie osie są logarytmiczne, co pozwala na porównanie charakterystyk różnych urządzeń. Poniżej rozpatrzono charakterystyki najbardziej rozpowszechnionych akumulatorów energii elektrycznej [9].



Rys. 7.1. Wykres Ragona [7, 8]

Akumulatory to chemiczne źródła energii elektrycznej wielokrotnego użytku. Składają się z dwóch elektrod (dodatniej i ujemnej), elektrolitu i obudowy. Akumulacja energii elektrycznej w akumulatorze następuje w wyniku chemicznej reakcji utleniania-redukcji lub procesów interkalacji-deinterkalacji. Gdy bateria jest rozładowywana, zachodzą odwrotne procesy. Napięcie akumulatora to różnica potencjałów między biegunami akumulatora przy stałym obciążeniu.

Aby uzyskać odpowiednio duże wartości napięcia lub ładunku, poszczególne akumulatory łączy się szeregowo lub równolegle w baterii. Istnieje kilka typowych napięć baterii akumulatorowych: 2; 4; 6; 12; 24 V.

Liczba akumulatorów niezbędnych do wyposażenia baterii przy połączeniu szeregowym, jest określana według wzoru:

$$N = U_n / U_a \quad (7.1)$$

gdzie:

N – liczba baterii akumulatorowych,

U_n – napięcie zasilania konsumenta,

U_a – napięcie jednego naładowanego akumulatora.

Sprawność pojemnościową należy rozumieć jako maksymalną ilość ładunku w kulombach (amperogodzinach Ah)¹, którą akumulator oddaje przy rozładowaniu do wybranej końcowej wartości napięcia. W zapisie typu akumulatora zostaje podana pojemność nominalna, tj. pojemność w normalnych warunkach rozładowania (przy rozładowaniu o prądzie znamionowym i zwykle w temperaturze 20°C).

Akumulator należy dobierać zgodnie z następującymi parametrami:

- współczynnik sprawności – to stosunek ilości energii (Ah), jaką akumulator oddaje przy pełnym rozładowaniu, do ilości, pobranej podczas ładowania;
- współczynnik wydajności akumulatora – to stosunek ilości energii (Ah), którą on oddaje konsumentowi, rozładowując się do ustalonego limitu dla kontynuacji normalnej pracy tego ostatniego, do ilości energii pobranej przez niego podczas ładowania.

Wartość współczynnika wydajności jest zawsze mniejsza niż wartość współczynnika sprawności.

Łącząc akumulatory równolegle, można zbudować baterię o dużej pojemności, o napięciu równym napięciu znamionowemu jednego akumulatora i pojemności równej sumie pojemności akumulatorów, które ją tworzą.

Aby ułatwić wybór odpowiedniej dla konsumenta energii akumulatora, należy porównać niektóre cechy. Z tabeli 7.1 wynika, że znacząca energia właściwa akumulatorów srebrowo-cynkowych w znacznie większym stopniu zależy od temperatury. W przybliżeniu tak samo zależy od temperatury objętościowa energia właściwa akumulatorów.

Ważną cechą akumulatorów jest przybliżony koszt względny 1 Wh energii uzyskanej z różnych typów akumulatorów o tej samej pojemności.

Tabela 7.1. Zależność energii właściwej od temperatury otoczenia (opracowanie własne)

Akumulator	Energia właściwa [Wh/kg] przy temperaturze [°C]				Wpływ na urządzenia i ludzi
	20	0	-20	-40	
Ołowiowo-kwasowy	36	29	18	8	Najbardziej szkodliwe ze wszystkich akumulatorów
Kadmowo-niklowy, płytowy	20	16	11	5	Mniej szkodliwe niż kwasowe
Kadmowo-niklowy, bezpłytowy	38	33	26	19	Mniej szkodliwe niż kwasowe
Niklowo-żelazowy	18	13	9	–	Mniej szkodliwe niż kwasowe
Srebrowo-cynkowy	90	75	35	6	Najmniej szkodliwe ze wszystkich akumulatorów

¹ 1 Ah = 3600 C

Tabela 7.2. Koszt względny 1 Wh energii otrzymanej z akumulatorów
(opracowanie własne)

Akumulator	Wartość
Kwasowo-ołowiowy	1
Kadmowo-nikłowy, płytowy	3
Kadmowo-nikłowy, bezpłytowy	13
Nikłowo-żelazowy	2
Srebrowo-cynkowy	15

Tabela 7.3. Charakterystyki najbardziej rozpowszechnionych rodzajów akumulatorów
(opracowanie własne)

Typ ogniwa	Anoda (+)	Katoda (-)	Maks. napięcie [V]	Maks. pojemność [Ah/kg]	Napięcie robocze [V]	Gęstość energii [Wh/kg]	Energia zmagazynowana [Wh/dm ³]	Czas przechowywania [lata]
Kwasowo-ołowiowe	Pb	PbO ₂	2,1	55	2	37	70	3
Nikłowo-żelazowe	Fe	NiO _x	1,5	195	1,2	29	65	5
Kadmowo-nikłowe	Cd	NiO _x	1,35	165	1,2	33	60	5
Srebrowo-kadmowe	Cd	AgO	1,4	230	1,05	55	120	6
Srebrowo-cynkowe	Zn	AgO	1,85	285	1,5	100	170	–
Cynk-NiO _x	Zn	NiO _x	1,75	185	1,6	55	110	–
Litowe	Li	SO ₂	2,9	100	2,8-2,2	100	250	4
Litowe	Li	SOCl ₂	3,6	120	3,5-3,0	140	300	6
Litowe	Li	MoO ₃	3,2	80	3,0-2,7	250	120	4
Litowe	Li	MoS ₂	2,4	190	1,8	50	140	10

Tabela 7.4. Parametry najbardziej rozpowszechnionych typów akumulatorów
(opracowanie własne)

Parametry	Kwasowo- -ołowiowe	Nikłowo- -żelazowe	Kadmowo- -nikłowe	Cynk- -NiO _x	Srebrowo- -cynkowe	Srebrowo- -kadmowe
Napięcie pracy jałowej [V]	2,15	1,4	1,35	1,8	1,86	1,4
Napięcie przy obciążeniu [V]	1,75-1,9	1,1-1,3	1,1-1,3	1,5-1,7	1,3-1,5	1,1
Gęstość energii [Wh]	12-14	16	18	40	60	30
Energia zmagazynowana [Wh/cm ³]	25-30	16.6	30	54	54	42
Cykliczny czas służby (głębokie cykle)	1000	3000	1500	300	50	200
Charakterystyki przy niskiej temperaturze (stosunek pojemności przy 0°C do pojemności przy 25°C) [%]	60	35	65	40	35	50
Zachowanie ładunku przy 25°C (do pojemności 80%) [miesiące]	18	3	6	6	6	9
Zachowanie ładunku przy 45°C (do pojemności 80%) [miesiące]	6	1	1	1	1	2

Jak widać z tabeli 7.2, najdroższa energia pochodzi z akumulatorów srebrowo-cynkowych i kadmowych, a najtańsza – z kwasowo-ołowiowych.

Charakterystyki najbardziej rozpowszechnionych typów akumulatorów są przedstawione w tabeli 7.3. Wybierając baterie, należy m.in. przewidzieć tryb pracy, charakter zmiany napięcia, zakres zmian prądu i napięcia, temperaturę otoczenia. Parametry najbardziej rozpowszechnionych typów akumulatorów są przytoczone w tabeli 7.4.

7.3. Hermetyczne akumulatory kwasowo-ołowiowe, technologia *dryfit*

Biorąc pod uwagę opłacalność i energochłonność akumulatorów kwasowych, są one szeroko stosowane do bilansowania w systemach energii wiatru i Słońca o różnej mocy. Obecnie szeroko rozpowszechnione akumulatory kwasowe, wykonane w klasycznej technologii, przynoszą wiele kłopotów i wywierają szkodliwy wpływ na ludzi i sprzęt. Są najtańsze, ale wymagają dodatkowych kosztów utrzymania, specjalnych pomieszczeń i personelu. Najwygodniejsze i najbezpieczniejsze wśród akumulatorów kwasowych są hermetyczne akumulatory niewymagające konserwacji VRLA (ang. Valve Regulated Acid) wykonane w technologii *dryfit* (rys. 7.2).



Rys. 7.2. Wygląd zewnętrzny akumulatorów *dryfit*

Elektrolit w tych akumulatorach jest w stanie galaretowatym. Zapewnia to niezawodność baterii i bezpieczne użytkowanie.

Techniczne charakterystyki akumulatorów dryfit

W zależności od zaplanowanego trybu pracy zalecane są dwa rodzaje akumulatorów: *dryfit* A400 – dla trybu buforowego oraz A500 – dla trybu „bufor-cykl”. Akumulatory te charakteryzują się następującymi zaletami:

- nie wymagają konserwacji przez cały okres eksploatacji;
- długa żywotność (przy zachowaniu pojemności resztkowej 80%);

- klasyfikacja Eurobat – wysoka wydajność (*high performance*);
- technologia *dryfit*: elektrolit jest w stanie galaretowatym;
- płyty kratkowe w stanie blokowym;
- bardzo niskie wydzielanie gazu dzięki systemowi rekombinacji wewnętrznej;
- właściwość szybkiego odzyskiwania pojemności;
- akumulatory *dryfit* nie są ładunkiem niebezpiecznym w transporcie lotniczym, drogowym i kolejowym;
- bardzo małe samorozładowanie: nawet po 2 latach przechowywania (w temperaturze 20°C) doładowanie nie jest wymagane przed uruchomieniem;
- dopuszczalne jest przeładowanie;
- są odporne na głębokie rozładowanie zgodnie z DIN 43539 część 5;
- akumulatory nadają się do recyklingu, ponieważ zawierają wiele cennych materiałów;
- są zgodne z VDE 0108 część 1 dla zasilania awaryjnego.

Akumulatory A500 są bardziej uniwersalne i stanowią kolejne opracowanie dla mieszanego trybu funkcjonowania – „bufor-cykl”. Są w nim znacząco lepsze charakterystyki samorozładowania dzięki zmianom w konstrukcji naczyń akumulatorowych i składzie elektrolitu. Odpowiadają one normom DIN, BS, IES, a także posiadają aprobatę VdS.

Charakterystyki techniczne są zamieszczone odpowiednio w tabelach 7.5 i 7.6.

Tabela 7.5. Charakterystyki techniczne akumulatorów *dryfit* A400 [9]

Typ nr	Oznaczenie typu	Napięcie znamionowe [V]	Pojemność znamionowa (c20) [Ah]	Prąd rozładowania (I20) [mA]	Maks. obciążenie [A]	Maks. dopuszczalny prąd 5 s [A]	Waga [kg]	Długość [mm]	Szerokość [mm]	Wysokość obudowy [mm]	Wysokość ze stykami [mm]
09 1 90835 00	A406/165,0A	6	165	8520	770	2600	31	244	190	253	275
07 1 94436 00	A412/5,5SR	12	5,5	275	80	300	2,5	1523	65,5	94,5	98,4
07 1 94530 00	A412/8,5SR	12	8,5	425	80	300	3,6	152	98	94,5	98,4
07 1 94560 00	A412/12,0SR	12	12	600	100	350	5,6	181	76	152	156,4
09 1 90604 00	A412/20,0G5	12	20	1000	200	800	7,7	176	167	126	126
09 1 90635 00	A412/50,0A	12	50	2500	440	1500	20,1	306	175	190	190
09 1 90702 00	A412/65,0G6	12	65	3250	440	1500	24,6	381	175	190	190
09 1 90750 00	A412/85,0A	12	85	4250	770	2600	37	384	267	208	230
09 1 90752 00	A412/100,0A	12	100	5000	770	2600	40	513	189	195	223
09 1 90765 00	A412/120,0A	12	120	6000	770	2600	49	513	223	195	223
09 1 90815 00	A412/180,0A	12	180	9000	770	2600	70	518	291	216	242

Tabela 7.6. Charakterystyki techniczne akumulatorów dryfit A500 [9]

Typ nr	Oznaczenie typu	Napięcie znamionowe [V]	Pojemność znamionowa (c20) [Ah]	Prąd rozładowania (I20) [mA]	Maks. obciążenie [A]	Maks. dopuszczalny prąd 5 s [A]	Waga [kg]	Długość [mm]	Szerokość [mm]	Wysokość obudowy [mm]	Wysokość ze stykami [mm]
07 8 95502 00	A502/10,0S	4	10	500	80	300	0,7	52,9	50,5	94,5	98,4
07 8 95302 00	A504/3,5S	6	3,5	175	60	300	0,5	90,5	34,5	60,5	64,4
07 8 95312 00	A506/3,5S	6	3,5	175	60	300	0,5	134,5	34,8	60,5	64,4
07 8 95391 00	A506/4,2S	6	4,2	210	60	300	0,9	62,3	52	98	101,9
07 8 95465 00	A506/6,5S	6	6,5	325	80	300	1,3	152	34,5	94,5	98,4
07 8 95523 00	A506/10,0S	12	10	500	80	300	2,1	152	550,5	94,5	98,4
07 8 95202 00	A512/2,0S	12	2	100	40	240	1	178,5	34,1	60,5	64,4
07 8 95315 00	A512/3,5S	12	3,5	175	60	300	1,5	134	66,3	60	64,4
07 8 95432 00	A512/6,5S	12	6,5	325	80	300	2,6	152	65,5	94,5	98,4
07 8 95436 00	A512/6,5SR	12	6,5	325	80	300	2,6	152	65,5	94,5	98,4
07 8 95525 00	A512/10,0S	12	10	500	80	300	4,1	152	98	94,5	98,4
07 8 95530 00	A512/10,0SR	12	10	500	80	300	4,1	152	98	94,5	98,4
07 8 95565 00	A512/16,0G5	12	16	800	200	700	6,8	181	76	167	167
07 8 95560 00	A512/16,0SR	12	16	800	100	300	6,7	181	76	152	156,4
08 8 95615 00	A512/25,0G5	12	25	1250	200	800	9,6	176	167	126	126
08 8 95625 00	A512/30,0G6	12	30	1500	400	1500	11,7	197	132	160	181
08 8 95632 00	A512/40,0G6	12	40	2000	400	1500	14,8	210	175	175	175
08 8 95630 00	A512/40,0A	12	40	2000	400	1500	14,8	210	175	175	175
08 8 95660 00	A512/55,0A	12	55	2750	400	1500	19	261	135	208	230
08 8 95664 00	A512/60,0A	12	60	3000	400	1500	21,3	306	175	190	190
08 8 95668 00	A512/65,0G6	12	65	3250	440	1500	25	381	175	190	190
08 8 95666 00	A512/65,0A	12	65	3250	440	1500	25	381	175	190	190
08 8 95722 00	A512/85,0A	12	85	4250	600	2600	33	330	171	214	235,5
08 8 95750 00	A512/115,0A	12	115	5750	770	2600	40,3	284	267	208	230

Oznaczenie umowne akumulatorów *dryfit* zawiera:

- pierwsza litera i trzy następujące po niej cyfry – typ akumulatora;
- następne cyfry – pojemność znamionowa, Ah;
- ostatnie litery – typ wyjścia baterii (zgodnie z DIN 72311 graniczne prądy rozładowania są osiągnięte tylko przy użyciu standardowego styku).

Akumulatory przemysłowe w technologii *dryfit* z elektrolitem w stanie galareto-watym oferuje firma EXIDE Technologies pod marką handlową Sonnenschein, która została mocno ugruntowana i utrzymuje swoją pozycję na rynku akumulatorów przemysłowych dzięki ciągłej optymalizacji i wysokiej jakości.

7.4. Nowe typy akumulatorów elektrochemicznych i systemów magazynowania energii elektrycznej

Poniżej zaprezentowano przegląd światowego rynku systemów magazynowania energii elektrycznej, w którym podano najbardziej zaawansowane firmy i technologie [10].

Firma Redflow, technologia ZCell

Kiedy australijska firma Redflow ogłosiła rozpoczęcie sprzedaży wydajnych domowych baterii akumulatorowych z płynnym elektrolitem, wielu ekspertów nie potraktowało tej informacji poważnie. Jednak pierwsze próbki, które trafiły do sprzedaży w marcu 2016 roku, otrzymały pozytywne recenzje. Na razie firma Redflow koncentruje się na krajowym australijskim rynku użytkowników energii słonecznej.

Ciągle obniżanie „zielonej” taryfy na tle rosnących cen mediów sprawia, że baterie z płynnym elektrolitem ZCell stają się coraz bardziej atrakcyjne dla gospodarstw domowych. Opracowany przez australijskich inżynierów system magazynowania energii oparty jest na cynkowo-bromowej baterii akumulatorowej o pojemności 10 kWh. Gromadząc energię z paneli słonecznych oddaje ją w godzinach szczytu, a także wieczorem i w nocy. Do jej zalet należą:

- maksymalna dopuszczalna głębokość rozładowania to 100%, jednocześnie projektanci twierdzą, że pełne rozładowanie w żadnym stopniu nie wpływa na pojemność baterii i jej charakterystyki wydajności;
- bateria może pozostawać w stanie rozładowanym przez bardzo długi czas, w żadnym stopniu nie wpłynie to na jej charakterystyki;
- pojemność baterii prawie nie zmienia się w czasie – 10 lat gwarancji na akumulator;
- bateria posiada własny wbudowany system zabezpieczeń elektrycznych, ponadto zainstalowany interfejs pozwala na zdalną kontrolę i sterowanie systemem za pomocą Internetu;
- łatwość instalacji – system jest dostarczany w postaci monobloku, który po prostu wystarczy umieścić wewnątrz lub na zewnątrz domu i podłączyć do sieci;
- bezpieczeństwo środowiskowe – wszystkie części akumulatora nadają się do recyklingu;
- pod względem gabarytów jest to najmniejsza bateria z płynnym elektrolitem, która jest produkowana masowo.

Podstawowe problemy, zdaniem specjalistów, związane są właśnie z akumulatorem cynkowo-bromowym, który jest bardzo efektywny w długich cyklach gromadzenia i magazynowania energii, ale słabo sprawdza się w krótkich cyklach ładowania-rozładowania. Ponadto większość użytkowników jest przyzwyczajona do polegania na akumulatorach litowo-jonowych, co sprawia, że dalsza komercjalizacja ZCell jest dość problematyczna, zwłaszcza poza Australią.

Firma Tesla, technologie Powerwall i Powerpack

Tesla stopniowo staje się jednym ze światowych liderów w dziedzinie tworzenia systemów magazynowania energii. Dziś Tesla promuje na rynku dwa rodzaje takich systemów: Powerwall i Powerpack. Pierwszy może być używany w mieszkaniach i małych biurach, drugi zaś jest przeznaczony do pracy w przedsiębiorstwach, jest w stanie obsługiwać duże moce i duże liczby konsumentów.

„Domowy” Powerwall ma kilka odmian – 7 kWh (o wartości 3 tys. USD), 10 kWh (o wartości 3,5 tys. USD) i 14 kWh (o wartości 5,5 tys. USD), pojemność takiego akumulatora wystarczy na jedną dobę, aby zasilić dom z dwiema sypialniami. Za instalację, przetworniki i inne materiały eksploatacyjne trzeba będzie dodatkowo zapłacić od 1500 do 1600 dolarów. Wymiary gabarytowe wynoszą około metra szerokości i długości, grubość stanowi około 18 cm, waga – 100 kg. Akumulator można doładować tak z prądnicy napędzanej silnikiem wiatrowym lub panelu słonecznego, jak również z sieci domowej. Powerwall można zainstalować wewnątrz lub na zewnątrz domu, dopuszczalna temperatura użytkowania wynosi od –20 do +43 stopni. Gwarancja producenta stanowi 10 lat.

Moc przemysłowej wersji Powerpacka wynosi 100 kWh, ale jej konstrukcja pozwala na łatwe łączenie poszczególnych elementów w duże układy o mocy do 100 MWh, co wystarcza do zasilenia dużego obiektu przemysłowego. Przybliżony koszt wynosi 250 USD za 1 kWh.

Firma Sonnen, technologia SonnenCommunity

Firma Sonnen jest niekwestionowanym liderem na niemieckim rynku domowych systemów magazynowania energii, dotychczas firma sprzedała ponad 10 tysięcy domowych systemów. Sonnen oferuje akumulatory o pojemności od 2 do 16 kWh, o żywotności co najmniej 10 tysięcy cykli ładowania/rozładowania przy maksymalnej dopuszczalnej głębokości rozładowania około 80%. W ostatnim czasie firma działa nie tylko jako producent urządzeń, ale również pozycjonuje się jako dostawca usług na rynku energetyki elektrycznej.

W listopadzie 2015 roku firma uruchomiła ambitny projekt w Niemczech. Platforma SonnenCommunity to możliwość stworzenia wirtualnej puli właścicieli systemów solarnych i baterii elektrycznych. Nadwyżka energii elektrycznej wytworzonej przez panele słoneczne i niewykorzystana w domu może zostać rozprowadzona wśród uczestników wirtualnej sieci, na przykład, może zostać skierowana do doładowania systemu akumulatorów u innego właściciela, a później – sprzedana na rynku hurtowym. Biorąc pod uwagę gwałtowny spadek cen „zielonej” energii elektrycznej, pozwoli to jej producentom sprzedawać ją w czasie rzeczywistym w chwili, gdy ceny będą najkorzystniejsze. Z platformą może połączyć się każdy użytkownik, który zakupił sprzęt firmy. Sonnen korzysta również z nowego oprogramowania, które może wizualizować zagregowane magazynowanie w czasie rzeczywistym.

Eksperci uważają Sonnen za najbardziej realnego konkurenta Tesli – firma sprzedała już około tysiąca systemów do domowych elektrowni słonecznych. Co prawda, koszt magazynowania energii w układach Tesli jest niższy, ale Sonnen obstaje przy swojej przewadze pod względem żywotności i liczby cykli ładowania/rozładowania.

Firma Panasonic, technologia Smart Towns

W Japonii, gdzie każdego roku buduje się około 1 miliona nowych domów, od 2020 r. obowiązuje standard Zero Energy Homes (ZEH). Panasonic i inne japońskie firmy, bezpośredni konkurenci Gigafactory Tesli, od wielu lat sprzedają lokalnym klientom gotowe rozwiązania dla domowych elektrowni słonecznych, w których system magazynowania energii elektrycznej jest nadal oferowany jako opcja dodatkowa.

Firma Panasonic realizuje własny program „inteligentnego miasta” zlokalizowanego w pobliżu Jokohamy. Oczekuje się, że w obrębie tego miasta wszystkie krajowe elektrownie słoneczne i systemy magazynowania energii zostaną połączone w jedną sieć. Zapewni to nie tylko niezależność energetyczną miasta, ale także w dłuższej perspektywie – wejście na japoński rynek hurtowy sprzedaży energii elektrycznej.

Panasonic jest jednym z największych na świecie producentów wydajnych baterii do magazynowania energii, duże wolumeny produkcji pozwalają firmie sprzedawać produkty w bardzo konkurencyjnej cenie. Smart Towns to młody, ale ambitny projekt, w którym Panasonic spróbuje wdrożyć nowe podejście do akumulacji i dystrybucji energii elektrycznej. Przy tym firma będzie bazować na doświadczeniach zdobytych niedawno w Kanadzie, gdzie Panasonic zrealizował duży projekt „panele słoneczne + akumulator”. Ponadto firma realizuje kilka projektów tworzenia systemów magazynowania energii elektrycznej dla budynków mieszkalnych w Australii, choć napotkała tam silną konkurencję.

Firma NGK Insulators, technologia akumulatorów sodowo-siarkowych

Japońska firma NGK Insulators jako jedna z pierwszych weszła na światowy rynek systemów gromadzenia i magazynowania energii elektrycznej w technologii baterii sodowo-siarkowych z ciekłym elektrolitem. Do tej pory łączna pojemność akumulatorów zainstalowanych na całym świecie przez NGK Insulators wynosi około 3 GWh, w tym na bazie tego typu akumulatorów powstała w Japonii największa na świecie sieć baterii do magazynowania energii. W latach 2007-2010 firma odpowiadała za 66% rynku akumulatorów do długoterminowego magazynowania energii elektrycznej. Specyfika technologii akumulatory sodowo-siarkowe umożliwia długą żywotność, ale stanowią niebezpieczeństwo pożarowe ze względu na wysokie temperatury pracy.

Chociaż akumulatory litowo-jonowe są bardziej odpowiednie do tworzenia systemów magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę niż akumulatory

z ciekłym elektrolitem, to jednak te ostatnie przez długi czas jeszcze zachowują swoją pozycję jako alternatywna technologia długoterminowego przechowywania energii elektrycznej. Na przykład firma wygrała niedawno przetarg na budowę dużego systemu magazynowania energii (35-280 MW) we Włoszech.

Firma Saft, technologia Intensium Li-ion battery

Francuska firma Saft stała się jednym z głównych bohaterów nowości po tym, jak została przejęta przez giganta naftowego Total za 1 miliard dolarów — to największa transakcja dla producentów akumulatorów. Przed zmianą właściciela firma aktywnie angażowała się w projekty na całym świecie, tworząc systemy magazynowania i zarządzania energią elektryczną w oparciu o akumulatory litowo-jonowe własnej produkcji. Firma od początku skoncentrowała się na projektach w odległych rejonach, gdzie ceny energii elektrycznej tradycyjnie są wysokie. Przykłady obejmują instalację systemu o mocy 1,2 MW w odległej wiosce na Alasce, dużą elektrownię słoneczną w Anahola na Hawajach oraz niedawno przyznany kontrakt na budowę systemu magazynowania energii o mocy 10 MW w Puerto Rico.

Ekspertcy na razie ostrożnie komentują zmianę właściciela, zauważając, że na początkowym etapie firma, zwłaszcza pod względem skali produkcji, nie będzie w stanie konkurować z tak uznanymi liderami branży, jak LG Chem, Samsung SDI, Tesla czy Panasonic.

Firma S&C Electric, technologia Pure Wave S&C Electric

Firma S&C Electric posiada ponad stuletnie doświadczenie w projektowaniu i budowie komunikacji inżynierskich, zabezpieczenia i tworzenia systemów sterowania dla sieci elektrycznych. Dziś S&C Electric jest jednym z liderów w zakresie innowacyjnych rozwiązań programowych zwiększających niezawodność, produktywność i wydajność sieci. Firma specjalizuje się w opracowywaniu i wdrażaniu rozwiązań zarówno dla obiektów komercyjnych i przemysłowych, jak i domów prywatnych, a także autonomicznych systemów zasilania. Na przykład firma w Teksasie połączyła w jedną sieć 4 mikrosieci elektryczne, które mają różne źródła wytwarzania energii elektrycznej – w tym z energii słonecznej, a także kilka systemów magazynowania energii elektrycznej. Ponadto firma opracowała jeden z największych systemów magazynowania energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. Kolejnym projektem o mocy 7 MW jest Half Moon Ventures w Minster w stanie Ohio.

Firma Aquion, technologia Aqueous Hybrid Ion battery

Opracowany przez Aquion hybrydowy akumulator jonowy, wykorzystujący wodny roztwór sodowo-jonowy (na bazie wody morskiej), powinien stać się najbardziej przyjazną dla środowiska i czystą baterią na rynku. Wśród innych akumulatorów z ciekłym elektrolitem technologia Aquion nastawiona jest przede wszystkim na długoterminowe magazynowanie energii elektrycznej.

Firma z powodzeniem zapewniła finansowanie projektu na wczesnych etapach rozwoju technologii. Według obliczeń inżynierów firmy, po rozpoczęciu masowej produkcji baterii hybrydowych ich koszt powinien wynieść około 160 dolarów za 1 kWh. Ale jest za wcześnie, aby ocenić, jak prawdziwe jest to stwierdzenie. Do tej pory firma pozyskała prawie 200 mln dolarów inwestycji, ale udało się zrealizować tylko kilka komercyjnych projektów opartych na akumulatorach hybrydowych. Jednocześnie, wszystkie z nich zostały wykonane na rynkach, na których koszt energii elektrycznej jest bardzo wysoki, na przykład w Puerto Rico. Aby technologia akumulatorów Aqueous Hybrid Ion battery miała dobre perspektywy komercyjne, firma-projektant powinna skoncentrować się na obniżeniu kosztów.

Firma ViZN, technologia Zinc-iron flow battery

Firma ViZN jest kolejnym producentem, który stawia na akumulatory o dużej pojemności z ciekłym elektrolitem. Obecnie baterie wytwarzające energię elektryczną w wyniku reakcji chemicznej żelaza i cynku dostępne są w różnych konfiguracjach. Wykorzystywane są jako źródło zapasowe w systemach domowych, w sieciach magazynowania i redystrybucji energii elektrycznej, a także do tworzenia autonomicznych sieci energetycznych, np. do zagospodarowania odległych złóż w górnictwie. O perspektywach tej technologii może świadczyć fakt, że firma wygrała przetarg na stworzenie systemu stabilizacji napięcia w Ontario (Kanada) o mocy 2 MW/6 MW.

Ekspertzy zauważają jednak, że nowa technologia Zinc-iron flow battery nadal potrzebuje potwierdzenia swojej atrakcyjności komercyjnej. Dzięki znacznemu obniżeniu kosztów produkcji baterie tego typu mogą zdobyć znaczący udział w rynku akumulatorów o długoterminowym funkcjonowaniu. Ponadto akumulatory żelazowo-cynkowe o środowisku niekwaśnym mają lepszą żywotność i wydajność systemu niż inne istniejące obecnie akumulatory z ciekłym elektrolitem. Dlatego strategicznym zadaniem ViZN jest rozsądne wykorzystanie pozyskanych inwestycji, koncentracja na redukcji kosztów poprzez doskonalenie technologii produkcji i zwiększanie skali produkcji.

Firma RES, technologia RESolve

Wielobranżowa firma projektowa RES stała się jednym z inicjatorów budowy wielkopowierzchniowego magazynu o mocy 88 MW, kolejny – znacznie potężniejszy, o mocy 200 MW, jest w fazie projektowania.

Projekty firmy opierają się na autorskim systemie RESolvecontrol, który umożliwia integrację urządzeń magazynujących energię elektryczną ze źródłami wytwarzania (panele słoneczne, turbiny wiatrowe itp.) w jeden system. System RESolve automatycznie określa optymalny tryb pracy, który minimalizuje ryzyko, prawidłowo redystrybuuje odebraną energię tak, aby uzyskać maksymalny zysk z hurtowej sprzedaży energii do ogólnego systemu elektroenergetycznego. Do chwili obecnej firma zrealizowała około 10 własnych projektów. Ponadto platforma oprogramowania Resolve jest wykorzystywana w kilku projektach firm trzecich.

Firma Younicos, technologia Y.Cube

Niemiecko-amerykańska firma Younicos jest jednym z wiodących dostawców oprogramowania dla systemów magazynowania energii i integratorów systemów. Firma, która wyrosła z laboratorium badawczego, ma bardzo silną pozycję w branży energetyki słonecznej i wiatrowej w Niemczech. Spółka opracowała wiele rozwiązań programowych i narzędzi dla wielu projektów na dużą skalę w Niemczech. Od niedawna firma promuje na rynku własne urządzenia do magazynowania energii pod marką Y.Cube.

Cechą wyróżniającą Y.Cube jest system modułowy, który można łączyć z różnymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej. Modułowa konstrukcja pozwala na tworzenie systemów o mocy od 200 kW do 10 MW (dla długotrwałego magazynowania energii elektrycznej) oraz systemów o większej mocy – do 20 MW (dla magazynowania energii elektrycznej w krótszych okresach). Przy tym oprogramowanie pozwala na łatwą konfigurację układu zarządzania systemem.

Firma AES, technologia Advancion

Technologia Advancion jest wynikiem ponad 30-letniej pracy firmy na rynku energii elektrycznej, z czego ostatnie 8 lat firma prowadzi aktywną działalność w segmencie komercyjnego magazynowania energii i oprogramowania do zarządzania systemami magazynowania energii elektrycznej. Dla obiektów użyteczności publicznej i przemysłowych firma oferuje standardowe konfiguracje systemów magazynowania energii o mocy od 100 kW do 1000 MW. Do tej pory firma zrealizowała kilka projektów na dużą skalę w Wielkiej Brytanii, Chile i Holandii, kilka obiektów w Indiach, Dominikanie i na Filipinach.

Oprogramowanie AES umożliwia łączenie różnych źródeł wytwarzania energii, co jest szczególnie ważne w godzinach szczytu. Jedną z zalet rozwiązań oferowanych przez AES jest modułowa zasada konstrukcji, która pozwala na zwiększenie wydajności wraz ze wzrostem potrzeb użytkownika. Pod koniec 2015 roku firma wyprodukowała czwartą wersję Advancion. Technologia Advancion łatwo integruje się z już istniejącym oprogramowaniem dyspozytorskich systemów zasilania. Współpraca AES z wiodącymi producentami akumulatorów przemysłowych może znacznie obniżyć koszty i czas wdrożenia przy tworzeniu wydajnych systemów magazynowania energii.

Firma AMS, technologia Hybrid Electric Buildings

Oprogramowanie AMS pozwala na optymalizację zarządzania dostępnymi zasobami. Wykorzystując zaawansowane technologie zarządzania obciążeniem, poprzez integrację różnych źródeł zasilania i zarządzanie mocą, AMS gwarantuje swoim klientom nieprzerwane zasilanie nawet przy szczytowych obciążeniach. Firma zrealizowała już jeden projekt na dużą skalę w Kalifornii – system magazynowania o mocy 3,5 MW dla stacji uzdatniania wody, a obecnie pracuje nad jeszcze większym obiektem – o mocy 50 MW. Do budowy systemu magazynowania AMS wykorzystuje Tesla Powerpacks.

Firma Enphase, technologia AC battery

Australijska firma Enphase jest często postrzegana jako konkurent Tesli przede wszystkim poprzez promowanie fundamentalnie innej zasady przechowywania energii – baterii prądu przemiennego – AC battery. Pod koniec 2015 roku firma zaoferowała na rynku własną modułową baterię do domowych systemów magazynowania energii o wydajności 1,2 kWh w cenie około 838 USD za 1 kWh. Bateria jest dostosowana do już istniejących elektrowni słonecznych i może zostać zainstalowana u klienta w ciągu 1,5 godziny. Firma udziela 10-letniej gwarancji na akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe. Obecnie firma przyjmuje zamówienia na instalację systemów w Australii i Nowej Zelandii, Stanach Zjednoczonych i Europie.

Firma Nissan, technologia V2G i 2nd EV life batteries

Partnerstwo japońskiej firmy motoryzacyjnej Nissan z inżynieryjnym gigantem Eaton, który ma już duże doświadczenie w tworzeniu popularnych samochodów elektrycznych Nissan LEAF, ma na celu stworzenie przemysłowych systemów gromadzenia i magazynowania energii. Obecnie firmy te realizują xStorage – pilotażowy projekt w Wielkiej Brytanii, polegający na stworzeniu systemu zasilania awaryjnego dla kompleksu mieszkalnego.

Powyższe informacje pozwalają na sformułowanie kilka ważnych wniosków:

- po pierwsze, systemy magazynowania energii mają już potencjał ekonomiczny pod pewnymi warunkami. Jest to często pomijane, bez uwzględniania dotacji rządowych na projekty magazynowania energii i strat ekonomicznych spowodowanych przerwami w dostawie prądu.
- po drugie, projektując system magazynowania energii, należy się zdecydować, która technologia (litowo-jonowa, kwasowo-ołowiowa, alkaliczna lub inna) jest bardziej odpowiednia do osiągnięcia konkretnych celów. Strategia wykorzystująca kilka technologii będzie kosztować więcej, ale pozwoli również na większą elastyczność systemu.
- wreszcie najważniejszy wniosek jest następujący: rozwój rynku systemów magazynowania energii może dogłębnie zmienić dotychczasowy model zaopatrzenia w energię na świecie. Obecnie energetyka niekonwencjonalna wykorzystywana jest głównie do zaspokojenia chwilowego zapotrzebowania na energię. Systemy magazynowania energii z kolei pomagają zniwelować różnicę między okresami wytwarzania energii a obciążenia sieci. Z biegiem czasu odnawialne źródła energii będą w coraz większym stopniu zastępować konwencjonalny węgiel i gaz.

Ze względu na zmienność wytwarzania energii elektrycznej przez turbiny wiatrowe lub panele słoneczne systemy magazynowania energii stały się ważnym atrybutem systemów zaopatrzenia w energię. Zgromadzona w ciągu dnia energia elektryczna jest dostarczana do sieci wieczorem lub w godzinach szczytu poboru, gdy energia generowana przez elektrownię słoneczną jest niewystarczająca dla potrzeb odbiorcy. Należy zrozumieć, że system gromadzenia i magazynowania energii to nie tylko

akumulator. Ważne jest również kompleksowe rozwiązanie, które obejmuje zarówno same akumulatory, jak i rozwiązania programowe, które zapewniają kontrolę nad stanem akumulatorów i optymalnym rozkładem obciążenia.

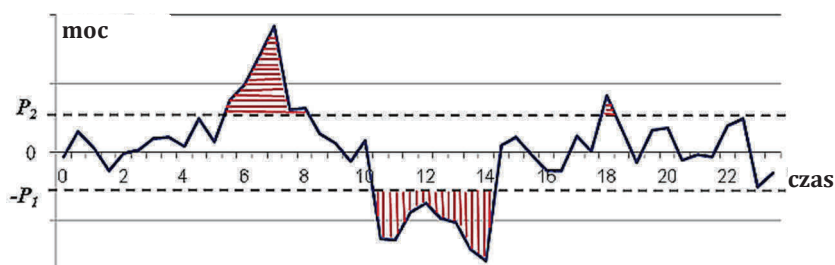
7.5. Obliczanie systemów magazynowania energii

Proponowane podejścia do wykonania odpowiednich obliczeń systemów magazynowania energii zostały opracowane przez ekspertów w badaniu [11].

Niezbilansowanie energii jako integralna charakterystyka niezbilansowania mocy zależy od czasu trwania i znaku odchylenia generowanej mocy od poboru. Harmonogram skumulowanych (warunkowo) ilości nadmiernej i brakującej energii pozwala na wyciągnięcie wniosków o potrzebach akumulacji energii. Jednocześnie możliwe są straty zarówno energii wytworzonej (przy niezbilansowaniu dodatnim), jak i niedostarczonej, czyli straty zużycia (przy niezbilansowaniu ujemnym). Jeżeli planowana generacja odbywa się zgodnie z harmonogramem średniego zużycia (najczęściej godzinowo), to średnie niezbilansowanie mocy powinno być bliskie zeru, a ilość energii straconej i niedostarczonej powinna być liczbowo równa.

Redundancja mocy ma na celu zapobieganie niedostarczeniu energii, czyli kompensację ujemnej składowej niezbilansowania. Natomiast pozytywną część można zachować tylko poprzez gromadzenie nadmiaru energii, która będzie również służyć jako rezerwa mocy. W przypadku tradycyjnych systemów elektroenergetycznych zapotrzebowanie na rezerwę określa losowy składnik zużycia energii, a w przypadku występowania odnawialnego źródła energii wytwarzanie zawiera również składnik losowy, co zwiększa prawdopodobieństwo wystąpienia nadwyżki wytwarzania nad zużyciem i powoduje bardziej odpowiednie wykorzystanie technologii magazynowania. Optymalność parametrów magazynowania można określić w oparciu o ograniczenia dotyczące prawdopodobieństwa niezbilansowania i jego dopuszczalnych poziomów (składnik technologiczny), konieczne jest również uwzględnienie kosztu urządzeń wytwórczych i energii, w tym kar za odchylenia od harmonogramu zużycia (składnik ekonomiczny). Ponieważ niezbilansowanie mocy działa jako zmienna losowa, ważne jest, aby wziąć pod uwagę prawdopodobieństwo wystąpienia krytycznych wartości niezbilansowania: na przykład skupienie się na maksymalnych odchyleniach bilansu energii przy wyborze akumulatorów może prowadzić do ekonomicznie nieuzasadnionej ich pojemności. Jednocześnie należy odróżnić niezbilansowanie mocy jako stan aktualny systemu od niezbilansowania energii jako skumulowanej sumy mocy. Podczas optymalizacji według kryterium wartości oczekiwanej należałoby opierać się na średnim poziomie możliwej akumulacji, a według kryterium niezawodności – opierać się naturze rozkładu wskaźników niezbilansowania energii jako zmiennej losowej. W takim przypadku zwykle występuje pewien zakres dopuszczalnych odchylenia od bilansu mocy (stabilności systemu elektroenergetycznego), poza którym występuje stan niezbilansowania. Przykład ograniczenia niezbilansowania mocy pokazano na rysunku 7.3, gdzie akumulacja zaczyna się przy

wartościach niezbilansowania powyżej P_2 (kreskowanie poziome), a konieczność rozładowywania akumulatorów występuje, gdy niezbilansowanie jest poniżej $-P_1$ (kreskowanie pionowe).

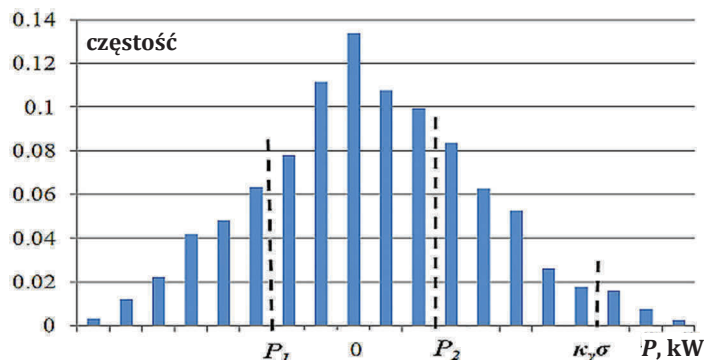


Rys. 7.3. Przykład zachowania się niezbilansowania mocy [11]

Oczywiście przy prawidłowym sporządzeniu planowanych grafików generacji powierzchnia obszarów zakreskowanych powinna być równa, czyli wynikowy bilans akumulacji podczas długotrwałej eksploatacji spada do zera. Oznacza to równość energii zgromadzonej i ponownie wykorzystanej (biorąc pod uwagę sprawność właśnie akumulatorów).

Znając funkcję gęstości rozkładu dla niezbilansowania mocy, pokazaną na rysunku 7.4 w postaci histogramu (oś pionowa nie pokrywa się z wartością 0), można z wybranym poziomem prawdopodobieństwa obliczyć ilość zakumulowanej energii dla różnych wartości progowych P_1 , P_2 .

Na podstawie badań danych dotyczących znaczenia zużycia i wytwarzania odnawialnego źródła energii ustalono, że taki rozkład jest w sposób zadowalający opisywany przez normalne (gaussowskie) prawo [12]. Wówczas dla poziomu ufności γ maksymalne osiągalne niezbilansowanie mocy można oszacować w oparciu o wartość $k\gamma\sigma\delta$, gdzie $k\gamma$ jest kwantylem rzędu γ , a $\sigma\delta$ jest odchyleniem standardowym aktualnych wartości niezbilansowania, czyli prawdopodobieństwo bycia w określonych granicach wynosi: $Prob\{P(t) < k\gamma\sigma\delta\} = \gamma$. Na przykład dla poziomu ufności $\gamma = 0,9$ w rozkładzie normalnym mamy $|k|_{0,9} = k_{0,95} = 1,65$.

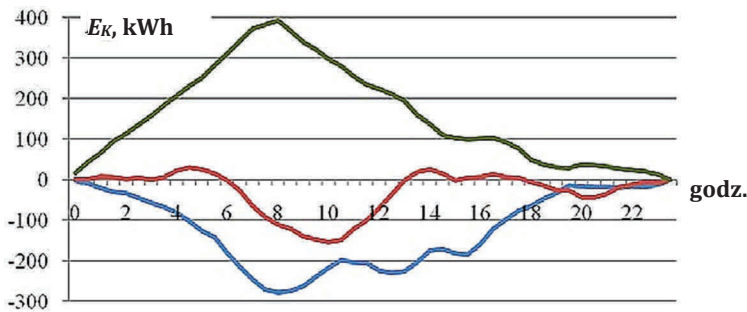


Rys. 7.4. Podział miesięcznych danych niezbilansowania mocy [11]

Zatem, jeżeli dopuszczalna dodatnia wartość niezbilansowania jest ustawiona na poziomie P_2 , to przy danym poziomie ufności moc nadmiarowego obciążenia będzie wynosić $(k\gamma \sigma - P_2)$ (patrz rys. 7.4). Podobnie ograniczone jest dopuszczalne niezbilansowanie ujemne.

W przeciwieństwie do redundancji mocy, dla której istotna jest wielkość odchyień obciążenia od harmonogramu, dla funkcjonowania akumulatorów energetycznych ma również znaczenie kolejność odchyień. Niezbilansowanie energii jako integralna cecha niezbilansowania mocy zależy od czasu trwania odchyień o tym samym znaku, a możliwość akumulacji określonej energii determinuje wymaganą pojemność akumulatorów.

Przykłady aktualnej zmiany niezbilansowania energii skumulowanej dla trzech kolejnych dni przedstawiono na rysunku 7.5. Posłużono się statystykami dla zużycia przez poszczególną miejscowość [13]. Oczywiście średnie poziomy niezbilansowania energii dla różnych dni mogą mieć różne znaki, w zależności od kolejności wartości niezbilansowania mocy. W przypadku prawidłowej prognozy dotyczącej ogólnych potrzeb odbiorcy, ze względu na cykl dobowy, każda doba zakończy się zerową wartością skumulowanego niezbilansowania energii, ale w ciągu doby mogą dominować wartości dodatnie lub ujemne, a więc bieżące skumulowane wartości mogą się znacznie różnić w różnych dniach [14].

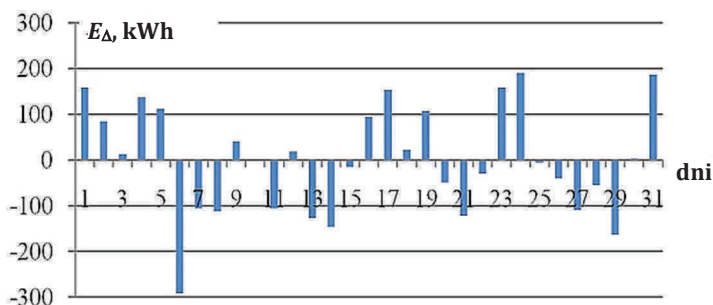


Rys. 7.5. Przykłady dobowego wykresu niezbilansowania energii [13]

Jak widać, jeden dzień ma zwykle saldo dodatnie, drugi zwykle ujemne, a trzeci ma niewielkie odchylenia w okolicy zera i jest najbardziej zrównoważony (planowany harmonogram wytwarzania jest zbliżony do rzeczywistego zużycia). Generalnie średnia dobowa wartość niezbilansowania energii zależy od punktu odniesienia, a dla zakresu od północy do północy będzie losowo różna dla zakresu np. od południa do południa dnia następnego. Średnie dobowe wartości niezbilansowania energii (E_{Δ}) w ciągu miesiąca dla tego przykładu przedstawiono na rysunku 7.6.

Zatem, pomimo zerowej wartości oczekiwanej niezbilansowania dobowego wartości pośrednie mogą być dość duże, co należy wziąć pod uwagę przy wyborze systemu magazynowania energii. Dodatkowo może zaistnieć sytuacja, w której przewidywane dzienne zużycie będzie znacząco odbiegać od prognozy, wówczas

ewentualne nagromadzenie niezbilansowania z każdej kolejnej doby znacznie zwiększy zapotrzebowanie na pojemność akumulatorów. Pod warunkiem pełnego zachowania chwilowych nadwyżek energii wymagana jest dość duża pojemność nominalna i pojemność magazynowania, biorąc pod uwagę obecność znacznych losowych „przerostów” (wartości ekstremalnych). Ponieważ prawdopodobieństwo wystąpienia takich wartości jest niewielkie (patrz rys. 7.4), wydaje się właściwe stosowanie określonych wartości progowych, a odpowiednia wymagana pojemność akumulatorów jest określana przez rozkład niezbilansowania (rys. 7.6). Wartości ekstremalne będą stanowić nieodwracalne straty energii.



Rys. 7.6. Miesięczny wykres średniodobowych wartości niezbilansowania energii [13]

Rozważmy przykłady wymagań dla systemu magazynowania w różnych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego. Dla wspomnianego powyżej odbiorcy średni poziom zużycia wynosi 800-1000 kW i ma parametry zmienności niezbilansowania jako losowe odchylenia od średniego trybu obciążenia:

$$\text{CKB}\{P(t)\} = \sigma\delta = 35 \text{ kW}, \text{CKB}\{E_{\Delta}(t)\} = \sigma k = 152 \text{ kWh} \quad (7.2)$$

Dla poziomu ufności $\gamma = 0,9$ gwarantowane z prawdopodobieństwem nie niższym niż 90% zachowanie nadmiaru energii w celu zapewnienia zerowego bilansu mocy przy codziennym prognozowaniu wymaga efektywnej pojemności magazynowej 250 kWh i mocy 60 kW. W przypadku zamiany części generacji na odnawialne źródło energii, na przykład przy mocy elektrowni wiatrowej 200 kW i słonecznej 200 kW będziemy mieli: $\Delta\delta = 55 \text{ kW}$, $\Delta k = 244 \text{ kWh}$. Wtedy z takim samym poziomem ufności będziemy potrzebować efektywnej pojemności magazynowania 400 kWh i mocy 90 kW. A więc dodatkowe zapotrzebowanie na moc magazynowania wyniesie 30 kW, czyli 8% mocy znamionowej odnawialnego źródła energii.

Ilość utraconej energii wzrośnie wraz ze wzrostem amplitudy (odchylenia standardowego) niezbilansowania. Aby utrzymać poziom strat w tych samych warunkach, należy przyjąć $\gamma = 0,94$; $k\gamma = 1,88$. Wtedy wymagana moc magazynowania wyniesie 103 kW, czyli dodatkowo 43 kW (11% mocy odnawialnego źródła energii). W jednostkach względnych dla odbiorcy o mocy P_0 (kW) przy udziale odnawialnego źródła energii $0,4P_0$ gwarantowany z pewnością 90% bilans zostaje

zapewniony przy doborze akumulatora o mocy $\sim 0,1P_0$ (kW) i pojemności $\sim 0,5P_0$ (kWh) przy prognozowaniu dobowym. Na podstawie trybu średniego miesięcznego zużycia zgodnie z danymi wieloletnimi, wymagana jest pojemność $\sim 10P_0$ (kWh). Jeżeli nominalna moc odnawialnego źródła energii osiągnie P_0 przy równych udziałach energii wiatrowej i słonecznej oraz braku prognozowania, efektywna pojemność magazynowania osiągnie $\sim 12P_0$ (kWh). Biorąc zatem pod uwagę tradycyjne wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej i słonecznej, dodatkowe zapotrzebowanie na akumulację będzie w przybliżeniu równe połowie dziennego zużycia. Należy zauważyć, że taka moc odnawialnego źródła energii nie pokrywa ogólnych potrzeb konsumenta, ponieważ współczynnik wykorzystania mocy nominalnej elektrowni wiatrowej i słonecznej jest znacznie mniejszy niż jeden. Szacunek ten jest dość przybliżony, ponieważ obowiązuje tylko dla znacznej liczby realizacji procesu losowego (prawo dużych liczb), a w konkretnych przykładach może się różnić losowo, ale pozwala na porównanie różnych warunków klimatycznych i składu systemu elektroenergetycznego.

Podsumowanie

Najlepsze techniczno-ekonomiczne wskaźniki wykorzystania odnawialnych źródeł energii elektrycznej uzyskuje się, stosując do ich bilansowania systemy magazynowania energii. Optymalny stosunek elementów magazynowania energii elektrycznej w systemach generacji słonecznej i wiatrowej wyznaczany jest z uwzględnieniem różnych czynników, w zależności od wymagań dla tego systemu, a we wszystkich przypadkach ma na celu zmniejszenie nieokreśloności procesów wytwarzania energii.

Literatura

- [1] Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M.A., El-Rifaie A.M., Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage, *Energies* 2019, Vol. 12, No. 24, s. 4690-1-4690-15, doi: 10.3390/en12244690.
- [2] Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M.S., Moghavvemi M., Energy management strategies in hybrid renewable energy systems, A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, Vol. 62, s. 821-835.
- [3] Salas V., Suponthana W., Salas R.A., Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads, *Appl. Energy* 2015, Vol. 157, s. 195-216.
- [4] Bocklisch T., Hybrid energy storage systems for renewable energy applications, *Energy Procedia* 2015, s. 1-103.
- [5] Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook, IRENA, Abu Dhabi 2015, Vol. 32.
- [6] István Táci. Overview of the Energy Storage Possibilities to Support the Electrical Power System, Research Paper, ERRA, Budapest 2016.

-
- [7] Service, R.F., Materials science-New ‘supercapacitor’ promises to pack more electrical punch, *Science* 2006, Vol. 313, No. 5789, s. 902-902, doi: 10.1126/science.313.5789.902.
- [8] Wei W., Cui X., Chen W., Ivey D.G., Manganese oxide-based materials as electrochemical supercapacitor electrodes., *Chem. Soc. Rev.* 2011, Vol. 40, No. 3, s. 1697-1721, doi: 10.1039/c0cs00127a.
- [9] <https://extxe.com/22254/batarejki-i-akkumuljatory-himicheskie-istochniki-toka/#1> (data dostępu: 10.08.2021).
- [10] <https://rentchno.ua/ua/blog/energy-storage-disruptors-1.html> (data dostępu: 10.08.2021).
- [11] Кудрі С.О., Відновлювані джерела енергії, ІНТЕРСЕРВІС, Київ 2020, s. 1-392.
- [12] Кузнецов М.П., Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії, *Відновлювана енергетика* 2017, No. 4, с. 33-42.
- [13] Лисенко О.В., Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії, *Відновлювана енергетика* 2018, No. 1, с. 26-35.
- [14] Kuznietsov M., Vyshnevskya Yu., Brazhnyk I., Melnyk O., Modeling of the Generation-Consumption Imbalance in the Heterogeneous Energy Systems with Renewable Energy Sources, *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) 2019*, s. 196-200, doi: 10.1109/ess.2019.8764189.

Mirosław Kornatka

8. NIEZAWODNOŚĆ SYSTEMU DYSTRYBUCJI ENERGII W ASPEKCIE ELEKTROMOBILNOŚCI

8.1. Wprowadzenie

Za oczywisty czynnik swojego codziennego życia uważamy dostęp do energii elektrycznej. Funkcjonowanie współczesnego człowieka wydaje się niemożliwe bez swobodnego dostępu do energii elektrycznej – jesteśmy od niej coraz bardziej uzależnieni. Użytkownik energii elektrycznej oczekuje prawidłowego funkcjonowania urządzeń elektrycznych, jak również niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej (niezawodnej dostawy). Czasami oczekiwania odbiorców są niespełnione, np. ze względu na stan techniczny istniejącej sieci dystrybucyjnej. Na ogół przypominamy sobie o istotności energii elektrycznej dopiero, gdy jej brakuje lub nie spełnia naszych oczekiwań jakościowych. Blackout już niejednokrotnie był udziałem milionów ludzi, np. w USA, Kanadzie i południowo-zachodniej Europie. Tak wiele wówczas zależy od szybkiego przywrócenia dostaw energii elektrycznej. Jakże ważne podczas braku dostaw energii elektrycznej jest bezpieczeństwo ludzi oraz skutki społeczno-ekonomiczne wynikające z takiego zdarzenia [1].

Obecnie стоимy przed nowymi wyzwaniami szerszego określenia zadań Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Rozwój elektromobilności, instalacja coraz większej liczby odnawialnych źródeł energii (OZE), postępująca automatyzacja pracy sieci elektroenergetycznych, dynamiczny rozwój nowoczesnych systemów pomiarowych, jak również dostosowywanie istniejących sieci do modelu Smart Grid sprawiają, że zakres wymagań stawianych przed sieciami dystrybucyjnymi istotnie się zwiększa.

Energetyka krajowa potrzebuje nowych rozwiązań pozwalających stworzyć przestrzeń jej funkcjonowania w wymagającym europejskim środowisku legislacyjnym i regulacyjnym. W 2017 roku przyjęto Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce „Energia dla przyszłości” [2] oraz „Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych” [3], według których do 2025 roku po naszych drogach ma jeździć milion pojazdów elektrycznych. Niestety, w odpowiedzi na konieczność dostosowywania się do coraz ostrzejszych wymogów środowiskowych i klimatycznych energetyka krajowa stawiana jest w sytuacji wyłącznie odbiorcy technologii rozwiniętych w innych krajach [2, s. 2].

Można oczekiwać, że wraz z rozwojem elektromobilności w Unii Europejskiej nastąpią uregulowania faworyzujące napędy elektryczne kosztem silników spalinyowych. „Potencjał rodzącego się rynku najlepiej obrazuje prognoza wskazująca, że na świecie w 2040 roku na drogach będzie się poruszać aż 500 mln samochodów elektrycznych (na 2 mld pojazdów ogółem)” [2, s. 2].

Rozwój elektromobilności na świecie nabiera tempa. Elektromobilność to jeden z głównych czynników kształtujących współczesny system transportowy. Statystyki wyraźnie wskazują rosnącą rolę tego procesu. Jak wynika z raportu International Energy Agency (IEA), globalna flota e-samochodów przekroczyła w 2020 roku rekordowy poziom 10 milionów [4, s. 17]. Ze względu na sytuację na świecie na początku 2020 roku rejestracje nowych samochodów w sposób widoczny spadły w stosunku do roku poprzedniego. Odreagowanie na rynku samochodów EV/BEV¹ nastąpiło w drugim półroczu. W 2020 roku rejestracje EV wzrosły o 41% – pomimo związanego z pandemią spadku o 16% globalnej sprzedaży samochodów [4, s. 5].

Chiny, z 4,5 milionami samochodów elektrycznych, mogą pochwalić się największą flotą na świecie, chociaż to Europa w 2020 roku odnotowała największy roczny wzrost, osiągając 3,2 miliona EV [4, s. 19].

Można uważać, że samochody elektryczne są przyszłością czystej i ekologicznej Europy. Już w tym momencie można wybierać spośród dużej oferty aut zasilanych wyłącznie prądem. Zdecydowana większość koncernów w swojej produkcyjnej gamie ma choć jeden model samochodu w pełni elektryczny.

Elektromobilność ma również wpływ na funkcjonowanie globalnej gospodarki i w sposób naturalny wpisuje się w paradygmat zmniejszania zależności od ropy naftowej oraz dywersyfikacji źródeł energii. Rozwój elektromobilności to szansa dla firm energetycznych, dla podmiotów gospodarczych zajmujących się np. innowacyjnymi technologiami oraz magazynowaniem energii. Przewiduje się, że większość pojazdów w pełni autonomicznych, stanowiących zmianę w funkcjonowaniu sektora transportu oraz mobilności ludzi, będą stanowiły samochody z napędem elektrycznym [5, s. 9].

Niewątpliwie spadek cen akumulatorów będzie bardzo istotnym czynnikiem, który zmniejszy różnicę w cenie zakupu pojazdu elektrycznego i pojazdu spalinowego. Problemem elektromobilności jest również czas ładowania. Cały proces ładowania EV trwa za długo, biorąc pod uwagę przyzwyczajenia kierowców samochodów spalinowych. Obecnie proces naładowania akumulatorów zajmuje około 30-50 minut przy wykorzystaniu szybkich stacji ładowania i kilkunastu godzin dla klasycznego domowego gniazdka. Dla zapracowanych kierowców to zdecydowanie za długo. Obecną barierą jest też mała liczba punktów ładowania. Na podstawie danych z [6] wynika, że mamy tylko 2,6 tys. stacji ładowania (stan na 07.2021).

8.2. Niezawodność systemu dystrybucyjnego

Zagadnienia dotyczące niezawodności działania systemów elektroenergetycznych wywołują obecnie ogromne zainteresowanie na całym świecie. Tematyce tej poświęcono wiele prac – zarówno eksperymentalnych, jak i o charakterze teoretycznym.

¹ Skrót EV (Electric Vehicles) oraz BEV (Battery Electric Vehicles) będą w dalszej części pracy używane zamiennie.

Niezawodność jest dyscypliną inżynierii systemów, która określa niezawodność w zarządzaniu cyklem życia systemu/urządzenia/produktu/obiektu. Niezawodność (przeciwność zawodności) opisuje zdolność systemów lub obiektów do funkcjonowania w ustalonych warunkach przez określony okres czasu².

Niezawodność systemu elektroenergetycznego (SEE) to pojęcie ogólne³, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu do dostarczania energii elektrycznej do wszystkich punktów zapotrzebowania w wymaganej ilości, przy zachowaniu akceptowalnych standardów jakości, określone wskaźnikami ilościowymi.

Niezawodność SEE powinna uwzględniać dwa podstawowe aspekty funkcjonalne – wystarczalność (adequacy) i niezawodność operacyjną – bezpieczeństwo (operational reliability, security). Przez wystarczalność rozumiana jest zdolność systemu do pokrycia zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną odbiorców bez przekroczenia dopuszczalnych obciążalności elementów oraz poziomów napięć, biorąc pod uwagę planowane i nieplanowane wyłączenia elementów. Niezawodność operacyjną (bezpieczeństwo) zdefiniowano jako zdolność systemu do zachowania integralności i przeciwstawiania się nagłym zakłóceniom, jak zwarcia lub nieoczekiwane wypadnięcia z pracy elementów lub zmiany obciążenia systemu wraz z ograniczeniami operacyjnymi. Wystarczalność określa zatem zdolność SEE do pokrycia zapotrzebowania w stanach ustalonych, natomiast niezawodność operacyjna – zdolność do przetrwania przez SEE stanów przejściowych.

O niezawodności dostawy energii elektrycznej i w dużym stopniu o jej jakości decyduje niezawodność urządzeń oraz układów służących wytwarzaniu, przesyłaniu i rozdzielaniu energii elektrycznej. Zwykle analizuje się niezależnie niezawodność podsystemów, składających się na KSE: wytwórczego, przesyłowego, dystrybucyjnego, a co za tym idzie, niezawodność realizacji poszczególnych funkcji [1, s. 42].

Niezawodność może być mierzona przez częstość, czas trwania i poziom niekorzystnych zjawisk. Podstawowymi, często stosowanymi wskaźnikami określającymi niezawodność systemu dystrybucyjnego są średnia liczba przerw w zasilaniu przypadająca na 100 km linii lub na 100 sztuk danej grupy urządzeń w określonym przedziale czasu (na ogół w ciągu roku) oraz średni czas trwania zakłócenia z powodu uszkodzeń danej grupy urządzeń. Praktyczne wartości tych wskaźników zaprezentowano w tabeli 8.1.

W praktyce światowej używanych jest również kilka wskaźników oceny ciągłości dostaw energii elektrycznej. Do najczęściej stosowanych należą wskaźniki SAIDI i SAIFI.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy dłuższej i bardzo dłuższej w dostawach energii

² „Niezawodność obiektu jest to jego zdolność do prawidłowego funkcjonowania w określonym czasie bez niesprawności” [7, s. 78].

³ Definicja niezawodności SEE podana za NERC (North American Electric Reliability Corporation), ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators-Electricity, d. UCTE – Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity) i CIGRE (Conseil International des Grands Reseaux Electriques) przytoczona za [8, s. 12].

elektrycznej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Tabela 8.1. Wskaźniki niezawodnościowe krajowych sieci dystrybucyjnych w wybranych latach (opracowanie własne na podstawie [9])

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2010	2018	2019
Średnie napięcia (SN)					
Wskaźnik uszkodzeń na 100 km					
– linii napowietrznych	szt.	8,3	10,3	9,1	9,7
– linii kablowych	szt.	16,6	13,9	7,4	6,3
– na 100 transformatorów	szt.	0,6	0,7	0,5	0,5
Średni czas przerwy w dostawie energii z powodu awarii					
– linii napowietrznych	godz.	3,8	6,0	4,7	4,5
– linii kablowych	godz.	1,9	2,4	4,2	4,0
– transformatorów	godz.	5,6	7,2	7,5	4,2
Niskie napięcia (nN)					
Wskaźnik uszkodzeń na 100 km					
– linii napowietrznych	szt.	117,9	60,7	30,0	30,5
– linii kablowych	szt.	23,1	17,8	8,1	7,6
Średni czas przerwy w dostawie energii z powodu awarii					
– linii napowietrznych	godz.	2,7	4,0	4,1	3,8
– linii kablowych	godz.	2,8	3,4	6,3	6,2

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w dostawach energii elektrycznej, stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców (przeciętna liczba przerw w zasilaniu energią elektryczną, jakich może spodziewać się odbiorca średnio w ciągu roku).

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw. SAIDI i SAIFI nie obejmują krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut.

O istotności powyższych wskaźników niezawodności w SEE świadczy fakt, iż obowiązujące Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zobowiązuje spółki dystrybucyjne do publikowania powyższych wskaźników [10].

W paragrafie 41 rozporządzenia określono, iż OSD ma coroczny obowiązek podania do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej wskaźników SAIDI oraz SAIFI, wyznaczanych oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych [10].

Istotne dla niezawodności krajowego SEE są wprowadzone regulacje jakościowe. Od roku 2016 obowiązuje dokument przedstawiony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) – „Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” [11]. Modelem regulacji jakościowej objętych zostało pięciu największych krajowych OSD, tj.: Enea Operator, Energa-Operator, PGE Dystrybucja, Innogy Stoen Operator oraz Tauron Dystrybucja. Na podstawie uzyskanych doświadczeń w okresie funkcjonowania tego modelu regulacji Prezes URE dokonał ewaluacji. W 2018 r. został przedstawiony dokument „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” [12]. Nowy model regulacji jakościowej istotnie zmienia sposób oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Na nowo definiuje on wskaźniki oceny OSD, jak również metody wyznaczania celów na poszczególne lata regulacji, sposób ich rozliczenia oraz wpływ na przychód regulowany OSD.

Najważniejsze zmiany w modelu regulacji jakościowej to: wprowadzenie wskaźników obszarowych, wyznaczenie nowych długoterminowych celów do roku 2025 wraz z nowymi punktami startowymi, wyeliminowanie z obliczania wskaźników jakościowych zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym, przyznanie premii za wykonanie celów końcowych regulacji jakościowej, jak również odniesienie kary do kwoty zwrotu z kapitału stanowiącego część przychodu regulowanego [13, s. 64].

Powyższe regulacje niewątpliwie przyczyniły się w sposób istotny do poprawy poziomu niezawodności krajowych sieci dystrybucyjnych. W tabelach 8.2 oraz 8.3 przedstawiono odpowiednio zmiany wartości wskaźników SAIDI i SAIFI uzyskane przez operatorów objętych regulacją jakościową w latach 2016-2020. Na uwagę zasługuje rok 2017, w którym to widoczny jest wpływ katastrofalnych zdarzeń pogodowych (zauważalne zwiększenie wartości, szczególnie wskaźnika SAIDI).

Tabela 8.2. Wskaźnik SAIDI pięciu głównych OSD uzyskany w latach 2016-2020
(opracowano na podstawie [14, s. 49])

SAIDI łączne w roku	2016	2017	2018	2019	2020
Enea Operator	289,30	726,32	200,08	148,66	122,90
Energa-Operator	227,77	353,40	150,99	126,94	116,81
PGE Dystrybucja	401,31	556,75	299,21	260,51	250,53
Innogy Stoen Operator	73,95	78,86	67,63	52,51	45,44
Tauron Dystrybucja	197,32	286,81	152,53	180,86	125,02
Polska	270,89	433,24	199,03	183,44	156,73

Tabela 8.3. Wskaźnik SAIFI pięciu głównych OSD uzyskany w latach 2016-2020
(opracowano na podstawie [14, s. 49])

SAIFI łączne w roku	2016	2017	2018	2019	2020
Enea Operator	4,12	4,58	3,23	2,98	2,55
Energa-Operator	2,83	3,02	2,15	2,02	1,85
PGE Dystrybucja	4,49	5,48	3,92	3,88	3,67
Innogy Stoen Operator	1,02	1,07	1,09	0,94	0,71
Tauron Dystrybucja	2,95	3,61	2,59	2,69	2,19
Polska	3,48	4,08	2,93	2,88	2,55

Znany jest fakt, że za niezawodności sieci dystrybucyjnej odpowiada w głównej mierze sieć średniego napięcia [1, s. 88]. Obecnie realizowana jest przez OSD poprawa niezawodności sieci, która obejmuje przede wszystkim kablowanie linii średniego napięcia – w 2020 r. wybudowano 2,8 tys. km nowych linii kablowych [14, s. 41]. Na koniec roku 2020 udział linii kablowych SN wyniósł tylko 28,4%, co daje wzrost jedynie o 0,77% w stosunku do 2019 r. Zgodnie z dokumentem Polityka Energetyczna Polski w 2021 r. [15] ma zostać opracowany krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 roku, którego celem będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN do średniego poziomu w UE (około 50%). Bez wsparcia zewnętrznych funduszy osiągnięcie tego celu przez OSD nie będzie możliwe.

Zdecydowanie mało jest inwestycji w zakresie linii izolowanych. W 2020 r. wybudowano prawie 500 km linii izolowanych (w większości jako linie z przewodami w osłonie), dając udział 5,4% w ogólnej długości linii średniego napięcia [14, s. 41].

Tabela 8.4. Wskaźniki SAIDI i SAIFI dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego
uzyskane w latach 2018-2019 (opracowane na podstawie [9])

Wyszczególnienie		Jednostka miary	2018	2019
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	133,0	138,5
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		137,1	141,4
	SAIDI planowe		54,5	38,7
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	2,5	2,6
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		2,5	2,6
	SAIFI planowe		0,3	0,3

Rok 2020 dla krajowych OSD był szczególny – każdy z pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego odnotował zmniejszenie wartości dystrybuowanej energii (było to łącznie o 3164 GWh mniej niż w roku 2019). Suma nakładów

przeznaczonych na innowacje w 2020 r. przez nich wyniosła 339,7 mln zł. Należy również odnotować przyłączenie w 2020 r. ponad 300 tys. nowych mikroinstalacji, dając na koniec roku 457 598 przyłączonych mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej 3007 MW [14, s. 44, 47].

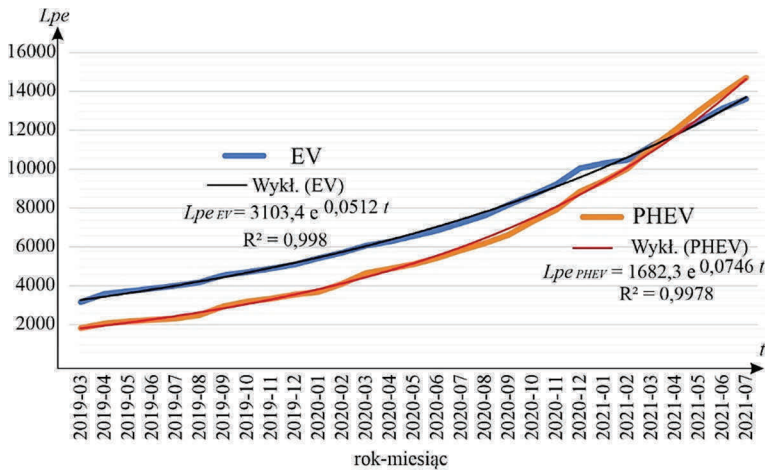
Należy również analizować poziom niezawodności dla całego KSE. W tabeli 8.4 przedstawiono wartości wskaźników SAIDI i SAIFI dla KSE uzyskane w latach 2018-2019.

Analiza niezawodności KSE za ostatnie dwa lata nasuwa wniosek o konieczności dalszej redukcji wartości wskaźników SAIDI i SAIFI.

8.3. Rozwój elektromobilności w Polsce

Na rozwój elektromobilności ma wpływ wiele czynników, m.in.: dotacje dla kierowców mających w planach zakup EV, przywileje dla użytkowników EV (możliwość poruszania się buspasami, darmowy parking), aspekt ograniczenia emisji CO₂, tańsza eksploatacja w porównaniu do pojazdów z konwencjonalnym napędem.

Od kilku lat obserwowany jest w Polsce rozwój elektromobilności. Krajowy przyrost liczby pojazdów elektrycznych i hybrydowych typu plug-in przedstawiono na rysunku 8.1.



Rys. 8.1. Przyrost pojazdów EV i PHEV w Polsce w okresie od marca 2019 do lipca 2021 aproksymowane wykładniczymi liniami trendu (opracowanie własne na podstawie [6])

Dane dotyczące przyrostów liczby pojazdów BEV i PHEV aproksymowano trendami wykładniczymi, które dobrze korelują z danymi ($R^2 > 0,997$).

Dla przyrostów liczby pojazdów PHEV wyznaczona wykładnicza krzywa trendu ma postać:

$$Lpe_{PHEV} = 1682,3 \exp(0,0746 t) \quad (8.1)$$

gdzie:

Lpe_{PHEV} – liczba pojazdów PHEV,

t – jednostka czasu równa 1 miesiąc.

Dla przyrostów liczby pojazdów EV wyznaczona wykładnicza krzywa trendu ma postać:

$$Lpe_{EV} = 3203,4 \exp(0,0512 t) \quad (8.2)$$

gdzie:

Lpe_{EV} – liczba pojazdów EV,

t – jednostka czasu równa 1 miesiąc.

Przyjmując, że w Polsce dalej będzie utrzymany trend wykładniczy przyrostu liczby pojazdów typu PHEV zapisany równaniem (8.1), liczba ich w lutym 2025 r. przekroczy 1 mln. Analogicznie dla pojazdów EV – zgodnie z równaniem (8.2) – liczba miliona tego typu pojazdów zostanie przekroczona w czerwcu 2028 r.

Przeciwnicy samochodów elektrycznych bardzo często podają argument, że podłączenie się wszystkich do ładowania będzie oznaczało gigantyczny wzrost zapotrzebowania na energię, a tego nie wytrzymają nasze sieci energetyczne.

Rok 2020 potwierdził obserwowany w ostatnich latach spadkowy trend zużycia energii elektrycznej. Zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło w 2020 r. 165,5 TWh – o 2,3% mniej niż w roku poprzednim [14, s. 33].

Przyjmując, że średnio EV zużywa około 20 kWh na 100 km oraz że średnio w ciągu roku pojazd ten przejedzie 25 tys. km, otrzymujemy roczne zużycie około 5 MWh. Przy wolumenie 1 mln pojazdów EV w Polsce daje to łączne zużycie w ciągu roku na poziomie około 5 TWh (stanowi to tylko około 3% krajowego zużycia energii elektrycznej Polski w ciągu roku).

Dostępność infrastruktury samochodów elektrycznych stanowi jedno z kluczowych kryteriów przy decyzji o zakupie samochodu elektrycznego. Aktualnym zagadnieniem jest szybkie zwiększenie liczby oraz dostępności punktów ładowania – zarówno w dużych miastach jak i przy głównych traktach komunikacyjnych. Aktualny przyrost liczby stacji ładowania AC i DC w Polsce przedstawiono na rysunku 8.2.

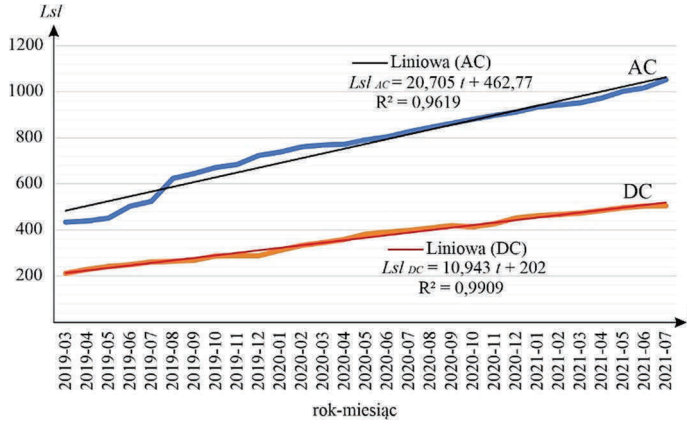
Na rysunku 8.2 analizowane przyrosty liczby stacji ładowania aproksymowano regresją liniową (przy $R^2 > 0,96$). Dla stacji ładowania AC wyznaczona linia trendu ma postać:

$$Lsl_{AC} = 20,705 t + 462,77 \quad (8.3)$$

gdzie:

Lsl_{AC} – liczba stacji ładowania AC,

t – jednostka czasu równa 1 miesiąc.



Rys. 8.2. Przyrost liczby stacji ładowania AC i DC w Polsce w okresie od marca 2019 do lipca 2021 r. (opracowanie własne na podstawie [6])

Dla stacji DC wyznaczona linia trendu ma postać:

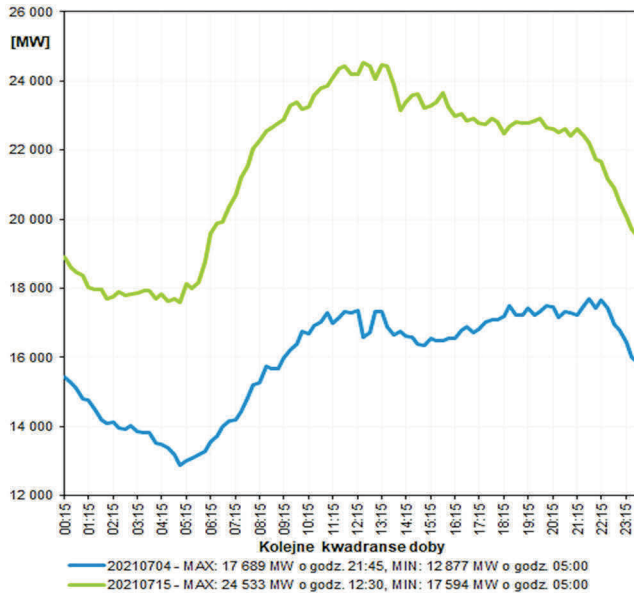
$$Lsl_{DC} = 10,943 t + 202 \quad (8.4)$$

gdzie:

Lsl_{DC} – liczba stacji ładowania AC,

t – jednostka czasu równa 1 miesiąc.

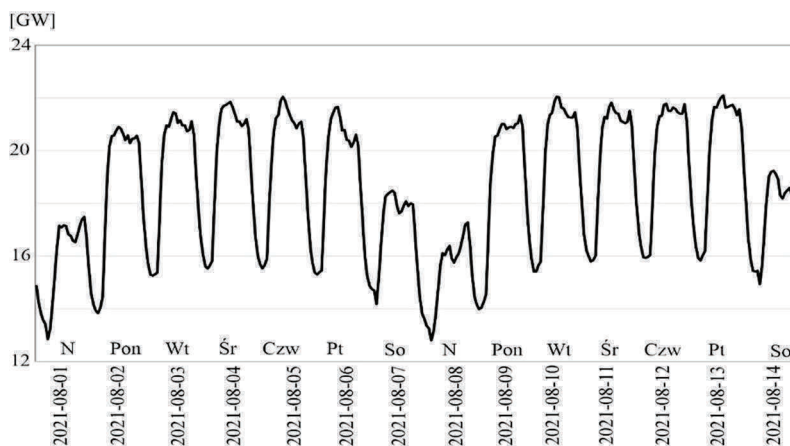
Zapotrzebowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na moc jest wartością zmienną w ciągu dnia. Dla zobrazowania zagadnienia na rysunku 8.3 przedstawiono profile dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną w lipcu 2021 r.



Rys. 8.3. Porównanie max i min zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w lipcu 2021 r. [16]

Analizując dane za miesiąc lipiec ubr. na rysunku 8.3 widoczna jest prawie dwukrotna różnica w wartości zapotrzebowanej mocy przez KSE (24 533 MW w dniu 15-07-2021 o godz. 12.30 do 12 877 MW w dniu 15-07-2021 o godz. 5.00).

Istotna dla elektromobilności jest także zmienność obciążenia związana z cyklem tygodniowym, z dniami tygodnia (rys. 8.4), jak również zmienność związana z porami roku.



Rys. 8.4. Zmienność zapotrzebowania KSE na energię elektryczną w Polsce w okresie od 1 sierpnia 2021 do 14 sierpnia 2021 r. (opracowanie własne na podstawie [17])

Niezależnie od pory roku zapotrzebowanie na energię elektryczną w nocy jest niższe niż jej produkcja. Zapewnienie stabilności KSE prowadzi do konieczności utrzymywania bloków energetycznych wykorzystywanych tylko kilka godzin w ciągu dnia (co generuje dodatkowe koszty ponoszone przez odbiorców energii elektrycznej). Ładowanie akumulatorów pojazdów elektrycznych w bilansowaniu SEE może istotnie doprowadzić do przesunięcia obciążeń KSE, zwiększając zapotrzebowanie na moc w okresach pozaszczytowych, jak również obniżyć zapotrzebowanie na moc w szczytach. Warunkiem skutecznego przesunięcia zapotrzebowania na moc w ciągu doby jest wywołanie u odbiorców reakcji cenowych poprzez zróżnicowanie cen energii w zależności od zapotrzebowania rynku energii. Można sądzić, że aktualnie konieczne jest dostosowanie taryf strefowych lub wprowadzenie tzw. taryf dynamicznych. Niezbędnym dopełnieniem rozbudowanego systemu taryfowego jest upowszechnienie liczników zdalnego odczytu (tzn. wyposażenie co najmniej 80% użytkowników sieci dystrybucyjnej w liczniki zdalnego odczytu do 2025 r.) oraz instalacja zasobników energii, a ogólnie mówiąc wdrażanie rozwiązań Smart Grid w krajowej sieci dystrybucyjnej.

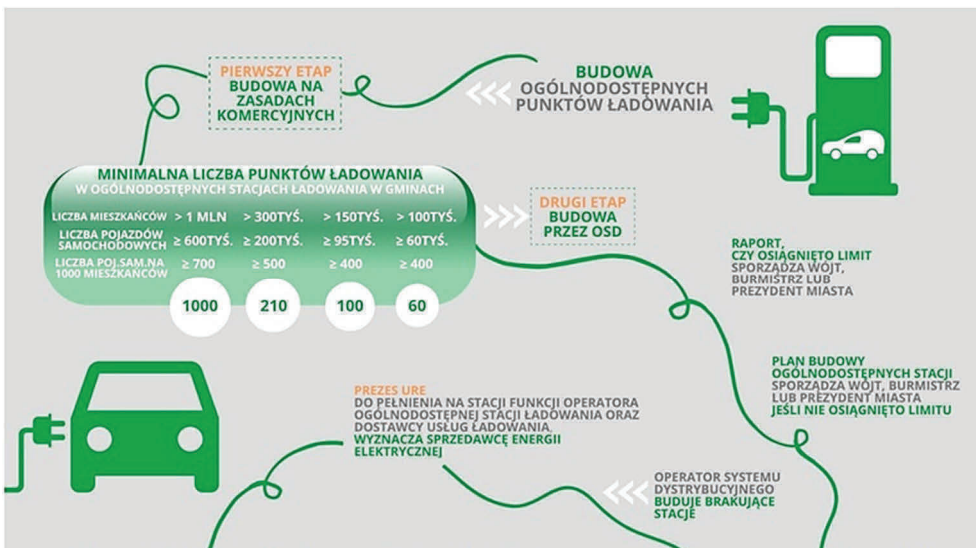
Rozwój elektromobilności tworzy duży potencjał w magazynowaniu energii. Obecnie wykorzystanie systemów Vehicle to Grid (V2G) w elektroenergetycznej rzeczywistości nastąpiło w niewielkim stopniu. Można uważać, że w przyszłości

BEV będą mogły odgrywać znaczącą rolę w bilansowaniu rynku energetycznego, stanowiąc alternatywę dla konwencjonalnych technologii magazynowania energii np. elektrowni szczytowo-pompowych [21, s. 145].

8.4. Wsparcie rozwoju elektromobilności w Polsce

W celu wsparcia rozwoju elektromobilności oraz przyspieszenia budowy ogólnodostępnych stacji ładowania (OSŁ), Prezes URE wyznaczył przedsiębiorstwa energetyczne do pełnienia funkcji operatorów ogólnodostępnych stacji ładowania (OOSŁ) oraz dostawców usług ładowania (DUŁ). Bieżący wykaz przedsiębiorstw energetycznych wyznaczonych do pełnienia funkcji OOSŁ oraz wykaz DUŁ dostępny jest na stronie URE. Firmy ENERGA-OBRÓT S.A, ENEA S.A., PGE Obrót S.A., Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. oraz Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. jako pierwsze zostały wyznaczone przez Prezesa URE do pełnienia funkcji operatorów OSŁ oraz DSŁ.

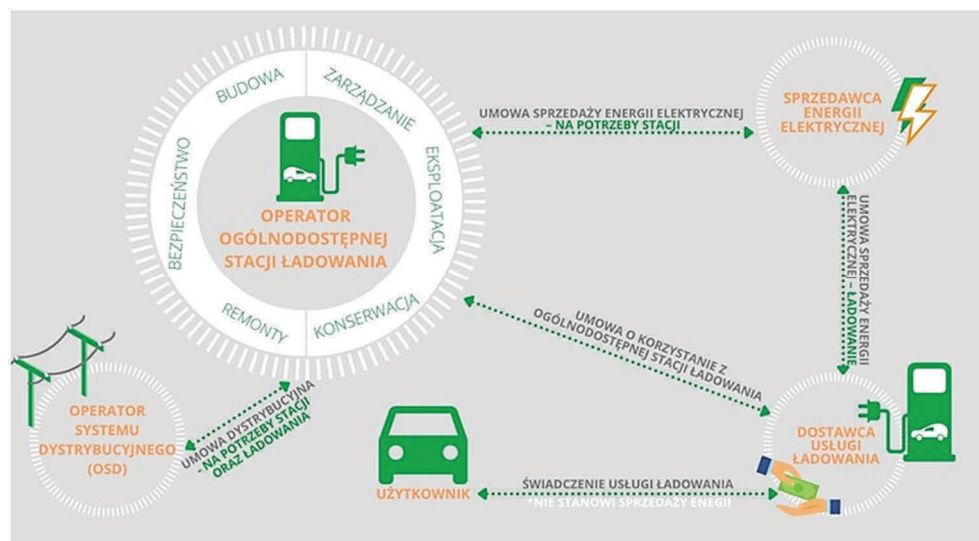
Dotychczas OOSŁ były budowane wyłącznie na zasadach komercyjnych. Wyznaczenie OOSŁ oznacza, że stacje te będą sukcesywnie budowane i oddawane do publicznego użytku. Aby zwiększyć liczbę i dostępność punktów ładowania w dużych miastach, ustawodawca nałożył na gminy obowiązki mające sprzyjać rozwojowi i zwiększeniu dostępności tych usług. Poprzez wsparcie rozwoju rynku i infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych ma rosnąć zainteresowanie odbiorców pojazdami EV [19]. Na rysunku 8.5 przedstawiono schemat budowy OSŁ na podstawie ustawy o elektromobilności.



Rys. 8.5. Schemat budowy ogólnodostępnych stacji ładowania na podstawie ustawy o elektromobilności (opracowanie URE na podstawie [18])

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych [18], jeśli w danej gminie nie została osiągnięta minimalna liczba punktów ładowania zainstalowanych w OSŁ, to gmina ma obowiązek opracować plan budowy dodatkowych stacji (rys. 8.5). Buduje je OSD, a Prezes URE decyzją administracyjną wyznacza dla tych stacji przedsiębiorstwo energetyczne, które będzie pełnić funkcję OOSŁ oraz DUŁ [19]. Budowa zarówno stacji ładowania, jak i punktów ładowania, w rozumieniu ustawy, co do zasady nie wymaga uzyskania pozwolenia na budowę (art. 29, ust. 1, pkt 8a *Prawa budowlanego*) [20].

Na rysunku 8.6 przedstawiono schemat działania rynku elektromobilnego na podstawie ustawy o elektromobilności.



Rys. 8.6. Schemat działania rynku elektromobilnego na podstawie ustawy o elektromobilności (opracowanie URE na podstawie [18])

OOSŁ są odpowiedzialni za: zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty OSŁ, spełnianie przez nie wymagań technicznych, wyposażenie stacji w oprogramowanie pozwalające na podłączenie i ładowanie EV, przekazywanie danych do Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych o dostępności punktu ładowania i cenie za usługę ładowania, wyposażenie stacji w system pomiarowy umożliwiający pomiar zużycia energii elektrycznej i przekazywanie danych pomiarowych z tego systemu do systemu zarządzania stacją, zawarcie umowy dystrybucyjnej z OSD na potrzeby funkcjonowania stacji ładowania oraz świadczenie usług ładowania [19].

Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne*, przedsiębiorstwo energetyczne ma prawo odmówić przyłączenia do sieci w przypadku braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia [2, s. 11]. Dostarczanie energii elektrycznej w stacji ładowania do zainstalowanych w niej punktów ładowania nie stanowi dystrybucji energii elektrycznej, a ładowanie w punkcie ładowania nie stanowi sprzedaży energii elektrycznej [19].

Podsumowanie

Obecnie w krajowych sieciach dystrybucyjnych instalowane są coraz dojrzsze technologicznie urządzenia elektroenergetyczne. Coraz większą rolę w nich odgrywa elektromobilność, generacja rozproszona, magazyny energii elektrycznej oraz mikro-sieci. Niewątpliwie, wszystkie powyższe zmiany wpływają na niezawodność sieci dystrybucyjnych.

W Polsce rokrocznie zwiększa się długości linii kablowych SN. Mimo to ich procentowy udział w całkowitej długości sieci SN należy do jednego z najmniejszych w Europie. Stanowi to istotne wyzwanie dla OSD. Można sądzić, iż dążenie do skablowania krajowego SEE powinno być jednym z głównych celów strategicznych OSD w celu poprawy poziomu niezawodności krajowych sieci dystrybucyjnych [1, s. 141].

Dostosowanie infrastruktury sieciowej do zmieniających się potrzeb gospodarki będzie się wiązało z dużymi nakładami inwestycyjnymi. W związku z planowanym pojawieniem się w najbliższych latach na naszych drogach 1 mln BEV niezbędne będzie przeprowadzenie wielu inwestycji. Niezbędna jest budowa i rozwój dedykowanych publicznych stacji/punktów ładowania, jak również systemów łączności cyfrowej spełniającej kryteria niezawodności, bezpieczeństwa danych i szybkości reakcji [2, s. 11].

Poziom nakładów niezbędnych do poniesienia na rozwój sieci elektroenergetycznej i teleinformatycznej będzie uzależniony od wielu czynników, takich jak lokalizacja punktów ładowania, liczba punktów ładowania oraz EV, moc ładowania czy możliwość elastycznego zarządzania czasem ładowania. Istotnym zagadnieniem wpływającym na faktyczne obciążenie sieci jest zachowanie akumulatorów w warunkach zimowych. Skrócenie zasięgu na jednym ładowaniu będzie skutkować koniecznością częstszego ładowania pojazdów BEV, a tym samym wzrostem zapotrzebowania na moc [2, s. 12].

Integracja BEV z SEE z wykorzystaniem OZE może być korzystna zarówno dla ekologicznego transportu, jak i do stabilizacji zmian w generacji ze źródeł rozproszonych. Zachodzące zmiany związane z elektromobilnością i modernizacją SEE, wymagają poszukiwania optymalnych rozwiązań pozwalających na zarządzanie procesami ładowania BEV, w tym poprzez wydajny system telekomunikacyjny, zapewniając zwiększenie funkcjonalności i świadczenie usług systemowych [22, s. 12].

Literatura

- [1] Kornatka M., Analiza niezawodności krajowych sieci dystrybucyjnych metodami nieparametrycznymi, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2019.
- [2] Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce „Energia dla przyszłości”, Ministerstwo Energii, Warszawa 2017.

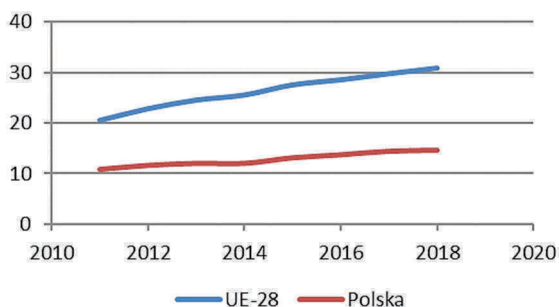
- [3] Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, Ministerstwo Energii, Warszawa 2016.
- [4] IEA, Global EV Outlook 2021, Paris 2021, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021> (data dostępu: 20.08.2021).
- [5] Zawieska J., Rozwój rynku elektromobilności w Polsce, [w:] Elektromobilność w Polsce na tle tendencji europejskich i globalnych, praca zbiorowa pod red. naukową J. Gajewskiego, W. Paprockiego, J. Pieriegud, CeDeWu Sp. z o.o., Warszawa 2019.
- [6] Obserwatorium rynku paliw alternatywnych, Warszawa, orpa.pl (data dostępu: 20.08.2021).
- [7] Szopa T., Niezawodność i bezpieczeństwo, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2016.
- [8] Paska J., Marchel P., Bezpieczeństwo elektroenergetyczne i niezawodność zasilania energią elektryczną, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2021.
- [9] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2019, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2020.
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- [11] Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności, URE, Warszawa 2015.
- [12] Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności, URE, Warszawa 2018.
- [13] Kornatka M., Analiza zmienności wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI w kontekście regulacji jakościowej, Przegląd Elektrotechniczny 2020, 96, 3, s. 63-66.
- [14] PTPiREE, Raport Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej Poznań 2021.
- [15] Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Publikacja 2 lutego 2021, Warszawa, Ministerstwo Klimatu i Środowiska.
- [16] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-kse/raporty-miesieczne> (data dostępu: 20.08.2021).
- [17] Polskie Sieci Energetyczne, [pse.pl/dane-systemowe](https://www.pse.pl/dane-systemowe).
- [18] Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. O elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. z 2021 r. poz. 110 z późn. zm.).
- [19] URE (2021), Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/9361,Elektromobilnosc-po-raz-pierwszy-Prezes-URE-wyznaczyl-przedsiębiorstwa-energetyc.html> (data dostępu: 20.08.2021).
- [20] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, Dz.U. z 2021 r., poz. 2351.
- [21] Wiślański M., Pojazdy elektryczne jako rozproszone magazyny energii – potencjał magazynowania energii w kontekście rozwoju elektromobilności. Europa Regionum, 3 (XXXII), Szczecin 2017, s. 133-145.
- [22] Komarnicki P., Wenge C., Pietracho R., Elektromobilność – integracja pojazdów elektrycznych z infrastrukturą sieci elektroenergetycznej, Przegląd Elektrotechniczny 2020, 95, 5, s. 1-13.

Janusz Sowiński

9. SYSTEMOWE ASPEKTY ROZWOJU OZE

9.1. Prognozy krajowe rozwoju i wykorzystania OZE w systemie elektroenergetycznym

Podstawowym aktem prawnym UE dotyczącym OZE w perspektywie 2020 r. była *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* [8]. Dyrektywa określiła strategiczny cel polityki energetycznej w zakresie OZE dla całej UE oraz na poziomie poszczególnych krajów członkowskich, biorąc pod uwagę ich możliwości w transformacji energetycznej. Dla Polski, w zakresie najistotniejszym dla elektroenergetyki, udział energii z odnawialnych nośników w finalnym zużyciu energii brutto powinien być osiągnąć poziom 15% w 2020 r. Pod koniec 2021 r. zostaną zweryfikowane i oficjalnie opublikowane przez GUS dane statystyczne dotyczące roku 2020, ale analiza przebiegów prezentowanych na rysunkach 9.1-9.3 pozwala zaobserwować tendencję wzrostową udziału energii z OZE w ogólnym wykorzystaniu energii pierwotnej, w finalnym zużyciu energii ogółem oraz w końcowym zużyciu energii brutto i porównać ją z państwami Unii Europejskiej. Spełnienie jednak celu w 2020 r. wydaje się trudnym zadaniem. Dodatkowo elektroenergetyka staje przed sporym wyzwaniem, bo rozwój OZE musi być skorelowany z działaniami związanymi z rozwojem sieci elektrycznych, głównie dystrybucyjnych [2, 3].

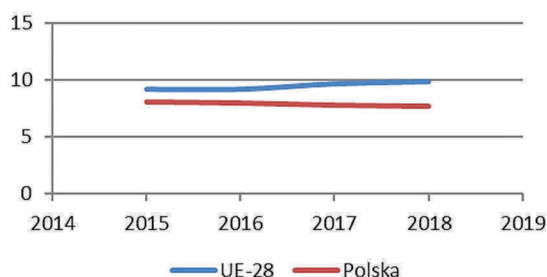


Rys. 9.1. Procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w energii pierwotnej ogółem w UE-28 oraz w Polsce [4])

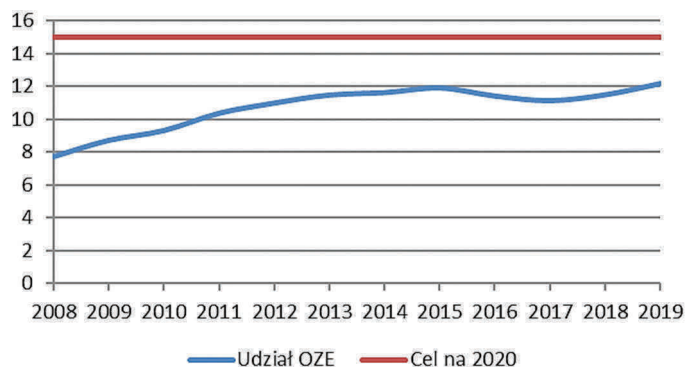
Obecnie ramy polityki klimatyczno-energetycznej UE do roku 2030 są kształtowane w strategii *European Green Deal*, przyjętej we wrześniu 2020 r. Zakłada ona:

- ograniczenie o co najmniej 40% (obecnie przyjmuje się ambitniejszy cel – o 55%) emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.);

- uzyskanie co najmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii;
- poprawę o co najmniej 32,5% efektywności energetycznej.



Rys. 9.2. Procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii ogółem w UE-28 oraz w Polsce [4])



Rys. 9.3. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto [%] w latach 2008-2019 [4])

Powyższe cele wynikają z tzw. porozumienia paryskiego zawartego w grudniu 2015 r. podczas 21. Konferencji stron *Ramowej Konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21)*. Wszelkie działania mają ograniczyć wzrost średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C w porównaniu z poziomem sprzed okresu intensywnego rozwoju przemysłowego świata. Kolejnym krokiem w kierunku wdrażania porozumienia jest podpisany w grudniu 2018 r. podczas 24. Konferencji (COP24) tzw. *Katowicki pakiet klimatyczny*, zakładający, w rozumieniu europejskiej solidarności, sprawiedliwą transformację energetyczną.

Aktualne rozporządzenia UE:

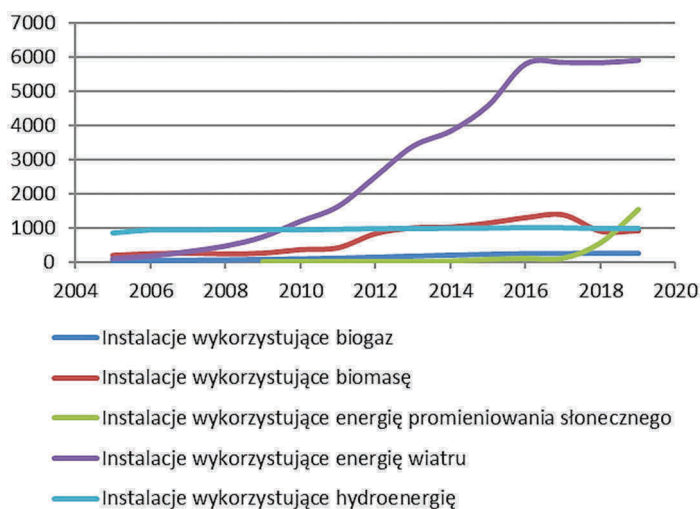
- *Regulation on the EU renewable energy financing mechanism (EU) 2020/1294 Rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) 2020/1294 z dnia 15 września 2020 r. w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych [5],*

➤ *Governance of the Energy Union and Climate Action (EU) Regulation 2018/1999*

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu [6],

tworzą podwaliny prawne realizacji strategii. Rozporządzenia wspierają proces wdrażania unii energetycznej i budowy jednolitego rynku energii UE.

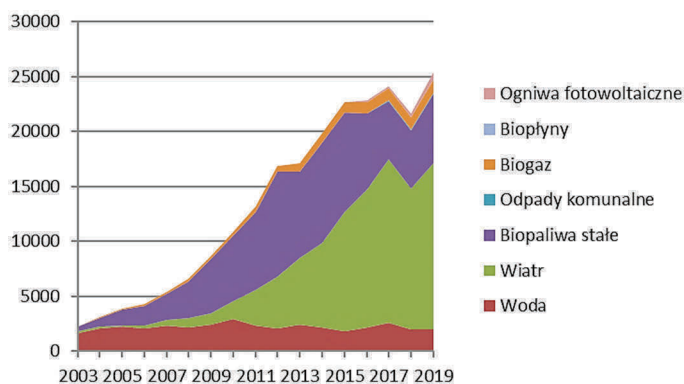
Ciekawe wnioski mogą wypływać ze struktury mocy zainstalowanej oraz energii dostarczanej do systemu elektroenergetycznego źródeł wytwarzania energii elektrycznej z OZE w Polsce [7].



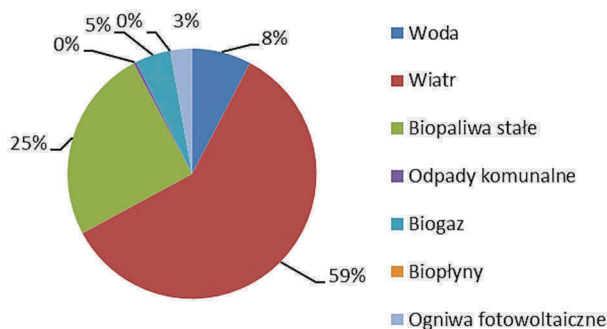
Rys. 9.4. Struktura mocy zainstalowanej źródeł wytwarzania energii elektrycznej z OZE w Polsce w MW [7]

Na rysunku 9.4 można zauważyć od 2017 r. gwałtowny wzrost mocy zainstalowanej w ogniwach fotowoltaicznych (głównie prosumentów), który jest nadal kontynuowany oraz stagnację w inwestycjach w farmy wiatrowe, spowodowaną głównie poprzez tzw. ustawę odległościową (*Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych* wprowadziła tzw. regułę 10H, czyli dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej jako minimalną odległość nowej inwestycji od istniejących zabudowań mieszkalnych; obecny projekt nowelizacji ustawy przewiduje liberalizację reguły 10H i wprowadzenie **bezwzględnej minimalnej odległości 500 m nowej elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych** [8].

Dotychczas w produkcji energii elektrycznej z OZE dominującą pozycję mają farmy wiatrowe (59%), elektrownie spalające biomasę (25%) i hydroelektrownie (8%) (rys. 9.5 i 9.6).



Rys. 9.5. Produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce w GWh [7]



Rys. 9.6. Struktura produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce w 2019 r. [7]

Według PEP2040, udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. ma wynieść co najmniej 23%, a w samej elektroenergetyce (głównie farmy wiatrowe i PV) nie mniej niż 32%. Przewiduje się dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej energetyki wiatrowej na morzu do ok. 5,9 GW w 2030 roku i 11 GW w 2040 roku. Podobnie osiągnięty ma zostać duży wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice, a mianowicie ok. 5-7 GW w 2030 r. i ok. 10-16 GW w 2040 r. dla różnych scenariuszy. Na tym tle warto wskazać na udział prosumentów w rynku OZE (tab. 9.1).

Tabela 9.1. Podstawowe informacje o prosumentach [7]

Wyszczególnienie	Lata	Jednostka	Elektrownie wodne	Elektrownie wiatrowe	Elektrownie fotowoltaiczne (PV)	Hybrydowe instalacje OZE	Elektrownie biogazowe	Razem
Liczba prosumentów	2018	szt.	8	54	50 933	18	3	51 016
	2019	szt.	8	56	144 856	17	3	144 940
Moc zainstalowana	2018	MW	0,09	0,18	275,54	0,13	0,07	276,01
	2019	MW	0,09	0,19	827,08	0,16	0,09	827,61
Energia elektryczna wprowadzona do sieci OSD	2018	MWh	72,08	27,74	129 779,01	77,29	4,30	129 960,41
	2019	MWh	59,89	43,16	307 221,97	78,30	3,18	307 406,50

W krajowym systemie elektroenergetycznym moc zainstalowana na koniec 2019 r. to 47 437 MW, a produkcja energii elektrycznej w 2019 r. to 163 989 GWh.

Moc zainstalowana u prosumentów w 2019 r. to ok. 1,7% mocy krajowego systemu elektroenergetycznego, a energia elektryczna wprowadzona do sieci OSD stanowi ok. 0,2% krajowej produkcji energii elektrycznej.

Według Instytutu Energetyki Odnawialnej, na koniec 2020 r. moc zainstalowana PV wyniosła 3935,74 MW (z czego 75% to mikroinstalacje), co oznacza wzrost o 2463 MW rok do roku (200%).

W maju 2021 r. oszacowano, że na rynku energii elektrycznej funkcjonuje już ok. 600 tys. prosumentów, a w przyszłym roku ich liczba osiągnie ok. 1,2 mln. Powoduje to spore problemy w funkcjonowaniu sieci rozdzielczych, ponieważ prosumenci wykorzystują je w procesie przesyłania do systemu elektroenergetycznego wygenerowanej, a nie zużytej energii elektrycznej [2]. Trudnym zagadnieniem do rozwiązania jest również wpływ prosumenckich inwerterów na jakość napięcia w sieciach rozdzielczych.

Do szybkiego wzrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice przyczyniają się niskie ceny instalacji, ale również różne formy zachęt. Moc zainstalowana w fotowoltaice w Polsce pod koniec pierwszego półrocza 2021 r. wyniosła już 5,4 GW.

Obecnie koszt wytwarzania energii elektrycznej z nowych paneli fotowoltaicznych na głównych rynkach europejskich jest o połowę niższy niż z funkcjonujących elektrowni na paliwa kopalne. Średni światowy poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla ogniw fotowoltaicznych wynosił 381 USD/MWh w 2010 r., a w 2020 r. obniżył się do 57 USD/MWh. Tendencja powyższa ma miejsce również na polskim rynku energii, stymulując rozwój źródeł fotowoltaicznych.

9.2. Aspekty prawne przyłączy OZE

Od 27 kwietnia 2019 r. obowiązują zmodyfikowane procedury przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, również odnawialnych źródeł energii. Konieczność wdrożenia nowych zasad wynika z ujednoczonych przepisów w państwach Unii Europejskiej. *Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r.* [9] ustanowiło kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, tzw. kodeks NC RfG. W *Rozporządzeniu* używa się terminu moduł wytwarzania energii dla określenia źródła wytwórczego oraz właściciel zakładu wytwarzania energii dla wytwórcy. Właściciel zakładu wytwarzania energii zobowiązany jest do uzyskania energetycznego pozwolenia na użytkowanie. Planowane do przyłączenia źródła są podzielone na 4 grupy o różnych formalnościach związanych z procedurą przyłączeniową. O podziale decyduje wartość planowanej mocy źródła. Wyróżniono następujące jednostki wytwórcze z wymaganiami stawianymi przed właścicielami:

Grupa A to instalacje o mocy od 0,8 kW do 200 kW, których właściciel ma obowiązek przedstawienia operatorowi dokumentu instalacji oraz oświadczenia o gotowości do przyłączenia instalacji wytwórczej.

Grupa B to instalacje o mocy od 200 kW do 10 MW, dla których właściciel zakładu wytwarzania energii po przeprowadzeniu testów jednostki wytwórczej ma obowiązek dostarczenia operatorowi dokumentu modułu wytwarzania energii PGMD.

Grupa C to instalacje o mocy od 10 MW do 75 MW, dla których wymagania stawiane właścicielowi są identyczne jak dla grupy B.

Grupa D to instalacje o mocy ponad 75 MW, dla których procedura uzyskiwania pozwolenia na użytkowanie wiąże się z pozyskaniem dokumentów EON, ION, FON i LON, dotyczących poszczególnych etapów przyłączenia do sieci.

Sytuacja wytwórców, których projekty uzyskały wsparcie na podstawie aukcji OZE, pozostaje w zasadzie bez zmian, gdyż uzyskują oni od operatorów dokumenty niezbędne do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej na dotychczasowych zasadach.

Przyłączenia mikroinstalacji OZE o mocy do 50 kW odbywają się w trybie „na zgłoszenie”. Nowe regulacje dla tych instalacji narzucają wymogi związane z reagowaniem na zmiany częstotliwości w sieci. Moduł wytwarzania energii ma reagować na wzrost częstotliwości powyżej nastawionej wartości, zmniejszając w odpowiedzi generowaną moc czynną (np. w TAURON Dystrybucja S.A. tryb LFSM-O aktywny z nastawą progu częstotliwości w zakresie od 50,2 do 50,5 Hz, domyślna 50,2 Hz i statyzmem w zakresie od 2-12%, wartość domyślna 5%) oraz parametry generacji mocy w odpowiedzi na spadek częstotliwości poniżej zadanego progu. Dla mikroinstalacji OZE wymaga się dołączenia certyfikatów dotyczących falowników, z podaniem maksymalnej mocy falownika oraz potwierdzeniem zgodności falownika z wymaganiami NC RfG.

Gwałtowny przyrost przyłączy związanych z fotowoltaiką i farmami wiatrowymi powoduje problemy związane z niewystarczającą przepustowością polskich sieci dystrybucyjnych, co z kolei powoduje ograniczenia w warunkach przyłączenia do sieci i może być jednym z głównych elementów spowalniających transformację energetyczną. Idea współdzielenia infrastruktury energetycznej pomiędzy farmy wiatrowe i słoneczne, czyli tzw. *cable pooling* może być pewnym remedium. *Cable pooling* sprowadza się do wykorzystania zdolności przesyłu energii sieciami dystrybucyjnymi zabezpieczonych dla wcześniej zbudowanej elektrowni wiatrowej (lub fotowoltaicznej) do zainstalowania w tej samej lokalizacji elektrowni fotowoltaicznej (lub wiatrowej). Elektrownia fotowoltaiczna może dostarczać energię elektryczną głównie w bezchmurne wiosenne i letnie dni, a elektrownia wiatrowa głównie w jesienne i zimowe dni, przede wszystkim w nocy. Wykorzystuje się więc w ramach jednego przyłącza źródła o różnym profilu wytwarzania energii elektrycznej, co prowadzi do efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowych infrastruktury sieciowej.

9.3. Systemy ekonomiczne wsparcia OZE

Korzyści z wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) powodują, że wiele krajów, dążąc do zwiększenia ich udziału w bilansie energetycznym, wprowadza

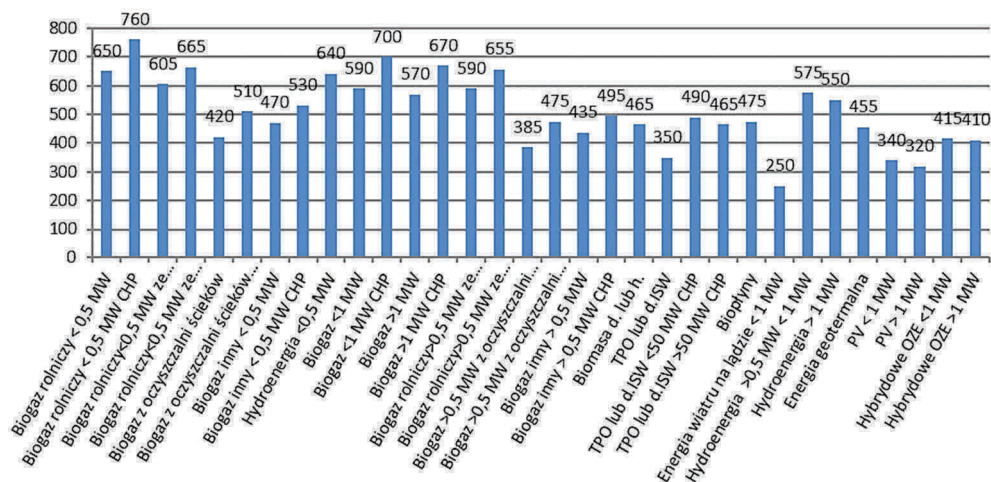
odpowiednie instrumenty prawno-administracyjne określane jako „systemy wsparcia”. Najogólniej można je podzielić na dwa podejścia: pierwsze to system kształtowania cen (*price system*), a drugie to system kształtowania wielkości energii (*quota system*). Pierwsze podejście wykorzystuje system taryf gwarantowanych (*feed-in-tariff*), a drugie system zielonych certyfikatów (*tradeable green certificates*).

W Polsce wprowadzono sukcesywnie różne mechanizmy wsparcia, adekwatne dla stawianych celów i zmian na rynku energii elektrycznej. Ważnym elementem jest obowiązek zakupu energii z instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej < 500 kW przez sprzedawców zobowiązanych po cenie stanowiącej równoważność średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej ogłoszonej przez Prezesa URE w kwartale poprzedzającym rozliczenie. W ograniczonym zakresie do producentów biogazu i energii elektrycznej z elektrowni wodnych obowiązują *feed-in-tariff* (FIT) i *feed-in-premium* (FIP).

Od 1 października 2005 roku na podstawie nowelizacji *ustawy Prawo energetyczne* [10] obowiązywał w Polsce system wsparcia OZE oparty na kolorowych certyfikatach, a właściwie na tzw. świadectwach pochodzenia. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia przyznawano na wniosek wytwórcy generującego energię elektryczną w instalacji wykorzystującej odnawialne źródła energii. Prawa majątkowe są zbywalne na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE S.A.). Przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych zobowiązano do corocznego umarzania praw Prezesowi URE. Wielkość umarzania i strukturę kolorowych certyfikatów uzależniono od ilości sprzedanej energii w ciągu minionego roku. Prawo do sprzedaży świadectw pochodzenia przysługuje wytwórcom, którzy rozpoczęli generację przed 1 lipca 2016 roku.

Od 2016 roku, w wyniku uchwalonej 20 lutego 2015 r. *ustawy o OZE* [11], wprowadzono system aukcyjny, który docelowo zastępuje system zielonych certyfikatów. W ramach aukcji na internetowej platformie wytwórcy poszczególnych grup instalacji OZE składają oferty sprzedaży energii w perspektywie 15 lat. Oferowana cena musi być niższa od ceny referencyjnej (rys. 9.7), a aukcję wygrywają wytwórcy proponujący najniższą cenę w ramach aukcyjnego wolumenu. Po wygraniu aukcji i uruchomieniu produkcji wytwórcy maksymalnie przez 15 lat otrzymują ewentualne dopłaty, będące różnicą pomiędzy zgłoszoną na aukcji ceną a ceną energii elektrycznej na rynku spot TGE S.A. Zasady mechanizmu aukcyjnego ulegały zmianom zgodnie z kolejnymi aktualizacjami *ustawy o OZE*. Zmianom podlegał m.in. podział na tzw. koszyki aukcyjne. Zmieniały się również sposoby rozstrzygnięcia aukcji. W 2018 r. na podstawie nowelizacji ustawy wprowadzono regulę wymuszania konkurencji. Dodatkowymi kryteriami dla uczestników wygrywających aukcję są warunki narzucone na ich oferty. Łącznie oferty nie mogą przekroczyć 100% wartości lub ilości energii określonej w ogłoszeniu o aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej złożonymi ofertami wszystkich uczestników.

Natomiast dla prosumentów dysponujących mikroinstalacjami o mocy do 50 kW wprowadzono system opustów, który od 2022 roku ma ulec modyfikacji.



Wykaz skrótowych nazw technologii:

- Biogaz rolniczy poniżej 0,5 MW
- Biogaz rolniczy poniżej 0,5 MW CHP (CHP – wysokosprawna kogeneracja)
- Biogaz rolniczy poniżej 0,5 MW ze składowisk
- Biogaz rolniczy poniżej 0,5 MW ze składowisk CHP
- Biogaz z oczyszczalni ścieków
- Biogaz z oczyszczalni ścieków CHP
- Biogaz inny poniżej 0,5 MW
- Biogaz inny poniżej 0,5 MW CHP
- Hydroenergia poniżej 0,5 MW
- Biogaz poniżej 1 MW
- Biogaz poniżej 1 MW CHP
- Biogaz powyżej 1 MW
- Biogaz powyżej 1 MW CHP
- Biogaz rolniczy powyżej 0,5 MW ze składowisk
- Biogaz rolniczy > 0,5 MW ze składowisk CHP
- Biogaz powyżej 0,5 MW z oczyszczalni ścieków
- Biogaz powyżej 0,5 MW z oczyszczalni ścieków CHP
- Biogaz inny powyżej 0,5 MW
- Biogaz inny powyżej 0,5 MW CHP
- Biomasa d. lub h. (dedykowane instalacje spalania biomasy lub układy hybrydowe)
- TPO (termiczne przekształcanie odpadów) lub d. ISW (dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego)
- TPO lub d. ISW poniżej 50 MW CHP
- TPO lub d. ISW powyżej 50 MW CHP
- Biopłyny
- Energia wiatru na lądzie poniżej 1 MW
- Hydroenergia powyżej 0,5 MW i poniżej 1 MW
- Hydroenergia powyżej 1 MW
- Energia geotermalna
- PV poniżej 1 MW
- PV powyżej 1 MW
- Hybrydowe OZE poniżej 1 MW
- Hybrydowe OZE powyżej 1 MW

Rys. 9.7. Wysokość cen referencyjnych w zł/MWh (według [12])

9.4. Nowoczesne technologie wspierające produkcję energii elektrycznej z OZE – magazyny energii

International Renewable Energy Agency analizuje efekty zmian w energetyce do 2050 r. w grupie państw G20. Do tego czasu ponad 80% energii elektrycznej powinno być wytwarzane z nośników odnawialnych. Znaczący udział w wytwarzaniu z OZE uzyskają ogniwa fotowoltaiczne i źródła wiatrowe. Prognozuje się, że ich udział wyniesie 52%. Scenariusz powyższy przewiduje do 2030 r. dwukrotny wzrost udziału OZE w zużyciu energii przy jednoczesnym potrojeniu potencjału magazynowania energii elektrycznej.

Brak wiarygodnych statystyk dotyczących magazynów energii, ale ich wielkość szacowano w 2017 r. na 4,67 TWh, a przewidywania do 2030 r. wskazują, że powinna wzrosnąć do 11,89-15,72 TWh [13].

W magazynowaniu energii szczególne znaczenie odgrywają magazyny w postaci elektrowni szczytowo-pompowych. W 2017 r. magazyny w postaci elektrowni szczytowo-pompowych stanowiły 96% magazynowanej energii. Raport IRENA [13] przewiduje, że do roku 2030 pojemność elektrowni szczytowo-pompowych wzrośnie o 1560-2340 GWh ponad poziom z roku 2017 przy scenariuszu podwojenia udziału OZE w systemie elektroenergetycznym. W Polsce niewątpliwie jest problem ze znalezieniem nowych lokalizacji dla elektrowni szczytowo-pompowych.

Raport [13] w powyższym scenariuszu zakłada, że spadek kosztów akumulatorów przy jednoczesnym rozwoju fotowoltaiki spowoduje przyrost bateryjnych magazynów energii. W 2017 r. oszacowano ich wielkość na 162 GWh, a przewidziano wzrost do 5821-8426 GWh w 2030 r. [13]. Największy potencjał przyrostu szacuje się dla nowych instalacji fotowoltaicznych z akumulatorami u prosumentów.

Znaczny jest już teraz i będzie w przyszłości spadek nakładów inwestycyjnych technologii magazynowania energii elektrycznej. Obniżenie nakładów o 54-61% do roku 2030 (według [13]) prognozuje się w przypadku akumulatorów litowych. Przykładem może być rozbudowa kalifornijskiego magazynu energii w elektrowni Moss Landing w 2020 r. do 400 MW/1600 MWh, zwiększając jego moc o 100 MW. W ten sposób obiekt Moss Landing jest jednym z największych magazynów energii w akumulatorach litowo-jonowych w skali światowej.

Wzrośnie sprawność w wyniku poprawy konstrukcji elektrod, przepływów i membran w przypadku akumulatorów przepływowych (vanadium redox i zinc-bromine) przy jednoczesnej znacznej obniżce nakładów inwestycyjnych o ok. 2/3. Postęp technologiczny nie ominie konstrukcji wysokotemperaturowych akumulatorów NaNiCl i NaS, prowadząc również do obniżenia nakładów inwestycyjnych, nawet o 56-60% [13]. Obecnie instaluje się głównie akumulatory NaS. Całkowite nakłady inwestycyjne akumulatorów NaS są już poniżej 400 USD/kWh (nawet 265 USD/kWh), ale notuje się ich stosunkowo wysokie roczne koszty eksploatacyjne z zakresu 40-80 USD/kWh [13].

Pewnego postępu można spodziewać się w przypadku układów magazynowania energii pod postacią sprężonego powietrza (CAES), a raport [13] sugeruje obniżenie nakładów inwestycyjnych o 17%. Średnie nakłady inwestycyjne dla systemów CAES w 2016 r. wynosiły 53 USD/kWh, a w 2030 r. powinny obniżyć się do 44 USD/kWh.

W przypadku kół zamachowych, jako magazynów energii, nakłady inwestycyjne powinny obniżyć się o 35% do 2030 r. Obecnie ich koszty instalacji kształtują się od 1500 do 6000 USD/kWh i powinny obniżyć się do 1000-3900 USD/kWh [13].

W firmie Megatech Technology Sp. z o.o. w kooperacji z Katedrą Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Częstochowskiej (zespół – Zbigniew Gałuszkiewicz i in.) oraz z innymi ośrodkami naukowymi opracowano wysokoobrotowy silnik PM BLDC (Permanent Magnet Brushless Direct Current) jako magazyn energii kinetycznej wraz z elementami infrastruktury zapewniającej doładowywanie magazynu energii oraz jej odzyskiwanie i przetwarzanie do formy i parametrów pozwalających na wykorzystanie odzyskanej energii przez standardowe urządzenia. Innowacyjne rozwiązanie technologiczne z optymalizacją parametrów układu, będące własnością firmy Megatech Technology Sp. z o.o., chronione jest w ramach patentu nr 225294. Produkt w postaci magazynu energii o wysokiej pojemności z możliwością efektywnego doładowywania, jak również przechowywania zgromadzonej energii przez 60-70 godzin, osiąga sprawność ok. 92-93%. Unikalny system szybkiego ładowania pojazdów energią zgromadzoną w magazynie jest obecnie testowany w ramach prób przedwdrożeńowych.

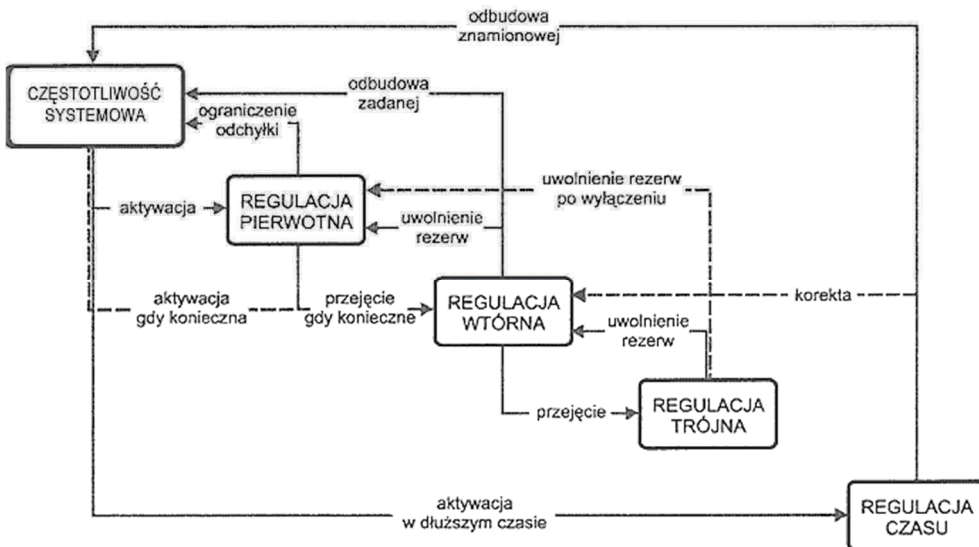
9.5. Rynek usług regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym w sytuacji zwiększającego się udziału OZE

Niesterowalne źródła energii wykorzystują odnawialną energię wiatru i promieniowania słonecznego, a ich produkcja energii elektrycznej jest zależna od dostępności zasobów, stąd nie jest możliwa w dowolnym stopniu regulacja mocy. Możliwe jest zmniejszenie produkcji energii elektrycznej lub nawet wyłączenie źródła, ale maksymalna moc zależy od dostępności zasobu naturalnego.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej [14] w krajach Unii Europejskiej określa również wymogi dotyczące bezpieczeństwa pracy systemów. Jego istotnym elementem jest właściwa niezawodność i odpowiednia jakość regulacji mocy i częstotliwości. W tym kontekście powyższe *Rozporządzenie* [14] określa procedury ruchowe, kryteria i cele w zakresie jakości, wymaganych rezerw oraz ich monitorowania pod kątem zapewnienia poszczególnych rodzajów rezerw. Zgodnie z *Rozporządzeniem*, wyróżnia się rezerwę utrzymania częstotliwości (*frequency containment reserves – FCR*), rezerwę odbudowy częstotliwości (*frequency restoration reserves – FRR*) oraz rezerwę zastępczą (*replacement reserves – RR*) [14]. Rezerwa FCR to rezerwa mocy czynnej, której zadaniem jest utrzymanie

częstotliwości systemu po wystąpieniu nagłego jej niezbilansowania. Rezerwa FRR to rezerwa mocy czynnej służąca do odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej oraz przywrócenia salda wymiany transgranicznej do wartości grafikowej. Z kolei rezerwa RR to rezerwa mocy czynnej wymagana do odbudowy lub uzupełniania wymaganego poziomu rezerw FRR z uwzględnieniem niepewności rezerw generacji. Zadaniem operatora systemu przesyłowego OSP jest zamawianie i planowanie usług systemowych, w tym badanie ich lokalizacji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy SE.

W *Continental Europe Operation Handbook* [15] podano zasady dotyczące funkcjonowania regulacyjnych usług systemowych dla synchronicznie połączonych systemów elektroenergetycznych w ramach European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENSTO-E). Działania regulacyjne, przedstawione na rysunku 9.8, z uwagi na hierarchię czasową można podzielić na regulację pierwotną, wtórną i trójną. Dodatkowo realizuje się regulację czasu synchronicznego.



Rys. 9.8. Wielopoziomowy układ regulacji częstotliwości (na podstawie [16])

Operator Systemu Przesyłowego (OSP) jest odpowiedzialny za zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy oraz zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej. Obowiązkiem ustawowym jest zakup rezerw mocy sekundowej w ramach regulacji pierwotnej i rezerw mocy minutowej w ramach regulacji wtórnej. Ranking cenowy ofert decyduje o wyborze jednostek centralnie dysponowanych do realizacji regulacji pierwotnej i wtórnej. Rezerwę operacyjną realizuje rynek bilansujący. Konieczność usunięcia ograniczeń systemowych zmusza OSP do sięgnięcia po instrumenty pracy interwencyjnej, realizowanej przez elektrownie szczytowo-pompowe lub gazowe.

Operator narzuca pewne obowiązki na farmy wiatrowe o mocy większej niż 50 MW, które mają mieć systemy sterowania i regulacji mocy wykorzystywane do redukcji wytwarzanej mocy oraz udziału w regulacji częstotliwości i napięcia. Ponadto farmy wiatrowe są wyposażone w systemy zdalnego sterowania poziomem napięcia farmy i mocą bierną z możliwością współpracy z nadrzędnymi układami regulacji. Takie same wymagania dotyczą również farm o niższej mocy zainstalowanej, jeśli suma mocy przyłączonej do wybranego miejsca sieciowego jest co najmniej równa 50 MW. Miejscem sieciowym przyłączenia może być rozdzielnia 110 kV, linia promieniowa lub ciąg liniowy 110 kV, ewentualnie transformator NN/110 kV. Przykładem takiego rozwiązania może być opracowany i zrealizowany przez Instytut Energetyki system regulacji napięć i mocy biernych dla węzła Dunowo, obejmujący stację elektroenergetyczną najwyższych napięć oraz dwie spośród wielu farm wiatrowych [17].

Rozporządzenie KE z listopada 2017 r. [18] obowiązuje OSP krajów członkowskich do stworzenia platform zarządzania procesem bilansowania obejmujących całą UE. Określa jednocześnie procedurę utworzenia platform wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych oraz rezerw odbudowy częstotliwości. Prowadzi to do centralizacji zakupu regulacyjnych usług systemowych. Głównym motywem realizacji tej koncepcji jest optymalizacja wykorzystania rezerw i usług regulacyjnych prowadząca do wykorzystania najtańszych zasobów systemu europejskiego. Konieczna jest więc dalsza rozbudowa połączeń transgranicznych SE.

Na całym świecie, a szczególnie w krajach UE, obserwuje się znaczny wzrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych niesterowalnych. Skorelowany jest z nim wzrost zapotrzebowania na usługi systemowe regulacji wtórnej i trójnej. Powoduje to jednocześnie konieczność zapewnienia większej wielkości podaży gradientu zmian mocy w systemie elektroenergetycznym, realizowanej przez zasoby regulacyjne.

9.6. Efektywność ekonomiczna instalacji OZE

9.6.1. Metoda wartości zaktualizowanej netto NPV

Podstawowym celem rachunku efektywności inwestycji jest ocena pojedynczego projektu przedsięwzięcia gospodarczego lub wyłonienie, spośród wielu możliwych do realizacji wariantów, najbardziej opłacalnego przedsięwzięcia. Rachunek inwestycyjny, opierający się na analizie nakładów i przychodów zmieniających się w okresie budowy i eksploatacji, wykorzystuje dynamiczne metody oceny efektywności inwestowania.

W energetyce do analizy efektywności ekonomicznej inwestycji wykorzystuje się przede wszystkim metodę zaktualizowanej wartości netto (tzw. metoda NPV – *Net Present Value*), której istotnym elementem jest rachunek dyskonta [19]. Natomiast klasyczną metodą wyznaczania kosztu wytwarzania energii elektrycznej

jest metoda całkowitych kosztów rocznych uwzględniających koszty stałe i zmienne. Metody opisane w [19-21] przytoczono w podrozdziałach 9.6.1-9.6.3.

Wskaźnik NPV (w przypadku pominięcia wartości likwidacyjnej przedsięwzięcia inwestycyjnego) równy jest zdyskontowanemu przepływowi gotówkowym pomniejszonym o koszt inwestycji I (zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji). W postaci dyskretnej wyrażony jest wzorem:

$$NPV = V - I = \sum_{t=0}^{N_e} \frac{\pi_t}{(1+r)^t} - I \quad (9.1)$$

gdzie:

r – stopa dyskonta przyjęta przez inwestora,

π_t – przepływy pieniężne (*cash flows*) w kolejnych latach t , będące różnicą między faktycznymi wpływami i wydatkami,

N_e – okres eksploatacji.

Przepływy pieniężne π_t , które są dla inwestora osiągnięciem w danym roku efektem finansowym oraz w przybliżeniu są równe rocznemu zyskowi po opodatkowaniu i amortyzacji [22] (zwane również rocznym zyskiem operacyjnym), można wyznaczyć na podstawie wzoru:

$$\pi_t = P_t - C_t \quad (9.2)$$

gdzie:

P_t – wpływy w danym roku t ze sprzedaży produktów (energii elektrycznej, ciepła, usług systemowych itp.),

C_t – wydatki w danym roku t .

Na przewidywane wydatki w danym roku C_t składają się: koszty surowców (paliwa) i energii, koszty płac, koszty opłat za eksploatację środowiska, koszty remontów, koszty sprzedaży, ubezpieczenia i pozostałe koszty (np. obsługa finansowa kredytów, podatek dochodowy od zysku brutto) w danym roku.

Nakłady inwestycyjne poniesione w okresie N_b trwania budowy, zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia jej eksploatacji, wyrażają się wzorem:

$$I = \sum_{t=-N_b}^{t=0} \frac{I_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=-N_b}^{t=0} I_t (1+r)^{|t|} \quad (9.3)$$

Przyjmując zwykle kryterium planowania inwestycji, inwestycję należy zrealizować, jeśli wartość zaktualizowana netto inwestycji, czyli wskaźnik NPV jest dodatni.

Zarówno przychody, jak i wydatki zależą od wolumenu produkcji energii elektrycznej oraz od kosztu i ceny energii elektrycznej. Powyższe wielkości w dużej mierze wynikają z konkurencji na rynku energii, ale również są wynikiem regulacji

w postaci systemu wsparcia dla OZE. Wartość każdej z powyższych wielkości w horyzoncie okresu eksploatacji obciążona jest sporą niepewnością.

9.6.2. Niepewność dotycząca stopy dyskonta – ryzyko rynkowe inwestowania

Obecnie na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) notowanych jest szereg spółek branży budowlano-montażowej realizujących prace w zakresie modernizacji i montażu urządzeń oraz inwestycji na potrzeby energetyki zawodowej i przemysłowej. Publikowane przez GPW giełdowe wskaźniki sektorowe umożliwiają ocenę finansową sektorów. Natomiast ich rentowność i kondycję finansową pozwalają ocenić prezentowane dla spółek notowanych na giełdzie coroczne szczegółowe raporty analityczne z działalności, obejmujące bilanse, przepływy środków pieniężnych, rachunki wyników i analizy wskaźnikowe.

Przedstawione koncepcje wykorzystujące powyższe dane, mogą posłużyć inwestorowi (decydentowi) do oszacowania stopy zwrotu z realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, polegającego na modernizacji lub budowie nowego obiektu w elektroenergetyce, w tym źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE, oraz dla oceny ryzyka finansowego i biznesowego projektu inwestycyjnego.

Hirschleifer w 1965 r. podał, cytowaną w [23] definicję inwestycji: „Inwestycja jest, w istocie, bieżącym wyrzeczeniem dla przyszłych korzyści. Ale terażniejszość jest względnie dobrze znana, natomiast przyszłość to zawsze tajemnica. Przeto inwestycja jest wyrzeczeniem się pewnego dla niepewnej korzyści”. Definicja dobrze odzwierciedla główne cechy inwestycji. W definicji uwypuklony jest czynnik czasu i ryzyka, stąd inwestor oczekuje stopy zwrotu z inwestycji, na którą składa się cena czasu i cena ryzyka. Cena czasu to zapłata za rezygnację z bieżącej konsumpcji, gdy inwestycja wolna jest od ryzyka. Za ryzyko w inwestowaniu inwestor powinien otrzymać premię, którą jest cena ryzyka. Niewątpliwie inwestycje w OZE są realizowane w warunkach ryzyka, stąd konieczność analizy stopy dyskonta z uwzględnieniem niepewności na rynku energii elektrycznej.

Prezentowana w [23] koncepcja stopy zwrotu r zakłada, że jest ona sumą następujących składników: realnej stopy procentowej r_r , stopy inflacji r_i , premii płynności r_{lp} oraz premii za ryzyko r_{rp} :

$$r = r_r + r_i + r_{lp} + r_{rp} \quad (9.4)$$

Realna stopa procentowa to cena pieniądza na rynku. Oczywiście zależy ona od popytu i podaży, głównie instrumentów finansowych na rynku, m.in. kredytu inwestycyjnego. Premia płynności uwzględnia zróżnicowanie stóp zwrotu dla różnych okresów inwestowania. We wzorze (9.4) sporych trudności następuje oszacowanie premii za ryzyko.

Podstawowym modelem rynku stosowanym w różnorodnych analizach finansowych jest model wyceny aktywów kapitałowych CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) [24]. Jego genezą jest model jednowskaźnikowy Sharpe'a, który z kolei wywodzi się z klasycznej teorii portfela, będąc jej uproszczeniem. Stopa zwrotu r w modelu Sharpe'a zależy od stopy zwrotu indeksu rynku r_m (indeksu giełdy portfela rynkowego) i wyraża się formułą:

$$r = \alpha + \beta r_m + e \quad (9.5)$$

gdzie:

α, β – współczynniki równania regresji,
 e – składnik losowy równania.

Model CAPM, z uwagi na swą prostotę, cieszy się sporą popularnością wśród analityków rynku i jest najczęściej stosowanym w analizach finansowych rynku. Konkurencyjną teorią w wielu zastosowaniach wydaje się teoria arbitrażu cenowego APT (*Arbitrage Pricing Theory*), która opiera się na prawie jednej ceny. Prawo to wskazuje, że to samo dobro nie może być sprzedawane po dwu różnych cenach, a to z kolei implikuje identyczne stopy zwrotu instrumentów finansowych o równym ryzyku. W teorii APT stopa zwrotu opisywana jest modelem czynnikiemowym o następującej postaci:

$$r = a + \sum_{i=1}^m b_i F_i + e \quad (9.6)$$

gdzie:

F_i – czynnik i -ty, zwany czynnikiem ryzyka,
 b_i – współczynnik wrażliwości względem i -tego czynnika.

Porównując równania (9.5) i (9.6), można wyciągnąć wniosek, że formalnie model CAPM jest szczególnym przypadkiem jednoczynnikowego modelu APT.

Miernikiem ryzyka rynkowego w modelu CAPM, opisanego równaniem (9.5), jest współczynnik beta (β), który zdefiniowano jako stosunek oczekiwanego zysku z przedsięwzięcia inwestycyjnego do średniego zysku na rynku. Dla najmniej ryzykownych walorów, zwykle przyjmowanych jako obligacji Skarbu Państwa, można przyjąć współczynnik beta równy zero. Różnica pomiędzy średnim zyskiem na rynku r_m i stopą zysku najmniej ryzykownego waloru r_f nazywana jest premią ryzyka rynkowego i określona formułą ($r_m - r_f$).

Model CAPM zakłada, że wartość oczekiwana premii ryzyka każdej inwestycji jest proporcjonalna do jej współczynnika beta. To z kolei oznacza, że stopa zysku każdej inwestycji r powinna leżeć na tzw. linii prostej bezpieczeństwa rynkowego, opisananej równaniem:

$$r = r_f + \beta(r_m - r_f) \quad (9.7)$$

Stopę dyskonta definiuje się jako oczekiwany zwrot oferowany przez inne równie ryzykowne przedsięwzięcia. Aby określić stopę zwrotu, której inwestor oczekuje z określonego przedsięwzięcia, konieczna jest znajomość trzech wartości: r_f , r_m i β . Wyznaczenie stopy dyskonta dla nowych inwestycji, szczególnie z wykorzystaniem OZE, stwarza duże problemy. Inwestycje w energetykę odnawialną wymagają sporych nakładów inwestycyjnych, które zazwyczaj są pozyskiwane w dużej mierze z wykorzystaniem kredytów bankowych. Konieczne jest oszacowanie dodatkowego ryzyka ponoszonego przez instytucję pożyczającą kapitał. Szacując stopę dyskonta dla przedsięwzięcia inwestycyjnego w energetykę odnawialną, można korzystać z wyceny kapitału firm, które wcześniej zrealizowały podobne inwestycje, o podobnym poziomie ryzyka.

Obliczenie stopy dyskonta dla finansowania projektu inwestycyjnego elektrowni wykorzystującej OZE wymaga wyznaczenia prognozy współczynnika beta i zastosowania poniższego wzoru wynikającego z równania (9.7):

$$r = r_f + \beta_{prog} (r_m - r_f) \quad (9.8)$$

Prognoza współczynnika beta powinna być wyznaczona jako wartość średnia współczynnika beta dla podobnych przedsięwzięć lub wielu firm, realizujących podobne inwestycje. Problem zdefiniowania terminu podobieństwa wzbudza pewne kontrowersje. Koszt kapitału danej firmy jest właściwą stopą dyskonta dla projektów, które charakteryzują się tym samym poziomem ryzyka co podejmowane przez firmę przedsięwzięcia.

Innym sposobem mierzenia współczynnika beta dla przedsięwzięć firmy jest obserwacja jego kształtowania się w przeszłości, ponieważ wartości współczynników *beta* charakteryzują się dużą stabilnością. Zdarza się, że oszacowania na podstawie przeszłości nie korespondują z przyszłymi realizacjami, a przyczyna tkwi w dużej mierze w zmianie wartości rynkowego ryzyka. Kolejną istotną przyczyną może być ograniczona liczba obserwacji, na podstawie której szacuje się wartości współczynników beta.

Sposób szacowania stopy dyskonta podano np. w [19-21]. Obliczenia w analizie efektywności ekonomicznej wybranych technologii przeprowadzono dla kilku wariantowych wartości stopy dyskonta.

9.6.3. Uwagi do metod wyznaczania kosztu wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach

Niezależnie od typu elektrowni wytwarzającej energię elektryczną, czy to wykorzystującej paliwa kopalne, czy nośniki odnawialne, wyznaczanie kosztu wytwarzania energii elektrycznej (*COE – cost of electricity*) można dokonać na podobnych zasadach. Warto więc przyjrzeć się klasycznym metodom szacowania tego kosztu.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej są wyznaczane w okresie obrachunkowym roku kalendarzowego. Koszty dzieli się na dwie grupy: koszty zależne od mocy

zainstalowanej, tzw. koszty stałe, i koszty zależne od wytworzonej energii elektrycznej, tzw. koszty zmienne. Na koszty stałe składają się koszty kapitałowe (odsetki bankowe za kapitał na inwestycje, amortyzacja), koszty ogólne (podatki, ubezpieczenia, koszty utrzymania służb pomocniczych i administracji, opłaty, kary itp.) i składowa stała kosztów zmiennych (płace personelu niezwiązanego z ruchem elektrowni, część kosztów utrzymania i remontów ponoszonych niezależnie od pracy elektrowni). Do kosztów stałych są zaliczane koszty utrzymania i remontów i w pracach projektowych są określane jako procent nakładów inwestycyjnych na elektrownię lub elektrociepłownię. Zazwyczaj przyjmuje się, że koszty ogólne dla projektowanych elektrowni i elektrociepłowni stanowią ok. 1-2% nakładów inwestycyjnych. Wynagrodzenie personelu wraz ze wszystkimi świadczeniami socjalnymi, ubezpieczeniami społecznymi, podatkami i odpisami na fundusz załogi to koszty osobowe. W przypadku obiektów projektowanych przyjmuje się wskaźniki zatrudnienia w osobach na MW mocy zainstalowanej elektrowni lub elektrociepłowni oraz średnią płacę brutto i mnożnik świadczeń socjalnych [19].

Na koszty zmienne składają się koszty niezależne od obciążenia elektrowni (rozruch, bieg jałowy i odstawienie z ruchu bloków energetycznych) i koszty zależne od obciążenia elektrowni (koszty paliwa, materiałów pomocniczych, koszty użytkowania środowiska, koszty osobowe personelu ruchowego i koszty utrzymania i remontów zależne od obciążenia).

W projektowanych elektrowniach do kosztów stałych (kapitałowych i ogólnych) są zaliczane również koszty umownie stałe (całkowite koszty osobowe oraz koszty utrzymania i remontów), natomiast koszty zmienne to koszty umownie zmienne (koszty paliwa, materiałów pomocniczych i użytkowania środowiska) [19].

Jednostkowy koszt własny wytwarzania energii elektrycznej w $\text{zł/kWh}_{\text{netto}}$ definiowany jest w literaturze jako iloraz sumy kosztów rocznej eksploatacji elektrowni i rocznej produkcji energii elektrycznej netto. Natomiast jednostkową cenę wytworzenia jednej kilowatogodziny netto uzyskuje się, dzieląc sumę rocznych kosztów eksploatacji elektrowni i zysku przez roczną produkcję energii elektrycznej netto [25].

Suma kosztów zmiennych i kosztów stałych wyznacza roczne koszty własne wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownię. Koszty własne podzielone przez produkcję netto energii elektrycznej dają jednostkowy średnioroczny koszt własny wytwarzania energii elektrycznej netto przez elektrownię, oznaczany jako k . Określony jest wzorem [26]:

$$k = \frac{k_s}{T_i(1 - p_w)} + k_z \quad (9.9)$$

gdzie:

k_s – jednostkowy roczny koszt stały mocy zainstalowanej elektrowni [$\text{zł}/(\text{kW} \cdot \text{a})$],

k_z – jednostkowy koszt zmienny [$\text{zł}/\text{kWh}$],

p_w – względne zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni.

Na podstawie ewidencji kosztów wyznacza się roczne koszty własne produkcji energii elektrycznej w istniejących elektrowniach. Natomiast w opracowaniach projektowych (według [26]): jednostkowe koszty własne k dla elektrowni opalanej węglem kamiennym lub brunatnym wyznacza się na podstawie zakładanych współczynników zgodnie ze wzorem:

$$k = \frac{(a_o + a_i + a_a + a_z)i + (a_n + a_r)i + m p z \cdot 10^{-3}}{T_i(1 - p_w)} + b_w k_w + b_o k_o + k_p + k_{sr} \quad (9.10)$$

gdzie:

a_o – oprocentowanie kapitału,

a_i – stopa inflacji,

a_a – stopa amortyzacji liniowej,

a_z – koszty ogólne,

i – jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni [zł/kW],

a_n – stopa odpisów na utrzymanie i remonty bieżące,

a_r – stopa odpisów na remonty średnie i kapitalne,

m – współczynnik ujmujący narzut na fundusz płac,

p – średnia płaca [zł/osobę],

z – wskaźnik zatrudnienia [osób/MW],

b_w – jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii chemicznej węgla [kJ/kWh_{netto}],

b_o – jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii oleju opałowego [kJ/kWh_{netto}],

k_w – cena węgla loco elektrownia [zł/kJ],

k_o – cena oleju opałowego loco elektrownia [zł/kJ],

k_p – koszt materiałów pomocniczych [zł/kWh_{netto}],

k_{sr} – koszt użytkowania środowiska [zł/kWh_{netto}].

Przy porównywaniu jednostkowych kosztów własnych wytwarzania energii elektrycznej przez różne rodzaje elektrowni wygodnie jest korzystać ze wzoru w postaci uproszczonej [26]:

$$k = \frac{a i}{T_i(1 - p_w)} + k_{pp} b_p \quad (9.11)$$

gdzie:

a – suma stóp odpisów rocznych z uwzględnieniem płac personelu,

k_{pp} – cena paliwa loco elektrownia wraz z kosztem materiałów pomocniczych i użytkowania środowiska [zł/kJ],

b_w – jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii chemicznej paliw [kJ/kWh_{netto}].

Uśredniony koszt energii elektrycznej w opracowaniach [27, 28] jest wyznaczony z następującego wzoru:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t \cdot (1-TR)}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{DEP_t \cdot TR}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (9.12)$$

gdzie:

- T – ekonomiczny okres życia instalacji,
- C_t – koszty eksploatacji, remontów i ubezpieczeń roku t ,
- E_t – energia elektryczna generowana w roku t ,
- I – nakład inwestycyjny,
- r – stopa dyskonta,
- TR – stopa podatku,
- DEP – amortyzacja dla celów podatkowych.

Całkowite koszty roczne w elektroenergetyce, wyrażone w jednostkach pieniężnych, to suma kosztów reprodukcyjnych i kosztów eksploatacyjnych:

$$K_{cr} = K_{rr} + K_e \quad (9.13)$$

gdzie:

- K_{rr} – koszty reprodukcyjne,
- K_e – koszty eksploatacyjne.

Wzór określający wartość kosztów rocznych:

$$K_{cr} = r \cdot K_{nd} + K_{es} + K = \frac{p \cdot (1+p)^N}{(1+p)^N - 1} \cdot K_{nd} + K_{es} + K_{ez} \quad (9.14)$$

gdzie:

- r – współczynnik reprodukcyjny,
- p – stopa dyskonta,
- K_{nd} – nakłady inwestycyjne zdyskontowane na rok zerowy,
- K_{es} – koszty eksploatacyjne stałe,
- K_{ez} – koszty eksploatacyjne zmienne.

9.7. Efektywność ekonomiczna technologii OZE – analiza przypadku

Autorskiej analizie, prezentowanej np. w [20, 21, 29], poddano farmę wiatrową z 4 turbinami wiatrowymi firmy Enercon typu E 82, każda o czynnej mocy elektrycznej 2,0 MW. Na podstawie zrealizowanej inwestycji, opisaney w [30], oszacowano całkowity nakład inwestycyjny na poziomie 66,18 mln zł oraz koszty eksploatacyjne w wysokości 126 tys. zł/(MW·a). Założono 25-letni okres eksploatacji

turbiny wiatrowej. W obliczeniach przyjęto wariantowe roczne czasy wykorzystania mocy zainstalowanej jako 1800 h/a, 2000 h/a i 2500 h/a, mając na uwadze, że średnie możliwości wietrzne w Polsce są zazwyczaj poniżej 2000 h/a. Wariantowa stopa dyskonta wynosi $r = 6\%$ i $r = 10\%$. Wykorzystując analizę efektywności ekonomicznej inwestycji i wartość *NPV* (*Net Present Value*), wyznaczono minimalne ceny energii elektrycznej zaprezentowane w tabeli 9.2.

Tabela 9.2. Minimalne ceny energii elektrycznej zapewniające opłacalność elektrowni wiatrowej (4 turbiny Enercon typu E 82) [29]

Lp.	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h/a]	Stopa dyskonta [%]	Minimalna cena energii elektrycznej zapewniająca opłacalność inwestycji [zł/MWh]
1	2500	6	304,9
2	2500	10	411,6
3	2000	6	381,1
4	2000	10	514,5
5	1800	6	423,4
6	1800	10	571,7

Wykorzystując metodę kosztu rocznego, wyznaczono również koszty wytwarzania energii elektrycznej dla farmy wiatrowej z 4 turbinami Enercon typu E 82, dla przyjętych wyżej danych. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 9.3.

Tabela 9.3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej (4 turbiny Enercon typu E 82) [29]

Lp.	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h/a]	Stopa dyskonta [%]	Koszt wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh]
1	2500	6	309,3
2	2500	10	414,9
3	2000	6	386,6
4	2000	10	518,7
5	1800	6	429,5
6	1800	10	576,3

Przedstawione wyniki można porównać z jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 2015-2019 (tab. 9.4).

Przedstawione oszacowania przewyższają koszty zanotowane na rynku. Potwierdza to ustawiczne obniżanie głównie nakładów inwestycyjnych na technologie OZE.

Tabela 9.4. Jednostkowy koszt energii elektrycznej sprzedanej w zł/MWh [7]

Wyszczególnienie	2015	2016	2017	2018	2019
Elektrownie zawodowe na węglu brunatnym	275,6	162,7	163,0	174,4	344,7
Elektrownie zawodowe na węglu kamiennym	260,2	195,7	209,9	241,7	275,2
Elektrociepłownie zawodowe na węglu kamiennym	185,3	170,2	162,8	179,3	213,3
Elektrociepłownie zawodowe gazowe	260,9	227,1	248,0	248,2	258,5
Elektrownie i elektrociepłownie na biomasę	606,5	424,1	432,1	296,8	359,3
Elektrownie wodne – dopływ naturalny	194,0	165,6	130,1	120,5	173,3
Elektrownie wiatrowe	331,9	645,0	238,9	231,3	219,8

9.8. Grid parity technologii OZE w Polsce

Pojęcie *grid parity* (lub *socket parity*) rozumiane jest przez analityków finansowych jako sytuacja, w której alternatywne źródło wytwarza energię elektryczną przy koszcie LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*) równym lub mniejszym od ceny jej nabycia z sieci elektrycznej. Problematykę osiągnięcia *grid parity* technologii OZE w Polsce omówiono w publikacji [29], a jej rezultaty przytoczono w poniższym podrozdziale.

Z punktu widzenia wytwórcy OZE konkurującego na hurtowym rynku energii *grid parity* jest osiągnięty, gdy koszt wytworzenia energii elektrycznej z OZE jest nie większy niż koszt w energetyce konwencjonalnej, wykorzystującej paliwa kopalne (węgiel, pochodne ropy naftowej lub gaz ziemny). Osiągnięcie *grid parity* jest więc punktem zwrotnym (krytycznym), umożliwiającym szerokie wykorzystanie OZE jako efektywnego źródła energii elektrycznej. Położenie geograficzne i klimat danego kraju lub regionu oraz organizacja rynku energii to czynniki wpływające na osiągnięcie *grid parity*. Od powyższych czynników zależy koszt generacji energii elektrycznej z OZE.

Konkurencyjność technologii OZE wzrasta wraz z obniżaniem nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych technologii OZE, jak też ze wzrostem cen energii elektrycznej na rynku. Ceny energii elektrycznej na rynku w danym kraju, regulacje dotyczące rynku (systemów wsparcia), ale również warunki klimatyczne (nasłonecznienie, warunki wietrzne) determinują osiągnięcie *grid parity* technologii OZE.

Cykl publikacji *Grid Parity Monitor* (GPM) [27, 28] obejmuje już 11 opracowań dotyczących analizy głównie fotowoltaiki, a ostatnio również elektrowni wiatrowych. W zakresie fotowoltaiki dla segmentu komercyjnego (instalacje 30 kW) analizy wykonano dla siedmiu różnych krajów [27]. Pełny *grid parity* dla PV uzyskano w Niemczech i we Włoszech (niskie koszty instalacji, niska stopa dyskonta i wysoka cena energii elektrycznej). W Meksyku niektórzy komercyjni odbiorcy osiągnęli *grid parity*, ale dla większości barierą jest niska cena energii elektrycznej w niektórych

grupach taryfowych. Z kolei w Hiszpanii również osiągnięto *grid parity* dla PV, ale decydującym czynnikiem są dobre warunki nasłonecznienia i konkurencyjne ceny energii elektrycznej.

Rezultaty analizy GPM [28], dotyczące farm wiatrowych systemowych o mocy 30 MW, wskazują, że obecnie tylko pewne farmy wiatrowe w Hiszpanii osiągnęły pełny *grid parity* w zakresie wytwarzania. Częściowo *grid parity* osiągnęły również farmy wiatrowe w USA.

Należy podkreślić, że nawet jeśli nie osiągnięto *grid parity*, to nie oznacza to braku efektywności ekonomicznej elektrowni wykorzystującej OZE. Efektywność mogą zapewnić np. rządowe dotacje (w postaci zwolnień podatkowych – PTC Production Tax Credit lub taryf gwarantowanych FiT), dogodne umowy sprzedaży energii elektrycznej, ale również przewidywany wzrost ceny energii elektrycznej w perspektywie średnio- i długoterminowej.

Rola odnawialnych nośników w produkcji energii elektrycznej systematycznie zwiększa się. Po raz pierwszy w 2017 roku w Unii Europejskiej produkcja energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych (11,2%), fotowoltaiki (3,7%) i biomasy (6,0%) przekroczyła produkcję energii elektrycznej łącznie z węglem kamiennym (11%) i brunatnym (9,6%). Jeśli dodatkowo uwzględnić elektrownie wodne z udziałem w produkcji 9,1%, to w sumie źródła odnawialne wytworzyły 30,0% energii elektrycznej. Udział elektrowni jądrowych w produkcji roku 2017 to 25,6%.

Równocześnie ze wzrostem produkcji z OZE zauważalną tendencją jest obniżanie się kosztów jej produkcji. Już w 2016 r. zanotowano spory spadek cen modułów fotowoltaicznych na skutek ich rynkowej nadpodaży, spowodowanej głównie wolniejszym tempem rozwoju fotowoltaiki w Chinach. Tendencja ta utrzymuje się w ostatnich latach.

Według raportów Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej [13], koszty energii elektrycznej generowanej w instalacjach słonecznych spadły w 2020 r. o 16%, podczas gdy koszty z farm wiatrowych na lądzie spadły o 13%, a z farm na morzu o 9%. W niecałą dekadę do 2020 r. koszt energii elektrycznej z elektrowni słonecznych na dużą skalę spadł o ponad 85%, podczas gdy z elektrowni wiatrowych na lądzie o prawie 56%, a z elektrowni wiatrowych na morzu o prawie 48%.

Rozwój OZE nie będzie możliwy bez budowy magazynów energii. I na tym polu doniesienia są optymistyczne, bo ich dostępność wzrasta poprzez obniżenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych. Magazyny spełniają kilka funkcji: poprawiają jakość dostaw energii, są zabezpieczeniem na wypadek awarii systemu elektroenergetycznego, dostarczają energię w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz uczestniczą w regulacji pracy sieci elektrycznych.

Przedstawione powyżej tendencje na rynkach światowych w zakresie energetyki opartej na OZE są podstawą formułowania opinii, że również w Polsce w przypadku niektórych technologii już obecnie jesteśmy bliscy osiągnięcia *grid parity*, a w przypadku pozostałych technologii zapewne w ciągu kilku najbliższych lat możliwe będzie osiągnięcie *grid parity*.

Literatura

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [2] Gawlak A., Poniatowski L., Main directions of investment in the sector of electrical energy distribution, EPE 2014, DOI: 10.1109/EPE.2014.6839418.
- [3] Gawlak A., Kornatka M., Comparative analysis of operating conditions in Polish medium-voltage and 110 kV networks, Proceedings 8th International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2015, 16-18.9.2015, Stará Lesná, Slovak Republic, s. 53-56.
- [4] GUS, Energia ze źródeł odnawialnych, 2003-2017, Warszawa.
- [5] Rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) 2020/1294 z dnia 15 września 2020 r. w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [6] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.
- [7] ARE S.A., Statystyka elektroenergetyki polskiej 2003-2019, Warszawa 2020.
- [8] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie energetyki wiatrowej, Dz.U. z 2016 r., poz. 961.
- [9] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r.
- [10] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. z 2021 r., poz. 716 z późn. zm.
- [11] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r., poz. 478.
- [12] Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 16 kwietnia 2021 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 r.
- [13] IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, October 2017.
- [14] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.
- [15] ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook, 2009.
- [16] Bućko P., Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2011.
- [17] Kołodziej D., Klucznik J., Usage of wind farms in voltage and reactive power control based on the example of Dunowo Substation, Acta Energetica 2014, 1/18, s. 59-66.
- [18] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania.
- [19] Sowiński J., Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2008.
- [20] Połeczki Z. (red.), Rynek energii elektrycznej. Energetyka rozproszona, Politechnika Lubelska, Lublin 2016, s. 90-101.
- [21] Sowiński J., Tomaszewski R., Wachtarczyk A., Niepewność i ryzyko w analizie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych nośników – studium przypadku, Rynek Energii 2016, 2(123), s. 33-39.
- [22] Bartnik R., Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole 2008.
- [23] Jajuga K., Jajuga T., Inwestycje, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1999.

-
- [24] Davis E.W., Pointon J., Finanse i firma, PWE, Warszawa 1997.
- [25] Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2007.
- [26] Laudyn D., *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 1999.
- [27] CREARA Energy Experts, PV Grid Parity Monitor, Commercial Sector, 3rd issue, June 2016.
- [28] CREARA Energy Experts, Wind Generation Parity Monitor, Utility-scale, 1st issue, July 2017.
- [29] Sowiński J., Grid parity technologii OZE w Polsce, *Rynek Energii* 2019, 2(141), s. 24-30.
- [30] Beermann Windkraft GmbH&Co, Maierfeld KG, Strom aus Wind. Eine Investition in unsere Zukunft, Munchen 2011, http://www.igsz.eu/WEK/Windknast/Prospekt_Maierfeld.pdf.

Ihor Bordun

10. CYFRYZACJA W ENERGETYCE: NOWE MOŻLIWOŚCI I WYZWANIA

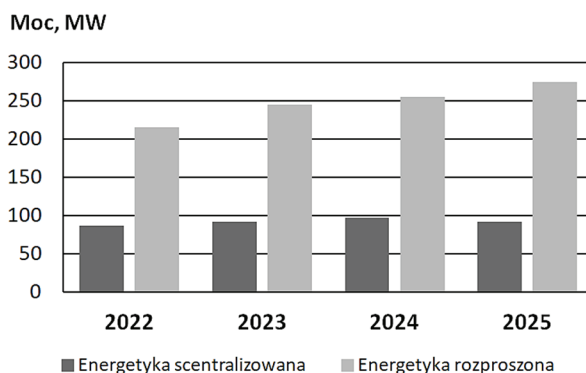
10.1. Wprowadzenie

Różnorodne rozwiązania cyfrowe w ciągu najbliższych lat mają szansę znacząco zmienić świat, do którego jesteśmy przyzwyczajeni. Zarówno całe kraje, jak i poszczególne firmy mogą wykorzystać tę szansę dla swojego rozwoju, stać się centrami implementacji i dostawcami zaawansowanych rozwiązań innowacyjnych, zyskać niesamowitą przewagę nad innymi uczestnikami rynku. Takie procesy będą dotyczyły przede wszystkim zastępowania ludzi przez maszyny w nieefektywnych rutynowych operacjach. Przykładami wprowadzenia takich platform cyfrowych w różnych branżach są: Uber, Airbnb, Amazon, Cainiao, SmartCAT i inne. Najważniejszą konsekwencją dla tych firm jest znaczne obniżenie kosztów transakcyjnych i przyspieszenie cykli operacyjnych uczestników takich transakcji. Należy zauważyć, że nowe technologie cyfrowe sprawdzają się nie tylko w takich sektorach, jak media, telekomunikacja, zarządzanie czy logistyka, ale także w energetyce [1, s. 49; 2, s. 697], a istotą cyfryzacji energetyki jest przeformatowanie i rozwój całokształtu relacji produkcyjnych i ekonomicznych w przemyśle w oparciu o podejścia i narzędzia cyfrowe. Zwróćmy uwagę, że w wyrażeniu „gospodarka cyfrowa”, a więc „energetyka cyfrowa”, słowami definiującymi są „gospodarka” i „energetyka”, a przymiotnik „cyfrowy” wskazuje jedynie na środki osiągnięcia celu [3].

Transformacja cyfrowa lub cyfryzacja w energetyce to przede wszystkim tworzenie nowych modeli biznesowych, usług i rynków opartych na możliwościach gospodarki cyfrowej. Ważne jest, aby nie pomylić tego podejścia z konwencjonalną automatyzacją. Prosty przykład, choć z nieco innej branży, został opisany przez Cholkina [3]: stworzenie zautomatyzowanego systemu dysponenckiego zarządzania flotą taksówek to automatyzacja, jednak Uber, który faktycznie tworzy nowy model biznesowy dla tej samej usługi bez budowania flot taksówek i bez posiadania żadnego samochodu, czyniąc to tańszym, wygodniejszym i bezpieczniejszym – to cyfryzacja. To samo dotyczy energetyki cyfrowej: ważne jest określenie nowego modelu biznesowego, którego potencjał ujawnia się poprzez wszechobecną komunikację, interakcje między maszynami i modelowanie cyfrowe.

Jeśli przeanalizujemy aktualne koszty przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem i dystrybucją energii, to technologie takie jak Internet Rzeczy (IoT), sztuczna inteligencja, przetwarzanie dużych zbiorów danych zajmują czołowe miejsce w strukturze takich kosztów. Dynamicznie rozwija się również rynek rozproszonej generacji energii elektrycznej. Podczas gdy w 2020 roku wprowadzenie

energetyki rozproszonej na świecie było współmierne do wprowadzenia energetyki scentralizowanej, przewiduje się, że do 2025 r. może ją przekroczyć prawie trzykrotnie (rys. 10.1). A to prowadzi do pojawienia się dodatkowego zadania energetyki cyfrowej – obniżenia kosztów integracji energetyki rozproszonej z ogólnym systemem energetycznym.



Rys. 10.1. Prognoza uruchomienia nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej na świecie (opracowanie własne na podstawie [4])

Z drugiej strony nowe technologie cyfrowe nie tylko zwiększą stabilność systemów elektroenergetycznych, ale także stworzą możliwości rozwoju rozproszonej generacji w skali od jednej elektrowni do całej sieci obejmującej setki obiektów, przede wszystkim opartych na odnawialnych źródłach energii. Masowe wprowadzanie nowych metod monitorowania i prognozowania stanu urządzeń wytwórczych i sieciowych ograniczy liczbę awarii, a także roczne straty energii elektrycznej, co, według szacunków Tekslera [5, s. 4], da w skali światowej nawet 500-700 TWh zaoszczędzonej energii elektrycznej na rok.

10.2. Prognozy rozwoju energetyki światowej i polskiej

Biorąc pod uwagę dane analityków Bloomberg, otrzyma się następujące ważne prognozy rozwoju energetyki w skali światowej. Według Bloomberg NEF, całkowite zużycie energii dla całej planety wzrośnie o 24% od 419 EJ w 2019 roku do 516 EJ w 2050 roku. Przekłada się to na około 0,7% wzrostu rocznie [4, s. 5]. Oczywiście mogą wystąpić nieprzewidziane okoliczności, które mogą wpłynąć na taki wzrost. Na przykład pandemia COVID-19 zmniejszyła końcowe zapotrzebowanie na energię o 5% w 2020 roku i szacuje się, że zapotrzebowanie to powróci do poziomów sprzed kryzysu w 2022 roku.

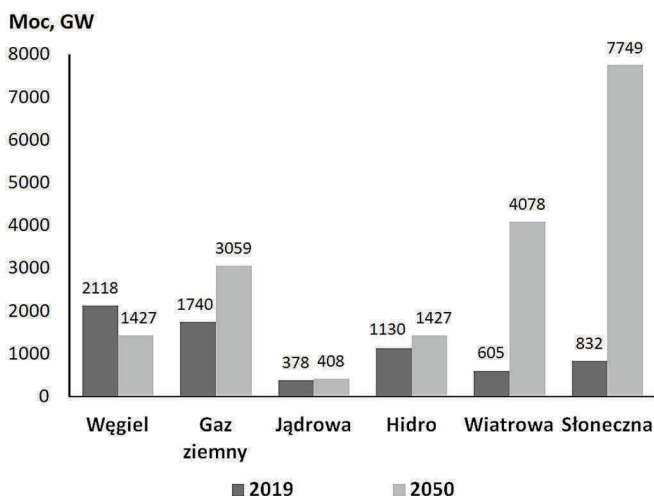
Ważnym powodem redystrybucji rynku źródeł energii pierwotnej jest walka ze zmianami klimatycznymi. Kluczowe w tym względzie jest Porozumienie Paryskie, które zostało zatwierdzone w grudniu 2015 roku podczas 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu

(COP21). Wynika z niego konieczność zatrzymania wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C w stosunku do poziomów sprzed epoki przemysłowej, a starać się należy, by było to nie więcej niż 1,5°C. W czasie 24 Konferencji (COP24) w grudniu 2018 r. podczas polskiej prezydencji został podpisany tzw. Katowicki Pakiet Klimatyczny wdrażający porozumienie paryskie (Ministerstwo Klimatu i Środowiska [6, s. 2]. Z drugiej zaś strony już w 2014 roku Rada Europejska wyznaczyła zapobieganie zmianom klimatycznym jako jeden z obszarów działalności i określiła cztery główne cele rozwoju do 2030 roku, które po uzupełnieniach w 2018 i 2020 roku przedstawiają się następująco [6, s. 2]:

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

Z punktu widzenia prognozowania rozwoju energetyki światowej takie podejścia i rozwiązania zwiększą rolę energetyki niekonwencjonalnej. Na przykład elektrownie słoneczne i wiatrowe będą dostarczać 56% światowej energii elektrycznej w 2050 r. w porównaniu do obecnych 9%, natomiast energia jądrowa, wodna i inne odnawialne źródła energii dostarczą kolejnych 20%. Podniesie to udział bezemisyjnych źródeł energii elektrycznej do 76%. W związku z tym na paliwa kopalne w tym samym okresie będzie przypadać tylko 24% produkcji energii elektrycznej, czyli znacznie mniej niż obecne 62%.

Generalnie łączna moc elektrowni na całym świecie w latach 2019-2050, według prognoz Bloomberg NEF, wzrośnie prawie trzykrotnie – od 7566 do 20 391 GW [4, s. 11]. Ogólny podział zmian według rodzajów zużytej energii pierwotnej pokazano na rysunku 10.2.



Rys. 10.2. Łączna moc elektrowni według rodzaju zużytej energii pierwotnej, 2019 r. i prognoza na 2050 r. (opracowanie własne na podstawie [4])

Odnawialne źródła energii wzrosną od 35% w 2019 roku – z czego prawie połowa to energia wodna – do 68% w 2050 roku. Moc elektrowni na paliwa kopalne zmniejszy się z 56% w 2019 roku do 24% w 2050 roku. Jak wspomniano powyżej, moc elektrowni będzie również bardziej uzależniona od energetyki rozproszonej, gdyż prywatne fotopanele i baterie będą stanowiły 13% zainstalowanej mocy wytwórczych. W niektórych krajach świata, takich jak Australia i Hiszpania, wskaźnik ten zbliży się do 40%. Tym samym w takim scenariuszu rozwoju energetyki coraz większą rolę będą odgrywać decyzje prywatnych gospodarstw domowych o zainstalowaniu fotopaneli, akumulatorów czy zakupie samochodu elektrycznego. Proces ten obecnie jest powolny, jednak zostanie przyspieszony w przyszłości, a zachętą do tego będzie obniżenie kosztów odpowiednich technologii.

Kolejnym elementem sektora energetycznego są różnego rodzaju systemy magazynowania energii elektrycznej, z których większość stanowią akumulatory i superkondensatory. Według analityków Bloomberg NEF, łączna moc tego sektora energetycznego wzrośnie z 150 GW w 2019 roku do 1630 GW w 2050 roku.

Jeśli chodzi o prognozę rozwoju energetyki Polski, 2 lutego 2021 roku Rada Ministrów zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.”, która określi strategiczne kierunki rozwoju kompleksu paliwowo-energetycznego naszego kraju. Dokument ten powstał pod wpływem polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, a jego kluczowymi elementami są [6, s. 9]:

- Transformacja energetyczna z uwzględnieniem samowystarczalności elektroenergetycznej.
- Rozbudowa elektrowni wiatrowych nad morzem – przewiduje się uzyskanie ich mocy na poziomie około 5,9 GW w 2030 r. i około 11 GW w 2040 r.
- Nastąpi znaczny wzrost mocy fotowoltaicznych źródeł energii – ok. 5-7 GW w 2030 r. oraz około 10-16 GW w 2040 r.
- Rosnący udział OZE we wszystkich sektorach gospodarki krajowej i technologii. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto powinien wynosić co najmniej 23%, przy czym co najmniej 32% w elektroenergetyce, 28% w ciepłownictwie, 14% w transporcie.
- Redukcja wykorzystania węgla w gospodarce będzie następować w sposób zapewniający sprawiedliwą transformację.
- Planowane jest zwiększenie efektywności energetycznej. Będzie ona wynosić 23% redukcji zużycia energii pierwotnej do 2030 r.
- Programy inwestycyjne Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) oraz Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) będą ukierunkowane na rozwój OZE oraz aktywnych obiorców i bilansowania lokalnego.
- Zaplanowano w 2033 r. uruchomić pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy ok. 1-1,6 GW. Kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków.
- Do 2040 r. potrzeby ciepłe wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne.

- Gaz ziemny będzie paliwem pomostowym w transformacji energetycznej.
- W 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych.
- Rozbudowa infrastruktury gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych, a także zapewniona zostanie dywersyfikacja kierunków dostaw.
- Redukcja zjawiska ubóstwa energetycznego do poziomu maksymalnie 6% gospodarstw domowych.
- Do 2030 r. nastąpi redukcja emisji gazów cieplarnianych o ok. 30% w stosunku do 1990 r.

Ponieważ ważne jest spełnienie wymogów transformacji energetycznej przy minimalizowaniu wpływu na zmiany klimatu, w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku” niektóre zadania związane są z zapewnieniem odpowiedniej jakości powietrza, w szczególności [6, s. 9]:

- rozwój ciepłownictwa systemowego (4-krotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych do 2030 r.);
- niskoemisyjny kierunek transformacji źródeł indywidualnych (pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne) – odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych w miastach do 2030 r., na obszarach wiejskich do 2040 r.; przy utrzymaniu możliwości wykorzystania paliwa bezdymnego do 2040 r.;
- zwiększenie efektywności energetycznej budynków;
- rozwój transportu niskoemisyjnego, w szczególności dążenie do zeroemisyjnej komunikacji publicznej do 2030 r. w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców.

Jest oczywiste, że transformacja energetyczna nie jest możliwa bez inwestycji w rozwój nowych technologii energetycznych, wśród których priorytetowe będą technologie magazynowania energii, inteligentne systemy pomiaru i kontroli energii, rozwój mobilności elektrycznej i paliw alternatywnych, w tym technologii wodorowych [6, s. 9].

Ponieważ systemy elektroenergetyczne mają do czynienia z materiałami i sprzętem, każdy z nich ma określone limity użytkowania i potrzebę kontrolowania jakości pracy lub wymiany/modernizacji po upływie pewnego czasu. To z kolei będzie wymagało dodatkowych inwestycji w branżę. Według analityków Bloomberg [4, s. 12], globalne inwestycje do 2050 r. wyniosą około 14 bilionów USD. Około 41% z tej kwoty, tj. 5,8 biliona USD, zostanie wykorzystanych do wymiany starego sprzętu. Około 38% przeznaczonych zostanie na zwiększenie przepustowości sieci, a 21% na nowe sieci. Łącznie te dwie ostatnie kategorie stanowią kapitał wzrostu i wynoszą 8,2 biliona USD. Całkowity roczny wolumen inwestycji wzrośnie ponad dwukrotnie do 636 miliardów USD w 2050 r. od 235 miliardów USD dziś. Jeśli weźmie się pod uwagę te zmiany w rocznym tempie wzrostu, otrzyma się około 3,4% wzrostu rocznie. Tak szybki wzrost inwestycji będzie sprzyjał rozwojowi systemu energetycznego [4, s. 12].

„Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” [6, s. 3] również określa kwoty inwestycji w transformację energetyczną. Dokument m.in. pokazuje, że taka

transformacja nie może mieć charakteru lokalnego, ale wymagać będzie udziału wielu podmiotów gospodarczych. To z kolei będzie wymagało znacznych inwestycji, szacowanych na 1600 mld zł w latach 2021-2040. Inwestycje w sektorze paliwowo-energetycznym wyniosą ok. 867-890 mld zł. Prognozowane koszty w sektorze wytwarzania energii elektrycznej wyniosą ok. 320-342 mld zł, z czego ok. 80% zostanie przeznaczony na wytwarzanie zeroemisyjne, czyli OZE i energetykę jądrową. Oczywiście tak głęboka transformacja sektora paliwowo-energetycznego może prowadzić do wzrostu cen energii, dlatego ważnym uzupełnieniem powinny być projekty społeczne, które zapobiegałyby pogłębianiu się ubóstwa energetycznego.

10.3. Perspektywy cyfryzacji w energetyce

Perspektywy cyfryzacji gospodarki różnych krajów są zróżnicowane. Z Raportu Grupy Roboczej ds. Internetu Rzeczy przy Ministerstwie Cyfryzacji RP można wywnioskować, że polskie organizacje są otwarte na wprowadzanie nowych technologii cyfrowych, a zapowiadane decyzje różnych firm o ich wdrożeniu w najbliższym czasie należą do najliczniejszych w porównaniu z firmami Europy Środkowo-Wschodniej [7, s. 7]. Oznacza to, że w sektorze paliwowo-energetycznym mamy perspektywy i możliwości (International Energy Agency [8, s. 3]. W produkcji ropy naftowej i gazu szerokie stosowanie technologii cyfrowych może obniżyć koszty produkcji o 10 do 20% dzięki efektywnej analizie danych sejsmicznych, modelowaniu pokładów i wykorzystaniu czujników. W górnictwie technologie cyfrowe przyczynią się również do budowy nowoczesnych modeli geologicznych, optymalizacji procesu wydobywczego, automatyzacji tego procesu przy jednoczesnym zwiększeniu jego bezpieczeństwa. Z wyliczeń analityków IEA [8, s. 3] wynika, że powszechne wprowadzenie IoT w sektorze elektroenergetycznym gospodarki pozwoli zaoszczędzić rocznie około 5% środków wydawanych na produkcję energii elektrycznej.

Cyfryzacja w elektroenergetyce powinna docelowo stworzyć nowe wzorce systemów energetycznych i rynku energii przyszłości. W systemie energetyki cyfrowej producenci, dystrybutorzy i konsumenci muszą być zintegrowani z ogólną infrastrukturą, zarówno pod względem technicznym, jak i informatycznym, a energia i informacje muszą być na bieżąco wymieniane. Architektura energii cyfrowej kształtuje się w oparciu o następujące idee [9, s. 613; 10, s. 660]:

- tworzenie platform informatycznych i rozwiązań cyfrowych w zakresie efektywności energetycznej, co jest konieczne do sprostania wymaganiom obecnych i przyszłych odbiorców;
- obniżenie kosztów utrzymania i zarządzania dzięki wprowadzeniu cyfrowego monitoringu i analityki predykcyjnej;
- zwiększenie efektywności produkcji, dystrybucji i magazynowania energii;
- wykorzystanie szerokiego zakresu danych zewnętrznych wraz z danymi dotyczącymi zużycia energii w celu zwiększenia efektywności energetycznej;
- optymalizacja funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.

Należy dodać, że cyfryzacja w elektroenergetyce będzie odbywać się nie tylko na poziomie dużych firm, ale dotknie także każdego konsumenta energii elektrycznej. Na rynku energooszczędnych rozwiązań dla konsumentów szeroko reprezentowane są różne domowe systemy zarządzania energią, inteligentne czujniki pomiarowe i liczniki, aplikacje mobilne do śledzenia zużycia energii. Dzięki temu odbiorcy energii elektrycznej stają się aktywnymi graczami na rynku energii. OZE, mikrogeneracja, różne systemy magazynowania energii, narzędzia kontroli obciążenia stwarzają nowe możliwości i zaawansowane modele zachowań konsumenckich. Aby efektywnie wykorzystać wszystkie zalety tak nowoczesnych technologii, konieczna jest zmiana zasad i mechanizmów rynków energii. Z drugiej strony należy zawsze rozumieć, że istnieje granica prywatności, a odpowiednie inteligentne algorytmy powinny zapewniać ochronę danych osobowych przed dostępem osób nieuprawnionych. Możliwe algorytmy szyfrowania wymienianej informacji między dostawcą a odbiorcą opisane zostały, na przykład, przez Zhao i in. [11, s. 6162], którzy proponują węzłowy schemat przekazywania danych: każdy węzeł dodaje szum o sumie zerowej i szum wykładniczo zanikający do danych wyjściowych podczas komunikacji między odbiorcą a dostawcą energii elektrycznej.

Wiodące firmy świata produkujące urządzenia dla systemów elektroenergetycznych już teraz aktywnie opracowują i wdrażają nowe modele i urządzenia oparte na rozwiązaniach cyfrowych. Kompleksowe podejścia w zakresie cyfryzacji obiektów gospodarki elektroenergetycznej są opracowywane przez takie firmy, jak: Schneider Electric, ABB, Siemens, Legrand, Microsoft, Oracle, Cisco, IBM, SAP.

Analizując przedstawione rozwiązania projektowe wymienionych firm, od razu da się wyróżnić rozwiązania, które cieszą się największą popularnością wśród dużych klientów:

- przemysłowy Internet Rzeczy (IIoT);
- chmura obliczeniowa (*cloud computing*);
- monitorowanie sieci przekazywania danych;
- zarządzanie wydajnością infrastruktury IT (*network health monitoring*);
- analiza dużych ilości danych (*big data*);
- analityka biznesu (*business intelligence*);
- sztuczna inteligencja (*artificial intelligence*);
- aplikacje używane w urządzeniach mobilnych.

Jednocześnie większość zrealizowanych projektów od 2016 roku do chwili obecnej przypada na IIoT, gdyż bez terminowych, aktualnych i rzetelnych informacji cyfryzacja w firmie jest niemożliwa. Popularność koncepcji przemysłowego Internetu Rzeczy polega na zwiększeniu efektywności procesów przemysłowych i technologicznych przy ogólnym obniżeniu kosztów kapitałowych. IIoT umożliwia firmom elektroenergetycznym zmniejszenie niedoborów energii elektrycznej w sieci, zmniejszenie kosztów konserwacji i napraw oraz poprawę technik prognozowania technologicznych awarii sprzętu [12, s. 1; 13, s. 1258]. Faktycznie można powiedzieć, że funkcje zarządzania i podejmowania decyzji zostają przeniesione z człowieka na inteligentne systemy, co prowadzi do powstania czwartego układu technologicznego produkcji – „systemów cyberfizycznych”.

Według Global Market Insights, światowy rynek IIoT (z uwzględnieniem sprzętu, czujników, systemów zrobotyzowanych, platform, oprogramowania i usług) w 2017 roku osiągnął 312,79 mld USD, czyli trzykrotnie więcej niż w 2015 roku. Z prognoz wynika, że rynek będzie rósł ze średnim rocznym tempem 14,36% i np. w 2023 roku jego wielkość wyniesie 700,38 mld USD [10, s. 663].

Przeanalizujemy bardziej szczegółowo elementy IIoT. IIoT wykorzystuje czujniki i technologie komunikacyjne do wykrywania i przesyłania danych w czasie rzeczywistym, co zapewnia szybkie obliczenia i optymalne podejmowanie decyzji [14, s. 102907]. Możliwości IIoT pomogą sektorowi energetycznemu przekształcić się ze scentralizowanego w rozproszony, inteligentny i zintegrowany system energetyczny. Jest to kluczowy wymóg, którego spełnienie jest niezbędne do zwiększenia liczby i podłączenia do jednolitego systemu elektroenergetycznego lokalnych, rozproszonych OZE wykorzystujących energię wiatru lub Słońca. Obszerny zbiór danych i wykorzystanie inteligentnych algorytmów do analizy danych w czasie rzeczywistym może pomóc w śledzeniu wzorców zużycia energii przez różnych użytkowników i urządzenia w różnych skalach czasowych i skuteczniejszej kontroli tego zużycia [15, s. 5].

Różnego typu czujniki są zatem kluczowymi elementami IIoT. Stosowanie czujników zwiększa efektywność, funkcjonalność i odgrywa kluczową rolę w sukcesie IIoT. W sektorze energetycznym czujniki są wykorzystywane do inteligentnego sterowania dystrybucją energii elektrycznej i zapewniają optymalizację zużycia tej energii w czasie rzeczywistym, sprzyjają nowym podejściom do zarządzania różnego rodzaju obciążeniami. Badania i przyszłe tendencje związane z rozwojem urządzeń czujnikowych mają na uwadze udoskonalenie aplikacji czujnikowych w celu optymalizacji obciążenia sieci elektrycznych i stopnia poinformowania konsumentów, a także opracowanie specjalnych środków zwiększających produkcję energii za pomocą OZE [16, s. 793].

Oczywiście trudno opisać dużą liczbę czujników, które są lub mogą być stosowane w energetyce, jednak przeanalizujemy krótko informacje na ten temat na podstawie przeglądu Hosseina Motlagha i in. [17, s. 499].

W energetyce ważne są przede wszystkim czujniki temperatury, które służą do wykrywania wahań temperatury ogrzewania i chłodzenia różnych systemów. Temperatura jest ważnym parametrem zarówno środowiska, jak i mechanizmu roboczego lub sprzętu. Jeśli chodzi o sektor energetyczny, główną zasadą wytwarzania energii elektrycznej jest proces zamiany energii mechanicznej na energię elektryczną, podczas gdy energię mechaniczną pozyskuje się z energii cieplnej elektrociepłowni, wiatru czy wody. A tam, gdzie mamy energię ciepłą, temperatura musi być kontrolowana. Jeśli chodzi o zużycie energii, czujniki temperatury służą do maksymalizacji wydajności systemu, gdy temperatura zmienia się podczas normalnego funkcjonowania. Na przykład, w dzielnicach mieszkalnych najlepszy czas na włączenie lub wyłączenie systemów wentylacji lub chłodzenia można określić za pomocą czujników temperatury, co pomoże zaoszczędzić energię. Z drugiej strony

czujniki temperatury mogą zapobiec uszkodzeniu sprzętu lub jego nieprawidłowemu działaniu podczas krytycznego nagrzewania lub chłodzenia takiego sprzętu.

Czujniki wilgotności służą do określania ilości pary wodnej w powietrzu. Zastosowanie czujników wilgotności w energetyce jest dość szerokie, są one wykorzystywane przede wszystkim w produkcji energii wiatrowej. Zastosowanie czujników wilgotności w turbinach wiatrowych ma znaczenie kluczowe, jeśli turbiny znajdują się nad morzem. Czujniki wilgotności można umieścić w gondoli turbin wiatrowych i na bieżąco monitorować poziom wilgotności. Umożliwia to podjęcie przez operatorów działań w przypadku zmian lub odchyień w warunkach funkcjonowania turbiny, co pozwala zoptymalizować wydajność i obniżyć koszty energii elektrycznej.

Czujniki światła służą do pomiaru jasności światła. W energetyce czujniki światła znajdują zastosowanie zarówno w przypadku odbiorców przemysłowych, jak i prywatnych. Głównym źródłem zużycia energii w domach jest oświetlenie, które stanowi odpowiednio prawie 15% całkowitego zużycia energii elektrycznej. Na całym świecie na oświetlenie zużywa się około 20% energii elektrycznej. Dlatego czujniki światła mogą być używane do automatycznej regulacji poziomu światła w pomieszczeniach i na zewnątrz poprzez włączanie i wyłączanie lub zmniejszanie poziomu światła, dzięki czemu poziom światła elektrycznego może być automatycznie dostosowywany w odpowiedzi na zmiany oświetlenia otoczenia. Dzięki temu można zmniejszyć ilość energii elektrycznej potrzebnej do oświetlenia pomieszczeń.

Pasywne czujniki podczerwieni, zwane również czujnikami ruchu, służą do pomiaru światła podczerwonego emitowanego przez nagrzane obiekty. W zużyciu energii czujniki te służą do zmniejszenia zużycia energii w domach. Na przykład, czujniki podczerwieni mogą wykrywać obecność ludzi w pomieszczeniu. Jeśli nie ma w nim ruchu, system wyłącza światło. W ten sposób zmniejsza się zużycie energii elektrycznej w domach. Czujniki te mogą być również wykorzystywane do obsługi systemów klimatyzacyjnych, które zużywają prawie 40% energii w domach.

Szerokie zastosowanie w energetyce mogą znaleźć różne elementy, zwane łącznie systemami identyfikacji radiowej (RFID). Rozpoznawanie za pomocą fal radiowych odbywa się z użyciem specjalnych czujników przymocowanych do obiektu, przenoszących informacje identyfikacyjne i inne. Metoda ta stała się już podstawą budowy wielu nowoczesnych zbliżeniowych systemów informatycznych. Na przykład, w sektorze elektroenergetycznym identyfikatory RFID mogą zwiększyć bezpieczeństwo ludzi. Odzież robocza personelu może być wyposażona w czujniki wskazujące lokalizację pracownika z równoczesnym przekazywaniem danych online. Po wykonaniu prac remontowych na linii zasilającej kierownik ekipy remontowej poleca dyspozytorowi włączenie linii. Dyspozytor ma informację od pracowników i dzięki temu może podjąć właściwą decyzję, czy włączyć wysokie napięcie, czy nie. Model pozwala zapobiec wypadkom polegającym na włączeniu napięcia w sytuacji, gdy personel serwisowy znajduje się w pobliżu sprzętu [18, s. 66].

Analityczna systematyzacja komercyjnych technologii cyfrowych dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych na podstawie danych z badań rynku produktów informatycznych firmy Gartner została dokonana przez Afanaseva i Vorontsova [19, s. 41]. Stwierdzono, że docelowe obszary transformacji cyfrowej w energetyce to:

- zarządzanie operacyjno-dyspozytorskie;
- diagnostyka systemów i urządzeń;
- konserwacja i naprawa;
- zakup i zarządzanie zasobami materialno-technicznymi;
- kontrola i analiza procesów (nakładu pracy);
- przestrzeganie norm bezpieczeństwa i higieny pracy (BHP).

Takie podejście pozwoliło podzielić prezentowane na rynku produkty handlowe na podstawie podobnych cech i określić, gdzie będzie maksymalny efekt ich docelowego wdrożenia (tab. 10.1).

Jednocześnie technologie cyfrowe, które znajdują się w tej samej grupie rozwiązań i zaspokajają docelową potrzebę, konkurują ze sobą w klasycznym „trójkącie” ograniczeń: koszt wdrożenia – szybkość wdrożenia – wielkość rezultatu, co wymaga od firm gotowych na innowacyjną transformację biznesu znalezienia pewnej równowagi w oparciu o ich obecny stan i możliwości.

Tabela 10.1. Rozwiązania cyfrowe w energetyce według docelowych obszarów wdrożenia
[19, s. 42]

Rozwiązanie cyfrowe	Docelowy obszar wdrożenia					
	Zarządzanie operacyjno-dyspozytorskie	Diagnostyka systemów i urządzeń	Konserwacja i naprawa	Zakup i zarządzanie zasobami materialno-technicznymi	Kontrola i analiza procesów	Przestrzeganie norm BHP
Zrobotyzowane systemy monitoringu i diagnostyki	V	V	–	–	V	V
Zrobotyzowane systemy konserwacji i naprawy	–	V	V	–	–	V
Systemy analizy i podejmowania decyzji (big data)	V	–	V	V	V	V
Systemy rzeczywistości rozszerzonej	V	–	–	–	V	V
Wirtualni asystenci	V	–	V	V	V	V
Przemysłowa platforma cyfrowa	V	V	V	V	V	V
Technologie druku 3D/4D	–	–	V	–	–	–
Osobiste urządzenia cyfrowe	V	–	V	V	–	V
Systemy monitorowania procesów i nakładu pracy	V	V	V	–	V	V

Tym samym przeprowadzona analiza i usystematyzowanie praktycznych aspektów wdrażania rozwiązań cyfrowych w sektorze elektroenergetycznym wykazały duży potencjał poprawy jego efektywności operacyjnej i produktywności, co jest nie tylko ważnym czynnikiem obniżania kosztów w ogóle, ale także strategicznym, niezależnym obszarem dla pozyskiwania inwestycji.

10.4. Wyzwania związane z cyfryzacją w energetyce

Pomimo ważnych zalet i korzyści cyfryzacja w energetyce niesie ze sobą jednak szereg wyzwań:

1. **Zagrożenia cybernetyczne.** To wyzwanie jest obecnie najbardziej oczywiste. Wraz z rozwojem i wprowadzaniem nowych inteligentnych technologii, setki i tysiące nowych urządzeń zostanie podłączonych do Internetu. Przy czym nie tylko po stronie konsumenta końcowego, ale także po stronie produkcji przemysłowej. W epoce „offline” takie urządzenia były trudno dostępne i niezbyt łatwo ulegały uszkodzeniu. Dzisiaj natomiast sytuacja się zmieniła. Na przykład, jeśli na jakimś obszarze sprzęt chłodniczy będzie w sposób uzgodniony włączany w różnym czasie zgodnie z harmonogramem, znacznie mniejszy to obciążenie szczytowe sieci. Ale co się stanie, jeśli taki system zostanie zhakowany i lodówki zostaną włączone wszystkie naraz? Może to spowodować poważne wypadki i awarie systemu zasilania. Niestety, hakerzy mają duże doświadczenie w wykonywaniu takich operacji, część z nich jest realizowana z powodzeniem. W dniach 17-18 grudnia 2016 r. dokonano cyberataku na firmę Ukrenergo. W wyniku działań przestępców prąd był wyłączony przez 1 godzinę i 15 minut w północnej części Kijowa na prawym brzegu i części przyległych rejonów obwodu kijowskiego [20]. 13 czerwca 2018 r. Federalny Urząd Bezpieczeństwa Informacji Niemiec opublikował informację o zakrojonym na szeroką skalę cyberataku na firmy energetyczne w kraju przez rosyjskich hakerów. Atakowi nadano angielską nazwę Berserk Bear. Osoby atakujące próbowały uzyskać nieautoryzowany dostęp do systemów informatycznych firm z sektora energetycznego, jednak udało im się przeniknąć jedynie do biurowych sieci komputerowych kilku firm [21]. Dlatego zabezpieczenie oprogramowania w obiektach energetycznych stanowi priorytet.
2. **Niezawodność systemów elektroenergetycznych.** Cyfryzacja spowoduje podwyższenie stopnia skomplikowania samych systemów energetycznych. Wynikiem będzie utrudnienie zarządzania nimi. Ponieważ na rynku energii elektrycznej obecnych jest wielu graczy, różne firmy będą wdrażać różne oprogramowanie i używać różnego sprzętu. W pewnym momencie może to rodzić problem integracji i skoordynowanego działania takiego sprzętu i oprogramowania. Z drugiej strony rozwój energetyki rozproszonej, dywersyfikacja aktywnych odbiorców o różnym poziomie zużycia zmieniają standardowe profile obciążenia energetycznego. Czyni to budowę modeli i prognoz zużycia energii elektrycznej bardziej

- skomplikowaną. Ponadto zmniejszenie zużycia energii ze scentralizowanego systemu elektroenergetycznego przy tym samym koszcie jego utrzymania spowoduje wzrost kosztu kilowatogodziny w systemie scentralizowanej generacji i sieci. Tym samym ujednolicenie zaimplementowanych komponentów cyfrowych, blockchain i rejestry rozproszone pozwolą na uproszczenie zarządzania systemem elektroenergetycznym i rozliczeń pomiędzy jego komponentami [5, s. 5].
3. **Zmiana rynku pracy.** Cyfryzacja energetyki doprowadzi do przeformatowania rynku pracy. Na pierwszy rzut oka zastąpienie człowieka na wielu stanowiskach urządzeniami zautomatyzowanymi powoduje pewne obawy wśród profesjonalistów w wieku produkcyjnym, którzy mogą stracić pracę, a w konsekwencji przychód. Jednak nie wszystko jest takie proste i jednoznaczne. Eksperti w dziedzinie gospodarki cyfrowej twierdzą, że w branżach zaawansowanych technologicznie występuje duże dodatkowe obciążenie w powiązanych obszarach działalności. Na przykład, w Stanach Zjednoczonych produkcja intensywnie wykorzystująca technologie (ang. Technology-intensive manufacturing – TIM) ma efekt mnożnikowy (ang. Multiplier effect – Me) $Me = 16$, co oznacza, że jedno miejsce pracy TIM tworzy 16 dodatkowych miejsc pracy w powiązanych branżach. Dla porównania – produkcja konwencjonalna posiada $Me = 4,6$, rolnictwo – $Me = 1,5$, handel detaliczny – $Me = 0,8$ [3]. Tym samym zmiana na rynku pracy będzie wymagała coraz większej liczby specjalistów zajmujących się zaawansowanymi technologicznie sektorami gospodarki, co z kolei otwiera nowe możliwości zarówno dla polskiego, jak i europejskiego systemu kształcenia kadry dla sektora energetycznego.
 4. **Podjęcie kluczowych decyzji.** Pytanie to powstaje, kiedy pojawia się nietypowa sytuacja wymagająca podjęcia niestandardowej decyzji. Niektórzy eksperci preferują sztuczną inteligencję, która bardzo szybko obliczy wszystkie możliwe konsekwencje i dokona właściwego wyboru. Inni zaś uważają, że ostateczną decyzję powinien podjąć dyspozytor systemu elektroenergetycznego, gdyż w sytuacjach niestandardowych, zwłaszcza w razie awarii, może być zagrożone bezpieczeństwo personelu obsługi [18, s. 62]. Owszem, zarządzanie systemem energetycznym czasem jest związane z analizą skomplikowanych i nieliniowych problemów. A podczas awarii na pierwszym miejscu jest bezpieczeństwo ludzi. Jednak jednej osobie trudno jest przetwarzać dużą ilość danych i czynników oraz skonstruować całościowy obraz. Dlatego połączenie sztucznej inteligencji, jej możliwości analitycznych, z działaniami dyspozytora byłoby optymalne. Tym samym synergia sztucznej inteligencji i dyspozytora zoptymalizuje podejmowanie decyzji w zarządzaniu systemem elektroenergetycznym.

Podsumowanie

Analiza wykazała szerokie perspektywy rozwoju sektora energetycznego, jak również istotne zmiany zapowiadające się w tej branży w najbliższych latach

i dekadach. Walka ze zmianami klimatycznymi zmusza rządy większości krajów, w tym też Polski, do rozważenia strategicznego celu, jakim jest zmniejszenie roli technologii wysokoemisyjnych i zwrócenie szczególnej uwagi na technologie bezemisyjne. A to z kolei przyczyni się do rozwoju OZE i systemów energetyki rozproszonej, co stawia przed ich działaniem nowe wymagania, a także zmiany zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Pod tym względem nowoczesne technologie cyfrowe, zwłaszcza Internet Rzeczy, mogą pomóc sektorowi energetycznemu w przekształceniu scentralizowanego, hierarchicznego łańcucha dostaw energii elektrycznej od producenta do konsumenta w zdecentralizowany, inteligentny i zoptymalizowany system.

Aby ograniczyć wymienione powyżej zagrożenia i w maksymalnym stopniu wykorzystać potencjał cyfrowej transformacji energetycznej, już dziś należy wypracować wspólne podejście i systemową wizję cyfryzacji, która byłaby jasna i wspólna dla wszystkich podmiotów działających w branży.

Literatura

- [1] Bandyopadhyay D., Sen J., Internet of Things: Applications and challenges in technology and standardization, *Wireless Personal Communications* 2011, 58, s. 49-69.
- [2] Shrouf F., Ordieres J., Miragliotta G., Smart factories in Industry 4.0: A review of the concept and of energy management approached in production based on the Internet of Things paradigm, *Proceedings 2014 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management, IEEM, Selangor Darul Ehsan, Malaysia 2014*, s. 697-701.
- [3] Cholkin D., Tsifrovaya energetika: chto eto takoe? (In Russ.), <http://digitalsubstation.com/blog/2018/08/08/tsifrovaya-energetika-chto-eto-takoe/> (data dostępu: 23.07.2021).
- [4] Bloomberg New Energy Finance [BloombergNEF], *New Energy Outlook 2020. Executive Summary*, Bloomberg Finance LP, New York 2020.
- [5] Teksler A.L., Power industry digitalization: From process automation to the digital transformation of the industry, *Energeticheskaya Politika* 2018, 5, s. 3-6 (In Russ.).
- [6] Ministerstwo Klimatu i Środowiska [MKiŚ] (2021), *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> (data dostępu: 23.07.2021).
- [7] IoT w Polskiej Gospodarce. Raport grupy roboczej do spraw Internetu rzeczy przy Ministerstwie Cyfryzacji, Ministerstwo Cyfryzacji, Warszawa 2019.
- [8] International Energy Agency [IEA] (2017), *Digitalization & Energy*, https://iea.blob.core.windows.net/assets/f0681571-f4f1-4982-977b-94191cef8137/DigitalizationandEnergy_ExecutiveSummary_Polish.pdf (data dostępu: 23.07.2021).
- [9] Maserà M., Bompard E.F., Profumo F., Hadjsaid N., Smart (electricity) grids for smart cities: assessing roles and societal impacts, *Proceedings IEEE* 2018, 106, 4, s. 613-625.
- [10] Mozokhin A.E., Shvedenko V.N., Digitization development directions of national and foreign energy systems, *Scientific and Technical Journal of Information Technologies, Mechanics and Optics* 2019, 19, 4, s. 657-672 (In Russ.).

-
- [11] Zhao C., Chen J., He J., Cheng P., Privacy-preserving consensusbased energy management in Smart Grids, *IEEE Transactions on Signal Processing* 2018, 66, 23, s. 6162-6176.
- [12] Duan Y., Li W., Zhong Y., Fu X., A multi-network control framework based on industrial internet of things, *Proceedings IEEE 13th Int. Conf. on Networking Sensing and Control, ICNSC 2016*, s. 1-5.
- [13] Jayaram A., An IIoT quality global enterprise inventory management model for automation and demand forecasting based on cloud, *Proc. Int. Conf. on Computing, Communication and Automation, ICCCA, Greater Noida, India 2017*, s. 1258-1263.
- [14] Tamilselvan K., Thangaraj P., Pods – A novel intelligent energy efficient and dynamic frequency scalings for multi-core embedded architectures in an IoT environment, *Microprocess. Microsyst.* 2020, 72, s. 102907.
- [15] Hossein Motlagh N., Khajavi S.H., Jaribion A., Holmstrom J., An IoT-based automation system for older homes: A use case for lighting system, *Proceedings 2018 IEEE 11th Conference on Service-Oriented Computing and Applications, SOCA, Paris 2018*, s. 1-6.
- [16] Di Francia G., The development of sensor applications in the sectors of energy and environment in Italy, 1976-2015, *Sensors* 2017, 17, 4, s. 793.
- [17] Hossein Motlagh N., Mohammadrezaei M., Hunt J., Zakeri B., Internet of Things (IoT) and the energy sector, *Energies* 2020, 13, 2, s. 494.
- [18] Shpyhanovich A.N., Shpyhanovich A.A., Pushnica K.A., Puti razvitiya tsyfrovoy enerhetiki, *Izvestiya Tulskego gosudarstvennogo universiteta, Tekhnicheskoye nauki* 2019, 11, s. 61-69 (In Russ.).
- [19] Afanasev V.Ya., Vorontsov N.V., Intelligent digital solutions for increasing operational efficiency and labor productivity in electric power industry, *Vestnik Universiteta* 2019, 9, s. 39-47 (In Russ.).
- [20] Blekaut po-kyivsky: chym zahrozhuie kiberataka na enerhomerezhu Kyieva i khto za neiu stoit, <https://www.epravda.com.ua/publications/2017/06/15/626036/> (In Ukr.) (data dostępu: 27.07.2021).
- [21] German intelligence sees Russia behind hack of energy firms: media report, <https://www.reuters.com/article/us-germany-cyber-russia/german-intelligence-sees-russia-behind-hack-of-energy-firms-media-report-idUSKBN1JG2X2> (data dostępu: 27.07.2021).

Anna Gawlak

11. ASPEKTY FORMALNOPRAWNE OZE

11.1. Międzynarodowe organizacje i dokumenty normatywne

Jedną z najważniejszych umów, która zapoczątkowała międzynarodową współpracę dotyczącą regulacji emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, powodujących postępujące zjawisko globalnego ocieplenia, i zapoczątkowała wprowadzanie ekologicznego produkowania energii, została Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (ang. United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC lub FCCC) podpisana podczas Międzynarodowej Konferencji ONZ dotyczącej środowiska i rozwoju, popularnie nazywanej Szczytem Ziemi, odbywającym się w 1992 r. w Rio de Janeiro w Brazylii [1]. Głównym celem Konwencji było doprowadzenie do ustabilizowania się w atmosferze koncentracji gazów cieplarnianych na takim poziomie, który zniwelowałaby niebezpieczną antropogeniczną ingerencję w klimatyczny system Ziemi, aby uniknąć możliwych zagrożeń dla produkcji żywności, ale też umożliwić zrównoważony rozwój ekonomiczny. Konwencja nie zakładała żadnych zobowiązujących przepisów co do ograniczania emisji gazów cieplarnianych, jednak z biegiem czasu i w wyniku obrad kolejnych konferencji (ang. Conferences of the Parties – COP), które odbywały się corocznie od 1995 r. (i odbywają się do dziś) przygotowywano odpowiednie protokoły zawierające limity emisji dla konkretnych państw, co rozszerzało założenia Konwencji.

Najważniejsze z dokumentów ustanowionych podczas tych konferencji to Protokół z Kioto (COP 3) i Porozumienie Paryskie (COP 21), a najnowsze ustalenia pochodzą z ostatnich trzech konferencji, czyli COP 24, COP 25 i COP 26.

COP 3, Kioto, Japonia, 1997 r. (Protokół z Kioto)

COP 3 wynegocjowano 11 grudnia 1997 r. w Kioto w Japonii, wprowadzono w życie 16 lutego 2005 roku, po spełnieniu wymogu ratyfikacji przez 55 krajów [2]. Łączna suma emisji tych krajów była równa lub wyższa niż 55% ogólnej światowej emisji gazów cieplarnianych. Protokół był uzupełnieniem UNFCCC, a także międzynarodowym traktatem dotyczącym działania przeciwko globalnemu ociepleniu. W Protokole z Kioto kraje zobowiązały się do redukcji emisji takich gazów, jak:

- dwutlenek węgla (CO₂),
- metan (CH₄),
- podtlenek azotu (N₂O),
- fluorowęglowodory (HFC),
- perfluorowęglowodory (PFC),
- sześćiofluorek siarki (SF₆).

W Protokole z Kioto poszczególnym krajom przedstawiono konkretne wymagania dotyczące ochrony środowiska. W ramach tych wymogów zobowiązano państwa do zwiększenia pozyskiwania energii z odnawialnych źródeł, tym samym zastępowanie energii wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych i redukcję wytwarzania niebezpiecznych dla klimatu gazów. Do 2010 r. dla krajów Unii Europejskiej została zaplanowana redukcja gazów cieplarnianych o 7,8%, dla Stanów Zjednoczonych – o 6,8%, dla Japonii – o 5,8%, a dla pozostałych krajów członkowskich – o około 5% w stosunku do roku bazowego 1990 [3].

COP 21, Paryż, Francja, 2015 r.

Jako „historyczny punkt zwrotny” w celu zredukowania globalnego ocieplenia uznaje się Porozumienie Paryskie zawarte podczas COP 21 w Paryżu. Podczas tej konferencji udało się osiągnąć powszechny światowy kompromis odnośnie do ograniczenia zmian klimatu. Celem porozumienia było ograniczenie wzrostu światowych temperatur w porównaniu z czasami przedprzemysłowymi do poziomu nieprzekraczającego 1,5°C do 2100 r., co będzie wymagało niemalże zerowej emisji dwutlenku węgla w latach 2030-2050. Regulacje wynikające w tego planu miały wejść w życie od 2020 r. Poziom emitowanego CO₂ powinien zostać zrównany z zerem w okolicach drugiej połowy XXI wieku [4].

COP 24, Katowice, Polska, 2018 r.

Podczas COP 24 w Katowicach w 2018 r. ustalono bardziej szczegółowe przepisy dotyczące wdrażania Porozumienia Paryskiego, które zostały określone w dokumencie nazwanym „Katowicki Pakiet Klimatyczny” (ang. Katowice Rulebook) i zaakceptowane przez wszystkie Strony Porozumienia Paryskiego. Są w nim informacje o wyznaczonych celach i działaniach dla poszczególnych państw w obrębie złagodzenia skutków zmiany klimatu, wytyczne do sprawozdań o podjętych w tym zakresie działaniach (przeciwdziałania zmianom klimatu, przystosowywanie się do zmian klimatu i ich skutków), sposoby przeprowadzania oceny ogólnego postępu globalnego w realizacji założeń porozumienia, a także sposoby oceny rozwoju technologii i jej transferu [5].

COP 25, Madryt, Hiszpania, 2019 r.

Kluczowymi sprawami tego spotkania miało być dopracowanie ustaleń, które miały zostać wprowadzone od nowego roku, uruchomienie ogólnoswiatowego rynku emisji gazów cieplarnianych (w szczególności dwutlenku węgla) i ich wyceny w taki sposób, by wywierać skuteczny nacisk na odchodzenie od konwencjonalnych paliw i rozwój bezemisyjnych technologii produkcji energii (artykuł 6), możliwość handlu prawami do emisji. Była też mowa o finansowym wsparciu dla krajów rozwijających się, dla których dekarbonizacja gospodarki byłaby niemożliwa do osiągnięcia z ich własnych zasobów. Państwa zebrane na COP 25 były zgodne w sprawie utworzenia rynku handlu emisjami, ale nie osiągnięto porozumienia

w sprawach wysokości cen za dodatkowe emisje i wysokości przyznawanych limitów. Nie ustanowiono również dodatkowych ustaleń odnośnie do zwiększonej redukcji emisji od tej wynikającej z Porozumienia Paryskiego ani żadnych dodatkowych szczegółów dotyczących wprowadzania go w życie, nie udało się także sformalizować i określić realnych działań w celu zmniejszenia emisji CO₂, które byłyby podejmowane przez wszystkie kraje, i zasad funkcjonowania oraz finansowania walki przeciwko zmianom klimatycznym [6].

COP 26, Glasgow, Wielka Brytania (Szkocja), 2021 r.

COP 26 został poprzedzony wirtualnym szczytem klimatycznym zorganizowanym 22-23 kwietnia 2021 r. przez prezydenta USA Joe Bidena. Miał on na celu dyskusję przywódców 40 krajów (zaproszeni na niego zostali także najwięksi rywale USA, czyli Chiny i Rosja) na tematy związane z podejmowaniem bardziej zdecydowanych działań w dziedzinie walki ze zmianami klimatu i korzyści ekologicznych, jak też gospodarczych z nich płynących. Głównymi tematami szczytu było również wdrażanie przez największe światowe gospodarki programów redukcji emisji gazów cieplarnianych (by podtrzymać średni wzrost temp. Ziemi na poziomie 1,5°C), podkreślenie korzyści z działań podejmowania ochrony klimatu (np. tworzenie miejsc pracy) i dyskusje o szansach ochrony życia i zdrowia przed skutkami negatywnych zmian klimatu. Były też poruszane tematy odnośnie do odstępowania gospodarek od finansowania węgla i skupienia swoich finansów na rozwoju energii odnawialnej.

11.2. Dokumenty UE w zakresie OZE

11.2.1. Charakterystyka dokumentów prawnych UE

Rozporządzenie posiada ogólny zasięg, co oznacza, że zawiera normy prawne obowiązujące wszystkich w państwach członkowskich. Akt ten obowiązuje bezpośrednio, co oznacza, że nie są wymagane żadne zabiegi inkorporacyjne w systemie prawa krajowego, także sądy poszczególnych państw są z nim związane. Dzieli się je na:

- podstawowe, regulują sprawy wagi zasadniczej,
- wykonawcze, nie mogą być sprzeczne z podstawowym, są niejako jego uzupełnieniem.

Umowy międzynarodowe są zawierane przez Wspólnoty z państwami trzecimi oraz organizacjami międzynarodowymi.

Dyrektywa posiada charakter wiążący, odnosi się do krajów członkowskich. Formułuje cele, które adresaci, dowolnymi środkami, są zobowiązani osiągnąć. Poszczególne państwa wydają akty prawne zmierzające do realizacji dyrektywy. Stosowana jest w procesie harmonizacji prawa europejskiego oraz w celu ujednolicenia polityki gospodarczej państw członkowskich.

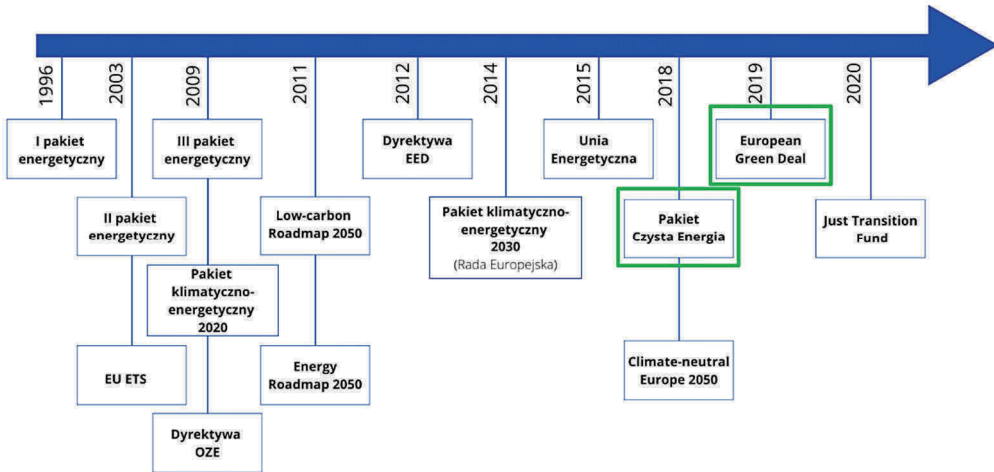
Decyzje dotyczą zindywidualizowanej sytuacji i skonkretyzowanego podmiotu. Komisja Europejska kieruje je do osób prawnych i fizycznych, do państw członkowskich – Rada Unii Europejskiej.

Zalecenia i opinie są to akty, które nie wiążą adresatów w sensie prawnym. Zalecenia służą wyrażaniu stanowiska w konkretnych sprawach i formułowaniu postulatów odnośnie do oczekiwanych zachowań adresatów. Opinie wykorzystuje się w postępowaniu wewnętrznym pomiędzy organami Wspólnot.

Programy działania opracowywane są w formie tzw. Zielonych Ksiąg (założenia do strategii). Zielone Księgi są poddawane procesowi konsultacji, po którym powstają tzw. Białe Księgi (Strategie). Biała Księga to dokument UE, przygotowany przez Komisję Europejską, zawierający katalog propozycji i środków, których realizacja ma przyspieszyć urzeczywistnienie celów i zadań Unii. Programy działania nie są prawnie wiążące, określają kierunki działań prac legislacyjnych oraz wolę polityczną.

11.2.2. Dokumenty UE

Pierwszym dokumentem unijnym, który pośrednio podejmował tematykę odnawialnych źródeł energii, była wydana w 1986 r. Rezolucja Rady dotycząca nowych celów Wspólnoty w zakresie energetyki oraz zbieżności państw członkowskich, w której zawarto postulat promocji odnawialnych źródeł energii [7]. Ważnym krokiem w drodze do utworzenia celów aktualnej polityki energetycznej Unii Europejskiej był Traktat z Maastricht [8]. Nie zawierał on, co prawda, osobnego rozdziału dotyczącego polityki energetycznej, lecz zwiększał możliwość wpływania poszczególnych państw członkowskich na politykę energetyczną Unii Europejskiej. Założenia Traktatu stanowiły, że polityka energetyczna jest częścią składową polityki gospodarczej Wspólnoty. Jednym z głównych celów Traktatu z Maastricht było utworzenie jednolitego rynku energii w ramach jednolitego rynku wewnętrznego i zapewnienie tym samym swobodnego przepływu usług, osób, towarów oraz kapitału. Dnia 18 marca 1994 r. na konferencji w Madrycie została przyjęta i podpisana Deklaracja Madrycka „Plan działania w zakresie odnawialnych źródeł energii w Europie”. Nadmienić warto, że Deklaracja Madrycka zwróciła uwagę na bariery, które ograniczały możliwość wejścia odnawialnych źródeł energii na rynek europejski. Zaproponowano plan działania do 2010 r., wprowadzono również postulat zastąpienia 15% zapotrzebowania na energię pierwotną – energią pozyskaną ze źródeł odnawialnych. Po raz pierwszy określono cel ilościowy dotyczący udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie paliwowo-energetycznym Wspólnoty. Zobowiązywała ona wszystkie państwa członkowskie do podjęcia wszelkich możliwych działań zmierzających do osiągnięcia określonego udziału energii odnawialnej. Na rysunku 11.1 przedstawiono źródło polityki i prawa w obszarze odnawialnych źródeł energii.



Rys. 11.1. Źródła polityki i prawa w obszarze odnawialnych źródeł energii (opracowanie własne)

Współczesne cele polityki energetycznej wyznaczane są w znacznym stopniu przez postanowienia szczytu Unii Europejskiej, który odbył się 23 i 24 marca 2000 r. w Lizbonie. Celem Strategii Lizbońskiej przyjętej przez Radę Europejską było przekształcenie UE w najbardziej konkurencyjną, opartą na wiedzy gospodarkę w świecie, zdolną do utrzymania zrównoważonego wzrostu gospodarczego oraz zachowania spójności społecznej. Wyzwania związane z globalizacją, wobec których stanęła Unia Europejska, skłoniły ją do podjęcia programu reform społecznych i gospodarczych. „Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii” – taki tytuł nadała Komisja Europejska Białej Księdze przyjętej 11 listopada 1997 r. Księga powstała dla podkreślenia konieczności zwiększenia udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym Unii Europejskiej. Miała wskazywać możliwości i narzędzia dla osiągnięcia celu minimum – podwojenia do 2010 r. wkładu odnawialnych źródeł energii w ogólną konsumpcję paliw i energii w krajach członkowskich. Za kluczowe korzyści wynikające z wykorzystania energii odnawialnej Biała Księga uważa:

- wzrost bezpieczeństwa energetycznego (szacuje się, że import paliw i energii stanowi obecnie w Unii Europejskiej 50% całkowitego zapotrzebowania, a może wzrosnąć do 2020 r. do 70%, jeśli zachowany będzie obecny model rozwoju i dotychczasowe sposoby zaopatrzenia w paliwa i energię);
- promocję regionalnego rozwoju gospodarczego;
- korzyści ekologiczne zdefiniowane w Piątym planie działań na rzecz ochrony środowiska;
- tworzenie nowych miejsc pracy, zwłaszcza w małych i średnich przedsiębiorstwach;
- modułowy charakter technologii w energetyce odnawialnej, dzięki czemu instalacje są łatwe do finansowania.

Do barier ograniczających wykorzystanie energii odnawialnej zalicza się:

- silną infrastrukturę techniczną, organizacyjną i instytucjonalną zaopatrzenia w energię konwencjonalną,
- brak polityki energetycznej stymulującej rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- wyższe początkowe koszty inwestycji w technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii oraz dłuższy okres zwrotu nakładów (przy niskich lub zerowych później nakładach eksploatacyjnych) niż w energetyce konwencjonalnej;
- niedostateczna podaż technologii i urządzeń;
- bariery psychiczne potencjalnych inwestorów wynikające z braku informacji i zaufania do nowych rozwiązań.

Podstawowym aktem prawnym mającym na celu zwiększenie udziału odnawialnych źródeł w produkcji energii elektrycznej na rynek wewnętrzny stała się dyrektywa 2001/77/WE z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych [16]. Akt ten stanowi realizację postanowień dokumentu o charakterze strategicznym, jakim była Biała Księga. W dyrektywie tej określono orientacyjne cele dla każdego z państw członkowskich. Dyrektywa nakładała na państwa członkowskie obowiązek określenia tzw. krajowych celów indykatywnych najpóźniej do dnia 27 października 2002 r., a następnie formułowanie ich co 5 lat. Krajowe cele indykatywne miały wskazywać zakładane przyszłe zużycie energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w stosunku procentowym do całkowitego zużycia energii elektrycznej w perspektywie następnych 10 lat. Państwa członkowskie były zobowiązane do kontrolowania pochodzenia wytwarzanej energii ze źródeł odnawialnych. Został nałożony również obowiązek wprowadzenia świadectw pochodzenia. Komisja postawiła sobie za cel generowanie 22% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 2010 r. Dyrektywa 2001/77/WE zawiera definicję odnawialnych źródeł energii, ponadto w zakres przedmiotowy tej definicji włączono duże elektrownie wodne oraz odpady komunalne. Odnotować warto, że po rozszerzeniu UE w 2004 r. o kolejne państwa członkowskie ustalono nowy cel w odniesieniu do energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – na poziomie 21%. Podczas negocjacji prowadzonych przez kraje kandydujące do Unii Europejskiej wypracowano również cele dla poszczególnych państw. Wskaźniki zawarte w Traktacie Akcesyjnym nie miały charakteru wiążącego. Niewypełnienie wyznaczonych celów nie skutkowało negatywnymi konsekwencjami dla państw członkowskich. Brak postępu w osiągnięciu celów użytkowanej energii skłonił do przyjęcia obszerniejszych ram prawnych. Sytuacja ta wynikała z różnych przyczyn. W dokumencie tym był kładziony duży nacisk na rozwój i wspieranie wewnętrznego rynku energetyki odnawialnej, a głównym celem w zakresie ochrony środowiska było zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 12% w ogólnym zużyciu energii przez państwa członkowskie do 2010 r. [3]. Przełomem w rozwijaniu energetyki odnawialnej było opublikowanie w 2006 r. tzw. Zielonej Księgi o tytule „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej,

konkurencyjnej i bezpiecznej energii”, gdy stwierdzono, że należy uniezależnić Unię od zewnętrznych dostaw energii i surowców do jej wytwarzania, a także zadbać o bezpieczną energetykę całej Unii. Zostało w niej wyróżnionych 6 obszarów priorytetowych, w których trzeba podjąć działania, między innymi: finalizacja budowy wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu w Europie, zapewnienie przez ten rynek bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności wytworzonej energii (zróżnicowana, efektywna) wynikające z solidarności krajów członkowskich, spójne poglądy i podejście do zmian klimatycznych, unowocześnienie technologii energetycznych, zgodną politykę zewnętrzną dotyczącą energetyki. Prawie rok później w wyniku międzyrządowych konsultacji powstała kolejna propozycja. Program energetyczno-klimatyczny (nazywany także pakietem klimatycznym, pakietem „3x20” lub „20-20-20”) jest zestawem wiążących ustaw, które miały zapewnić realizację założeń Unii Europejskiej związanych z przeciwdziałaniem zmianom klimatycznym. Cele te zostały ustanowione w 2007 roku przez osoby zarządzające państwami członkowskimi UE, a przepisy w nich obowiązujące miały wejść w życie w 2009 r. Pakiet ten zakładał trzy najważniejsze cele: zredukowanie emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do roku 1990, zapewnienie udziału energii wytworzonej z odnawialnych źródeł w ogólnym jej zużyciu na poziomie 20% i jednocześnie zwiększenie o 20% wydajności energetycznej. Cele wynikające z założeń tego pakietu zostały osiągnięte do 2020 r. W wyniku negocjacji w sprawie zwiększenia udziału odnawialnych źródeł w ogólnej produkcji energii ustalono różne cele procentowe dla poszczególnych krajów, w zależności od ich predyspozycji w tym zakresie i potencjału energetycznego, a próg 20% dotyczyć miał Unii Europejskiej jako całości [9]. Przywódcy Unii Europejskiej w 2019 r. zatwierdzili plan „Zielony Ład dla Europy”, czyli ustanowienie UE neutralną klimatycznie do 2050 r., zgodnie z Porozumieniem Paryskim (Polska dostała wydłużony czas spełnienia tych ustaleń, „rabat klimatyczny” w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej w swoim tempie).

Najważniejsze obecnie obowiązujące dyrektywy

1. Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 14 grudnia 2006 r. COM(2006)0105.
2. Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego, Mapa drogowa na rzecz energii odnawialnej. Energie odnawialne w XXI wieku: budowa bardziej zrównoważonej przyszłości, KOM(2006)848.
3. Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply /* COM/2000/0769 final.
4. Komunikat Komisji do Rady Europejskiej, Stosunki zewnętrzne w obszarze energii – od zasad do działań /* COM/2006/0590 końcowy.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE Dz.U. UE L 09.140.16.

6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. UE L 315/1 z 14.11.2012).
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz.U. UE L 156/75 z 19.6.2018).
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz.U. UE L 328/210 z 21.12.2018).
9. 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 (Dz.U. UE L 158/125 z 14.6.2019).
10. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. 158/54 z 14.6.2019).

11.3. Polskie dokumenty w zakresie OZE

Dostosowanie polskiego prawodawstwa do prawodawstwa UE jest obowiązkiem wynikającym z członkostwa Polski w UE. Dostosowanie prawa przebiega w trzech etapach:

1. Transpozycja – jeżeli krajowe ustawy, zasady, procedury nie istnieją lub są sprzeczne z dyrektywami UE, należy zmienić krajowe ustawodawstwo do wymogów dyrektyw UE.
2. Wdrażanie, implementacja – zapewnienie instytucji i środków finansowych koniecznych do wykonania ustaw.
3. Egzekwowanie – zapewnienie koniecznych środków i kar w celu pełnego i właściwego przestrzegania prawa.

11.3.1. Charakterystyka dokumentów prawnych

Hierarchia aktów prawnych w Polsce:

Konstytucja – zwana również ustawą zasadniczą – najważniejsze źródło prawa. Rolą konstytucji jest określenie kształtu ustroju politycznego i społecznego, ustalenie systemu ekonomicznego, a także struktury i kompetencji poszczególnych organów państwowych oraz praw wszystkich obywateli.

Ratyfikowane umowy międzynarodowe – umowy międzynarodowe w rodzaju traktatów, paktów, układów, aby mogły wejść w życie, muszą zostać ratyfikowane przez Sejm na drodze ustawy. W przypadku ich niezgodności z ustawami sejmowymi ustawy te podlegają dostosowaniu.

Ustawy – w hierarchii wewnętrznej ustawy znajdują się tuż za konstytucją. Ich uchwalanie leży wyłącznie w gestii parlamentu i może odbywać się jedynie w ściśle określonym trybie.

Rozporządzenia z mocą ustawy – ten rodzaj aktów prawnych ma możliwość zmiany istniejących już ustaw lub całkowitego ich uchylecia. Rozporządzenia z mocą ustawy wydawane są jednak jedynie podczas stanu wojennego. Wydaje je Prezydent na wniosek Rady Ministrów w sytuacji, w której Sejm nie może się zebrać.

Rozporządzenia – wydawane są na podstawie ustawy po to, aby mogła być ona wykonana przez odpowiednią instytucję wykonawczą. Rozporządzenia mogą być wydawane przez:

- Prezydenta,
- Radę Ministrów,
- Prezesa Rady Ministrów,
- Ministra kierującego działaniem administracji rządowej,
- Krajową Radę Radiofonii i Telewizji.

Wskazują konkretny przepis ustawy, który do wydania takiego rozporządzenia upoważnia. Rozporządzenie traktowane jako rozwinięcie ustawy zawiera zwykle upoważnienie dla Rady Ministrów lub określonego ministra do wydania szczegółowego rozporządzenia, które dokładnie opisuje zakres rozwiązań. Bez wydania rozporządzenia stosowanie ustawy często jest niemożliwe i pozostaje ona martwym aktem prawnym. Treść każdego rozporządzenia powinna odpowiadać zasadom i kierunkowi określonymu w ustawie.

Zarządzenia – mają charakter wykonawczy dla konkretnej ustawy i odnoszą się do spraw szczegółowych. Mogą być wydawane na podstawie norm określających kompetencje danego organu wykonawczego. Fakt, że zarządzenie nie jest związane z zapisem w ustawie, lecz jest wynikiem kompetencji organu je wydającego, jest podstawowym rozróżnieniem pomiędzy zarządzeniem a rozporządzeniem.

Akty prawa miejscowego – obowiązują jedynie na obszarze działania organu je wydającego. Organami wydającymi akty prawa miejscowego są organy państwa lub samorządu, czyli:

- sejmiki wojewódzkie,
- rady powiatu,
- rady gminy,
- wojewoda, zarząd województwa, zarząd powiatu, wójt, burmistrz, prezydent miasta, organy administracji niezespolonej.

11.3.2. Dokumenty Polski w sprawie OZE

Najważniejszym dokumentem regulującym sprawy związane z energetyką w Polsce jest Prawo Energetyczne z 1997 r. [10]. Regulacje zawarte w ustawie

dotyczą zasad kształtowania polityki energetycznej Polski, zaopatrzenia i wykorzystywania paliw, energii (także ciepłej) oraz zasad, na których mają działać przedsiębiorstwa energetyczne. Zawarte w ustawie są także informacje o organach wyznaczonych do spraw gospodarki i zarządzana paliwami i energią. Pierwsza w polskim prawie definicja odnawialnych źródeł energii została zawarta właśnie w Polskim Prawie Energetycznym i zgodnie z art. 3 pkt 20 tej ustawy zdefiniowano je jako źródła, które wykorzystują w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadki rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych. Stały wzrost zainteresowania OZE na przestrzeni lat sprawił, że wielokrotnie wprowadzano zmiany do Prawa energetycznego. Najważniejsze z nich to Mała Nowelizacja Prawa energetycznego z 2004 r., której celem było dostosowanie ustawy do norm unijnych oraz zmiany zasad dotyczących obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej z OZE i Duża Nowelizacja Prawa energetycznego z 2005 r., w której zawarte były kwestie dotyczące tworzenia warunków do rozwijania się kraju w zrównoważony sposób, zapewnienia w nim bezpieczeństwa energetycznego, racjonalnego spożytkowania energii oraz paliw, rozwijania konkurencji na rynku energetycznym, zwrócenia uwagi na wymogi ochrony środowiska oraz na zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych oraz zrównoważenia interesów odbiorców paliw i energii z interesami przedsiębiorstw energetycznych. W 2015 r. została uchwalona ustawa o odnawialnych źródłach energii (ustawa o OZE), a jej celem był trwały rozwój energetyki odnawialnej w Polsce i jego zrównoważenie, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska, optymalizacja kwot środków finansowych dla poszczególnych technologii OZE oraz ich stabilizacja [11]. Dzięki tej ustawie powstały nowe możliwości wspierania wytwarzania energii elektrycznej (ciepła, biogazu) w instalacjach z odnawialnymi źródłami energii, wykorzystanie w celach energetycznych odpadów lub produktów ubocznych z rolnictwa i przemysłu, który wykorzystuje surowce rolnicze. W ustawie skupiono się głównie na fotowoltaice, czyli pozyskiwaniu energii słonecznej i prosumencie, czyli jednostce, która produkuje energię, jednocześnie z niej korzystając. Ważnym elementem w całej ustawie było zachęcenie do zakupu i montażu nowych mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii na potrzeby domków jednorodzinnych lub wielorodzinnych budynków mieszkalnych (prosumenckich) poprzez dofinansowanie budowy instalacji i zapewnienie zakupu energii z nowo wybudowanych instalacji OZE do 10 kW w stałej taryfie (do 75 gr/kWh w najmniejszych mikroinstalacjach) gwarantowanej przez 15 lat (zwiększanej o wskaźnik inflacji), jednak nie zostały zawarte w ustawie informacje, czy inwestorzy będą mogli łączyć pomoc z dotacji z opcją sprzedaży energii według taryf gwarantowanych. Ustawa ta zmieniła też dotychczas obowiązujący system świadectw pochodzenia energii na system aukcyjny, czyli system, w którym na tych samych warunkach wybiera się najlepszą ofertę.

Niedoprecyzowanie wyżej wymienionych kwestii (o łączeniu pomocy inwestycyjnej i operacyjnej) mogło dawać przewagę inwestorom w systemie aukcyjnym, ponieważ ci, którzy otrzymali pomoc inwestycyjną, mieli możliwość oferować niższe ceny energii i mieć większe szanse na wygranie aukcji. Nowelizacja ustawy o OZE z 2018 r. doprecyzowała kwestie łączenia pomocy inwestycyjnej (dotacji) i pomocy operacyjnej (taryf gwarantowanych) w regule kumulacji publicznej, której założeniem było zmniejszenie cen gwarantowanych za energię dla inwestorów pobierających pomoc inwestycyjną. Ponadto ustawa ta wprowadziła do systemu aukcyjnego podział na koszyki technologiczne podzielone ze względu na charakter źródła energii, aby otrzymywać informację o ich stabilności, nieszkodliwości dla środowiska, dyspozycyjności i wydajności w czasie. Wprowadzono podział aukcji na 5 koszyków.

Koszyk 1 obejmuje:

- 1) instalacje wykorzystujące wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów,
- 2) instalacje wykorzystujące wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków,
- 3) instalacje wykorzystujące wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt. 1) i 2),
- 4) wyłącznie dedykowaną instalację spalania biomasy lub układów hybrydowych,
- 5) wyłącznie instalację wykorzystującą biomasę, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy spalany w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego,
- 6) wyłącznie dedykowaną instalację spalania biomasy lub układów hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji.

Koszyk 2 zawierał trzy technologie:

- 1) instalacje wykorzystujące wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej,
- 2) instalacje wykorzystujące wyłącznie energię geotermalną do wytwarzania energii elektrycznej,
- 3) instalacje wykorzystujące wyłącznie energię wiatru na morzu.

Koszyk 3 jest przeznaczony dla instalacji wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy.

Koszyk 4 obejmuje:

- 1) instalacje wykorzystujące wyłącznie energię wiatru na lądzie,
- 2) instalacje wykorzystujące wyłącznie energię promieniowania słonecznego.

Koszyk 5 przeznaczono wyłącznie dla instalacji hybrydowych.

Nowelizacja z 2018 r. tworzy możliwości do przygotowania kolejnych aukcji wcześniej wstrzymanych.

Kolejnym krokiem było utworzenie mechanizmów wspierania finansowego dla inwestorów instalacji generujących energię elektryczną w zakresie mocy do 500 kW oraz od 500 kW do 1 MW, w formie stałej ceny. Dla wyżej wyszczególnionych instalacji cena taka powinna składać się z 90% ceny referencyjnej określonej dla danego typu instalacji i powinna być aktualizowana co rok za pomocą wskaźników średniorocznych konsumpcyjnych cen towarów i usług ogólnie za poprzedni rok kalendarzowy.

Zostały wprowadzone nowe grupy w zakresie instalacji wykorzystujących biomasę:

- biomasa pochodzenia rolniczego,
- biopłyny,
- dedykowane instalacje do spalania biomasy, drewna energetycznego oraz toryfikatu,
- biowęgiel.

Kolejnym punktem zmian ustawy było przekształcenie pojęcia spółdzielni energetycznej. Spółdzielnia zajmowałaby się wytwarzaniem ciepła lub biogazu lub energii elektrycznej w instalacji wykorzystywanej do odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz wyrównania jej potrzeb na ciepło, biogaz lub też energię elektryczną.

W nowelizacji ustawy zwiększono moc mikroinstalacji prosumenckich z 40 do 50 kW, natomiast małych instalacji z mocy 200 kW do mocy 500 kW. Powodem takiego działania było ułatwienie działań formalnościowych oraz możliwość wykorzystania innych form wsparcia przy sprzedaży energii. Dla małych instalacji poddano propozycję zwolnienia odpowiedzialności za bilansowanie handlowe energii, które razem z wszelkimi pozostałymi kosztami będzie ponosił sprzedawca zobowiązany.

Uszczegółowiono tematy związane z elektrowniami wiatrowymi. Przywrócono – zmniejszono stawki podatku na te sprzed 2016 r. Dzięki temu zmniejszą się koszty ponoszone przez inwestorów.

Kolejna nowelizacja z 2019 r. planowo miała przybliżyć Polskę do osiągnięcia poziomu 15% udziału energii elektrycznej wyprodukowanej przez odnawialne źródła. Zmiana ustawy dała możliwość przeprowadzenia kolejnej aukcji i podpisanie kontraktów na dodatkowe ilości energii elektrycznej z OZE.

Kolejne zmiany w ustawie o OZE miały wpływ głównie na rozwój energetyki prosumenckiej. Od momentu wejścia ustawy w życie przedsiębiorcy produkujący energię, która nie stanowi ich głównego źródła dochodu, stają się prosumentami. Tacy przedsiębiorcy mają możliwość rozliczania wyprodukowanej nadwyżki energii jako opusty przy poborze prądu na potrzeby własne.

Wydłużono okres potrzebny na sprzedaż pierwszych jednostek wytworzonych energii w okresie do dwóch lat dla instalacji fotowoltaiki oraz do 33 miesięcy dla energii elektrycznej wyprodukowanej z wiatru na lądzie.

Zmieniono też ustawę odległościową dla elektrowni wiatrowych posadowionych na lądzie, która umożliwiła wydłużenie pozwoleń na budowę takich elektrowni, które były wydane przed uchwaleniem tej ustawy. Zmodernizowano też przepisy regulujące działalność spółdzielni energetycznych.

Nowelizacja ustawy o OZE z 2020 r. zakłada wydłużenie do 30 czerwca 2045 r. maksymalnego okresu obowiązywania mechanizmów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Mechanizmy wsparcia to m.in. systemy rozliczeń opustu w ramach programu prosumenckiego. To również obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej przez mikroinstalacje OZE działające poza systemem prosumenckim.

W ramach systemów FIP (*feed-in premium*) oraz FIT (*feed-in-tariff*), a także systemów aukcyjnych pozostaje w mocy obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej. FIT to wsparcie dla producentów ekologicznej energii, tzw. system taryf gwarantowanych. FIP to system dopłat do ceny rynkowej. Najczęściej korzystają z niego małe elektrownie wodne i biogazownie. Mechanizm oferuje właścicielom stałe wynagrodzenie za produkowaną energię nawet przez 15 lat od rozpoczęcia produkcji. Funkcjonowanie systemu aukcyjnego oraz systemów FIT/FIP wraz z możliwością uzyskania pomocy finansowej w ich ramach zostało przedłużone o kolejne 5 lat, to znaczy z 30 czerwca 2021 r. do 30 czerwca 2026 r. Podniesiono próg dla małej instalacji z 500 kW do 1 MW. Przekroczenie progu 1 MW będzie skutkowało obowiązkiem uzyskania koncesji, a także wykreśleniem z rejestru małych wytwórców. Zmienił się również sposób podawania mocy instalacji fotowoltaicznej, ma być moc podana „w panelach”, a nie jak dotychczas sumaryczna moc zainstalowanych falowników.

W 2021 r. przyjęto kolejną nowelizację ustawy o OZE. Obowiązujące programy pomocy publicznej dotyczące aukcji dla wytwórców energii z OZE zostały przedłużone do 31 grudnia 2021 r. Natomiast programy wsparcia związane ze sprzedażą energii elektrycznej po stałej cenie (tzw. system FIT) albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej (tzw. system FIP) zostały przedłużone do 30 czerwca 2024 r. Ponadto, po notyfikacji pomocy publicznej w Komisji Europejskiej wytwórcy będą mogli ubiegać się o wsparcie do końca 2027 r. Skutkiem notyfikacji będzie także przedłużenie do 30 czerwca 2047 r. maksymalnego okresu otrzymywania wsparcia dla instalacji, w szczególności dotyczącego:

- obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej w ramach tzw. systemów FIT oraz FIP,
- obowiązku zakupu energii elektrycznej po stałej cenie albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego.

Ograniczone zostały obowiązki koncesyjne dla przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w przypadku małych instalacji. Chodzi o podniesienie progu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej z 0,5 do 1 MW lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu z 0,9 do 3 MW. Na poziomie ustawy potwierdzona została praktyka Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dotycząca sposobu określania łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE. Ma to znaczenie w kontekście zmiany kwalifikacji obowiązku – z koncesyjnego na rejestrowy. Po zmianie przedsiębiorcy, którzy posiadają koncesję, a ich instalacje spełniają warunki określone dla małej instalacji, zostaną wpisani do rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Wprowadzona zostanie również możliwość uzyskania pomocy operacyjnej na dodatkowe 2 lata – wyłącznie w systemach FIT oraz FIP dla instalacji małej energetyki wodnej (MEW) i instalacji biogazowych o mocy nieprzekraczającej 1 MW, które korzystały z systemu zielonych certyfikatów przez minimum 5 lat.

W obecnie funkcjonującym systemie opustów rozliczanie z Operatorem Sieci Dystrybucyjnej następuje w formie bezgotówkowej. W ramach opustu rozliczana jest energia z nadwyżek w produkcji, która jest oddawana do sieci, wobec ilości pobranej z sieci. W przypadku mikroinstalacji o mocy większej niż 10 kW rozliczenia dokonuje się w stosunku ilościowym 1 do 0,7, a w przypadku mikroinstalacji o mocy mniejszej niż 10 kW w stosunku ilościowym 1 do 0,8. Taki system jest zagwarantowany ustawą przez kolejne 15 lat. Wprowadzone zmiany dadzą prosumentom możliwość sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. Ponoszone przez prosumentów opłaty dystrybucyjne mają dotyczyć wyłącznie pobranej z sieci energii elektrycznej. Możliwość sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego będzie zagwarantowana bezterminowo. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej ma wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne.

„Mój Prąd” – program wsparcia prosumentów

Głównym krokiem w celu zwiększenia udziału produkcji energii elektrycznej, która pochodzi ze źródeł odnawialnych, jest przygotowany program, który wspiera znacząco sektor energetyki prosumenckiej związanej dokładniej z przydomowymi instalacjami fotowoltaicznymi, tak zwanymi mikroinstalacjami. Program ten jest skierowany głównie do osób fizycznych, wytwarzających energię elektryczną dla potrzeb własnych. Dofinansowanie działa w ten sposób, że pokrywa połowę kosztów elementów instalacji oraz montażu, lecz z jednoczesnym założeniem, że nie więcej niż 5000 zł – dotyczy jednej instalacji. Program ten uległ zmianie w 2021 r., dotacja nie przekracza 3000 zł i dalej stanowi do 50% kosztów nowej instalacji fotowoltaicznej.

11.3.3. Wykaz najważniejszych polskich aktów prawnych dotyczących OZE

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r. nr 54, poz. 348 z późn. zm.
2. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r., Dz.U. z 2015 r., poz. 478.
3. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 11 maja 2017 r., Dz.U. z 2017 r., poz. 1148.
4. Rozporządzenie Ministra Energii z 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci, Dz.U. z 2017 r., poz. 1084.

5. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 7 czerwca 2018 r., Dz.U. z 2018 r., poz. 1269.
6. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 29 listopada 2018 r., Dz.U. z 2018 r., poz. 2389.
7. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 26 czerwca 2019 r. w sprawie wzoru wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, Dz.U. z 2019 r., poz. 1286.
8. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 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., Dz.U. z 2020 r., poz. 101.
9. Rozporządzenie Klimatu z dnia 24 kwietnia 2020 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r., Dz.U. z 2020 r., poz. 798.
10. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 9 stycznia 2020 r., Dz.U. z 2020 r., poz. 261.
11. Ustawa z dnia 16 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2020 r., poz. 1503.
12. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 23 lutego 2021 r., Dz.U. z 2021 r., poz. 610.

Literatura

- [1] <https://www.teraz-srodowisko.pl/> (data dostępu: 20.04.2021).
- [2] Communication from the Commission Energy For The Future: Renewable Sources Of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan COM(97)599 final (26/11/1997).
- [3] Protokół z Kioto – Encyklopedia Zarządzania (mfiles.pl) (data dostępu: 20.04.2021).
- [4] https://mfiles.pl/pl/index.php/Porozumienie_paryskie (data dostępu: 21.04.2021).
- [5] <https://cop24.gov.pl/pl> (data dostępu: 21.04.2021).
- [6] <https://www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/news/cop25-bez-porozumienia> (data dostępu: 21.04.2021).
- [7] Council Resolution of 16 September 1986 concerning new Community energy objectives and convergence of the policy of the Members States, OJ C 241.
- [8] Traktat o Unii Europejskiej, Maastricht, Dz.U. C 191 z 29.7.1992 r.
- [9] Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana: Dz.Urz. UE C 83, 2010 C/47).
- [10] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r. nr 54, poz. 348 z późn. zm.
- [11] Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r., Dz.U. z 2015 r., poz. 478.

SPIS RYSUNKÓW

Rys. 1.1.	Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE w 2020 r.	10
Rys. 1.2.	Udział poszczególnych grup elektrowni w krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r.	11
Rys. 1.3.	Krajowy bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej w latach 2011-2020	11
Rys. 1.4.	Zmiany w produkcji energii elektrycznej w latach 2011-2020	12
Rys. 1.5.	Zmiany w produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w latach 2011-2020	12
Rys. 1.6.	Produkcja energii w małych instalacjach OZE w latach 2016-2020	14
Rys. 1.7.	Produkcja energii elektrycznej w 2020 r. w podziale na rodzaj instalacji OZE	14
Rys. 1.8.	Produkcja energii elektrycznej w latach 2016-2020 w podziale na rodzaj instalacji OZE	15
Rys. 1.9.	Obszary działania 5 głównych OSD	19
Rys. 1.10.	Podział strat sieciowych według źródeł ich powstawania	23
Rys. 1.11.	Udział strat napięciowych i prądowych w stratach technicznych poszczególnych oddziałów jednego z dystrybutorów systemu dystrybucyjnego	25
Rys. 1.12.	Udział strat technicznych i handlowych w stratach bilansowych poszczególnych oddziałów jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego	25
Rys. 1.13.	Udział strat energii w poszczególnych elementach sieci 110 kV	26
Rys. 1.14.	Udział strat energii w poszczególnych elementach sieci niskiego napięcia	27
Rys. 2.1.	Wartości promieniowania słonecznego dla typowego roku meteorologicznego w południowej Polsce	31
Rys. 2.2.	Średnie godzinowe wartości promieniowania słonecznego dla różnych dni w roku	31
Rys. 2.3.	Średnia godzinowa prędkość wiatru w Polsce	32
Rys. 2.4.	Średnia miesięczna prędkość wiatru w Polsce	32
Rys. 2.5.	Opływ profilu łopatki turbiny wiatrowej	34
Rys. 2.6.	Najprostszy sposób konwersji energii wiatru na energię elektryczną	35
Rys. 2.7.	Schemat konwersji energii wodnej na energię elektryczną w elektrowni wodnej	36
Rys. 2.8.	Schemat działania elektrowni szczytowo-pompowej	37
Rys. 2.9.	Zjawisko fotoelektryczne zewnętrzne	38
Rys. 2.10.	Przykłady ogniw fotowoltaicznych	38
Rys. 2.11.	Bateria ogniw fotowoltaicznych – panel fotowoltaiczny	39
Rys. 2.12.	Charakterystyka prądowo-napięciowa oraz mocy ogniwa fotowoltaicznego ..	39
Rys. 2.13.	Schemat strukturalny fotowoltaicznego systemu typu off-grid	41
Rys. 2.14.	Schemat strukturalny fotowoltaicznego systemu typu on-grid	41

Rys. 3.1.	a) Ruiny wiatraka o osi pionowej w Afganistanie, około 700 r. n.e., b) wiatrak perski, c) wiatrak holenderski o poziomej osi obrotu	45
Rys. 3.2.	Przykład amerykańskiego typu wiatraka o poziomej osi (Dakota Południowa, USA)	46
Rys. 3.3.	a) Pierwsza elektrownia wiatrowa w Danii z 1891 r., b) pierwsza na świecie turbina wiatrowa o mocy megawata zbudowana przez Amerykanina Palmera Putnama	47
Rys. 3.4.	Uproszczony schemat przepływu wiatru przez turbinę wiatrową	50
Rys. 3.5.	Współczynnik mocy Betza C_p	52
Rys. 3.6.	Klasyfikacja turbin wiatrowych	53
Rys. 3.7.	Klasyfikacja turbin wiatrowych HAWT w zależności od ustawienia wirnika względem wiatru	53
Rys. 3.8.	Budowa turbiny wiatrowej o poziomej osi obrotu (HAWT)	54
Rys. 3.9.	Rozmieszczenie elementów w gondoli turbiny wiatrowej	54
Rys. 3.10.	Rodzaje turbin wiatrowych typu VAWT	56
Rys. 3.11.	Nowe lądowe i morskie instalacje wiatrowe w Europie w 2020 r.	58
Rys. 3.12.	Całkowita moc instalacji wiatrowych w Europie w latach 2011-2020	58
Rys. 4.1.	Całkowite nasłonecznienie dla Europy	62
Rys. 4.2.	Rodzaje promieniowania słonecznego	62
Rys. 4.3.	Średnie miesięczne nasłonecznienie na płaszczyznę poziomą dla Warszawy	63
Rys. 4.4.	Wpływ kąta padania promieni słonecznych na współczynnik Air Mass (AM)	63
Rys. 4.5.	Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce na początku 2022 r.	64
Rys. 4.6.	Moc fotowoltaiki na tle OZE w styczniu 2022 r.	65
Rys. 4.7.	Ogniwa, moduły i panele w instalacjach fotowoltaicznych	66
Rys. 4.8.	Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na materiał półprzewodnika	66
Rys. 4.9.	Budowa modułu fotowoltaicznego z półprzewodnikiem z krzemu krystalicznego	67
Rys. 4.10.	Zmiana natężenia i napięcia modułu fotowoltaicznego wraz ze zmianą natężenia promieniowania słonecznego	69
Rys. 4.11.	Procentowa zmiana mocy w funkcji zmiany temperatury modułów fotowoltaicznych	69
Rys. 4.12.	Schemat budowy wewnętrznej falownika	70
Rys. 4.13.	Schemat połączeń paneli fotowoltaicznych wraz z falownikami	71
Rys. 4.14.	Maksymalna moc możliwa do przyłączenia do linii niskiego napięcia w zależności od odległości od stacji transformatorowej	72
Rys. 5.1.	Reakcja termojądrowa na Słońcu	74
Rys. 5.2.	Widmowy rozkład natężenia promieniowania słonecznego	75
Rys. 5.3.	Zależność prądu od napięcia dla ogniwa fotowoltaicznego	76
Rys. 5.4.	Zależność prądu od napięcia przy różnych gęstościach natężenia promieniowania słonecznego W_0, W_1, W_2, W_3	77
Rys. 5.5.	Konstrukcja elementu słonecznego	78
Rys. 5.6.	Orientacja fotowoltaicznego systemu nadążnego	80
Rys. 5.7.	Orientacja jednoosiowa	81
Rys. 5.8.	Poziomy, dwoosiowy system nadążny SAT	81
Rys. 5.9.	Poziomy, jednoosiowy system nadążny SAT	82

Rys. 5.10. Pionowy, jednoosiowy system nadążny	82
Rys. 5.11. Dwuosiowy system nadążny	83
Rys. 5.12. Wydajność pracy systemów stacjonarnego i nadążnego	83
Rys. 5.13. Kaskadowy element fotowoltaiczny	86
Rys. 5.14. Bateria kaskadowa 4-warstwowa	86
Rys. 5.15. Bateria kaskadowa 4-warstwowa z różnymi parametrami strefy wzbronionej	87
Rys. 6.1. Stanowisko laboratoryjne CFB100 do wykorzystania w badaniach procesu spalania PKS	91
Rys. 6.2. Wizualizacja parametrów ruchowych stanowiska CFB100 w nastawni	92
Rys. 6.3. Profil temperatur wzdłuż wysokości komory paleniskowej podczas spalania PKS	95
Rys. 6.4. Zawartości podstawowych składników gazów spalinowych podczas spalania PKS	96
Rys. 6.5. Zawartości tlenków azotu w gazach spalinowych podczas spalania PKS	96
Rys. 6.6. Zawartości ditlenku siarki i chlorowodoru podczas spalania PKS	97
Rys. 7.1. Wykres Ragona	103
Rys. 7.2. Wygląd zewnętrzny akumulatorów <i>dryfit</i>	106
Rys. 7.3. Przykład zachowania się niezbilansowania mocy	117
Rys. 7.4. Podział miesięcznych danych niezbilansowania mocy	117
Rys. 7.5. Przykłady dobowego wykresu niezbilansowania energii	118
Rys. 7.6. Miesięczny wykres średniodobowych wartości niezbilansowania energii	119
Rys. 8.1. Przyrost pojazdów EV i PHEV w Polsce w okresie od marca 2019 do lipca 2021 aproksymowane wykładniczymi liniami trendu	128
Rys. 8.2. Przyrost liczby stacji ładowania AC i DC w Polsce w okresie od marca 2019 do lipca 2021 r.	130
Rys. 8.3. Porównanie max i min zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w lipcu 2021 r.	130
Rys. 8.4. Zmienność zapotrzebowania KSE na energię elektryczną w Polsce w okresie od 1 sierpnia 2021 do 14 sierpnia 2021 r.	131
Rys. 8.5. Schemat budowy ogólnodostępnych stacji ładowania na podstawie ustawy o elektromobilności	132
Rys. 8.6. Schemat działania rynku elektromobilnego na podstawie ustawy o elektromobilności	133
Rys. 9.1. Procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w energii pierwotnej ogółem w UE-28 oraz w Polsce	136
Rys. 9.2. Procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii ogółem w UE-28 oraz w Polsce	137
Rys. 9.3. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto (%) w latach 2008-2019	137
Rys. 9.4. Struktura mocy zainstalowanej źródeł wytwarzania energii elektrycznej z OZE w Polsce w MW	138
Rys. 9.5. Produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce w GWh	139
Rys. 9.6. Struktura produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce w 2019 r.	139
Rys. 9.7. Wysokość cen referencyjnych w zł/MWh	143

Rys. 9.8. Wielopoziomowy układ regulacji częstotliwości	146
Rys. 10.1. Prognoza uruchomienia nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej na świecie	161
Rys. 10.2. Łączna moc elektrowni według rodzaju zużytej energii pierwotnej, 2019 r. i prognoza na 2050 r.	162
Rys. 11.1. Źródła polityki i prawa w obszarze odnawialnych źródeł energii	178

SPIS TABEL

Tabela 1.1. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji w podziale na rodzaj źródła – stan na koniec 2020 r.	14
Tabela 1.2. Długość linii napowietrznych i kablowych oraz liczba i moc transformatorów pracujących w sieciach głównych OSD w 2020 r.	20
Tabela 1.3. Struktura wiekowa elementów sieci dystrybucyjnej	21
Tabela 1.4. Cechy charakterystyczne 5 głównych OSD	21
Tabela 1.5. Procentowy rozkład strat energii w sieci dystrybucyjnej jednego z Operatorów Systemu Dystrybucyjnego	24
Tabela 1.6. Straty handlowe jednostkowe [kWh/odb. i rok] w OSD	26
Tabela 3.1. Zestawienie historycznych turbin wiatrowych	47
Tabela 3.2. Parametry pracy pierwszych wielkoskalowych turbin wiatrowych	48
Tabela 4.1. Produkcja energii elektrycznej w lutym 2022 r.	64
Tabela 4.2. Parametry wybranych modułów fotowoltaicznych	68
Tabela 5.1. Teoretyczne oczekiwane i rzeczywiste wyniki laboratoryjne sprawności kaskadowych fotokomórek słonecznych	87
Tabela 6.1. Wyniki analizy technicznej paliwa PKS w stanie roboczym (as received) ..	93
Tabela 6.2. Wyniki analizy elementarnej paliwa PKS, w stanie bezpopiołowym, suchym	94
Tabela 6.3. Charakterystyczne temperatury popiołu uzyskanego z PKS	94
Tabela 6.4. Lokalizacja termopar w obrębie komory spalania	95
Tabela 6.5. Uśrednione zawartości poszczególnych składników gazów spalinowych podczas spalania PKS	97
Tabela 6.6. Skład chemiczny popiołów ze spalania PKS w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej	99
Tabela 7.1. Zależność energii właściwej od temperatury otoczenia	104
Tabela 7.2. Koszt względny 1 Wh energii otrzymanej z akumulatorów	105
Tabela 7.3. Charakterystyki najbardziej rozpowszechnionych rodzajów akumulatorów	105
Tabela 7.4. Parametry najbardziej rozpowszechnionych typów akumulatorów	105
Tabela 7.5. Charakterystyki techniczne akumulatorów <i>dryfit</i> A400	107
Tabela 7.6. Charakterystyki techniczne akumulatorów <i>dryfit</i> A500	108
Tabela 8.1. Wskaźniki niezawodnościowe krajowych sieci dystrybucyjnych w wybranych latach	125
Tabela 8.2. Wskaźnik SAIDI pięciu głównych OSD uzyskany w latach 2016-2020	126
Tabela 8.3. Wskaźnik SAIFI pięciu głównych OSD uzyskany w latach 2016-2020	127
Tabela 8.4. Wskaźniki SAIDI i SAIFI dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego uzyskane w latach 2018-2019	127

Tabela 9.1. Podstawowe informacje o prosumentach	139
Tabela 9.2. Minimalne ceny energii elektrycznej zapewniające opłacalność elektrowni wiatrowej (4 turbiny Enercon typu E 82)	155
Tabela 9.3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej (4 turbiny Enercon typu E 82)	155
Tabela 9.4. Jednostkowy koszt energii elektrycznej sprzedanej w zł/MWh	156
Tabela 10.1. Rozwiązania cyfrowe w energetyce według docelowych obszarów wdrożenia	169