Akademia Bialska im. Jana Pawła II

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE PAŃSTWA W KONTEKŚCIE ROZWOJU ZAAWANSOWANYCH SYSTEMÓW FOTOWOLTAICZNYCH

Tomasz Grudniewski

Zbigniew Ciekanowski



Akademia Bialska im. Jana Pawła II

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE PAŃSTWA W KONTEKŚCIE ROZWOJU ZAAWANSOWANYCH SYSTEMÓW FOTOWOLTAICZNYCH

Tomasz Grudniewski

Zbigniew Ciekanowski

Biała Podlaska 2024

Wydawca

Akademia Bialska im. Jana Pawła II

Recenzja

prof. dr hab. inż. Jarosław Wołejszo, Uniwersytet Kaliski
prof. dr hab. inż. Marian Kopczewski, Akademia Wojsk Lądowych

© Copyright by Akademia Bialska im. Jana Pawła II

Książka jest udostępniana na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa – Użycie niekomercyjne – Bez utworów zależnych 4.0 Międzynarodowa

ISBN 978-83-68103-17-5

Wydawnictwo AB JPII
ul. Sidorska 95/97
21-500 Biała Podlaska
wydawnictwo.akademiabialska.pl

Projekt okładki, skład i druk

druk-24h.com.pl
DRUKARNIA CYFROWA
Hurtowa 21, 15-399 Białystok
tel. 535 500 898
e-mail: studio@druk-24h.com.pl

Spis treści

I Wprowadzenie - 5
1.1. Uzasadnienie wyboru tematyki - - - - - - - - - - - - - - - - - 5
1.2. Zakres pracy oraz zastosowane metody badawcze - - - - - - - - 8
1.3. Struktura monografii - 9
II Podstawy bezpieczeństwa energetycznego - - - - - - - - - - - - - 11
2.1. Teorie bezpieczeństwa energetycznego - - - - - - - - - - - - 11
2.2. Determinanty i wskaźniki bezpieczeństwa energetycznego - - - 17
2.3. Regulacje międzynarodowe i krajowe w obszarze bezpieczeństwa energetycznego - - - - - - - - - - - - - - - - - 23
2.4. Rola państwa i sektora prywatnego w zapewnieniu stabilności dostaw energii - 27
III Rola odnawialnych źródeł energii w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego - 31
3.1. Znaczenie OZE dla dywersyfikacji źródeł energii - - - - - - - - 31
3.2. Zrównoważony rozwój a transformacja energetyczna - - - - - - 43
3.3. Bariery i wyzwania związane z rozwojem OZE - - - - - - - - 55
3.4. Polityka energetyczna UE i jej wpływ na rozwój OZE w Polsce 68
IV Technologie fotowoltaiczne – przegląd i rozwój - - - - - - - - - - 75
4.1. Historia i podstawy działania ogniw fotowoltaicznych - - - - - 75
4.2. Główne rodzaje technologii PV - - - - - - - - - - - - - - - - 93
4.3. Trendy innowacyjne i badania nad nowymi materiałami - - - - 99
4.4. Magazynowanie energii w kontekście systemów PV - - - - - 107
V Zaawansowane systemy fotowoltaiczne w kontekście bezpieczeństwa energetycznego - - - - - - - - - - - - - - - - - 118

5.1. Integracja fotowoltaiki z infrastrukturą sieci elektroenergetycznych - 118
5.2. Systemy rozproszone i prosumenckie a stabilność sieci - - - - 141
5.3. Mikro- i makroinstalacje fotowoltaiczne: porównanie korzyści i ryzyk - 155
5.4. Modelowanie wpływu PV na bilans energetyczny państwa - - 161
VI Sztuczna inteligencja (AI) w systemach fotowoltaicznych - - - - 167
6.1. Podstawowe pojęcia i narzędzia sztucznej inteligencji - - - - 167
6.2. Prognozowanie produkcji energii z wykorzystaniem algorytmów AI - 171
6.3. Optymalizacja pracy instalacji PV - - - - - - - - - - - - - - 175
6.4. Big Data i IoT w monitorowaniu efektywności systemów fotowoltaicznych - 179
VII Studia przypadków i wdrożenia - - - - - - - - - - - - - - - - - 184
7.1. Przykłady projektów pilotażowych w Polsce i na świecie - - - 184
7.2. Komercyjne zastosowania AI w systemach fotowoltaicznych - 189
7.3. Analiza skutków gospodarczych i społecznych wybranych wdrożeń - 194
7.4. Czynniki sukcesu i ryzyka przy implementacji nowych rozwiązań - 199
VIII Perspektywy i kierunki rozwoju - - - - - - - - - - - - - - - - - 206
8.1. Prognozy globalne i krajowe rozwoju fotowoltaiki do 2050 roku - 206
8.2. Nowe obszary badawcze - - - - - - - - - - - - - - - - - - - 211
8.3. Integracja fotowoltaiki z innymi rozwiązaniami OZE (m.in. energetyka wodorowa) - - - - - - - - - - - - - - - - - 216
8.4. Możliwe scenariusze dla bezpieczeństwa energetycznego państwa - 220
IX Wnioski końcowe - 225
9.1. Synteza rezultatów pracy - - - - - - - - - - - - - - - - - - 225
9.2. Ocena skuteczności i opłacalności rozwiązań opartych na AI - 228
Literatura - 232
Spis rysunków - 253
Spis tabel - 255

I Wprowadzenie

1.1. Uzasadnienie wyboru tematyki

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego stało się w XXI wieku jednym z kluczowych wyzwań rozwojowych państw, szczególnie w obliczu gwałtownych zmian klimatycznych i napięć geopolitycznych. Postępująca degradacja klimatu wymusza transformację w kierunku niskoemisyjnej energetyki, a jednocześnie kryzysy na rynkach energii – jak ten wywołany agresją Rosji na Ukrainę w 2022 r. – obnażyły ryzyka wynikające z nadmiernej zależności od importu paliw kopalnych[1]. W konsekwencji rośnie znaczenie działań na rzecz uniezależnienia zaopatrzenia energetycznego od czynników zewnętrznych oraz przyspieszenia rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE). Doskonałym tego przykładem jest plan REPowerEU ogłoszony przez Unię Europejską w 2022 r., który zakłada radykalne zwiększenie efektywności energetycznej, inwestycji w czystą energię oraz dywersyfikacji dostaw w celu wzmocnienia odporności systemu energetycznego Europy[2].

Fotowoltaika (PV) odgrywa w tej transformacji szczególną rolę jako jedno z najszybciej rozwijających się źródeł OZE. W ostatniej dekadzie nastąpił ogromny postęp technologiczny i ekonomiczny w obszarze PV – średni koszt produkcji energii z dużych instalacji słonecznych spadł o około 85% w latach 2010–2020, czyniąc ją konkurencyjną wobec paliw kopalnych[3]. Globalnie

[1] M. Maj, Energy Without Russia: The Case of Poland, Friedrich Ebert Stiftung, Warszawa 2022.

[2] Komisja Europejska, REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy, COM(2022), s. 108, Brussels, 2022.

[3] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2021.

moc zainstalowana paneli słonecznych przekroczyła 1 TW już w 2022 r., a w samym 2023 r. zainstalowano rekordowe 447 GW nowych mocy – niemal dwukrotnie więcej niż rok wcześniej – co zwiększyło łączną pojemność systemów PV na świecie do około 1,6 TW[4]. Tak dynamiczny rozwój sprawił, że energetyka słoneczna stała się jednym z filarów transformacji energetycznej w wielu krajach. Polska jest tego dobrym przykładem – moc zainstalowana PV w Polsce przekroczyła już 18 GW, a fotowoltaika dostarcza ponad 60% mocy zainstalowanej wszystkich OZE[5]. Jej rozwój wyraźnie przyczynia się do dywersyfikacji źródeł energii oraz zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju, zmniejszając zależność od paliw kopalnych na rzecz własnych, odnawialnych zasobów energii[6]. Wraz z tak dużym przyrostem mocy rośnie także udział PV w globalnej produkcji energii elektrycznej, szacowany już obecnie na ponad 8%[7,8]. Tendencja ta potwierdza prognozy, zgodnie z którymi przyspieszenie inwestycji w fotowoltaikę jest kluczowym elementem polityk energetycznych dążących do uniezależnienia się od importowanych surowców[9]. Rozwój technologii fotowoltaicznych ilustruje rosnące znaczenie energii słonecznej dla bezpieczeństwa energetycznego. Fotowoltaika dostarcza czystą energię elektryczną, wykorzystując promieniowanie słoneczne zamiast paliw kopalnych. Dzięki temu pozwala ograniczać emisje gazów cieplarnianych, a jednocześnie uniezależniać państwa od importu surowców energetycznych[10]. Wysoka elastyczność skalowania instalacji PV – od małych systemów prosumenckich po wielkie farmy słoneczne – umożliwia szybkie zwiększanie mocy wytwórczych tam, gdzie jest to potrzebne, co czyni z fotowoltaiki strategiczne narzędzie budowania odpornego systemu energetycznego.

Wybór tematu niniejszej pracy – „Bezpieczeństwo energetyczne państwa w kontekście rozwoju zaawansowanych systemów fotowoltaicznych" – jest podyktowany aktualnością i wagą powyższych zjawisk. Zaawansowane

4 UNEP, Global Trends in Renewable Energy Investment 2023, Frankfurt School–UNEP Centre/BNEF, 2023.

5 GUS, Energia ze źródeł odnawialnych w 2023 roku w Polsce, Warszawa 2023.

6 KOBiZE, Raport. Udział OZE w krajowym miksie energetycznym, Warszawa 2023.

7 International Energy Agency (IEA), Trends in Photovoltaic Applications 2024, IEA Photovoltaic Power Systems Programme, Paryż 2024.

8 International Energy Agency (IEA), Renewables 2022, Raport IEA, Paryż 2022.

9 International Renewable Energy Agency (IRENA), Geopolitics of the Energy Transition: Energy Security, IRENA, Abu Dhabi 2024.

10 NREL, Renewable Energy to Support Energy Security: Fact Sheet, 2019.

systemy PV obejmują zarówno nowoczesne technologie (np. wysokowydajne ogniwa, magazyny energii, inteligentne układy sterowania i monitoringu), jak i innowacyjne sposoby ich wdrażania w systemie elektroenergetycznym (rozwój energetyki rozproszonej, integracja prosumentów, mikrosieci itp.). Ich upowszechnienie stwarza ogromną szansę zwiększenia niezależności energetycznej oraz odporności systemu poprzez wykorzystanie energii słonecznej na niespotykaną dotąd skalę. Jednocześnie rodzi to nowe wyzwania związane z integracją znacznej liczby źródeł niesterowalnych, utrzymaniem stabilności sieci i zapewnieniem ciągłości dostaw. Potrzebne są przemyślane rozwiązania techniczne, rynkowe i regulacyjne, aby w pełni wykorzystać potencjał PV dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, minimalizując jednocześnie ryzyko dla pracy systemu. Co więcej, według najnowszych raportów międzynarodowych instytucji należy uwzględniać też nowe formy zagrożeń dla sieci, m.in. związane z digitalizacją i cyberbezpieczeństwem[11].

Celem pracy jest wszechstronna analiza wpływu rozwoju zaawansowanych systemów fotowoltaicznych na bezpieczeństwo energetyczne państwa oraz określenie warunków, w których technologia PV może w maksymalnym stopniu przyczyniać się do wzmocnienia tego bezpieczeństwa. Realizacja tego celu obejmuje m.in.: zbadanie roli fotowoltaiki w dywersyfikacji miksu energetycznego i redukcji zależności od importu energii, ocenę wpływu wysokiej penetracji PV na stabilność i niezawodność krajowego systemu elektroenergetycznego, a także identyfikację narzędzi technologicznych i mechanizmów zarządczych umożliwiających bezpieczną integrację dużych mocy słonecznych z siecią. Praca koncentruje się na ukazaniu, w jaki sposób zaawansowane systemy PV mogą stać się integralnym elementem zapewniania bezpieczeństwa energetycznego, oraz formułuje wnioski i rekomendacje służące decydentom i praktykom przy planowaniu rozwoju sektora energetycznego w dobie transformacji ku OZE. W świetle najnowszej literatury przedmiotu takie ujęcie jest szczególnie potrzebne, ponieważ transformacja w kierunku niskoemisyjnej energetyki wciąż wymaga pogłębionej analizy skutków dla bezpieczeństwa dostaw, stabilności systemu i polityk publicznych[12].

[11] European Union Agency for Cybersecurity (ENISA), Cybersecurity in the Energy Sector: Challenges and Opportunities, 2023.

[12] K.E.H. Jenkins, A. Pfeiffer, M. Duygan, Energy transitions and security: A systematic review of the literature, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 168, 112885, 2023.

1.2. Zakres pracy oraz zastosowane metody badawcze

Niniejsza monografia koncentruje się na analizie bezpieczeństwa energetycznego państwa w kontekście rozwoju zaawansowanych systemów fotowoltaicznych, a więc na przybliżeniu kluczowych zagadnień związanych z energetyką słoneczną oraz z jej wpływem na stabilność dostaw energii i długofalową niezależność energetyczną. Rozważania prowadzone w pracy obejmują zarówno płaszczyznę teoretyczną (definiowanie bezpieczeństwa energetycznego, jego determinant i wskaźników), jak i praktyczną (analiza systemów PV, dynamika rozwoju technologii, uwarunkowania rynkowe i regulacyjne).

Zakres tematyczny został wyznaczony z jednej strony potrzebą pogłębionej oceny bezpieczeństwa energetycznego w Polsce i na świecie, z drugiej zaś – dynamicznym rozwojem rozwiązań fotowoltaicznych, które coraz częściej stają się realną alternatywą dla tradycyjnych źródeł energii. W obszarze bezpieczeństwa energetycznego poddano analizie najważniejsze definicje (m.in. według Międzynarodowej Agencji Energii), determinanty (dywersyfikacja kierunków dostaw, stan infrastruktury, regulacje geopolityczne, rola państwa i sektora prywatnego) oraz uwarunkowania transformacji energetycznej, w tym wpływ odnawialnych źródeł energii na stabilność systemu. W części poświęconej fotowoltaice przedstawiono ewolucję tej technologii – począwszy od pierwszych ogniw krzemowych po obecne zaawansowane systemy PV, w tym instalacje prosumenckie i rozwiązania magazynujące energię.

By zrealizować tak zarysowany zakres, w monografii zastosowano metody badawcze o charakterze jakościowym i ilościowym. Spośród metod empirycznych szczególne znaczenie miały:

1. Analiza źródeł wtórnych: w celu zebrania informacji o dotychczasowym dorobku naukowym i praktycznym w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego i fotowoltaiki przeprowadzono przegląd literatury polsko oraz anglojęzycznej (czasopisma naukowe, raporty Międzynarodowej Agencji Energii, opracowania branżowe). Uwzględniono także opracowania instytucji europejskich (Komisji Europejskiej, Eurostatu), polskich ministerstw i agencji regulacyjnych.
2. Kwerenda dokumentów strategicznych i aktów prawnych: analiza dokumentów takich jak Polityka energetyczna Polski do 2040 r., strategie Unii Europejskiej (np. pakiet „Czysta energia dla wszystkich

Europejczyków") czy wybrane regulacje dotyczące fotowoltaiki (ustawy o OZE, ustawy o rynku mocy) pozwoliła określić kluczowe ramy regulacyjne rozwoju fotowoltaiki oraz zabezpieczenia dostaw energii.

3. Metoda opisowa i porównawcza: służyły one do scharakteryzowania i zestawienia różnych modeli i teorii bezpieczeństwa energetycznego, a także do omówienia rozwiązań PV w ujęciu porównawczym (np. mikroinstalacje kontra duże farmy fotowoltaiczne).
4. Analiza danych statystycznych: obejmująca przede wszystkim wskaźniki dotyczące mocy zainstalowanej w PV, poziomu produkcji energii ze słońca i jej udziału w krajowym bilansie, a także wskaźniki odnoszące się do importu surowców, dywersyfikacji źródeł oraz cen energii. W tym celu wykorzystano bazy Głównego Urzędu Statystycznego, Urzędu Regulacji Energetyki czy IRENA.
5. Wnioskowanie teoretyczno-implementacyjne: oparte na konfrontacji wniosków z literatury i analiz statystycznych z konkretnymi uwarunkowaniami rynku polskiego (m.in. model prosumencki, programy rządowe, dynamika przyrostu mocy PV).

Tak zaplanowane podejście badawcze pozwoliło z jednej strony uchwycić wielopłaszczyznowy charakter bezpieczeństwa energetycznego, z drugiej – zidentyfikować najważniejsze obszary, w których rozwój fotowoltaiki wpływa na ten stan (zarówno poprzez dywersyfikację miksu, jak i aspekty techniczne, ekonomiczne czy społeczne).

1.3. Struktura monografii

Niniejsza monografia została podzielona na kolejne rozdziały w sposób umożliwiający usystematyzowane omówienie zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym państwa oraz roli, jaką w tym obszarze odgrywają zaawansowane systemy fotowoltaiczne. Układ treści prowadzi czytelnika od podstaw i definicji, przez kwestie regulacyjne oraz uwarunkowania rynkowe, aż po szczegółowe analizy technologiczne i prognozy rozwojowe. Każda część pracy skupia się na odmiennym aspekcie problematyki, jednocześnie tworząc spójną całość, której wątkiem przewodnim jest wpływ fotowoltaiki na kształtowanie bezpieczeństwa energetycznego w czasach transformacji ku odnawialnym źródłom energii.

Podsumowując, struktura monografii została tak zaprojektowana, aby odbiorca mógł prześledzić logiczny ciąg argumentów: od zaprezentowania fundamentów bezpieczeństwa energetycznego i roli odnawialnych źródeł, przez charakterystykę zaawansowanych systemów PV, aż po konkretne przykłady wdrożeń i prognozy na przyszłość. Każdy rozdział zwraca uwagę na inny aspekt – definicyjny, technologiczny, regulacyjny czy ekonomiczny – jednak wspólnie tworzą one spójny obraz wskazujący, w jaki sposób rozwój fotowoltaiki może wspomagać stabilność dostaw energii i zwiększać niezależność państwa od zewnętrznych czynników ryzyka. Taki układ monografii pozwala na wnikliwe zrozumienie korzyści i zagrożeń związanych z intensyfikacją wykorzystania energii słonecznej, a także buduje solidną podstawę do dalszych analiz i poszukiwania innowacyjnych rozwiązań.

II Podstawy bezpieczeństwa energetycznego

2.1. Teorie bezpieczeństwa energetycznego

Bezpieczeństwo jest powszechnie uznawane za jedną z podstawowych potrzeb i wartości społeczeństwa, co znajduje odzwierciedlenie w licznych definicjach i typologiach wypracowanych na gruncie nauk o bezpieczeństwie[13]. W ujęciu sektorowym bezpieczeństwo energetyczne obejmuje przede wszystkim zapewnienie stabilnych i nieprzerwanych dostaw energii w sposób pokrywający zapotrzebowanie odbiorców. Zgodnie z definicją Międzynarodowej Agencji Energii, jest ono rozumiane jako „ciągła dostępność źródeł energii po przystępnej cenie”[14]. Innymi słowy, odnosi się do stanu, w którym gospodarka i społeczeństwo dysponują pewnym dostępem do niezbędnych nośników energii, bez ryzyka ich niedoborów czy gwałtownych wzrostów cen.

W dokumentach Unii Europejskiej bezpieczeństwo energetyczne stanowi jeden z filarów polityki energetycznej — zgodnie z art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu UE obejmuje ono m.in. zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, funkcjonowania rynku energii, poprawę efektywności energetycznej oraz rozwój źródeł odnawialnych. Podkreśla się również jego publiczny charakter, wskazując, że bezpieczeństwo energetyczne stanowi dobro wspólne, wymagające aktywnej roli państwa w zakresie jego utrzymania[15]. W literaturze przedmiotu występuje

[13] M. Wiśniewska, Bezpieczeństwo — pojęcie, istota, typologia, Problemy Jakości, 2-9, 2017.

[14] International Energy Agency (IEA). Energy Security – Ensuring the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price. 12.2023.

[15] J. Braun, Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne — miary i czynniki wpływające na jego poziom. Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe UE w Katowicach, s. 23-32, 2018.

wiele operacyjnych definicji bezpieczeństwa energetycznego, akcentujących zróżnicowane aspekty. Przykładowo, Gitelman i współpracownicy definiują bezpieczeństwo energetyczne jako stan ochrony obywateli i gospodarki przed zagrożeniem braku zaspokojenia racjonalnych potrzeb energetycznych — przy zachowaniu akceptowalnej jakości i ceny energii zarówno w warunkach normalnych, jak i kryzysowych — oraz zabezpieczeniem przed przerwaniem ciągłości dostaw paliw i energii[16]. Definicja ta wskazuje na dwa kluczowe elementy: wymóg niezawodności dostaw (ciągłość zaopatrzenia nawet w sytuacjach nadzwyczajnych) oraz zapewnienie akceptowalnego kosztu i jakości energii.

Kolejne ujęcia teoretyczne koncentrują się na czynnikach politycznych, ekonomicznych i infrastrukturalnych warunkujących bezpieczeństwo energetyczne. Zwraca się uwagę, że brak stabilnych dostaw energii po rozsądnych cenach hamuje rozwój gospodarczy, zagraża ciągłości działania przedsiębiorstw oraz obniża jakość życia społeczeństwa[17]. Dlatego analizuje się je zarówno w perspektywie krótkookresowej, kładąc nacisk na bieżącą równowagę popytu i podaży oraz odporność systemu na nagłe zakłócenia, jak i w perspektywie długookresowej, która uwzględnia konieczność inwestowania w nowe moce wytwórcze, dywersyfikację źródeł energii czy utrzymanie odpowiednich rezerw, by sprostać przyszłemu zapotrzebowaniu . Na znaczeniu zyskuje także czynnik ekonomiczny — bezpieczeństwo dostaw musi być rozpatrywane w kontekście dostępności cenowej dla odbiorców, co czyni kwestię przystępności cenowej integralną częścią definicji. Ponadto w literaturze podkreśla się istotność społecznego wymiaru bezpieczeństwa energetycznego, obejmującego m.in. standard życia, dostępność nośników energii niezbędnych do zaspokojenia podstawowych potrzeb (np. ogrzewania, elektryczności), a także kwestie zdrowotne i dobrobyt obywateli. Warto zaznaczyć, że pojęcie bezpieczeństwa energetycznego ma charakter dynamiczny i podlega ciągłym modyfikacjom. Badania wskazują na brak uniwersalnej i powszechnie akceptowanej definicji — różni autorzy i interesariusze akcentują odmienne aspekty. Historycznie koncentrowano się głównie na fizycznym zabezpieczeniu dostaw (security of supply), zwłaszcza w okresie kryzysów naftowych lat 70. XX wieku. Obecnie zakres rozumienia tego pojęcia znacznie się poszerzył, obejmując

[16] L. Gitelman, E. Magaril, M. Kozhevnikov. Energy Security: New Threats and Solutions, *Energies,* 16(6), 2869.

[17] D. Kostecka-Jurczyk, M. Struś, K. Marak, The Role of Energy Cooperatives in Ensuring the Energy and Economic Security of Polish Municipalities, Energies, 17(13), 3082.

także czynniki ekonomiczne, społeczne i środowiskowe, które uzupełniają klasyczne konteksty geopolityczne[18]. W literaturze spotyka się różnorodne ramy teoretyczne, opisujące wielowymiarowy charakter bezpieczeństwa energetycznego. Przykładem może być koncepcja 4A (ang. availability, accessibility, affordability, acceptability), według której bezpieczeństwo energetyczne zależy od dostępności zasobów, fizycznej osiągalności dla odbiorców, przystępności cenowej oraz akceptowalności, np. w kontekście oddziaływania na środowisko. Z kolei modele wieloczynnikowe, takie jak koncepcja 5S (secure, sustainable, sufficient, smart, savings) czy 6D, rozszerzają analizę o zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa popytu, technologii czy aspektów militarnych[18]. Choć poszczególne podejścia różnią się nazewnictwem i liczbą kategorii, łączy je uznanie wielowymiarowego charakteru bezpieczeństwa energetycznego, wykraczającego poza samo zapewnienie dostaw paliw. Współczesne teorie wskazują między innymi na znaczenie bezpieczeństwa popytu (pewność zbytu energii dla producentów, co przekłada się na stabilność inwestycji w sektorze), suwerenności i odporności systemu energetycznego (zdolności do przetrwania i szybkiego odtworzenia sprawności po zakłóceniach) oraz konieczność równoczesnego uwzględniania perspektywy krótkoterminowej i długoterminowej. Dodatkowo bezpieczeństwo energetyczne jest coraz częściej interpretowane w powiązaniu z koncepcją zrównoważonego rozwoju. Oznacza to, że do tradycyjnych celów (niezawodność dostaw i dostępność cenowa) dołączono wymiar ekologiczny, dotyczący ograniczenia negatywnego wpływu sektora energii na środowisko. W literaturze przedmiotu podkreśla się, że obecnie wszystkie trzy filary trylematu energetycznego — bezpieczeństwo dostaw, przystępność i zrównoważenie środowiskowe — stanowią integralną część szeroko pojmowanego bezpieczeństwa energetycznego. Innymi słowy, pełne bezpieczeństwo energetyczne osiąga się wówczas, gdy system energetyczny zapewnia niezawodną podaż energii, po akceptowalnych kosztach dla gospodarki i społeczeństwa, a zarazem spełnia wymogi ochrony środowiska i klimatu[18]. Teorie i modele bezpieczeństwa energetycznego rozwijają się wraz z pojawiającymi się wyzwaniami globalnymi. Współczesne badania koncentrują się na identyfikowaniu czynników i mierników kształtujących bezpieczeństwo energetyczne oraz na opracowywaniu modeli jego oceny. Na przykład Brodny i Tutak proponują analizę dwutorową: z jednej strony badają bezpieczeństwo

[18] L. Berenyi, E. Pinter, N. Deutsch, Dependency and diversity – Electricity transition and security in the Visegrad Group countries (V4). The Electricity Journal, 37(7-10), 107439.

energetyczne państw z punktu widzenia tradycyjnego ujęcia (dostępności nośników energii po przystępnej cenie), z drugiej zaś strony uwzględniają perspektywę zrównoważonego rozwoju, integrującą aspekty środowiskowe i społeczne[19]. Przeprowadzone przez nich badania pokazały, że ranking krajów Unii Europejskiej pod względem bezpieczeństwa energetycznego może wyglądać odmiennie w zależności od przyjętej perspektywy. Jednak najwyższe wyniki osiągają państwa, które potrafią łączyć oba podejścia, zapewniając stabilne dostawy po rozsądnych cenach oraz postępy w transformacji energetycznej.

Niektórzy badacze skupiają się na ilościowych metodach pomiaru bezpieczeństwa energetycznego. Przegląd literatury z lat 2002–2019 przeprowadzony przez Man i współpracowników wykazał istnienie 34 koncepcyjnych modeli bezpieczeństwa energetycznego i ponad 100 metod oraz wskaźników służących jego ocenie[20]. Tak szerokie zróżnicowanie potwierdza wieloaspektowość tego zjawiska — do kluczowych wymiarów zalicza się m.in. technologię (stan infrastruktury, możliwości magazynowania), handel i dywersyfikację dostaw (uzależnienie od importu, zróżnicowanie źródeł), akceptowalność społeczną i środowiskową (poparcie dla polityki energetycznej, zgodność z wymogami ochrony klimatu), równy dostęp (sprawiedliwość energetyczna) czy efektywność wykorzystania energii oraz zarządzanie sektorem (governance). Rozległość tych kategorii sprawia, że bezpieczeństwo energetyczne przenika wiele dziedzin — od geopolityki i ekonomii, przez kwestie techniczne, aż po uwarunkowania społeczne i ekologiczne — co utrudnia wypracowanie jednolitej teorii, ale jednocześnie umożliwia wielopłaszczyznową analizę. Obecne uwarunkowania geopolityczne i ekologiczne wywierają silny wpływ na rozważania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego państwa. Zmiany klimatyczne, konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych czy groźba wyczerpywania się tradycyjnych surowców kopalnych sprawiają, że bezpieczeństwo energetyczne nabiera nowego wymiaru. Coraz częściej jest ono łączone z transformacją energetyczną w kierunku źródeł odnawialnych. Zwraca się uwagę, że dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw idzie w parze

[19] J. Brodny, M. Tutak. Assessing the energy security of European Union countries from two perspectives - A new integrated approach based on MCDM methods. Applied Energy, 347, 121443.

[20] O.R. Man, R.I. Radu, I.O. Mihai, C.M. Enache, S. David, F. Moisescu, M.C. Onica Ibinceanu, M.L. Zlati, Approaches to a New Regional Energy Security Model in the Perspective of the European Transition to Green Energy. Economies, 12(3), 61.

z dekarbonizacją, a rozwój OZE stanowi drogę do uniezależnienia się od ograniczonych zasobów kopalnych oraz niestabilnych rynków paliw, a równocześnie stanowi narzędzie w walce ze zmianami klimatu[21]. Jednocześnie integracja źródeł odnawialnych niesie ze sobą wyzwania związane z niestabilnością i przerywanym charakterem produkcji energii (np. w przypadku energii słonecznej czy wiatrowej). Dlatego konieczne jest rozwijanie elastyczności systemu elektroenergetycznego, m.in. poprzez rozbudowę magazynów energii, inteligentnych sieci i utrzymywanie rezerw mocy, które równoważą zmienną produkcję OZE. Pomimo istotnego postępu technologicznego, wiele analiz wskazuje, że kontynuacja inwestycji w zaawansowane technologie odnawialne oraz zapewnienie sprzyjającego otoczenia regulacyjnego pozostają kluczowe dla efektywnego zastępowania paliw kopalnych bez obniżania poziomu bezpieczeństwa energetycznego[21].

Czynniki geopolityczne również w znacznym stopniu kształtują dzisiejsze teorie i podejścia do bezpieczeństwa energetycznego. Wojna na Ukrainie (2022) ukazała potencjalne zagrożenia wynikające z jednostronnego uzależnienia od dostaw surowców energetycznych. Kryzys dostaw gazu i ropy, wywołany agresją Rosji, stał się impulsem dla Unii Europejskiej do zintensyfikowania działań mających na celu wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego. Działania te obejmują zarówno rozwiązania interwencyjne (takie jak wspólne zakupy gazu czy obowiązkowe zapasy), jak i długoterminowe strategie dywersyfikacji źródeł oraz przyspieszenie transformacji w kierunku czystej energii[22]. Jak zauważają Giuli i Oberthür, wojna ta stanowiła czynnik przyspieszający proces „pogodzenia" polityki klimatycznej z wymogami bezpieczeństwa energetycznego, co skutkuje konwergencją polityki klimatycznej i zewnętrznej polityki energetycznej UE. W praktyce oznacza to, że zapewnienie bezpieczeństwa dostaw stało się priorytetem, który zarazem napędza inwestycje w odnawialne źródła energii oraz efektywność energetyczną w celu zwiększenia samowystarczalności państw członkowskich. Również na poziomie krajowym (np. w Polsce) podejmowane są działania na rzecz dywersyfikacji kierunków importu i rozbudowy infrastruktury energetycznej, co ma ograniczyć wrażliwość na przyszłe szoki podażowe. W literaturze podkreśla się ponadto rosnące znaczenie

[21] B. Dorić, Economic Perspective of Renewable Energy Sources: Security of Supply, Innovations, and Challenges. *Croatian Regional Development Journal, 5(1), 59-74.*

[22] M. Giuli, S. Oberthür, Third time lucky? Reconciling EU climate and external energy policy during energy security crises. *Journal of European Integration,* 45(3), 395-412.

szczebla regionalnego i lokalnego w procesie zapewniania bezpieczeństwa energetycznego. Rozwój rozproszonych źródeł energii oraz tworzenie lokalnych wspólnot energetycznych (np. spółdzielni energetycznych) mogą przyczynić się do wzmocnienia bezpieczeństwa na poziomie gmin czy powiatów, ograniczając obciążenie sieci przesyłowych i zapewniając dostawy bliżej miejsca konsumpcji. Badania pokazują jednak, że dotychczasowy wpływ tego rodzaju inicjatyw na bezpieczeństwo energetyczne był stosunkowo niewielki i miał raczej charakter uzupełniający wobec tradycyjnych, scentralizowanych źródeł[23,24]. Mimo to, oddolne projekty oparte na OZE wpisują się w strategię budowania lokalnej odporności na wahania cen energii i ewentualne przerwy w zasilaniu, co finalnie wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne całego państwa poprzez dywersyfikację źródeł oraz poziomów dostaw.

Reasumując, bezpieczeństwo energetyczne to koncepcja wielowymiarowa, obejmująca zarówno pewność fizycznej dostępności energii, stabilność i przystępność cenową, jak również wymiar społeczny i ekologiczny. Postrzeganie bezpieczeństwa energetycznego ewoluowało od wąskiej perspektywy ukierunkowanej na zapewnienie dostaw paliw kopalnych do ujęcia kompleksowego, uwzględniającego czynniki ekonomiczne, społeczne i środowiskowe. W dobie transformacji energetycznej i niestabilnych warunków geopolitycznych zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego wymaga podejścia holistycznego, które łączy tradycyjne środki (np. rezerwy surowców i moce wytwórcze) z nowoczesnymi rozwiązaniami (m.in. technologie OZE, magazynowanie energii, poprawa efektywności energetycznej) oraz współpracą międzynarodową. Teorie bezpieczeństwa energetycznego podkreślają przy tym potrzebę nieustannego dostosowywania się do zmieniających się warunków rynkowych, klimatycznych i geopolitycznych, tak aby system energetyczny pozostał odporny, elastyczny oraz zdolny do zabezpieczania potrzeb rozwojowych państwa i dobrobytu jego obywateli.

[23] D. Kostecka-Jurczyk, M. Struś, K. Marak, The Role of Energy Cooperatives in Ensuring the Energy and Economic Security of Polish Municipalities, Energies, 17(13), 3082.

[24] M. Giuli, S. Oberthür, Third time lucky? Reconciling EU climate and external energy policy during energy security crises. *Journal of European Integration,* 45(3), 395-412.

2.2. Determinanty i wskaźniki bezpieczeństwa energetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne państwa jest pojęciem wielowymiarowym i trudnym do jednoznacznego zdefiniowania. W literaturze spotyka się wiele ujęć definicyjnych, od prostych określeń dostępności energii po rozbudowane ujęcia wieloczynnikowe. Według Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) bezpieczeństwo energetyczne to „zdolność gospodarki do zagwarantowania dostępności zasobów energii w sposób zrównoważony i terminowy, przy cenach energii na poziomie niepogarszającym wyników gospodarczych”[25]. Zbliżoną definicję podaje Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA), określając bezpieczeństwo energetyczne jako nieprzerwaną dostępność źródeł energii po przystępnej cenie[26]. Z definicji tych wynika, że kluczowymi elementami są dostępność nośników energii (fizyczna podaż), ciągłość dostaw (brak przerw), terminowość i przystępność cenowa. Współcześnie do tych tradycyjnych aspektów coraz częściej dodaje się także wymiar **środowiskowy** i zrównoważony, czyli akceptowalność wykorzystywanych źródeł energii z punktu widzenia ochrony środowiska i społecznego poparcia[27,28]. Innymi słowy, bezpieczeństwo energetyczne obejmuje tzw. koncepcję „4A” – dostępność (availability), dostęp (accessibility), przystępność (affordability) oraz akceptowalność (acceptability) źródeł energii dla gospodarki i społeczeństwa.

Determinanty bezpieczeństwa energetycznego. Na poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa wpływa szereg czynników wewnętrznych i zewnętrznych. Tradycyjnie za fundamentalny determinant uznaje się zasobność kraju w nośniki energii oraz stopień uzależnienia od importu surowców. Państwa posiadające bogate własne zasoby (np. ropy, gazu czy węgla) mogą łatwiej zabezpieczyć podaż, podczas gdy kraje zmuszone do importu energii są bardziej narażone na ryzyko geopolityczne i zaburzenia dostaw. Współcześnie około

[25] Asia Pacific Energy Research Centre (APERC), Quest for Energy Security in the 21st Century: Resources and Constraints, Tokyo 2007.

[26] International Energy Agency (IEA), Emergency response and energy security, Paris 2023.

[27] V. Soni, P. Sharma, A. Singh, A.P. Dash, P.K. Dey, Indexing economic performance of energy security towards alternative sustainable strategies and reforming policies: The evidence from Indian rural segment, Next Research, 2025.

[28] D. Niedziółka, Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies, International Journal of Management and Economics, 60(1), 12-21.

dwie trzecie światowego popytu na energię pokrywają paliwa nieodnawialne pozyskiwane z zasobów naturalnych, których sukcesywne wyczerpywanie się stanowi istotne zagrożenie dla stabilności dostaw. Badania wskazują, że deplecja zasobów naturalnych (np. spadek dostępnych złóż ropy czy gazu) przekłada się na wzrost długoterminowego ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego państw[29]. Innym kluczowym czynnikiem jest dywersyfikacja źródeł energii i kierunków dostaw. Im bardziej zróżnicowany miks energetyczny i portfel dostawców zagranicznych, tym mniejsze ryzyko, że problemy w jednym źródle zagrożą funkcjonowaniu całego systemu. Dywersyfikację można mierzyć np. za pomocą indeksów różnorodności importu (Shannona-Wienera lub Herfindahla) – wyższa wartość oznacza większe rozproszenie źródeł i tym samym wyższe bezpieczeństwo[30]. Odwrotnością jest monopolizacja dostaw, gdy kraj w dużej mierze polega na jednym dominującym dostawcy lub jednym rodzaju paliwa – wtedy jego pozycja jest bardziej podatna na szoki. W przypadku Europy często podkreśla się ryzyka wynikające z uzależnienia od jednego kierunku importu gazu ziemnego i konieczność dywersyfikacji dostaw (np. poprzez rozwój terminali LNG czy połączeń między systemami krajów sąsiednich)[28].

Kolejnym determinantem jest stan infrastruktury energetycznej oraz zdolność systemu do niezawodnej pracy. Obejmuje to infrastrukturę wydobywczą, wytwórczą (np. elektrownie, rafinerie), sieci przesyłowe i dystrybucyjne oraz obiekty magazynowe. Słaba infrastruktura lub ograniczona przepustowość mogą prowadzić do przerw w dostawach nawet przy wystarczającej podaży surowców. Dlatego inwestycje w modernizację sieci i rozbudowę magazynów energii są istotnym elementem polityki bezpieczeństwa. Przykładowo, do mierzenia niezawodności infrastruktury elektroenergetycznej stosuje się wskaźniki przerw w zasilaniu odbiorców, takie jak SAIDI/SAIFI (średni czas i częstotliwość przerw) – ich niskie wartości świadczą o wysokiej niezawodności sieci[30]. Równie ważna jest dostępność tzw. mocy rezerwowych i szczytowych w systemie elektroenergetycznym, pozwalających pokryć zapotrzebowanie w okresach jego gwałtownego wzrostu lub w razie awarii części źródeł.

[29] L. Pang, L. Liu, X. Zhou, M. Hafeez, S. Ullah, M.T. Sohail, How does natural resource depletion affect energy security risk? New insights from major energy-consuming countries, Energy Strategy Reviews, 54, 101460.

[30] L. Berényi, É Pintér, N. Deutsch, Dependency and diversity – Electricity transition and security in the Visegrad Group countries (V4), The Electricity Journal, 37, 7-10.

Państwo może wpływać na ten aspekt poprzez mechanizmy rynku mocy lub utrzymywanie rezerw strategicznych.

Otoczenie geopolityczne i regulacyjne także należy do kluczowych uwarunkowań bezpieczeństwa energetycznego. Czynniki polityczne, takie jak stabilność krajów dostarczających surowce, sytuacja międzynarodowa (konflikty zbrojne, napięcia dyplomatyczne, sankcje) czy globalne kryzysy gospodarcze, mogą bezpośrednio przełożyć się na ciągłość i koszty dostaw energii[5]. Przykładem jest ryzyko przerw dostaw gazu z kierunku wschodniego w wyniku napięć politycznych, co wymusza na krajach importujących poszukiwanie alternatywnych dostaw i rozwój infrastruktury umożliwiającej ich przyjęcie. Z drugiej strony współpraca międzynarodowa może działać stabilizująco – np. mechanizmy solidarności energetycznej w ramach Unii Europejskiej czy dwustronne porozumienia gazowe między państwami poprawiają bezpieczeństwo poprzez wzajemne wsparcie w razie niedoborów. Ważnym determinantem stało się również prawo i regulacje kształtujące sektor energetyczny, zarówno na poziomie globalnym (np. porozumienia klimatyczne ograniczające wykorzystanie wysokoemisyjnych paliw), regionalnym (np. polityka energetyczna UE), jak i krajowym (strategie i regulacje wewnętrzne). Odpowiednia polityka regulacyjna może sprzyjać bezpieczeństwu – np. poprzez obowiązek utrzymywania zapasów interwencyjnych, wspieranie dywersyfikacji kierunków importu czy zachęty do inwestycji w krajowe moce wytwórcze. Z kolei niepewność regulacyjna (np. dotycząca przyszłych obostrzeń emisyjnych czy mechanizmów wsparcia OZE) może hamować inwestycje i tym samym osłabiać bezpieczeństwo dostaw[31].

Na bezpieczeństwo energetyczne wpływają również uwarunkowania ekonomiczne i technologiczne. Wysoki popyt krajowy nieskorygowany poprawą efektywności energetycznej może przewyższać możliwości podaży, dlatego istotna jest kontrola energochłonności gospodarki oraz postęp technologiczny w dziedzinie oszczędzania energii. Bogatsze państwa o wyższym PKB per capita i rozwiniętym rynku finansowym mają zwykle większe możliwości inwestowania w różnorodne źródła energii i infrastrukturę, co sprzyja ich bezpieczeństwu energetycznemu. Badania statystyczne obejmujące wiele krajów

[31] D. Niedziółka, Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies, International Journal of Management and Economics, 60(1), 12-21.

pokazują, że wzrost dochodu narodowego, otwartość handlowa oraz postęp technologiczny przyczyniają się do obniżenia długookresowego ryzyka energetycznego (m.in. dzięki lepszemu dostępowi do alternatywnych źródeł czy nowych technologii wydobycia i magazynowania energii). Jednocześnie niski poziom rozwoju gospodarczego lub brak kapitału na inwestycje może pogłębiać zależność od jednego typu paliwa czy dostawcy, zwiększając podatność na kryzysy. W kontekście technologicznym, rozwój zaawansowanych technologii (np. odnawialnych źródeł energii, magazynów energii, inteligentnych sieci) może działać dwutorowo: z jednej strony zwiększać bezpieczeństwo poprzez uniezależnienie się od importu paliw kopalnych, z drugiej zaś rodzić nowe wyzwania, takie jak konieczność integracji źródeł niestabilnych (jak fotowoltaika czy energetyka wiatrowa) oraz zapewnienie dostępu do kluczowych surowców potrzebnych do tych technologii. Przykładowo dynamiczny rozwój energetyki słonecznej i wiatrowej zmniejsza zależność od paliw kopalnych, ale jednocześnie powoduje zależność od dostaw surowców mineralnych niezbędnych do produkcji paneli fotowoltaicznych czy turbin (np. metale ziem rzadkich, lit, kobalt, krzem). Monopolizacja rynku tych surowców – jak w przypadku dominacji Chin w eksporcie metali ziem rzadkich – staje się nowym czynnikiem ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego o charakterze surowcowym[32].

Wskaźniki i mierniki bezpieczeństwa energetycznego. Złożony charakter bezpieczeństwa energetycznego sprawia, że do jego oceny stosuje się cały zestaw wskaźników odzwierciedlających różne wymiary zjawiska. We wczesnych analizach skupiano się na pojedynczych miarach, takich jak poziom krajowego wydobycia vs. zużycia, relacja rezerw do produkcji (R/P) dla kluczowych surowców, udział importu w zaopatrzeniu kraju czy krótkoterminowa zdolność systemu do pokrycia szczytowego zapotrzebowania[33]. Prosty wskaźnik często używany w odniesieniu do paliw kopalnych to właśnie współczynnik R/P (reserves-to-production), określający na ile lat wystarczą udokumentowane rezerwy danego surowca przy obecnym poziomie wydobycia – jego szybki spadek oznacza rosnące zagrożenie przyszłych niedoborów. Innym kluczowym miernikiem jest wskaźnik zależności importowej (net import dependency),

[32] L. Pang, L. Liu, X. Zhou, M. Hafeez, S. Ullah, M.T. Sohail, How does natural resource depletion affect energy security risk? New insights from major energy-consuming countries, Energy Strategy Reviews, 54, 101460.

[33] L. Berényi, É Pintér, N. Deutsch, Dependency and diversity – Electricity transition and security in the Visegrad Group countries (V4), The Electricity Journal, 37, 7-10.

wyrażający procentowy udział importu w całkowitej podaży energii w kraju – wysoka wartość sygnalizuje większą podatność na czynniki zewnętrzne. Monitoruje się także udział dominującego dostawcy w imporcie (np. jednego kraju w całkowitym imporcie gazu), jako miernik potencjalnego braku dywersyfikacji. Ponadto analizie poddaje się strukturę miksu energetycznego – np. procentowy udział węgla, gazu, OZE i innych nośników w bilansie energii – zakładając, że zrównoważony miks (bez skrajnej dominacji jednego paliwa) sprzyja stabilności dostaw. Ważnym aspektem jest przystępność cenowa energii: przykładowymi wskaźnikami mogą być udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych lub ceny energii elektrycznej dla przemysłu na tle innych państw. Gwałtowne wzrosty cen energii lub paliw są traktowane jako zagrożenie dla bezpieczeństwa, gdyż prowadzą do negatywnych skutków społeczno-gospodarczych (spadek wzrostu PKB, obniżenie poziomu życia ludności itp.)[34].

Pojedyncze wskaźniki nie oddają jednak całej złożoności problemu, dlatego w literaturze rozwinięto podejścia wielowymiarowe i agregowane indeksy bezpieczeństwa energetycznego. Ang i in. (2015) zidentyfikowali aż 53 różne indeksy używane do oceny bezpieczeństwa energetycznego, a nowszy przegląd Gassera (2020) naliczył ich już 63[35,36]. Wielu autorów proponowało metody łączenia wskaźników cząstkowych w jeden zbiorczy indeks tak, aby uwzględnić jednocześnie aspekty dostępności zasobów, niezawodności dostaw, dywersyfikacji, kosztów energii czy wpływu na środowisko. Przykładem takiego podejścia jest koncepcja 4A opisana wyżej – służy ona jako ramowy model, w którym dla każdej z czterech kategorii definiuje się zestaw mierników i ocenia ich realizację. Istnieją także złożone indeksy opracowane przez organizacje międzynarodowe lub środowiska naukowe, np. Simplified Supply-Demand Index (SSDI) zaproponowany przez OECD/NEA w 2010 r., czy Wskaźnik wrażliwości energetycznej (Energy Vulnerability Index) stworzony przez Gnansounou (2009) dla Światowej Rady Energetycznej[37]. W praktyce analiza

[34] E. Gnansounou, Indicators of Energy Vulnerability, World Energy Council, s. 3734-3744.

[35] B.W. Ang, W.L. Choong, T.S. Ng, Energy security: definitions, dimensions and indexes, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 42, 1077-1093.

[36] P. Gasser, A review on energy security indices to compare country performances, Energy Policy, 39, 111339.

[37] OECD Nuclear Energy Agency, The Security of Energy Supply and the Contribution of Nuclear Energy, NEA Report No. 6358, Paris 2010.

bezpieczeństwa energetycznego często obejmuje zbudowanie tablicy wskaźników opisujących sytuację kraju w kilku wymiarach. Dla przykładu, OECD/NEA w ramach indeksu SSDI ocenia długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii, uwzględniając trzy grupy czynników: popyt (np. tempo wzrostu zapotrzebowania), infrastrukturę (zdolności przesyłowe, magazynowe, moce wytwórcze) oraz podaż (m.in. poziom krajowych zasobów i dywersyfikację importu)[38]. Z kolei Soni i in. (2025) zaproponowali tzw. Energy Security Comprehensive Index (ESCI) dla oceny bezpieczeństwa energetycznego Indii, uwzględniający czynniki takie jak: udział importu netto energii w konsumpcji, poziom dostępu gospodarstw domowych do elektryczności, średnia cena paliw, emisje CO2 oraz udział czystej energii w bilansie[39]. Tak szeroki dobór mierników odzwierciedla fakt, że bezpieczeństwo energetyczne ma charakter wielowymiarowy i zależy od jednoczesnego spełnienia wielu warunków. Państwo może mieć wysoki poziom samowystarczalności surowcowej, ale np. przy niedostatecznej infrastrukturze lub zbyt wysokich cenach energii bezpieczeństwo będzie oceniane jako niskie. Z kolei zbudowanie indeksu łączącego wiele składowych pozwala na porównania międzynarodowe oraz śledzenie zmian poziomu bezpieczeństwa energetycznego w czasie.

Podsumowując, determinanty bezpieczeństwa energetycznego obejmują zarówno czynniki fizyczne (dostępność surowców, stan infrastruktury), ekonomiczne (ceny energii, koszty i nakłady inwestycyjne), polityczno-geopolityczne (stabilność dostaw z zagranicy, uwarunkowania międzynarodowe) jak i środowiskowe oraz technologiczne. Ich wpływ znajduje odzwierciedlenie w licznych miernikach, które pozwalają diagnozować mocne i słabe strony bezpieczeństwa energetycznego państwa. W praktyce do oceny poziomu bezpieczeństwa wykorzystuje się odpowiednio dobrane zestawy takich wskaźników oraz indeksy zbiorcze. Umożliwia to identyfikację obszarów wymagających poprawy i wyznaczenie priorytetów działań państwa w celu wzmocnienia stabilności dostaw energii.

[38] L. Berényi, É Pintér, N. Deutsch, Dependency and diversity – Electricity transition and security in the Visegrad Group countries (V4), The Electricity Journal, 37, 7-10.

[39]

2.3. Regulacje międzynarodowe i krajowe w obszarze bezpieczeństwa energetycznego

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego jest jednym z celów polityk energetycznych zarówno na szczeblu międzynarodowym, jak i krajowym. Historycznie początkowo koncentrowano się na działaniach narodowych, jednak postępująca globalizacja rynków energii i wzajemne powiązania dostaw spowodowały, że bezpieczeństwo energetyczne stało się kwestią o wymiarze ponadnarodowym[40]. Żadne państwo nie jest dziś w pełni samowystarczalne energetycznie – przykładowo kraje UE importują znaczną część zużywanych surowców – stąd zrodziła się potrzeba tworzenia mechanizmów współpracy i regulacji międzynarodowych, aby ograniczyć ryzyko zakłóceń dostaw. Już w latach 70. XX w. powołano Międzynarodową Agencję Energii (MAE), która zobowiązała państwa członkowskie do utrzymywania rezerw ropy naftowej odpowiadających co najmniej 90 dniom importu oraz stworzyła system wymiany informacji i koordynacji działań w razie kryzysów naftowych[41]. Był to jeden z pierwszych przykładów instytucjonalizacji współpracy dla bezpieczeństwa energetycznego w skali globalnej.

W ramach Unii Europejskiej kwestia bezpieczeństwa dostaw energii nabrała szczególnego znaczenia na przełomie XX i XXI wieku. Rosnące uzależnienie od importu gazu i ropy (zwłaszcza z niestabilnych regionów) skłoniło UE do podjęcia wspólnych działań. Komisja Europejska przedstawiła w 2000 r. tzw. Zieloną Księgę „W stronę europejskiej strategii bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię", rozpoczynając dyskusję nad spójną polityką energetyczną UE[42]. W kolejnych latach przyjęto szereg aktów prawnych mających zwiększyć poziom bezpieczeństwa energetycznego. Przykładem jest Dyrektywa 2004/67/WE dotycząca bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, która zobowiązała państwa członkowskie m.in. do opracowania planów kryzysowych

[40] D. Niedziółka, Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies, International Journal of Management and Economics, 60(1), 12-21.

[41] E. Cziomer (red.), Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku, Kraków, 2008.

[42] Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply, COM(2000)769 final, European Commission, 2000.

i utrzymywania zapasów gazu[43]. Późniejsze regulacje unijne wzmacniały te mechanizmy – np. rozporządzenie z 2017 r. wprowadziło zasadę solidarności gazowej między państwami UE. Równolegle budowano wspólny rynek energii elektrycznej i gazu, znosząc bariery przepływu i wzmacniając infrastrukturę połączeń między krajami[44]. Procesy liberalizacji, integracji i deregulacji rynku energetycznego UE, zapoczątkowane w latach 90., miały na celu zwiększenie konkurencji, ale także utworzenie zintegrowanego systemu zdolnego do wzajemnego wsparcia w razie niedoborów[45]. Powstały instytucje takie jak Agencja ds. Współpracy Regulatorów Energetyki (ACER) oraz sieci operatorów systemów przesyłowych (ENTSO-E i ENTSO-G), koordynujące działania operatorów w skali całej UE. Ponadto Unia narzuciła wymogi dywersyfikacji dostaw – np. wymóg, by żaden dostawca zewnętrzny nie kontrolował ponad określony udział rynku – co było wymierzone w monopolistyczną pozycję rosyjskiego Gazpromu na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej[46].

Istotnym elementem polityki międzynarodowej w obszarze bezpieczeństwa energetycznego stała się również dyplomacja energetyczna i porozumienia między państwami. Dla krajów UE kluczowe było wynegocjowanie Traktatu Karty Energetycznej (1994), który miał zapewniać stabilne ramy prawne dla tranzytu i inwestycji energetycznych między Wschodem a Zachodem Europy. Równie ważna jest współpraca regionalna – przykładem może być Grupa Wyszehradzka, która postawiła sobie za cel m.in. integrację infrastruktury energetycznej i wypracowanie wspólnego stanowiska wobec polityki energetycznej UE. W odpowiedzi na kryzysy gazowe (np. przerwy w dostawach gazu przez Ukrainę w 2006 i 2009 r.) Unia przyspieszyła działania w zakresie bezpieczeństwa dostaw, czego wyrazem była ogłoszona w 2015 r. strategia Unii Energetycznej, kładąca nacisk na solidarność, dywersyfikację źródeł i rozwój własnych zasobów energetycznych (w tym OZE). Na poziomie krajowym państwa implementują regulacje międzynarodowe oraz prowadzą własną

[43] Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply. 2004.

[44] A. Pach-Gurgul, Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski, Difin, Warszawa, 2012.

[45] M. Kaczmarski, Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej, Wydawnictwa Akademickie i Profesjonalne, Warszawa, 2010.

[46] K. Pronińska, Bezpieczeństwo energetyczne w stosunkach UE–Rosja, Wydawnictwo Elipsa, Warszawa, 2012.

politykę na rzecz bezpieczeństwa energetycznego, dostosowaną do specyfiki narodowej. W Polsce bezpieczeństwo dostaw energii od lat stanowi priorytet polityki energetycznej[47]. Przykładem działań legislacyjnych jest wprowadzenie obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego ropy naftowej i paliw, odpowiadającego 90 dniom średniego zużycia, oraz obowiązku magazynowania zapasów gazu przez importerów. Regulacje te wdrożono ustawowo (np. Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego) i stanowią krajowy odpowiednik zobowiązań wynikających z członkostwa w MAE. Polska wprowadziła także wymóg dywersyfikacji importu gazu – ograniczając udział jednego dostawcy (historycznie Rosji) w imporcie, co skłoniło do inwestycji w terminal LNG w Świnoujściu oraz budowy gazociągu z Norwegii (Baltic Pipe). Krajowe regulacje wspierają również rozwój własnych mocy wytwórczych – np. mechanizm rynku mocy, wdrożony ustawą w 2017 r., zapewnia wynagradzanie wytwórców za gotowość dostaw energii w szczycie, aby zapobiec deficytom mocy w systemie. Ponadto Polska przyjmuje strategiczne dokumenty (np. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*) definiujące cele i działania w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, w tym rozwój energetyki jądrowej i odnawialnej jako sposobu na zwiększenie niezależności energetycznej kraju. Warto zauważyć, że regulacje związane z polityką klimatyczno-energetyczną również wpływają na ramy bezpieczeństwa energetycznego. Unia Europejska wprowadziła system handlu emisjami CO_2 (EU ETS) oraz ambitne cele redukcji emisji, co wymusza stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych. Dla państw takich jak Polska oznacza to konieczność transformacji miksu energetycznego (zamykaniu części elektrowni węglowych) przy jednoczesnym zachowaniu stabilności dostaw. Rząd polski stara się godzić te priorytety – przykładem są przepisy pozwalające na wydłużony okres działania rezerw mocy w elektrowniach konwencjonalnych oraz równoległe wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej w perspektywie najbliższych dekad (co zapisano m.in. w PEP2040). Regulacje krajowe wdrażają też dyrektywy unijne promujące efektywność energetyczną i zarządzanie popytem, co zwiększa odporność systemu na ewentualne braki podaży.

[47] M. Ruszel, Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Wymiar teoretyczny i praktyczny, Wydawnictwo Rambler, Warszawa, 2014.

Podobne podejście łączenia bezpieczeństwa energetycznego z celami zrównoważonego rozwoju widoczne jest globalnie – np. podczas międzynarodowych szczytów klimatycznych podkreśla się potrzebę jednoczesnego zapewnienia powszechnego dostępu do energii (cel zrównoważonego rozwoju ONZ nr 7) i transformacji ku czystym źródłom. Współczesne regulacje energetyczne muszą więc godzić wymóg stabilnych dostaw z koniecznością głębokiej transformacji sektora. W Polsce dodatkowym wymiarem regulacyjnym jest utrzymanie kontroli państwa nad infrastrukturą krytyczną i kluczowymi spółkami energetycznymi. Prawo zamówień publicznych oraz ustawy sektorowe chronią krajowe sieci przesyłowe i dystrybucyjne przed przejęciem przez podmioty spoza UE, a Skarb Państwa posiada większościowe udziały w operatorach systemów (np. PSE, Gaz-System) i głównych przedsiębiorstwach energetycznych. Taka struktura – choć częściowo sprzeczna z zasadą liberalizacji rynku – uzasadniana jest nadrzędnym interesem bezpieczeństwa narodowego w dziedzinie energii. Państwo polskie, podobnie jak wiele innych, stoi więc przed wyzwaniem: jak pogodzić wymogi wspólnego rynku i efektywności z potrzebą kontrolowania kluczowych elementów sektora dla bezpieczeństwa dostaw. Reasumując, architektura regulacyjna bezpieczeństwa energetycznego obejmuje wielopoziomowy system – od porozumień i organizacji międzynarodowych zapewniających mechanizmy współpracy w sytuacjach kryzysowych (jak MAE), poprzez politykę i prawo Unii Europejskiej gwarantujące solidarność i wspólne standardy (dyrektywy i rozporządzenia dotyczące zapasów, infrastruktury, rynku wewnętrznego)[48], aż po regulacje krajowe, które konkretyzują te wymagania i rozwijają własne środki zaradcze. Kombinacja tych poziomów pozwala zwiększyć odporność systemu energetycznego na zakłócenia – od lokalnych awarii po globalne kryzysy – poprzez redundancję źródeł, utrzymywanie rezerw, rozbudowę sieci wzajemnych powiązań oraz procedury współdziałania pomiędzy państwami.

[48] A. Pach-Gurgul, Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski, Difin, Warszawa, 2012.

2.4. Rola państwa i sektora prywatnego w zapewnieniu stabilności dostaw energii

Bezpieczeństwo dostaw energii jest wynikiem wspólnego wysiłku instytucji publicznych i podmiotów prywatnych. Państwo odgrywa kluczową rolę jako gwarant ram prawnych i organizacyjnych, w których funkcjonuje sektor energii, natomiast przedsiębiorstwa – w większości prywatne lub skomercjalizowane – realizują inwestycje, wytwarzają i dostarczają energię do odbiorców. Historia rozwoju sektora energetycznego ilustruje zmieniające się proporcje między tymi rolami. W połowie XX wieku wiele państw uznało energetykę za sektor strategiczny dla gospodarki i bezpieczeństwa, co prowadziło do nacjonalizacji przedsiębiorstw energetycznych lub ich ścisłej kontroli przez rząd. Taki model centralnie zarządzany miał zapewnić szybki rozwój infrastruktury i pewność zasilania podstawowych sektorów gospodarki. Przykładowo, po II wojnie światowej w wielu krajach Europy utworzono państwowe monopole energetyczne, aby zagwarantować odbudowę i elektryfikację na niespotykaną dotąd skalę[49].

Od lat 90. XX wieku obserwuje się jednak stopniowe odchodzenie od monopolu państwa na rzecz mechanizmów rynkowych. Procesy liberalizacji i prywatyzacji sektora energii doprowadziły do przekazania znacznej części zadań – takich jak wytwarzanie energii elektrycznej czy handel paliwami – w ręce firm komercyjnych. Państwo wycofało się z bezpośredniego zarządzania wieloma przedsiębiorstwami, pozostawiając im samodzielność biznesową, ale zachowało funkcję regulatora i nadzorcy bezpieczeństwa systemu. Wprowadzono niezależne organy regulacyjne (np. Urząd Regulacji Energetyki w Polsce) oraz mechanizmy rynkowe stymulujące inwestycje (aukcje OZE, rynek mocy itp.), tak by sektor prywatny mógł efektywnie uczestniczyć w zapewnianiu mocy wytwórczych i infrastruktury potrzebnej do stabilnych dostaw. W modelu tym kluczową rolę odgrywają także tzw. operatorzy systemów – wyodrębnione podmioty zarządzające sieciami elektroenergetycznymi i gazowymi – których działalność podlega ścisłemu nadzorowi regulacyjnemu. Operatorzy ci odpowiadają za utrzymanie stabilnej pracy sieci, bilansowanie popytu i podaży oraz

[49] D. Niedziółka, Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies, International Journal of Management and Economics, 60(1), 12-21.

usuwanie awarii, realizując wytyczne polityki bezpieczeństwa określone przez państwo. Niemniej jednak, zgodnie z zasadą *security of supply*, to na państwie spoczywa ostateczna odpowiedzialność za uniknięcie blackoutu czy braku paliw – dlatego rządy utrzymują instrumenty interwencyjne na wypadek zawirowań (np. strategiczne rezerwy surowców, możliwość regulacji cen i działania operatorów systemów w sytuacjach kryzysowych).

Współczesny model zapewniania bezpieczeństwa energetycznego można określić jako partnerstwo publiczno-prywatne. Państwo tworzy strategię (dokumenty polityki energetycznej), ustanawia prawo i standardy techniczne (np. wymagania zapasów obowiązkowych, normy niezawodności sieci), monitoruje funkcjonowanie rynku oraz – w razie potrzeby – podejmuje interwencje. Sektor prywatny natomiast realizuje inwestycje w wydobycie, wytwarzanie i dystrybucję energii, kierując się motywacją zysku, ale działając w ramach wyznaczonych przez regulacje. Efektywna koordynacja między tymi dwoma sektorami jest niezbędna: brak inicjatywy prywatnej skutkowałby niedoinwestowaniem i niedoborami, z kolei brak nadzoru państwa mógłby prowadzić do zaniedbania aspektów bezpieczeństwa przy dążeniu firm do maksymalizacji zysku. Rola państwa polega m.in. na planowaniu długoterminowym i zarządzaniu ryzykiem, którego prywatne podmioty nie są w stanie samodzielnie udźwignąć. Rządy finansują lub współfinansują duże, strategiczne inwestycje o znaczeniu publicznym (np. terminale LNG, sieci przesyłowe, elektrownie jądrowe), gdy okres zwrotu i ryzyka takich projektów przekraczają horyzont opłacalności komercyjnej. Państwo często pozostaje właścicielem operatorów infrastruktury krytycznej – w Polsce na przykład państwowe spółki odpowiadają za przesył gazu (Gaz-System) i energii elektrycznej (PSE) – co ma zapewnić kontrolę nad bezpieczeństwem systemu[50]. Ponadto rząd kształtuje mechanizmy rynkowe tak, by promować inwestycje zgodne z celami bezpieczeństwa: wprowadza mechanizmy wsparcia (np. gwarantowane taryfy dla OZE, aukcje mocy), które skłaniają inwestorów prywatnych do budowy źródeł energii kluczowych dla bilansu, nawet jeśli ich czysto rynkowa opłacalność jest niewielka. Badania podkreślają, że aktywna polityka rządowa i stabilne otoczenie regulacyjne są niezbędne, by sektor prywatny angażował się

[50] K. Lin, S. Ghosh, S. Abbas, M. Shahbaz, D. Ferraz, B. Doğan, Heterogenous impact of energy security and environmental regulations on energy transition: Exploring the disparity between high-income and middle-income countries, Renewable Energy, 237, 121610.

w projekty zapewniające bezpieczeństwo energetyczne (np. dywersyfikację źródeł czy innowacje zwiększające odporność systemu)[51]. Innymi słowy, państwo wyznacza kierunki i gwarantuje warunki brzegowe, w ramach których rynek może efektywnie funkcjonować na rzecz bezpieczeństwa dostaw.

Rola sektora prywatnego przejawia się przede wszystkim w kompetencjach technicznych i efektywności gospodarowania zasobami. Prywatne przedsiębiorstwa (od wielkich koncernów energetycznych po lokalne spółdzielnie czy prosumentów) podejmują codzienne decyzje operacyjne, które wprost wpływają na ciągłość dostaw – planują remonty jednostek wytwórczych, zabezpieczają kontrakty na paliwo, reagują na zmianę popytu. Ich zdolność do innowacji i szybkiego reagowania na sygnały rynkowe sprawia, że sektor prywatny często sprawniej realizuje inwestycje niż robiłoby to scentralizowane państwo. Konkurencja między firmami sprzyja obniżaniu kosztów i poprawie jakości usług, co pośrednio wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne (np. poprzez redukcję strat sieciowych czy rozwój magazynów energii w odpowiedzi na wyzwania integracji OZE). Co ważne, w ostatnich latach pojawiła się nowa kategoria aktywnych uczestników rynku – prosumentów i wspólnot energetycznych – którzy jako osoby prywatne, gospodarstwa domowe czy samorządy lokalne wytwarzają energię na własne potrzeby i dzielą się jej nadwyżkami. Technologiczny postęp (np. spadek cen paneli fotowoltaicznych) umożliwił powstanie tysięcy rozproszonych mikroinstalacji, które łącznie zwiększają odporność systemu na awarie i odciążają centralną infrastrukturę. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego oznacza to, że obywatele i lokalne społeczności stali się czynnymi uczestnikami zapewniania stabilności – tworząc tzw. energetykę obywatelską uzupełniają tradycyjną rolę wielkich wytwórców. Przykładem takich działań jest rządowy program „Mój Prąd" w Polsce, który dzięki dofinansowaniu przydomowych instalacji fotowoltaicznych zachęcił dziesiątki tysięcy gospodarstw domowych do wytwarzania własnej energii – tym samym oddolnie zwiększając bezpieczeństwo energetyczne poprzez zmniejszenie obciążenia sieci i zapotrzebowania na energię zewnętrzną[52].

[51] M. Ruszel, Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Wymiar teoretyczny i praktyczny, Wydawnictwo Rambler, Warszawa, 2014.

[52] D. Niedziółka, Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies, International Journal of Management and Economics, 60(1), 12-21.

Na przykład w trakcie kryzysu energetycznego w Europie w latach 2021–2022 rządy wielu państw podjęły nadzwyczajne działania interwencyjne (m.in. gwarancje finansowe dla spółek energetycznych, tymczasowe zamrożenie cen energii dla odbiorców czy przejęcie zobowiązań upadających dostawców), aby utrzymać ciągłość dostaw pomimo drastycznych wzrostów cen paliw – co podkreśla rolę państwa jako „bezpiecznika" systemu uruchamianego w sytuacji, gdy mechanizmy rynkowe zawodzą. Równie istotna jest współpraca w zapewnieniu bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej przed zagrożeniami fizycznymi i cybernetycznymi – także w tym obszarze sektor publiczny (np. służby państwowe, regulatorzy) i prywatny (operatorzy, firmy energetyczne) działają wspólnie, wdrażając standardy ochrony oraz dzieląc się informacjami o incydentach i ryzykach.

Podsumowując, stabilność dostaw energii wymaga synergii działań sektora publicznego i prywatnego. Państwo pełni funkcję koordynatora i gwaranta ostatniej instancji – wyznacza cele, reaguje w sytuacjach nadzwyczajnych i dba, by reguły gry na rynku sprzyjały bezpieczeństwu. Sektor prywatny natomiast, działając w tych ramach, realizuje konkretne przedsięwzięcia inwestycyjne i operacyjne, których skala i efektywność decyduje o faktycznej ciągłości zasilania. W obliczu wyzwań transformacji energetycznej (np. rosnącego udziału źródeł odnawialnych) konieczne jest dalsze zacieśnianie współpracy między sektorem publicznym a prywatnym, aby utrzymać stabilność dostaw w zmieniających się warunkach. Obie strony muszą pozostać elastyczne i innowacyjne, aby sprostać przyszłym zagrożeniom i zapewnić nieprzerwany rozwój gospodarczy oparty na stabilnych dostawach energii.

III Rola odnawialnych źródeł energii w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego

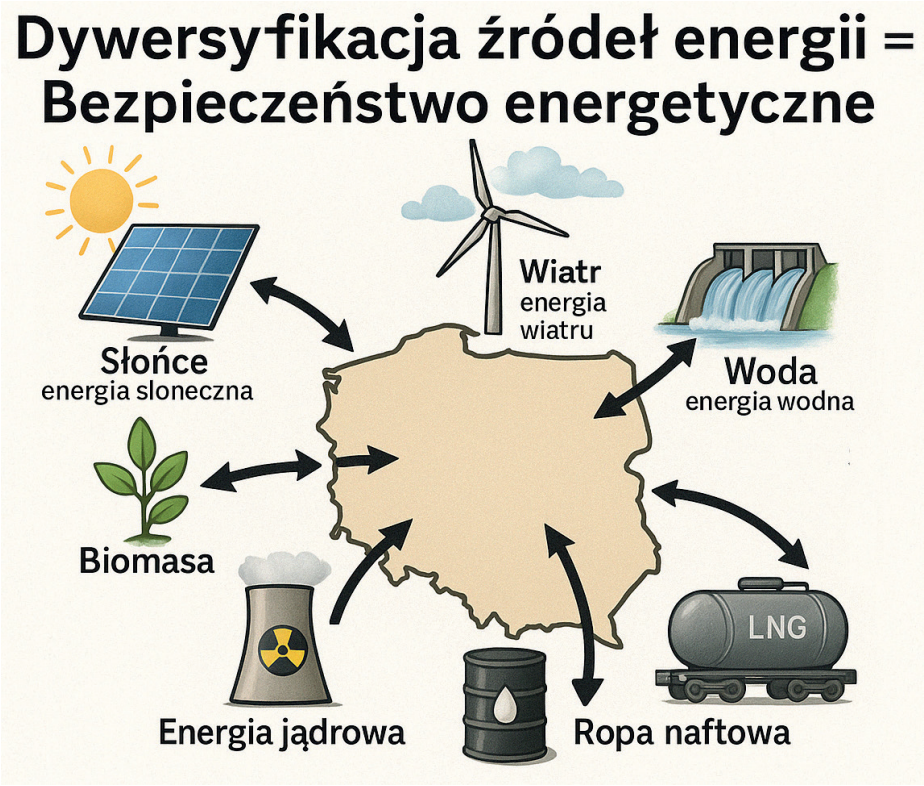
3.1. Znaczenie OZE dla dywersyfikacji źródeł energii

Bezpieczeństwo energetyczne państwa jest ściśle powiązane z dywersyfikacją źródeł energii. W literaturze podkreśla się, że dywersyfikacja bazy paliwowo-energetycznej obejmuje zróżnicowanie struktury używanych nośników energii, ograniczanie stopnia uzależnienia od ich importu oraz zróżnicowanie kierunków dostaw surowców. Celem dywersyfikacji jest zmniejszenie ryzyka obniżenia bezpieczeństwa energetycznego na wypadek zakłóceń w dostawach jednego z paliw (np. z przyczyn politycznych, technicznych czy ekonomicznych)[53]. Innymi słowy, im bardziej zróżnicowane i niezależne od pojedynczych czynników są źródła zaopatrzenia w energię, tym większa jest odporność systemu na kryzysy dostaw. W ujęciu ilościowym poziom dywersyfikacji miksu energetycznego bywa mierzony wskaźnikami takimi jak indeks Herfindahla-Hirschmana czy Shannon-Wienera – im niższa koncentracja na jednym źródle, tym większe bezpieczeństwo i stabilność dostaw[54]. Z perspektywy państwowej dywersyfikacja oznacza też rozwój rodzimych zasobów oraz rozproszonej energetyki, co zmniejsza podatność na szoki zewnętrzne. Na rysunku poniżej (rysunek 1) przedstawiono potencjalne źródła, umożliwiające dywersyfikację zasobów energetycznych dla Poslski.

[53] M. Borgosz-Koczwara, K. Herlender, Bezpieczeństwo energetyczne a rozwój odnawialnych źródeł energii, Energetyka, 3, 194-197.

[54] B. Saboori, S. Goltabar, O. Ranjbar, Rethinking diversification: Assessing the impact of energy concentration on climate change in rentier and non-rentier countries, Energy Strategy Reviews, 56, 101563.

Tradycyjnie bezpieczeństwo energetyczne kojarzone było z zapewnieniem dostępu do paliw kopalnych z różnych źródeł (np. import ropy z wielu kierunków, utrzymywanie zapasów gazu itp.). Współcześnie jednak, w dobie transformacji energetycznej, coraz większą rolę w dywersyfikacji odgrywają odnawialne źródła energii (OZE). OZE stanowią kluczowe narzędzie dywersyfikacji miksu energetycznego, ponieważ umożliwiają zastępowanie paliw kopalnych lokalnymi zasobami energii, takimi jak promieniowanie słoneczne, wiatr, woda czy biomasa. Wykorzystanie OZE przyczynia się do uniezależnienia systemu energetycznego od importu surowców, zwłaszcza ropy naftowej i gazu ziemnego, których zasoby są skoncentrowane geograficznie i narażone na wahania podaży oraz ceny na rynkach światowych.



Rysunek 1. Potencjalne źródła, umożliwiające dywersyfikację zasobów energetycznych dla Polski

Źródło: opracowanie własne.

Jak stwierdza Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA), rozwój OZE oferuje państwom „wyjście z pułapki uzależnienia importowego", pozwalając zróżnicować gospodarkę i zabezpieczyć ją przed nieprzewidywalnymi skokami cen paliw kopalnych[55]. Innymi słowy, energia odnawialna – jako pochodząca z zasobów dostępnych wewnątrz kraju lub regionu – zmniejsza wrażliwość na zewnętrzne czynniki ryzyka, takie jak geopolityka czy kryzysy na światowych rynkach surowców. Dla wielu państw argument bezpieczeństwa stał się równie ważny jak względy ekologiczne przy intensyfikacji inwestycji w OZE.

Dywersyfikacja a import surowców. Zależność od importu nośników energii jest uznawana za jedno z głównych zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza gdy import pochodzi z ograniczonej liczby kierunków. Przykładem jest Unia Europejska, która przed 2022 r. importowała ok. 40–45% zużywanego gazu ziemnego z jednego dostawcy (Rosji). Nagłe przerwanie tych dostaw wskutek konfliktu zbrojnego (wojna rosyjsko-ukraińska) wywołało bezprecedensowy kryzys energetyczny w Europie, ujawniając słabość polegania na monokulturze importowej. Doświadczenie to uwypukliło znaczenie dywersyfikacji – wiele krajów podjęło gwałtowne działania na rzecz znalezienia alternatywnych dostaw gazu oraz przyspieszenia rozwoju źródeł własnych[56]. W krótkim okresie UE musiała zastąpić brakujący gaz importem z innych kierunków (Norwegia, USA, LNG z globalnego rynku) oraz zwiększyć wykorzystanie paliw krajowych (np. węgla), jednak w długim okresie kluczową odpowiedzią strategiczną stało się przyspieszenie transformacji ku zielonej energii[57]. Komisja Europejska ogłosiła plan REPowerEU, zakładający uniezależnienie Europy od rosyjskich paliw kopalnych „znacznie przed rokiem 2030" poprzez radykalne zwiększenie efektywności energetycznej i udziału OZE w miksie. Cel ten przekuto na konkretne liczby – podniesiono unijny cel udziału OZE do 45% finalnego zużycia energii do 2030 r. (z obowiązkowym minimum 42,5%)[58].

[55] United Nations, Renewable energy – powering a safer future, UN Climate Change Campaign, 2022.

[56] G. Gozgor, T. Ho, J. Li, M.M. Mousavi, The impact of energy diversification on firm performance: The moderating role of corporate social responsibility, International Review of Financial Analysis 2024.

[57] World Economic Forum, Can Europe's rush for renewables solve its energy crisis?, 17 II 2023.

[58] Komisja Europejska, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023.

Jak podkreśliła przewodnicząca KE Ursula von der Leyen, „im szybciej przejdziemy na odnawialne źródła i wodór… tym szybciej staniemy się naprawdę niezależni i będziemy mogli panować nad naszym systemem energetycznym”[59]. Wypowiedź ta dobrze oddaje istotę roli OZE w polityce bezpieczeństwa energetycznego UE – zwiększenie inwestycji w energetykę wiatrową, słoneczną czy biogaz ma nie tylko ograniczyć emisje, ale też trwale zmniejszyć zapotrzebowanie na import gazu, ropy i węgla z niestabilnych regionów.

Odnawialne źródła energii przyczyniają się do dywersyfikacji zarówno poprzez zastępowanie importowanych paliw, jak i poprzez dodanie nowych, niezależnych od siebie gałęzi wytwarzania energii. Zróżnicowanie portfela energii obejmuje nie tylko wiele krajów dostaw, ale też wiele technologii i nośników. Włączenie do miksu energetycznego różnych rodzajów OZE (słońce, wiatr, hydroenergetyka, geotermia, biomasa) powoduje, że ryzyko jednoczesnego braku energii ze wszystkich tych źródeł jest niewielkie. Co więcej, ceny energii odnawialnej charakteryzują się mniejszą zmiennością niż ceny surowców kopalnych – brak kosztów paliwa sprawia, że koszt wytwarzania z fotowoltaiki czy wiatru jest stabilny w horyzoncie wieloletnim, w przeciwieństwie do podlegających fluktuacjom cen ropy czy gazu na rynkach światowych[60]. Tym samym zwiększenie udziału OZE wzmacnia odporność gospodarki na szoki cenowe. Badania wskazują, że systemy energetyczne silnie skoncentrowane na paliwach kopalnych są bardziej narażone na wahania cen i zakłócenia podaży, podczas gdy większa dywersyfikacja (zwłaszcza w kierunku źródeł zeroemisyjnych) koreluje z niższym ryzykiem przerw dostaw i niższą zmiennością cen energii[61]. Nawet na poziomie mikroekonomicznym obserwuje się, że przedsiębiorstwa korzystające z zdywersyfikowanych źródeł energii osiągają większą stabilność i lepsze wyniki finansowe, zwłaszcza jeśli towarzyszą temu działania z zakresu społecznej odpowiedzialności biznesu[62].

[59] European Commission, REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy, COM(2022)108, Brussels, 2022.

[60] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Renewable Energy to Support Energy Security, Fact Sheet, 2019

[61] B. Saboori, S. Goltabar, O. Ranjbar, Rethinking diversification: Assessing the impact of energy concentration on climate change in rentier and non-rentier countries, Energy Strategy Reviews, 56, 101563.

[62] M. Akrofi, An analysis of energy diversification and transition trends in Africa, Int. J. Energy and Water Resources, 5, 1-12.

Przykłady dywersyfikacji z udziałem OZE

W tabeli 1 zestawiono wybrane wskaźniki obrazujące wpływ rozwoju OZE na dywersyfikację miksu energetycznego i zmniejszenie zależności importowej w trzech różnych krajach: Polsce, Niemczech i Brazylii. Każdy z tych krajów charakteryzuje odmienna sytuacja wyjściowa i inne wyzwania, jednak we wszystkich przypadkach wzrost udziału OZE wiąże się z poprawą bezpieczeństwa energetycznego poprzez większą niezależność od zewnętrznych dostaw surowców.

Tabela 1. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej a zależność od importu energii w wybranych krajach[63, 64]

Kraj	Udział OZE w produkcji energii elektrycznej (rok)	Wskaźnik zależności od importu energii (rok)
Polska	ok. 17% (2022)	42,7% (2020)
Niemcy	ok. 46% (2022)	63,7% (2020)
Brazylia	ok. 92% (2023)	~0% (praktycznie samowystarczalność)

Źródło: opracowanie własne na podstawie wskazanych danych GUS, 2023, UBA, 2022, ONS/ Ember, 2023.

Polska przez lata opierała swój sektor elektroenergetyczny na węglu (rodzimym, co dawało jej relatywnie niski ogólny wskaźnik importu energii na tle UE), jednak równocześnie w 100% importowała ropę naftową i w znacznym stopniu gaz ziemny. W 2020 r. zależność importowa Polski wynosiła ok. 42,8% – niemal cała ropa i 78% gazu pochodziło z zagranicy (głównie z kierunku wschodniego)[65]. Taka struktura oznaczała podatność na zakłócenia dostaw tych paliw. Strategia Polski na rzecz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego obejmuje zatem dywersyfikację dostaw gazu (realizowaną m.in. poprzez budowę terminalu LNG w Świnoujściu i gazociągu Baltic Pipe z Norwegii) oraz rozwój alternatywnych źródeł krajowych – w tym odnawialnych oraz planowanej energetyki jądrowej. W Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) wskazano, że głównym celem jest bezpieczeństwo

[63] United Nations Environment Programme (UNEP), Global Trends in Renewable Energy Investment 2023, Frankfurt School–UNEP Centre/BNEF, 2023.

[64] [11] Rada Europejska, Wskaźniki zależności energetycznej państw UE, 2021.

[65] M. Maj, Energy Without Russia: The Case of Poland, Friedrich Ebert Stiftung, Warszawa 2022.

energetyczne kraju, a wśród strategicznych kierunków działania wymienia się m.in. dywersyfikację dostaw paliw oraz rozwój odnawialnych źródeł energii[66]. Rozwój OZE w Polsce przyspieszył wyraźnie po 2010 r.; udział zielonej energii elektrycznej wzrósł z ok. 5% w 2005 r. do ponad 17% w 2022 r. (26% w 2023 r.)[64]. Dominującymi technologiami stały się farmy wiatrowe na lądzie oraz fotowoltaika – szczególnie dynamiczny okazał się boom energetyki słonecznej po 2018 r. Dzięki temu Polska dysponuje dziś bardziej zróżnicowanym miksem elektroenergetycznym, w którym obok węgla (wciąż ~70% produkcji prądu w 2022 r.) istotny udział mają już wiatr i słońce. W perspektywie kolejnych lat przewiduje się dalszy wzrost udziału OZE (m.in. poprzez rozwój morskich farm wiatrowych) oraz uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej ok. 2033 r., co razem ma znacząco obniżyć emisyjność sektora i zmniejszyć zapotrzebowanie na paliwa kopalne z importu. Co ważne, dywersyfikacja źródeł energii w Polsce oznacza nie tylko nowe moce OZE, ale też rozbudowę magazynów energii i sieci – tak aby system mógł bezpiecznie integrować rosnącą produkcję rozproszoną. Już teraz realizowane są projekty wielkoskalowych magazynów bateryjnych stabilizujących sieć oraz wdrażane rozwiązania smart grid na poziomie dystrybucyjnym, co zwiększy elastyczność i odporność krajowego systemu energetycznego.

Niemcy, będące największą gospodarką UE, historycznie charakteryzowały się wysokim uzależnieniem od importu energii – według Eurostatu w 2020 r. import netto stanowił 63,7% zużycia energii w Niemczech[65]. Kraj ten niemal w całości importuje paliwa kopalne: ropę, gaz (w 2021 r. ponad 90% zużycia gazu było z importu) oraz – do 2018 r. – także większość węgla kamiennego. Jednocześnie od dwóch dekad Niemcy konsekwentnie realizują politykę Energiewende, czyli transformacji energetycznej polegającej na rozwoju odnawialnych źródeł i wycofywaniu paliw kopalnych oraz energii jądrowej. Motywacje tej polityki były początkowo głównie proklimatyczne i antynuklearne, ale z czasem coraz mocniej akcentowano również aspekt bezpieczeństwa dostaw. Udział OZE w niemieckiej produkcji elektryczności wzrósł z ok. 6% w 2000 r. do 46% w roku 2022[64], co oznacza, że niemal połowa energii elektrycznej pochodzi tam ze źródeł odnawialnych (wiatr lądowy i morski, fotowoltaika, biomasa i hydroenergia). Niemcy zobowiązali się prawnie osiągnąć 80% energii

[66] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040), Warszawa 2021.

elektrycznej z OZE do roku 2030 – cel ten został zapisany w znowelizowanej ustawie EEG 2023 i stanowi element dążenia do neutralności klimatycznej najpóźniej w 2045 r.[67]. Rozwój OZE postrzegany jest explicite jako filar bezpieczeństwa energetycznego kraju: nowa legislacja niemiecka stwierdza, że przyspieszenie rozbudowy OZE leży w nadrzędnym interesie publicznym i w interesie bezpieczeństwa publicznego[68]. Szczególnie po inwazji Rosji na Ukrainę w 2022 r. niemieccy decydenci podkreślają, że OZE mają uczynić zaopatrzenie energetyczne bardziej przyjaznym dla klimatu i mniej zależnym od importu paliw kopalnych. W praktyce, ograniczenie importu rosyjskiego gazu od 2022 r. (z ok. 55% dostaw gazu do Niemiec w 2021 r. do blisko 0% w 2023 r.) zostało zrekompensowane z jednej strony sprowadzaniem LNG i zwiększeniem importu z Norwegii, ale z drugiej strony poprzez przyspieszenie inwestycji w wiatraki, fotowoltaikę i infrastrukturę wodorową. Już w 2023 r. energia wiatrowa (128 TWh) i słoneczna (61 TWh) w Niemczech osiągnęły rekordowe poziomy generacji, zmniejszając konieczność uruchamiania drogich elektrowni gazowych[69]. Niemieckie doświadczenie pokazuje, że wysoki udział OZE w miksie (mimo wyzwań związanych z ich zmiennością) realnie zwiększa odporność na zewnętrzne szoki – spadek importu gazu z Rosji został częściowo złagodzony m.in. dzięki nadwyżkom produkcji prądu z wiatru i słońca w 2022/23 r. Co więcej, transformacja ta stymuluje rozwój nowych sektorów (produkcja urządzeń OZE, przemysł wodorowy) i zmniejsza obciążenie gospodarki kosztami paliw kopalnych. Niemcy równolegle inwestują w rozbudowę sieci elektroenergetycznych (np. nowe połączenia północ-południe dla przesyłu energii wiatrowej) oraz magazyny energii i rozwiązania cyfrowe. Operatorzy niemieckich sieci wdrażają mechanizmy smart grid i zarządzania popytem, a także korzystają z pojemności magazynowych baterii (w 2022 r. zainstalowane ok. 600 MW dużych magazynów bateryjnych) – wszystko to w celu zapewnienia stabilności dostaw przy rosnącym udziale źródeł zmiennych. Dzięki temu mimo stopniowego wyłączania elektrowni konwencjonalnych niemiecki system utrzymuje wysoki poziom niezawodności, a ryzyko blackoutu pozostaje niskie.

---

[67] Rząd Federalny Niemiec, Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) – komunikat prasowy, Berlin, lipiec 2022.

[68] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 – Begründung, Berlin 2022.

[69] International Renewable Energy Agency, Smart Grids and Renewables – A Guide for Effective Deployment, Working Paper, Abu Dhabi 2013.

Brazylia stanowi przykład kraju, który już obecnie czerpie większość energii z OZE i dzięki temu cieszy się względnie wysoką samowystarczalnością energetyczną. Ponad 45% całkowitej konsumpcji energii pierwotnej w Brazylii pochodzi z odnawialnych źródeł (biomasy, hydroenergii, biopaliw, wiatru i słońca), co jest wynikiem wyjątkowym wśród dużych gospodarek świata[70]. W sektorze elektroenergetycznym dominującą rolę od dekad odgrywa energetyka wodna – rozległy system elektrowni zaporowych dostarcza około 60–70% energii elektrycznej kraju. Już w latach 70. XX w. Brazylia postawiła na rozwój alternatyw dla importowanej ropy naftowej, uruchamiając program Proálcool wspierający produkcję bioetanolu z trzciny cukrowej jako paliwa transportowego. Program ten okazał się ogromnym sukcesem: w ciągu kilku dekad Brazylia znacząco zmniejszyła import ropy, oszczędzając szacunkowo ponad 50 mld USD dzięki zastąpieniu benzyny biopaliwem[71]. Dziś brazylijskie samochody w większości jeżdżą na mieszankach benzyny z etanolem (lub czystym etanolem), co oznacza mniejsze zapotrzebowanie na ropę. W połączeniu z faktem, że Brazylia jest również dużym producentem ropy i gazu (ze złóż offshore), kraj ten osiągnął status bliski samowystarczalności energetycznej – bilans handlowy energii jest zrównoważony lub dodatni, a udział importu w podaży energii jest znikomy. Zależność od importu gazu ogranicza się do uzupełniających dostaw z Boliwii i LNG (ok. 20–30% zużycia gazu), zaś węgiel kamienny sprowadzany jest w niewielkich ilościach na potrzeby przemysłu stalowego. Oznacza to, że ewentualne zawirowania na światowych rynkach paliw kopalnych mniej dotykają gospodarkę Brazylii niż ma to miejsce w przypadku gospodarek OECD. Wysoki udział OZE w miksie elektroenergetycznym przekłada się na stabilność dostaw energii elektrycznej po stosunkowo niskich kosztach – hydroelektrownie zapewniają stabilną moc podstawową, a w ostatnich latach dynamicznie rośnie udział farm wiatrowych i słonecznych, które uzupełniają produkcję wodną. Udział wiatru i fotowoltaiki w produkcji prądu zwiększył się z 9% w 2018 r. do 22% w roku 2023, podczas gdy udział hydro spadł z 74% do ok. 67%[72]. Sumarycznie OZE dały

[70] International Energy Agency, Brazil – Energy Sector Overview, IEA Country Profile 2023.

[71] International Energy Agency, Brazil's ethanol production programme "Proálcool" – Policies Database, 2023.

[72] World Economic Forum, Can Europe's rush for renewables solve its energy crisis?, 17 II 2023.

w 2023 r. aż ~92% generacji elektryczności w Brazylii[73], a udział źródeł kopalnych (gazowych i węglowych) spadł poniżej 8%. Ta dywersyfikacja wewnątrz sektora OZE – odejście od całkowitej dominacji hydro na rzecz miksu hydro+wiatr+PV – ma znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, gdyż zmniejsza podatność systemu na klęski żywiołowe, takie jak susze. Wcześniej okresy niskich opadów i związane z nimi spadki rezerw wodnych w zbiornikach hydroelektrowni zmuszały Brazylię do importu energii lub uruchamiania drogich elektrowni rezerwowych (olejowych). Obecnie niedobory hydro są częściowo rekompensowane przez produkcję z wiatru i słońca, które często mają ujemną korelację geograficzną i sezonową z hydrologią – np. w porze suchej silniej wieją wiatry na wybrzeżu Atlantyku, a wysokie nasłonecznienie sprzyja generacji PV. Badania dla Brazylii pokazują, że dzięki zróżnicowaniu regionalnemu źródeł OZE można znacząco zmniejszyć zmienność produkcji i zwiększyć niezawodność systemu. Brazylia inwestuje również w rozwiązania zwiększające elastyczność systemu, takie jak modernizacja sieci przesyłowych (aby móc przesyłać energię między regionami zależnymi od różnych źródeł) oraz rozwój magazynów energii. Choć klasyczne magazyny bateryjne dopiero zaczynają się pojawiać, de facto naturalnym magazynem energii w Brazylii są zbiorniki wodne – duża część hydroelektrowni ma zdolność retencyjną, co umożliwia gromadzenie energii w postaci wody w okresach nadwyżek i uwalnianie jej w szczytach zapotrzebowania. Ten swoisty „magazyn hydro" ułatwia integrację nowych farm wiatrowych i solarnych. W efekcie brazylijski system elektroenergetyczny, oparty niemal w całości na źródłach odnawialnych, należy do najbardziej niezawodnych w Ameryce Łacińskiej, a kraj ten z eksporterem netto energii elektrycznej stał się liderem regionu w dziedzinie zielonej energii.

Aspekty technologiczne dywersyfikacji z udziałem OZE

Należy podkreślić, że sama obecność zróżnicowanych źródeł w miksie nie gwarantuje bezpieczeństwa – konieczne jest jeszcze zapewnienie odpowiedniej infrastruktury i mechanizmów zarządzania systemem. OZE, zwłaszcza wiatr i słońce, cechują się zmiennością generacji zależną od warunków pogodowych. Duży udział źródeł niesterowalnych stawia wyzwania przed

[73] United Nations Environment Programme (UNEP), Global Trends in Renewable Energy Investment 2023.

operatorem systemu – musi on zachować ciągłość dostaw pomimo wahań produkcji. Tutaj kluczową rolę odgrywają technologie wspomagające: magazyny energii, sieci inteligentne oraz źródła rezerwowe**.** Magazyny energii (np. bateryjne, elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny ciepła czy potencjalnie magazyny wodorowe) zwiększają odporność systemu, umożliwiając gromadzenie nadwyżek energii z OZE i wykorzystanie ich w godzinach niedoboru. Pełnią one funkcję bufora i *back-up* dla źródeł odnawialnych – mogą dostarczać moc w razie nieprzewidzianego spadku generacji z wiatru czy PV, podtrzymując zasilanie odbiorców[74]. Jak wskazują analizy NREL, połączenie instalacji OZE z magazynami istotnie podnosi bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym, umożliwiając nawet pracę wydzielonych wysp energetycznych (tryb *islanding*) w razie awarii systemu centralnego[75]. Innymi słowy, magazyny zwiększają elastyczność i niezawodność – dzięki nim system z dużym udziałem źródeł przerywanych może funkcjonować stabilnie niczym system oparty na źródłach konwencjonalnych. Równie istotne są inwestycje w rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych. Sieci inteligentne (smart grids) wyposażone w zaawansowane systemy sterowania i komunikacji potrafią dynamicznie równoważyć popyt z podażą, reagując na zmiany generacji OZE w czasie rzeczywistym. Zastosowanie smart grid i cyfrowych narzędzi (automatyka, IoT, analityka danych) pozwala minimalizować straty, optymalizować przepływy oraz szybko lokalizować i izolować ewentualne zakłócenia. IRENA zwraca uwagę, że wdrożenie inteligentnych sieci *„poprawia niezawodność i jakość obsługi odbiorców”* nawet przy wysokim udziale źródeł zmiennych[75]. Przykładowo, inteligentne systemy dystrybucyjne mogą automatycznie przełączać zasilanie na inne linie w razie awarii lub wykorzystać magazyny rozproszone (np. baterie domowe, samochody elektryczne) do podtrzymania napięcia w sieci lokalnej. Dodatkowym elementem zwiększającym bezpieczeństwo jest zarządzanie popytem – np. programy DSR (Demand Side Response) zachęcające odbiorców do przesuwania zużycia na godziny wysokiej generacji OZE. To również forma dywersyfikacji, tyle że po stronie zapotrzebowania: elastyczność odbiorców staje się „wirtualnym źródłem” energii dostępnej w krytycznych momentach. Podsumowując, odpowiednie zaplecze

[74] National Renewable Energy Laboratory, Resilient Energy Platform: Energy Storage Integration, 2020.

[75] International Renewable Energy Agency, Smart Grids and Renewables – A Guide for Effective Deployment, Working Paper, Abu Dhabi 2013.

technologiczne (magazynowanie, cyfryzacja, sterowanie popytem) umożliwia bezpieczną eksploatację zróżnicowanego miksu z dużym udziałem OZE, minimalizując ryzyka związane z ich niestabilnością. W miarę postępu technicznego rosnące wolumeny zielonej energii mogą być integrowane bez pogorszenia ciągłości dostaw – wręcz przeciwnie, decentralizacja produkcji zwiększa odporność sieci na awarie (np. uszkodzenie jednej dużej elektrowni ma większe skutki niż awaria pojedynczej farmy solarnej).

Wpływ OZE na polityki energetyczne i strategie międzynarodowe

Wzrost znaczenia OZE jako gwaranta dywersyfikacji znajduje odzwierciedlenie w politykach energetycznych poszczególnych państw oraz na forum międzynarodowym. Wspomniany plan REPowerEU jest jednym z przykładów – Unia Europejska, kierując się zarówno celem klimatycznym, jak i pilną potrzebą wzmocnienia niezależności energetycznej, postanowiła znacznie podnieść swoje ambicje w zakresie OZE. Oprócz zwiększenia celu udziału OZE do co najmniej 42,5% do 2030 r.[76], plan ten przewiduje m.in. przyspieszenie procedur inwestycyjnych dla źródeł odnawialnych, rozwój transgranicznych sieci przesyłowych do importu energii odnawialnej (np. z Morza Północnego) oraz wzrost produkcji odnawialnych gazów (biometanu, zielonego wodoru) wewnątrz UE. W ten sposób dywersyfikacja realizowana jest zarówno *geograficznie* (dywersyfikacja dostaw gazu spoza Rosji), jak i *technologicznie* (zastąpienie gazu i ropy energią elektryczną z OZE oraz wodorem). W ślad za UE wiele państw aktualizuje swoje polityki: np. Niemcy w 2022 r. w tzw. „pakiecie wielkanocnym" podnieśli krajowe cele OZE (80% w elektryczności do 2030, prawie 100% do 2035)[77,78], uznając ekspansję zielonej energii za kwestię interesu narodowego[79]. Polska w PEP2040 zakłada ponad 50% redukcję wykorzystania węgla do 2030 r. przy jednoczesnym zwiększeniu mocy zainstalowanych OZE do ok. 23-28 GW (w tym 11 GW offshore wind) – co ma pozwolić osiągnąć unijny cel i zmniejszyć emisje, a także ograniczyć import

[76] Komisja Europejska, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE), 2023/1791 z dnia 13 września 2023.

[77] Reuters, Germany's 2022 renewable power output rises but still behind target, 12 XII 2022.

[78] Rząd Federalny Niemiec, Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) – komunikat prasowy, Berlin, lipiec 2022.

[79] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 – Begründung, Berlin 2022.

gazu ziemnego[80]. Brazylia natomiast, będąc już liderem OZE, koncentruje się na utrzymaniu wysokiej odnawialności miksu: w krajowych planach energetycznych przewiduje dalszy rozwój energetyki wiatrowej (w tym morskiej) oraz fotowoltaicznej, a także produkcję zielonego wodoru na potrzeby własne i eksportu. Kraj ten uczestniczy aktywnie w inicjatywach międzynarodowych promujących bioenergię i wymianę doświadczeń w integracji OZE na dużą skalę. Na szczeblu globalnym organizacje takie jak Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) i IRENA podkreślają rolę OZE w zapewnieniu zrównoważonego bezpieczeństwa energetycznego. Według analiz IEA transformacja w kierunku czystej energii przyniesie netto pozytywny efekt dla bezpieczeństwa dostaw na świecie – spadek popytu na paliwa kopalne zmniejszy ryzyko geopolitycznych napięć o zasoby, a jednocześnie nowe ryzyka (np. zależność od importu metali krytycznych do produkcji technologii OZE) mogą zostać opanowane dzięki dywersyfikacji łańcuchów dostaw i recyklingowi[81]. IRENA w swoim World Energy Transitions Outlook wskazuje, że aby osiągnąć cele klimatyczne i jednocześnie wzmocnić bezpieczeństwo, do 2050 r. udział OZE w globalnym zużyciu energii powinien wzrosnąć do ~65–70% (z ok. 16% obecnie), co wymaga potrojenia mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych już do 2030 r.[82]. Te międzynarodowe strategie zakładają szeroką współpracę – m.in. transfer technologii magazynowania energii, wspólne inwestycje w wydajne sieci, dyplomację energetyczną na rzecz stabilnych dostaw surowców krytycznych (np. litu, kobaltu do baterii) – tak aby globalny system energetyczny oparty na OZE był odporny i zdywersyfikowany. Należy podkreślić, że dywersyfikacja dzięki OZE ma wymiar nie tylko energetyczny, ale i polityczny: państwa bogate w odnawialne zasoby (wiatr, słońce) zyskują na znaczeniu, podczas gdy dotychczasowe „petropaństwa" tracą część wpływów. Przykładowo, kraje Bliskiego Wschodu inwestują w własne instalacje słoneczne i wiatrowe oraz rozwój eksportu energii w postaci zielonego wodoru, chcąc zabezpieczyć swoją pozycję w nowym, zdywersyfikowanym krajobrazie energetycznym.

[80] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040), Warszawa 2021.

[81] J. Kim, A. Panton, G. Schwerhoff, Energy Security and the Green Transition, IMF Working Paper WP/24/6, International Monetary Fund 2024.

[82] International Renewable Energy Agency, World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway, IRENA, Abu Dhabi 2023.

Dywersyfikacja źródeł energii jest fundamentem bezpieczeństwa energetycznego państwa – zmniejsza ryzyko przerw w dostawach oraz amortyzuje wpływ wahań cen paliw na gospodarkę. Odnawialne źródła energii odgrywają coraz większą rolę jako efektywne narzędzie dywersyfikacji miksu energetycznego. Poprzez zastąpienie części paliw kopalnych lokalnymi, niewyczerpywalnymi zasobami, OZE przyczyniają się do ograniczenia zależności od importu surowców energetycznych, a jednocześnie dodają nowe segmenty wytwarzania, uniezależnione od siebie (słońce, wiatr, woda). Rozwój OZE sprzyja rozproszeniu struktury dostaw – zarówno między różne technologie, jak i geograficznie – co zwiększa odporność systemu na pojedyncze czynniki ryzyka. Przykłady państw takich jak Polska, Niemcy czy Brazylia pokazują, że świadoma polityka promująca odnawialne źródła może realnie podnieść poziom bezpieczeństwa energetycznego, czy to poprzez zmniejszenie importu gazu i ropy (jak w UE), czy poprzez utrzymanie wysokiej samowystarczalności dzięki własnym zasobom (jak w Brazylii). Należy przy tym pamiętać, że maksymalne wykorzystanie potencjału OZE dla bezpieczeństwa wymaga komplementarnych działań: rozwoju magazynów energii, inteligentnych sieci oraz mechanizmów zwiększających elastyczność systemu. Tylko w ten sposób można zneutralizować wyzwania związane ze zmiennością niektórych OZE i zapewnić ciągłość zasilania. Jeśli jednak te warunki zostaną spełnione, OZE mogą stać się filarem stabilnego, odpornego i bezpiecznego systemu energetycznego. W dobie globalnej transformacji w kierunku zeroemisyjności nie przypadkiem to właśnie bezpieczeństwo energetyczne jest coraz częściej wymieniane obok klimatu jako główna przesłanka inwestowania w odnawialne źródła. Dywersyfikacja poprzez OZE stanowi strategię win-win: wzmacnia niezależność i odporność państwa, a zarazem wpisuje się w realizację celów zrównoważonego rozwoju. Można więc oczekiwać, że udział OZE w globalnym bilansie energii będzie nadal szybko rósł – nie tylko z potrzeby ochrony klimatu, ale również jako element budowania nowego, wielobiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku.

3.2. Zrównoważony rozwój a transformacja energetyczna

Pojęcie zrównoważonego rozwoju (ang. *sustainable development*) zostało spopularyzowane w 1987 r. w raporcie Komisji Brundtland, gdzie zdefiniowano je jako „rozwój, który zaspokaja potrzeby teraźniejszości, nie pozbawiając

przyszłych pokoleń możliwości zaspokojenia ich własnych potrzeb" [83]. W kontekście energetycznym oznacza to model rozwoju, w którym społeczeństwo może pozyskiwać i użytkować energię w sposób zaspokajający obecne potrzeby cywilizacyjne, bez degradacji środowiska oraz nadmiernej eksploatacji zasobów naturalnych przekraczającej zdolności odtwarzania planety[84]. Zrównoważona energetyka obejmuje zatem nie tylko czystą produkcję energii (głównie z odnawialnych źródeł), ale także efektywne jej wykorzystanie i minimalizację strat w całym cyklu – od wytwarzania, przez dystrybucję, po konsumpcję i utylizację urządzeń. W nurt ten wpisuje się koncepcja gospodarki o obiegu zamkniętym (*circular economy*) w sektorze energii, opisana poprzez zasadę „4R" – *reduce, reuse, recycle, recover* – czyli redukcję zużycia, ponowne użycie, recykling oraz odzysk surowców i energii. Celem jest zapewnienie powszechnego dostępu do nowoczesnej energii przy jednoczesnym ograniczeniu emisji zanieczyszczeń i ochronie ekosystemów, tak aby rozwój ekonomiczny i społeczny mógł przebiegać w długim horyzoncie bez uszczerbku dla środowiska przyrodniczego. Taki kierunek rozwoju stanowi realizację Agendy 2030 ONZ, która obejmuje 17 Celów Zrównoważonego Rozwoju (SDGs). W obszarze energetyki szczególne znaczenie mają: Cel 7 – czysta i dostępna energia, Cel 9 – innowacyjność, przemysł i infrastruktura (obejmujący m.in. modernizację systemów energetycznych), oraz Cel 13 – działania w dziedzinie klimatu[85].

Zależność między zrównoważonym rozwojem a transformacją energetyczną

Współczesna gospodarka oparta na spalaniu paliw kopalnych stoi w sprzeczności z zasadami zrównoważonego rozwoju – prowadzi do wyczerpywania nieodnawialnych zasobów oraz narastania negatywnych skutków środowiskowych, szczególnie zmiany klimatu. Jak podkreślają badania, kryzys klimatyczny stanowi jedno z najpoważniejszych wyzwań dla ludzkości, a jego główną przyczyną jest dotychczasowy niezrównoważony model industrializacji oparty na nadmiernej eksploatacji zasobów naturalnych. W rezultacie przejście od

[83] Raport Światowej Komisji ds. Środowiska i Rozwoju ONZ (Komisja Brundtland),Our Common Future, ONZ 1987.

[84] L.S. Paraschiv, S. Paraschiv S, Contribution of renewable energy (hydro, wind, solar and biomass) to decarbonization and transformation of the electricity generation sector for sustainable development", Energy Reports, 9, 535-544.

[85] Agenda 2030 for Sustainable Development, United Nations, New York 2015.

gospodarki opartej na paliwach kopalnych ku gospodarce niskoemisyjnej staje się nieuniknione – transformacja energetyczna w kierunku odnawialnych źródeł energii (OZE) jest warunkiem koniecznym osiągnięcia zrównoważonego rozwoju[86]. Dekarbonizacja sektora energii – rozumiana jako stopniowe zastępowanie węgla, ropy i gazu ziemnego przez czyste źródła energii oraz poprawa efektywności energetycznej – ma na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, zmniejszenie presji antropogenicznej na klimat i środowisko, a zarazem zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego obecnym i przyszłym pokoleniom. Wdrożenie tych działań jest zgodne z ustaleniami Porozumienia Paryskiego z 2015 r. oraz kolejnymi szczytami klimatycznymi – np. na COP27 w 2022 r. podkreślono, że dla realizacji celu neutralności klimatycznej do 2050 r. globalna transformacja energetyczna musi znacząco przyspieszyć, w tym poprzez mobilizację inwestycji rzędu 4 bln USD rocznie w OZE do roku 2030.

Co istotne, transformacja energetyczna powinna być przeprowadzana w sposób zapewniający równowagę trzech filarów zrównoważonego rozwoju: środowiskowego (redukcja emisji i ochrona przyrody), społecznego (zaspokojenie potrzeb energetycznych społeczeństwa, walka z ubóstwem energetycznym) oraz gospodarczego (wzrost przy równoczesnym uniezależnianiu się od surowców kopalnych). Koncepcja ta zakłada tzw. rozłączenie (*de-coupling*) wzrostu gospodarczego od wzrostu zużycia zasobów i emisji – innymi słowy, gospodarka ma się rozwijać, ale w sposób mniej energo- i emisyjnochłonny. Realizacja tego założenia wymaga zarówno zmian technologicznych, jak i instytucjonalnych (polityki fiskalne, regulacje) sprzyjających czystej energii[87]. W literaturze podkreśla się, że transformacja energetyczna ukierunkowana na zrównoważony rozwój przynosi korzyści wielowymiarowe: poprawia stan środowiska naturalnego (mitygacja zmian klimatu, lepsza jakość powietrza), wzmacnia odporność gospodarek na wstrząsy cenowe na rynkach surowców, a także stymuluje innowacje i tworzy nowe miejsca pracy[88].

---

[86] D.W. Atchike, M. Ahmad, Q. Zha, Multifaceted natural resources and green energy transformation for sustainable industrial development, Geoscience Frontiers, 15(6), 101919.

[87] W. Strielkowski, O. Chygryn, S. Drozd, V. Koibichuk, Sustainable transformation of energy sector: Cluster analysis for the sustainable development strategies of selected European countries, Heliyon, 10(19), e38930.

[88] L.S. Paraschiv, S. Paraschiv S, Contribution of renewable energy (hydro, wind, solar and biomass) to decarbonization and transformation of the electricity generation sector for sustainable development", Energy Reports, 9, 535-544.

Odnawialne źródła energii jako fundament transformacji

OZE stanowią kluczowy filar zrównoważonej transformacji energetycznej. Implementacja odnawialnych źródeł na szeroką skalę umożliwia ograniczenie emisji CO_2 i innych zanieczyszczeń powstających przy spalaniu paliw kopalnych, przyczyniając się do łagodzenia efektu cieplarnianego oraz poprawy jakości środowiska. Na przykład zastąpienie elektrowni węglowych czy gazowych instalacjami fotowoltaicznymi (PV) prowadzi do istotnej redukcji śladu węglowego w sektorze energii – produkcja elektryczności z promieniowania słonecznego nie wiąże się z emisją gazów cieplarnianych podczas eksploatacji. Powszechne wykorzystanie energii słonecznej uznaje się za jedno z najbardziej perspektywicznych rozwiązań dla realizacji zobowiązań klimatycznych wynikających z Porozumienia Paryskiego (utrzymanie wzrostu temperatury poniżej 1,5°C), a tym samym osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju. Również energetyka wiatrowa dostarcza szeregu korzyści środowiskowych – energia z wiatru nie emituje CO_2 w fazie generacji, co czyni ją ważnym narzędziem walki ze zmianą klimatu i zanieczyszczeniem powietrza[89]. Ponadto, rozbudowa źródeł odnawialnych sprzyja dywersyfikacji miksu energetycznego i uniezależnianiu się od importu surowców energetycznych. Kraje rozwijające OZE zmniejszają swoją wrażliwość na wahania cen ropy, węgla czy gazu na rynkach światowych oraz potencjalne napięcia geopolityczne z tym związane. Tym samym zwiększa się ich bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako pewność stabilnych dostaw energii po akceptowalnych cenach. Jak zauważają Strielkowski i in. (2024), rozwój energetyki odnawialnej pozwala krajom ograniczyć wysokie uzależnienie od importu surowców i jednocześnie obniżyć zanieczyszczenie środowiska, wzmacniając krajowe bezpieczeństwo energetyczne[90]. Co więcej, inwestycje w farmy wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne, biogazownie czy elektrownie wodne przekładają się na rozwój lokalnej gospodarki – tworzą nowe miejsca pracy w sektorach *high-tech* (projektowanie, produkcja i serwis urządzeń) oraz w usługach towarzyszących (transport, logistyka, budownictwo).

---

[89] L.S. Paraschiv, S. Paraschiv S, Contribution of renewable energy (hydro, wind, solar and biomass) to decarbonization and transformation of the electricity generation sector for sustainable development", Energy Reports, 9, 535-544.

[90] W. Strielkowski, O. Chygryn, S. Drozd, V. Koibichuk, Sustainable transformation of energy sector: Cluster analysis for the sustainable development strategies of selected European countries, Heliyon, 10(19), e38930.

Dla zobrazowania wielowymiarowego znaczenia OZE w kontekście zrównoważonego rozwoju, w tabeli 2 zestawiono wybrane dane dotyczące udziału czystych źródeł energii oraz emisyjności gospodarki dla przykładowych państw. Kraje te – należące do różnych regionów i grup rozwojowych – obrały odmienne ścieżki transformacji energetycznej, lecz wszystkie starają się łączyć cele klimatyczne z rozwojowymi.

Tabela 2. Wybrane wskaźniki transformacji energetycznej i emisji dla wybranych państw świata (dane 2022 r.)

Państwo/region	Udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej [%]	Emisje CO_2 na mieszkańca [t/os/rok]	Deklarowany cel neutralności klimatycznej
Unia Europejska	45,3%	~5,5	2050
Polska	27%	8,4	2050 (w ramach UE)
Chiny	~30%	8,9	2060
Indie	~20–22%	1,9	2070
Brazylia	85%	2,2	2050

Źródło: opracowanie własne na podstawie: .ec.europa.eu; iea.org; reuters.com; ember-energy.org; worldometers.info; brookings.edu; statista.com; climate-transparency.org; climateactiontracker.org (dostęp: listopad 2024).

Jak wynika z tabeli 2, poszczególne państwa znajdują się na różnych etapach zielonej transformacji. Unia Europejska jako całość osiągnęła już ok. 45% udziału odnawialnych źródeł w produkcji elektryczności (2023) i dąży do co najmniej 42,5% udziału OZE w całkowitym zużyciu energii finalnej do 2030 r., zgodnie z nowelizacją unijnej dyrektywy OZE. UE przyjęła ambitną strategię *European Green Deal*, zakładającą redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. (względem 1990) oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r.. Transformacja energetyczna jest centralnym elementem tej strategii – wymaga znaczącego wzrostu mocy OZE, poprawy efektywności energetycznej i rozwoju zeroemisyjnego transportu. Przykładem wysiłków integrujących cele energetyczne i klimatyczne jest choćby odejście od węgla w miksie elektroenergetycznym wielu krajów UE na rzecz energetyki wiatrowej i słonecznej. Mimo iż poszczególne państwa członkowskie startują z różnych poziomów (np. Polska w 2022 r. wytwarzała tylko ~27% energii elektrycznej z OZE, podczas gdy średnia UE przekraczała 40%), to unijne ramy polityczne wymuszają przyspieszenie transformacji również w tych gospodarkach, które

dotąd opierały się na paliwach kopalnych. Polska jest tu charakterystycznym przykładem – historycznie system energetyczny Polski był silnie uzależniony od węgla, co skutkuje wysokim poziomem emisji CO_2 *per capita* (8–9 ton rocznie, tabela 1). W ostatnich latach jednak Polska dynamicznie rozwija OZE (zwłaszcza fotowoltaikę i energetykę wiatrową) oraz planuje wdrożenie energetyki jądrowej, aby sprostać celom klimatycznym i unijnym wymogom bezpieczeństwa energetycznego. Zgodnie z projektem aktualizacji Polityki Energetycznej Polski i Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu, udział źródeł odnawialnych w krajowej produkcji prądu ma sięgnąć 56% do 2030 r.. Oznacza to ogromną skalę inwestycji – ok. 792 mld zł do 2030 r. – ale rząd podkreśla, że brak transformacji kosztowałby gospodarkę więcej niż jej realizacja. Integracja celów klimatycznych z rozwojowymi przejawia się tu m.in. poprzez założenie, że rozwój zielonej energii pobudzi innowacyjność i stworzy nowe branże przemysłu (np. produkcja komponentów do paneli PV czy turbin wiatrowych), kompensując stopniowy spadek znaczenia sektora górniczego.

Chiny – obecnie największy na świecie konsument energii i emitent CO_2 – również deklarują zamiar połączenia celów rozwojowych z klimatycznymi poprzez głęboką transformację energetyki, choć w odmiennym horyzoncie czasowym. Chiny zobowiązały się na forum ONZ do osiągnięcia szczytu emisji najpóźniej w 2030 r. oraz neutralności klimatycznej około 2060 r.. Mimo wciąż dominującej roli węgla w chińskim miksie energetycznym (ponad 60% generacji prądu), Państwo Środka przoduje jednocześnie w rozwoju OZE – posiada największe na świecie moce zainstalowane energetyki wiatrowej i słonecznej, a udział czystych źródeł (wraz z energetyką wodną) w produkcji energii elektrycznej sięga już ok. 30%. W 2023 r. Chiny zainstalowały rekordowe 125 GW nowych mocy w samych tylko źródłach fotowoltaicznych, co stanowiło połowę globalnych przyrostów w tej technologii [16]. Transformacja energetyczna w Chinach jest mocno zintegrowana z celami gospodarczymi – rozwój krajowego przemysłu OZE i technologii niskoemisyjnych stał się jednym z motorów wzrostu gospodarczego. Szacuje się, że w 2023 r. tzw. czysty sektor energetyczny (obejmujący m.in. OZE, energetykę jądrową, pojazdy elektryczne, magazyny energii i sieci) wygenerował ok. 11,4 bln CNY wartości dodanej (ok. 1,6 bln USD), co stanowiło 9% chińskiego PKB i aż 40% przyrostu PKB w tym roku. Innymi słowy, bez inwestycji w zieloną energię wzrost gospodarczy Chin w 2023 r. byłby znacznie niższy niż odnotowane ~5% rocznie. Chińska strategia integruje więc cele klimatyczne z rozwojowymi poprzez

uczynienie z zielonej transformacji koła zamachowego innowacji i ekspansji przemysłowej kraju. Niemniej, wyzwaniem pozostaje redukcja uzależnienia od węgla – choć w Chinach powstaje najwięcej nowych instalacji OZE, równolegle nadal buduje się tam konwencjonalne bloki energetyczne (np. planuje się do 2030 r. zwiększyć moc elektrowni węglowych o kolejne 80 GW). Przykład Chin pokazuje zatem dwoistość transformacji: z jednej strony bezprecedensowy rozwój czystej energii, z drugiej – trudności z natychmiastowym odejściem od paliw kopalnych w gospodarce wciąż szybko rozwijającej się.

Indie stoją przed odmiennym zestawem wyzwań – jako kraj rozwijający się o ogromnej populacji (ponad 1,4 mld ludzi) muszą godzić potrzebę zapewnienia powszechnego dostępu do energii i rozwoju ekonomicznego z koniecznością ograniczania emisji. Indie historycznie cechują się niskimi emisjami CO_2 *per capita* (niecałe 2 tony rocznie), jednak w skali absolutnej są trzecim największym emitentem (po Chinach i USA) z uwagi na rozmiar gospodarki. Rząd indyjski podkreśla tę dysproporcję (17% ludności świata vs ~5% emisji światowych) jako uzasadnienie bardziej stopniowego podejścia do neutralności klimatycznej. Na szczycie COP26 w Glasgow (2021) premier N. Modi ogłosił, że Indie osiągną neutralność klimatyczną w 2070 r. – czyli dwie dekady później niż wymagałaby tego globalna trajektoria 1,5°C. Jednocześnie jednak zadeklarowano ambitne cele pośrednie: do 2030 r. Indie chcą zwiększyć udział czystych, niekopalnych mocy w swoim miksie energetycznym do 50% oraz zainstalować 500 GW mocy bezemisyjnych. W praktyce oznacza to kontynuację imponującego programu rozbudowy OZE – już w 2022 r. kraj ten osiągnął ok. 165 GW zainstalowanych mocy z OZE (w tym ~63 GW solarnej i ~43 GW wiatrowej), planując niemal potrojenie tej wielkości w ciągu kolejnej dekady. Transformacja energetyczna w Indiach jest ściśle powiązana z celami rozwojowymi takimi jak universalizacja dostępu do energii elektrycznej. W ostatnich latach Indie znacząco poprawiły wskaźniki elektryfikacji wsi i obecnie zasięg sieci elektrycznej obejmuje niemal 100% ludności (w 2000 r. dostęp do prądu miało tylko ~60% mieszkańców). Rozwój rozproszonych źródeł OZE – zwłaszcza fotowoltaiki *off-grid* – odegrał ważną rolę w zapewnieniu dostaw energii do obszarów wiejskich. Mimo to, wyzwania pozostają duże: szybki wzrost zapotrzebowania na energię (ok. +5% rocznie) powoduje, że obok inwestycji w OZE Indie wciąż rozbudowują także tradycyjne moce węglowe (dla stabilizacji dostaw). Analitycy wskazują, że aby osiągnąć cele 2030, kraj ten musiałby podwoić tempo przyrostu mocy OZE – z ~28 GW

rocznie (odnotowanych w 2024 r.) do ok. 50 GW rocznie [8]. Konieczne są również inwestycje w infrastrukturę sieciową i magazynowanie energii, by integrować rosnący udział źródeł niestabilnych (słońce, wiatr). Szacuje się, że osiągnięcie indyjskich celów energetyczno-klimatycznych będzie wymagało nakładów rzędu 2–3% PKB rocznie w nadchodzącej dekadzie, co jednak może przynieść długofalowe korzyści w postaci wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i zmniejszenia kosztów importu paliw kopalnych.

Brazylia wyróżnia się na tle innych dużych gospodarek wyjątkowo czystą strukturą pozyskiwania energii już na obecnym etapie rozwoju. Ponad 80% brazylijskiej energii elektrycznej pochodzi ze źródeł odnawialnych (głównie z hydroelektrowni, ale coraz większy udział mają też wiatr i słońce), a udział OZE w całkowitym zużyciu energii pierwotnej wynosi ok. 42%. Dla porównania, średnia globalna to ok. 15%, a w krajach G20 – kilkanaście do 25%. Brazylia zbudowała swój sektor energetyczny w oparciu o bogate zasoby wodne (wielkie tamy, jak Itaipu) i biopaliwa (etanol z trzciny cukrowej – od lat 70. szeroko stosowany w transporcie). Dzięki temu brazylijska gospodarka należy do najmniej emisyjnych w przeliczeniu na jednostkę PKB spośród dużych krajów, a emisje CO_2 *per capita* (~2,2 t) są znacznie poniżej średniej światowej (tabela 1). Niemniej nawet Brazylia staje w obliczu wyzwań związanych ze zrównoważonym rozwojem: zmiany klimatu powodują większą częstość susz, co zagraża stabilności produkcji energii wodnej (np. kryzys energetyczny 2001 r. wymusił racjonowanie energii z powodu niskich opadów). W odpowiedzi kraj ten intensyfikuje inwestycje w inne OZE – od lat 2010. dynamicznie rozwija się energetyka wiatrowa (dziś ~10% miksu elektrycznego), fotowoltaika oraz nowoczesna biomasa. Równolegle Brazylia promuje poprawę efektywności energetycznej i modernizację sieci. Integracja celów klimatycznych z rozwojowymi przejawia się także w inicjatywach takich jak programy wsparcia energetyki rozproszonej na obszarach ubogich czy rozwój spółdzielni energetycznych w miastach (wspierających lokalne instalacje OZE). Na arenie międzynarodowej Brazylia deklaruje osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz aktywnie angażuje się w globalny dialog o zrównoważonej energii – będzie gospodarzem konferencji COP30 (2025) w Belém, co ma podkreślić znaczenie ochrony Amazonii i czystej energii w globalnych wysiłkach na rzecz realizacji celów zrównoważonego rozwoju.

Cyfrowa transformacja i innowacje technologiczne w energetyce

Istotnym aspektem zrównoważonej transformacji jest komplementarne wykorzystanie postępu technologicznego – szczególnie cyfryzacji – dla usprawnienia funkcjonowania systemów energetycznych. W literaturze przedmiotu akcentuje się, że rozwój technologii informacyjno-komunikacyjnych (ICT), automatyzacji i sztucznej inteligencji może stać się katalizatorem dalszej integracji OZE oraz zwiększenia efektywności energetycznej na wszystkich poziomach[91]. Przykładowo, inteligentne sieci energetyczne (*smart grids*) wykorzystujące zaawansowane systemy pomiarowe i sterowania pozwalają na bieżąco bilansować podaż energii z niestabilnych źródeł (jak wiatr, słońce) z popytem odbiorców, minimalizując ryzyko niedoborów lub przeciążeń. Dzięki analizie dużych zbiorów danych (tzw. *smart metering*, IoT) operatorzy mogą dynamicznie zarządzać obciążeniem sieci, włączać do pracy rozproszone mikrowytwórnie OZE czy sterować magazynami energii w czasie rzeczywistym. Cyfrowe narzędzia zwiększają tym samym elastyczność systemu energetycznego, co jest warunkiem bezpiecznej eksploatacji wysokiego udziału źródeł odnawialnych. Ponadto, technologie cyfrowe sprzyjają poprawie efektywności energetycznej po stronie popytu – inteligentne budynki i urządzenia mogą automatycznie optymalizować zużycie energii, zaś cyfrowe platformy transakcyjne umożliwiają rozwój rynków energii lokalnej i modelu prosumenckiego. Nie bez znaczenia jest również rola cyfryzacji w monitorowaniu i utrzymaniu infrastruktury – zastosowanie algorytmów uczenia maszynowego pozwala przewidywać awarie i lepiej planować konserwację sieci oraz elektrowni, wydłużając ich żywotność (co wpisuje się w zasadę zrównoważonego wykorzystania kapitału infrastrukturalnego).

Warto podkreślić, że Agenda 2030 uwzględnia cyfryzację jako element zrównoważonego rozwoju – Cel 9 SDG („Innowacyjność, przemysł, infrastruktura") obejmuje m.in. promocję zaawansowanych technologii i infrastruktury inteligentnej. Zgodnie z tym celem wiele państw (np. kraje UE) przyjmuje strategie transformacji cyfrowej sektora energetycznego, integrujące polityki klimatyczne z rozwojem gospodarki cyfrowej[92]. Przykładowo, Unia Europej-

[91] W. Strielkowski, O. Chygryn, S. Drozd, V. Koibichuk, Sustainable transformation of energy sector: Cluster analysis for the sustainable development strategies of selected European countries, Heliyon, 10(19), e38930.

[92] Agenda 2030 for Sustainable Development, United Nations, New York 2015.

ska inwestuje w badania nad tzw. Internetem energii (*Energy Internet*) oraz standardami wymiany danych w energetyce, co ma ułatwić wdrażanie innowacji takich jak wirtualne elektrownie, optymalizacja magazynów energii czy handel energią *peer-to-peer*. Innym kierunkiem innowacji sprzyjającym zrównoważonej transformacji jest rozwój technologii magazynowania energii (baterie litowo-jonowe, magazyny wodorowe, ultraszybkie kondensatory itp.), które rozwiązują problem niestabilności OZE i pozwalają gromadzić nadwyżki energii wytwarzanej np. w wietrzne lub słoneczne dni. Uzupełnieniem jest postęp w dziedzinie elektromobilności – upowszechnienie pojazdów elektrycznych, sprzężone z niskoemisyjną produkcją energii, obniża emisyjność transportu, a jednocześnie baterie samochodów EV mogą pełnić rolę rozproszonych magazynów energii (*vehicle-to-grid*). Wreszcie, innowacje organizacyjne i modele gospodarki o obiegu zamkniętym przenikają również do sektora energetycznego: rozwija się recykling podzespołów z instalacji OZE (np. odzysk pierwiastków ziem rzadkich z turbin wiatrowych czy modułów PV) oraz ponowne wykorzystanie baterii z aut elektrycznych do stacjonarnego magazynowania energii. Wszystkie te elementy cyfrowej i technologicznej transformacji wzmacniają synergiczny efekt – czynią system energetyczny bardziej zrównoważonym środowiskowo (mniej strat i emisji), społecznie akceptowalnym (dzięki aktywnemu udziałowi obywateli-prosumentów) oraz ekonomicznie efektywnym (dzięki innowacjom i nowym modelom biznesowym). Co istotne, badacze zwracają uwagę, że cyfryzacja sprzyja również realizacji celów ESG (*Environmental, Social, Governance*) w sektorze prywatnym – przedsiębiorstwa wdrażające transformację cyfrową często równolegle poprawiają swój bilans środowiskowy i społeczny, co przekłada się na ich długofalową efektywność i konkurencyjność. Jest to ważny argument za tym, by politykę cyfryzacji traktować jako integralną część strategii zrównoważonego rozwoju, w tym w obszarze energetyki.

Wpływ transformacji energetycznej na gospodarkę i rynek pracy

Przejście ku zrównoważonej energetyce pociąga za sobą istotne skutki makroekonomiczne i społeczne. Z jednej strony, istnieją obawy o koszty transformacji – wymaga ona znacznych inwestycji kapitałowych w nową infrastrukturę (od farm OZE po sieci i magazyny energii) oraz stopniowego wycofywania wysokoemisyjnych aktywów, co może wiązać się z wygaszaniem niektórych gałęzi przemysłu (np. górnictwa węglowego) i związanymi z tym kosztami

społecznymi. Z drugiej strony jednak, liczne analizy wskazują na przewagę długoterminowych korzyści ekonomicznych transformacji nad kosztami. Inwestycje w zieloną energetykę stają się kołem zamachowym innowacji i wzrostu – generują popyt na nowe technologie, stymulują rozwój przemysłów dostarczających komponenty i usługi dla sektora OZE oraz podnoszą efektywność energetyczną gospodarki, obniżając jej kosztochłonność w przyszłości. W efekcie, transformacja energetyczna może przyczyniać się do wzrostu PKB. Przykład Chin, omówiony wyżej, ilustruje, że sektor czystej energii już teraz stanowi istotny udział w ekonomii kraju i napędza znaczną część wzrostu. Również w krajach UE szacuje się, że realizacja celów klimatycznych stworzy impuls inwestycyjny przekładający się na dodatkowy wzrost gospodarczy – według Komisji Europejskiej inwestycje związane z pakietem *Fit for 55* mogą dodać ok. 1,0–1,5 pkt proc. do rocznego PKB UE w latach 2021–2030. Ponadto, zmniejszenie importu paliw kopalnych dzięki własnym źródłom OZE poprawia bilans handlowy państw i zwiększa suwerenność energetyczną, co ma pośrednio pozytywny wpływ na stabilność gospodarczą (unikanie szoków cenowych).

Jednym z najczęściej podkreślanych benefitów społeczno-gospodarczych zielonej transformacji jest tworzenie miejsc pracy. Rozwój OZE jest bardziej pracochłonny (w przeliczeniu na jednostkę energii) niż tradycyjna energetyka oparta na paliwach kopalnych, zwłaszcza na etapie instalacji i serwisowania rozproszonych mocy. Według najnowszych danych Międzynarodowej Agencji Energetyki Odnawialnej (IRENA), globalne zatrudnienie w sektorze OZE osiągnęło w 2023 r. poziom 16,2 miliona etatów, co oznacza niemal dwukrotny wzrost w ciągu ostatniej dekady[93]. Poniższa tabela 3 przedstawia strukturę tych miejsc pracy z podziałem na wybrane kraje i regiony.

Tabela 3. Zatrudnienie w sektorze odnawialnych źródeł energii na świecie (2023)

Region/kraj	Liczba miejsc pracy w OZE [mln]
Świat (łącznie)	16,2 [20]
Chiny	7,4 [20]
Unia Europejska	1,8 [20]
Brazylia	1,6 [20]
Indie	~1,1 [20]

Źródło: opracowanie własne.

[93] irena.org (dostęp: listopad 2024)

Zaprezentowane dane wskazują, iż transformacja energetyczna już teraz zapewnia znaczący efekt prozatrudnieniowy, zwłaszcza w krajach będących liderami OZE. Chiny skupiają blisko połowę globalnych miejsc pracy w energetyce odnawialnej (ponad 7 mln), co odzwierciedla skalę ich inwestycji i rozwinięty łańcuch dostaw (Chiny dominują w produkcji paneli fotowoltaicznych, komponentów do turbin itp.). Unia Europejska również posiada pokaźny sektor zatrudnienia w OZE (ok. 1,8 mln miejsc pracy) – szczególnie dużo osób pracuje w europejskim przemyśle wiatrowym oraz przy instalacjach i eksploatacji źródeł rozproszonych (w tym w szybko rosnącym segmencie prosumenckim). Brazylia zajmuje trzecie miejsce globalnie (1,6 mln), głównie za sprawą pracochłonnego sektora biopaliw (uprawa surowców i przetwórstwo biomasy). Indie przekroczyły już milion miejsc pracy w OZE, a dalsza realizacja ich planów rozbudowy mocy zapewni kolejne setki tysięcy nowych etatów – co istotne, często w regionach wiejskich i słabiej rozwiniętych, wspierając tym samym zrównoważony rozwój społeczny. Z drugiej strony, transformacja wiąże się z redukcją zatrudnienia w sektorach tradycyjnych (górnictwo, konwencjonalna energetyka). Prognozy wskazują jednak, że bilans netto będzie dodatni – według Międzynarodowej Agencji Energii całkowita liczba miejsc pracy w energetyce (łącznie OZE + sektor konwencjonalny) wzrośnie globalnie o ok. 9 mln do 2030 r., przy czym wzrost w „zielonych" zawodach przewyższy utratę etatów w przemyśle paliw kopalnych. Kluczowe jest zapewnienie *sprawiedliwej transformacji* (*Just Transition*) – czyli programów przekwalifikowania pracowników i rozwoju alternatywnych źródeł utrzymania na obszarach zależnych od sektora paliw kopalnych. W ten sposób realizacja celów klimatycznych może iść w parze z utrzymaniem spójności społecznej i rozwojem inkluzywnym, co stanowi istotę zrównoważonego rozwoju.

Podsumowanie

Zrównoważony rozwój i transformacja energetyczna są ze sobą nierozerwalnie powiązane. Transformacja systemu energetycznego w kierunku odnawialnych, czystych źródeł stanowi warunek utrzymania rozwoju gospodarczego ludzkości w granicach możliwości naszej planety. Odnawialne źródła energii to fundament budowy bezpiecznego klimatycznie i stabilnego zaopatrzeniowo systemu energetycznego przyszłości – systemu, który będzie w stanie sprostać rosnącym potrzebom przy jednoczesnym ograniczeniu negatywnego wpływu na środowisko. Przykłady z różnych państw świata pokazują, że integracja

celów klimatycznych (redukcja emisji, ochrona klimatu) z celami rozwojowymi (wzrost gospodarczy, poprawa jakości życia) jest możliwa, choć wymaga zindywidualizowanego podejścia, odpowiednich polityk i nakładów inwestycyjnych. Agenda ONZ 2030 i porozumienia międzynarodowe nadają kierunek tym działaniom, wyznaczając ambitne, lecz konieczne cele (jak SDG7 – powszechna czysta energia, czy SDG13 – pilne działania dla klimatu). Cyfrowa transformacja i innowacje technologiczne stwarzają dodatkowe narzędzia przyspieszające i ułatwiające tę przemianę. W dłuższym horyzoncie zrównoważona transformacja energetyczna przynosi wielostronne korzyści – od zahamowania degradacji klimatu, przez nowe impulsy rozwojowe dla gospodarki (zielone sektory wzrostu), po poprawę jakości życia obecnych i przyszłych pokoleń. Można zatem stwierdzić, że bez zrównoważonej transformacji energetycznej nie da się osiągnąć zrównoważonego rozwoju, a zarazem – transformacja ta ma sens tylko wtedy, gdy realizuje założenia zrównoważonego rozwoju. Innymi słowy, bezpieczna energetycznie i klimatycznie przyszłość stanowi wspólny mianownik wysiłków na rzecz zrównoważonego rozwoju w skali globalnej.

3.3. Bariery i wyzwania związane z rozwojem OZE

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) jest kluczowy dla osiągnięcia celów klimatycznych i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego zarówno w Unii Europejskiej, jak i w Polsce. UE jako całość zrealizowała już cele na 2020 r., osiągając 22% udziału OZE w końcowym zużyciu energii (o 2 pkt proc. powyżej celu)[94]. W kolejnej dekadzie ambicje znacznie wzrosły – zgodnie ze zrewidowaną unijną dyrektywą OZE ustalono wiążący cel co najmniej 42,5% OZE do 2030 r. (z aspiracją do 45%)[95]. Realizacja tak wysokiego udziału wymaga ponad dwukrotnego przyspieszenia tempa wdrażania OZE względem minionej dekady oraz głębokiej transformacji systemu energetycznego. Polska, wychodząc z poziomu znacznie niższego niż średnia UE, również podjęła zobowiązania – jej cel na 2020 r. wynosił 15%. Mimo początkowych trudności, cel ten udało się formalnie osiągnąć m.in. dzięki rewizji danych dot.

[94] Eurostat. EU overachieves 2020 renewable energy target. Eurostat News, 2022.

[95] Europejska Agencja Środowiska (EEA). Share of energy consumption from renewable sources in Europe. EEA, 2024.

biomasy stałej, która podniosła raportowany udział OZE o ponad 3 pkt proc.[96]. Niemniej jednak, dalsze zwiększanie udziału energii ze źródeł odnawialnych napotyka na szereg barier i wyzwań. W literaturze oraz dokumentach strategicznych bariery te klasyfikuje się najczęściej jako technologiczne, ekonomiczne, społeczne oraz instytucjonalno-polityczne[97]. Poniżej omówiono każdą z tych kategorii w kontekście UE i Polski, ilustrując je przykładami wdrożeń, polityk, strategii oraz danymi statystycznymi. Tabela 4 przedstawia syntetyczną klasyfikację głównych barier wraz z ich charakterystyką.

Tabela 4. Kategorie barier w rozwoju OZE wraz z przykładami

Kategoria barier	Opis i przykłady
Technologiczne / infrastrukturalne	• Niestabilność dostaw z OZE (przerywalność wiatru, słońca) – konieczność magazynowania energii i bilansowania systemu. • Niedostosowana infrastruktura sieciowa – ograniczona przepustowość sieci, długi czas przyłączenia nowych źródeł, przeciążenia w szczytach produkcji. • Uzależnienie od importu technologii – koncentracja produkcji paneli PV i komponentów poza Europą (np. ok. 80% światowej produkcji PV w Chinach)[98]. • Niedojrzałość niektórych technologii – ograniczenia magazynowania długoterminowego, wczesny etap rozwoju zielonego wodoru, potrzeba ulepszania sieci smart grid.
Ekonomiczne / finansowe	• Wysokie nakłady początkowe – duże koszty inwestycyjne farm wiatrowych, fotowoltaicznych, biogazowni (np. biogaz wymaga znacznego kapitału początkowego)[99]. • Trudności w finansowaniu – ryzyka inwestycyjne, koszt kapitału, konieczność mechanizmów wsparcia (aukcje, taryfy gwarantowane, ulgi podatkowe). • Subsydiowanie paliw kopalnych i brak pełnej wyceny kosztów zewnętrznych – historyczna przewaga konkurencyjna węgla i gazu. • Niestabilność polityki finansowej – zmiany systemów wsparcia wpływające na opłacalność inwestycji (np. zmiana systemu rozliczeń prosumentów w Polsce w 2022 r.).

[96] Eurostat. EU overachieves 2020 renewable energy target, sekcja Poland: ...share increased by more than 3 p.p.. Eurostat News, 2022.

[97] B. Gajdzik, et al., Barriers to Renewable Energy Source (RES) Installations as Determinants of Energy Consumption in EU Countries. Energies, 16(21), 7364.

[98] SolarPower Europe. #MakeSolarEU – Why does European solar manufacturing matter?. SolarPowerEurope.org, 2023.

[99] S. Michalik, Green Energy in Poland: Challenges and Opportunities – Interview. Blue Europe, 2024.

Kategoria barier	Opis i przykłady
Społeczne / społeczno-kulturowe	• NIMBY („nie na moim podwórku") – lokalne protesty przeciw farmom wiatrowym lub PV z obawy o krajobraz, hałas, spadek wartości nieruchomości. • Przywiązanie do tradycyjnych sektorów – opór społeczności górniczych przed likwidacją kopalń (np. region Śląska w Polsce, gdzie ok. 7000 osób na 100 tys. pracujących jest zatrudnionych w górnictwie) [100]. • Niski poziom zaufania i kapitału społecznego – utrudnia powstawanie spółdzielni energetycznych i projektów obywatelskich (np. niechęć rolników do kooperatyw energetycznych). • Brak świadomości lub dezinformacja – część społeczeństwa nie zna korzyści OZE lub ulega mitom (dot. np. rzekomej szkodliwości turbin wiatrowych).
Instytucjonalne / polityczne	• Złożone i długotrwałe procedury administracyjne – ponad 80% planowanej mocy wiatrowej w UE utknęło na etapie pozwoleń; wydanie zgód środowiskowych i budowlanych może trwać 7–9 lat. • Ograniczenia prawne – restrykcyjne przepisy lokalizacyjne (np. polska reguła „10H" od 2016 r. praktycznie zablokowała nowe farmy wiatrowe, złożone procedury planistyczne[101]. • Opóźnienia we wdrażaniu regulacji – zwłoka w wydawaniu aktów wykonawczych i dostosowaniu prawa (np. w Polsce długo brakowało nowelizacji ustawy odległościowej, co wstrzymywało inwestycje). • Niedostosowanie mechanizmów wsparcia – systemy aukcyjne/taryfy nie zawsze uwzględniają specyfikę różnych technologii i skali projektów; utrudnia to rozwój niektórych sektorów (np. energetyki obywatelskiej).

Źródło: opracowanie własne.

Bariery technologiczne i infrastrukturalne

Do barier technologicznych zalicza się ograniczenia związane z samą technologią OZE oraz infrastrukturą energetyczną niezbędną do ich integracji. Niestabilność i przerywalność dostaw energii z OZE (uwarunkowana zmiennością warunków pogodowych) stanowi podstawowe wyzwanie techniczne – w systemie elektroenergetycznym konieczne jest zapewnienie równowagi

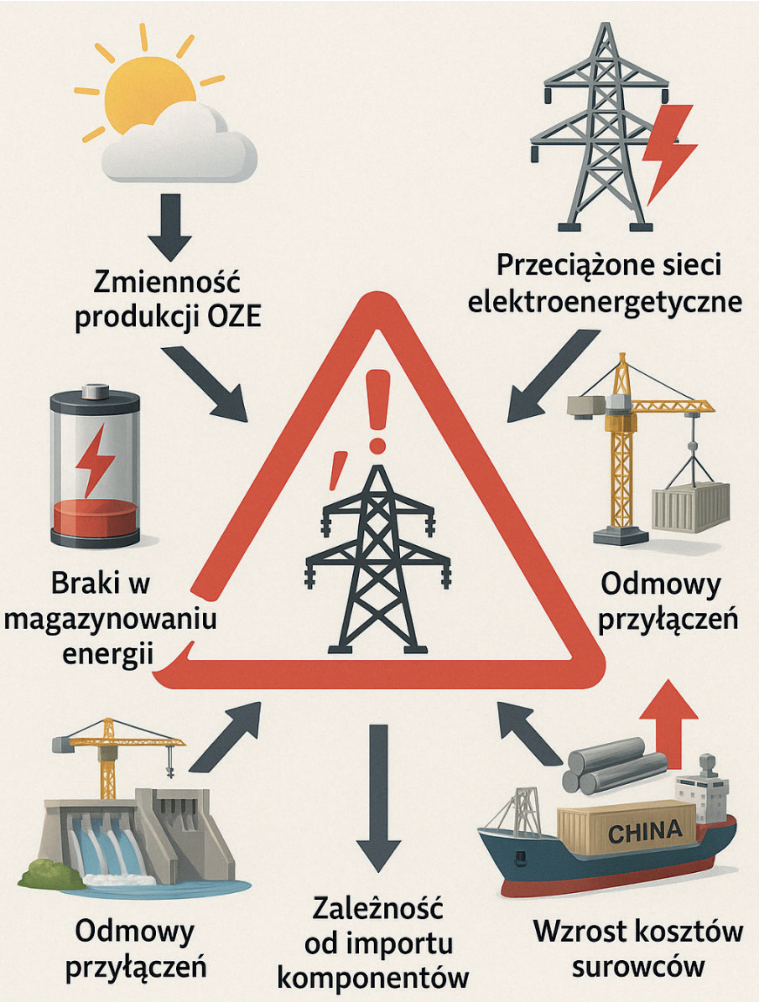
[100] S. Mrozowska, J. Wendt, K. Tomaszewski, The Challenges of Poland's Energy Transition. Energies, 14(23), 8165.

[101] U.S. Commercial Service. Poland Onshore wind energy 10H distance rule liberalized. Trade.gov – Market Intelligence, 2023.

podaży i popytu nawet w okresach braku wiatru czy słońca. Wymaga to rozwoju magazynowania energii (np. bateryjnych, elektrowni szczytowo-pompowych) oraz inteligentnych sieci umożliwiających elastyczne zarządzanie popytem i podażą. Obecny poziom rozwoju technologii magazynowania wciąż nie pozwala na długotrwałe gromadzenie dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych, co ogranicza ich pełne wykorzystanie. Istotnym wyzwaniem jest także modernizacja i rozbudowa sieci elektroenergetycznych – wiele krajów UE, w tym Polska, boryka się z niedostatkiem infrastruktury zdolnej przyjąć szybko rosnące moce OZE (rysunek 2). W Polsce stopień przygotowania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej do przyłączania nowych źródeł odnawialnych jest niewystarczający, co uwidacznia się m.in. w przeciążeniach oraz odmowach wydawania warunków przyłączenia dla planowanych farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Szacuje się, że ograniczenia sieciowe blokują przyłączenie wielu gigawatów mocy, głównie ze źródeł odnawialnych[102].

W efekcie nawet gotowe projekty OZE nie mogą zostać zrealizowane z powodu braku dostępnej przepustowości sieci – stanowi to istotną barierę infrastrukturalną, która pośrednio wpływa na bezpieczeństwo energetyczne (niezrealizowane moce OZE muszą być zastępowane innymi, często importowanymi źródłami energii). W odpowiedzi na te wyzwania podejmowane są inicjatywy inwestycyjne i planistyczne. Przykładowo Polska planuje przeznaczyć ok. 65 mld zł do 2030 r. na rozbudowę i modernizację sieci przesyłowej, obejmującą budowę 30 nowych stacji oraz ponad 5 tys. km nowych linii wysokiego napięcia [6]. Działania te, ujęte m.in. w aktualizowanym Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu oraz Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040), mają na celu usunięcie wąskich gardeł infrastrukturalnych. Jednocześnie rozwijane są projekty magazynów energii – od bateryjnych systemów na poziomie sieci (dla bilansowania obciążenia) po magazyny domowe integrowane z prosumenckimi instalacjami PV – oraz inwestycje w elastyczne źródła rezerwowe (np. nowoczesne jednostki gazowe i planowane elektrownie wodorowe), które mogą stabilizować system w okresach niskiej generacji OZE. Mimo postępu technologicznego, wyścig między rozwojem mocy OZE a dostosowaniem infrastruktury sieciowej pozostaje wyzwaniem.

[102] S. Michalik, Green Energy in Poland: Challenges and Opportunities – Interview. Blue Europe, 2024.



Rysunek 2. Ograniczenia istniejącej infrastruktury energetycznej w Polsce

Źródło: opracowanie własne.

Innym aspektem barier technologicznych jest uzależnienie łańcuchów dostaw oraz ograniczenia przemysłowe. Unia Europejska dąży do budowy własnego potencjału produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej (czemu służyć ma m.in. Net-Zero Industry Act oraz alianse sektorowe), jednak obecnie jest silnie zależna od importu komponentów i technologii. Globalne łańcuchy dostaw paneli fotowoltaicznych są zdominowane przez Chiny – ok. 80% światowej

produkcji i materiałów do PV pochodzi z Chin[103]. Również w sektorze wiatrowym europejskie firmy konkurują z azjatyckimi dostawcami komponentów (np. magnesów trwałych z metali ziem rzadkich do turbin). Taka koncentracja podaży stwarza ryzyka przerw w dostawach i wahań cen niezależnych od europejskiego popytu. Przykładowo, w latach 2021–2022 globalne ceny surowców (stal, krzem, transport) znacząco wzrosły, co przejściowo zahamowało trend spadkowy kosztów technologii OZE. Mimo że koszt wytwarzania energii z OZE spadł dramatycznie w ostatniej dekadzie (np. o ~85% dla dużych farm fotowoltaicznych w latach 2010–2020), to recentralizacja łańcuchów dostaw i rosnące koszty materiałów w krótkim okresie odsłoniły podatność sektora na czynniki zewnętrzne.

Bariery ekonomiczne i finansowe

Jeszcze dekadę temu wysoki koszt jednostkowy wytwarzania energii z OZE stanowił główną barierę ekonomiczną – technologie te wymagały znaczących dotacji, by konkurować z paliwami kopalnymi. Obecnie sytuacja uległa zasadniczej zmianie: dzięki postępowi technologicznemu i efektowi skali koszty spadły gwałtownie (jak wspomniano, np. energia słoneczna potaniała o ~85% w ciągu 10 lat), czyniąc z OZE najtańsze nowe źródło energii w wielu regionach świata[104]. Mimo to, wysokie nakłady inwestycyjne pozostają istotnym wyzwaniem – budowa farmy wiatrowej czy słonecznej wymaga dużego kapitału początkowego. Choć nakłady na jednostkę mocy maleją, to aby osiągnąć duży przyrost mocy OZE, potrzebne są miliardowe inwestycje. W krajach o ograniczonym dostępie do kapitału lub wyższym koszcie finansowania stanowi to barierę. W Polsce problemem bywa zdolność finansowa mniejszych inwestorów – przykładowo biogazownie rolnicze wymagają dużych inwestycji początkowych, co hamuje ich rozwój[105].

Dostęp do finansowania projektów OZE zależy od oceny ryzyka oraz stabilności otoczenia regulacyjnego. Inwestorzy oczekują przewidywalnych przychodów – stąd w wielu krajach UE wprowadzono mechanizmy wsparcia, takie jak

[103] SolarPower Europe. #MakeSolarEU – Why does European solar manufacturing matter? SolarPowerEurope.org, 2023.

[104] V. Masterson, Renewables were the world's cheapest source of energy in 2020, new report shows. World Economic Forum, 2021.

[105] S. Michalik, Green Energy in Poland: Challenges and Opportunities – Interview. Blue Europe, 2024.

taryfy gwarantowane (Feed-in Tariffs), system zielonych certyfikatów czy aukcje energii z OZE zapewniające stałą cenę (Contract for Difference). Brak lub nieadekwatność takich mechanizmów w danym okresie hamowała inwestycje. Przykładowo, w Polsce po wygaśnięciu systemu zielonych certyfikatów nastąpił zastój, dopiero wprowadzenie aukcji OZE ożywiło rynek. Niestabilność lub zmiany systemu wsparcia również działają zniechęcająco – inwestorzy obawiają się ryzyka regulacyjnego. Dobrym tego przykładem jest zmiana modelu rozliczeń prosumentów w Polsce: do marca 2022 r. obowiązywał korzystny system opustów (net-metering), który pobudzał dynamiczny wzrost mikroinstalacji PV; od kwietnia 2022 nowych prosumentów objął system net-billing (sprzedaż nadwyżek po cenach rynkowych). Ta zmiana początkowo spowodowała załamanie tempa przyrostu nowych instalacji – w I kwartale 2022 r. tuż przed zmianą podłączono rekordowe ~1,3 GW mikroinstalacji (ok. 1700 instalacji dziennie), natomiast w III kwartale 2022 r. już po wprowadzeniu net-billingu przyrost mocy spadł do 375 MW (ok. 400 instalacji dziennie)[106]. Według ekspertów nowy system spowolnił rozwój fotowoltaiki prosumenckiej przejściowo, głównie z powodu konieczności dostosowania się prosumentów, instalatorów i banków do innych zasad rozliczeń. W dłuższej perspektywie net-billing może przynieść pozytywne efekty (np. lepsze dostosowanie wielkości instalacji do zużycia, większą autokonsumpcję i inwestycje w magazyny), jednak krótkoterminowo niepewność regulacyjna zahamowała inwestycje. Przykład ten pokazuje, jak ważna jest ciągłość i przewidywalność polityki finansowej – gwałtowne zmiany mogą prowadzić do wahań na rynku OZE, nawet jeśli docelowo są korzystne. Podobne zjawiska obserwowano w innych krajach UE (np. Hiszpania w 2013 r. wprowadziła retroaktywne cięcia wsparcia dla PV, co załamało inwestycje na kilka lat).

Kolejnym wyzwaniem ekonomicznym jest konkurencja z konwencjonalnymi źródłami, które w niektórych krajach nadal korzystają z subsydiów lub nie ponoszą pełnych kosztów zewnętrznych (np. kosztów emisji CO_2 czy zanieczyszczeń powietrza). W UE mechanizmem wyrównującym szanse jest system EU ETS (handel uprawnieniami do emisji) – rosnąca cena CO_2 zwiększa opłacalność OZE, ale jednocześnie przekłada się na wyższe ceny energii dla konsumentów, co politycznie bywa wykorzystywane do krytyki OZE. Koszty integracji OZE (rozbudowy sieci, bilansowania) również wymagają nakładów,

[106] M. Maisch, One year of net billing in Poland. PV Magazine International, 2023.

które finalnie pokrywane są przez użytkowników systemu – jeżeli nie są one właściwie uwzględniane w modelu biznesowym, mogą hamować inwestycje (np. opłaty przyłączeniowe mogą zniechęcać do budowy źródeł w miejscach z niedostatkiem infrastruktury)[107]. Z ekonomicznego punktu widzenia kluczowe jest więc stworzenie takiego otoczenia rynkowego, w którym inwestycje w OZE będą atrakcyjne finansowo przy akceptowalnym poziomie ryzyka. Wymaga to stabilnych regulacji, odpowiednich mechanizmów wsparcia oraz dostępu do kapitału (np. poprzez fundusze UE, jak Fundusz Modernizacyjny czy środki z KPO, które zasilają projekty OZE w Polsce).

Bariery społeczne i kulturowe

Transformacja energetyczna niesie ze sobą istotne skutki społeczne – zarówno pozytywne (nowe miejsca pracy w sektorach zielonej gospodarki, poprawa jakości powietrza), jak i negatywne (utratę zatrudnienia w sektorach schyłkowych, zmianę krajobrazu, konieczność zmiany nawyków). Akceptacja społeczna jest zatem krytycznym czynnikiem umożliwiającym rozwój OZE. Jedną z najczęstszych barier społecznych jest zjawisko NIMBY („not in my backyard") – mieszkańcy popierają OZE jako ideę, ale sprzeciwiają się lokalizacji konkretnych instalacji w pobliżu ich domów. Dotyczy to zwłaszcza farm wiatrowych, którym zarzuca się wpływ na krajobraz, hałas infradźwiękowy czy rzekomy negatywny wpływ na zdrowie. Choć badania naukowe nie potwierdzają szkodliwości turbin wiatrowych w odległościach przewidzianych przepisami, obawy społeczne często prowadzą do protestów i opóźnień inwestycji. Przykładowo w Danii, kraju przodującym w energetyce wiatrowej, około 20% obywateli deklaruje sprzeciw wobec budowy turbiny w pobliżu ich miejsca zamieszkania[108]. W Polsce problem NIMBY stał się na tyle poważny, że w 2016 r. wprowadzono ustawę odległościową (tzw. regułę 10H) narzucającą ekstremalnie duży dystans minimalny między turbiną a zabudową, co de facto zablokowało większość nowych projektów wiatrowych (patrz sekcja bariery instytucjonalne). Również farmy fotowoltaiczne spotykają się czasem z oporem społeczności lokalnych (np. z obawy przed zaborem gruntów rolnych czy zmianą estetyki okolicy), choć na ogół akceptacja dla PV jest wyższa niż dla wiatraków.

[107] U.S. Commercial Service. Poland Onshore wind... 10H rule liberalized. Trade.gov, 2023.

[108] Greendealflow. Overcoming NIMBY – public opposition survey in Denmark. Greendealflow.com, 2022.

Innym wyzwaniem społecznym jest konieczność zapewnienia sprawiedliwej transformacji regionom i grupom zawodowym tracącym na odchodzeniu od paliw kopalnych. W Polsce najbardziej dotknięty jest region Górnego Śląska i Zagłębia, gdzie przez dekady tożsamość społeczna i zatrudnienie opierały się na górnictwie węgla. Na Śląsku około 7000 osób na 100 tys. pracujących związanych jest z branżą wydobywczą – szybkie zamknięcie kopalń bez zapewnienia alternatywnej pracy grozi wysokim bezrobociem i kryzysem społecznym. Istnieje również „niepokój o przyszłość" i utratę tożsamości w społecznościach górniczych – transformacja energetyczna bywa postrzegana jako zagrożenie dla ich kultury i bytu[109,110]. Dlatego tak ważne jest wypracowanie kontraktu społecznego dla transformacji – programów osłonowych, szkoleń i inwestycji tworzących nowe miejsca pracy w czystej energetyce i innych sektorach gospodarki. Unia Europejska uruchomiła m.in. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji, który wspiera regiony węglowe (Polska jest największym beneficjentem), jednak tempo i zakres działań muszą odpowiadać skali wyzwania. Wyzwania, jakim musi sprostać transformacja oparta o nowoczesne technologie, zostały schematycznie ujęte na rysunku 3.

Wreszcie, specyficzną barierą społeczną w Polsce jest stosunkowo niski poziom zaufania społecznego i kultura indywidualizmu utrudniająca współpracę na poziomie lokalnym. Przykładem są spółdzielnie energetyczne i klastery energii – koncepcje, w których społeczność wspólnie inwestuje w OZE i dzieli się korzyściami. W krajach zachodnich (np. Niemcy, Dania) model ten znacznie przyspieszył rozwój OZE, angażując obywateli jako udziałowców farm wiatrowych czy biogazowni. W Polsce rozwój energetyki obywatelskiej przebiega wolniej – istnieje niewielka liczba spółdzielni energetycznych, a wiele prób napotyka na bariery mentalne i prawne. Jak zauważają socjologowie, polscy rolnicy i mieszkańcy wsi często preferują indywidualne działania zamiast form spółdzielczych, co wiąże się z deficytem zaufania i doświadczenia współpracy[111]. Zmiana tego stanu wymaga edukacji, budowania kultury kooperacji oraz uproszczenia procedur tworzenia takich podmiotów. Pozytywne jest

[109] S. Mrozowska, J. Wendt, K. Tomaszewski, The Challenges of Poland's Energy Transition. Energies, 14(23), 8165.

[110] B. Gajdzik, et al., Barriers to Renewable Energy Source (RES) Installations as Determinants of Energy Consumption in EU Countries. Energies, 16(21), 7364.

[111] S. Michalik, Green Energy in Poland: Challenges and Opportunities – Interview. Blue Europe, 2024.

jednak rosnące zainteresowanie prosumencją – ponad 1,2 mln prosumentów w Polsce do 2022 r. – co pokazuje, że społeczeństwo jest gotowe inwestować we własne źródła energii, jeśli warunki są sprzyjające.



Rysunek 3. Wyzwania transformacji opartej o nowoczesne technologie

Źródło: opracowanie własne.

Bariery instytucjonalne i polityczne

Czynniki instytucjonalne i polityczne w istotny sposób determinują tempo rozwoju OZE. W Unii Europejskiej ramy prawne sprzyjające OZE ewoluują od lat – począwszy od pakietu klimatyczno-energetycznego 2020, poprzez strategię Europejskiego Zielonego Ładu (European Green Deal) i pakiet Fit for 55, aż po najnowszy plan REPowerEU przyspieszający uniezależnienie się

od importu paliw kopalnych (szczególnie w kontekście kryzysu energetycznego wywołanego agresją Rosji na Ukrainę w 2022 r.). Mimo tych sprzyjających strategii, na poziomie poszczególnych państw członkowskich występują znaczne różnice w procedurach administracyjnych, przepisach i praktykach, co przekłada się na bariery inwestycyjne.

Podstawową barierą instytucjonalną są czasochłonne i złożone procedury uzyskiwania pozwoleń na budowę instalacji OZE. Analizy wskazują, że w Europie aż 80–90% planowanej mocy z wiatru i słońca jest opóźnione z powodu przedłużających się procesów administracyjnych[112]. Średni czas potrzebny na uzyskanie wszystkich zgód (środowiskowych, budowlanych, przyłączeniowych) dla farmy wiatrowej często przekracza 5 lat, a zdarzają się projekty procedowane ponad 10 lat. Tak długie okresy niepewności prawnej podnoszą koszty inwestycji (szacunkowo opóźnienia mogą zwiększać całkowity koszt projektu o 10–35% przez zamrożony kapitał, zmiany cen komponentów itp.) i zniechęcają inwestorów. Przyczynami są m.in. skomplikowane przepisy (wielostopniowe oceny oddziaływania na środowisko, odwołania, niejednoznaczność prawa), niedobory kadrowe w urzędach wydających decyzje oraz niespójność regulacji między poziomem unijnym a krajowym. W UE dostrzeżono ten problem – w 2022 r. przyjęto nadzwyczajne rozporządzenie skracające tymczasowo niektóre procedury (np. uznano OZE za inwestycje leżące w interesie publicznym nadrzędnym, skracając terminy decyzji), a trwają prace nad trwałym usprawnieniem procesów pozwoleniowych (proponowana nowelizacja dyrektywy RED i aktów towarzyszących).

Restrykcje prawne i planistyczne mogą stanowić kolejną barierę. Wspomniana wcześniej polska ustawa odległościowa z 2016 r. (tzw. reguła 10H) jest tego jaskrawym przykładem – wymóg, by odległość turbiny wiatrowej od budynków mieszkalnych wynosiła co najmniej dziesięciokrotność jej wysokości, wykluczył ponad 99% powierzchni kraju z potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych[113]. W efekcie rozwój energetyki wiatrowej na lądzie w Polsce niemal zamarł po 2016 r.. Dopiero w obliczu pilnej potrzeby zwiększenia mocy wytwórczych (kryzys energetyczny 2021–2022) zdecydowano się

[112] M. Piotrowski, M. Gislén, How permitting processes are hampering Europe's energy transition. World Economic Forum, 2024.

[113] U.S. Commercial Service. Poland Onshore wind energy 10H distance rule liberalized. Trade.gov – Market Intelligence, 2023

zliberalizować te przepisy. W 2023 r. uchwalono nowelizację ustawy – minimalną odległość zmniejszono do 700 m. Choć to krok w dobrym kierunku, nadal jest to odległość większa niż w wielu krajach UE (często 500 m). Szacunki pokazują, że zmiana 10H na 700 m zwiększy dostępny obszar pod wiatraki jedynie do ok. 5% terytorium Polski (z zaledwie 0,3% dostępnego uprzednio), podczas gdy przy 500 m byłoby to ponad 7%. Utrzymanie większego dystansu potencjalnie ogranicza o ok. 6 GW możliwą zainstalowaną moc wiatrową do 2030 r. w porównaniu do wariantu 500 m. Ta sytuacja obrazuje, jak istotny wpływ na rozwój OZE mają decyzje polityczne balansujące między interesem inwestorów a obawami społecznymi.

W wielu przypadkach barierą jest także niespójność i opóźnienia we wdrażaniu polityk. Przykładowo, w Polsce z opóźnieniem implementowano niektóre ułatwienia przewidziane przez unijne regulacje (jak system one-stop-shop dla inwestorów OZE czy ułatwienia dla energetyki rozproszonej). Wskazuje się na opóźnienia w wydawaniu aktów wykonawczych do ustaw OZE, co powoduje luki prawne i niejednolitą interpretację przepisów. Dla ilustracji: ustawa o promowaniu spółdzielni energetycznych istniała, ale brakowało długo rozporządzeń wykonawczych, przez co pierwsze spółdzielnie powstawały bardzo wolno. Innym przykładem jest wspomniany brak nowelizacji ustawy 10H przez wiele lat mimo zapowiedzi – polityczna zwłoka w usunięciu oczywistej bariery przełożyła się na stracony czas dla inwestycji wiatrowych. Podobnie, mechanizmy wsparcia nie zawsze były dostosowane do zmieniających się realiów rynkowych – np. aukcje OZE w Polsce początkowo nie wygospodarowały osobnych koszyków dla biogazu czy geotermii, co skutkowało ich marginalizacją[114]. Tego typu niedopasowanie regulacji sprawia, że pewne technologie lub segmenty (np. małe instalacje, energetyka obywatelska) rozwijają się wolniej niż wynikałoby to z ich potencjału.

Należy też zauważyć wpływ polityki i sytuacji makroekonomicznej na tempo transformacji. Wahania priorytetów rządów, zmiany legislacyjne po wyborach czy siła lobby tradycyjnej energetyki mogą sprzyjać lub hamować OZE. Przez lata w Polsce dominacja dużych państwowych koncernów energetycznych (opartych na węglu) przekładała się na ostrożne podejście do OZE, a inicjatywy oddolne napotykały bariery. Obecnie kierunek polityki się zmienia, m.in.

[114] S. Michalik, *Green Energy in Poland: Challenges and Opportunities – Interview.* Blue Europe, 2024.

za sprawą wymogów unijnych i presji społecznej, jednak inercja instytucjonalna jest odczuwalna – transformacja wymaga przebudowy wielu procedur, kompetencji urzędów i modeli regulacyjnych. Część barier instytucjonalnych ma charakter strukturalny (np. wieloszczeblowy proces decyzyjny w planowaniu przestrzennym, gdzie inwestycja OZE wymaga zgód na poziomie gminy, regionu i państwa). Dodatkowo, brak jednoznacznych, długoterminowych sygnałów politycznych (np. co do kierunku polityki energetycznej po 2030 r.) może powstrzymywać inwestorów przed projektami o dłuższym horyzoncie zwrotu, takimi jak morskie farmy wiatrowe czy duże instalacje magazynowe.

Podsumowanie

Pokonanie powyższych barier jest warunkiem dynamicznego rozwoju OZE i pełnego wykorzystania ich potencjału dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Zarówno UE, jak i Polska podejmują działania, by bariery te redukować – od inicjatyw technologicznych (badania nad magazynowaniem, inteligentne sieci), poprzez mechanizmy finansowe (fundusze, gwarancje, reformy rynku energii), kampanie społeczne (edukacja, dialog z lokalnymi społecznościami), aż po reformy prawa (usprawnianie procedur, stabilne ramy regulacyjne). Tempo transformacji będzie zależeć od skuteczności tych działań. Przykłady omawiane w niniejszym podrozdziale pokazują, że istnieją już sprawdzone rozwiązania: skracanie i upraszczanie procedur administracyjnych przyniosło efekty w niektórych krajach (np. w Danii scentralizowany proces wydawania pozwoleń znacznie przyspieszył budowę wiatraków), odpowiednie systemy wsparcia finansowego potrafią pobudzić segmenty wcześniej niedoinwestowane (jak program „Mój Prąd" w Polsce dla prosumentów), a zaangażowanie lokalnych społeczności zwiększa akceptację (np. model udziału obywateli w inwestycjach OZE w Niemczech)[115]. W nadchodzących latach kluczowe będzie przenoszenie tych dobrych praktyk na szerszą skalę. Tylko wówczas OZE odegrają pełną rolę w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego – zapewniając czystą, dostępną lokalnie i stabilną energię dla gospodarki i obywateli.

[115] Greendealflow. *Overcoming NIMBY – public opposition survey in Denmark*. Greendealflow.com. 2022.

3.4. Polityka energetyczna UE i jej wpływ na rozwój OZE w Polsce

Polityka energetyczna Unii Europejskiej od początku XXI wieku koncentruje się na zrównoważonym rozwoju, ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększaniu udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w miksie energetycznym. UE wyznaczyła wiążące cele klimatyczno-energetyczne – w pakiecie „20-20-20" ustalono m.in. cel 20% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto do 2020 r. (rozłożony na indywidualne cele krajów członkowskich)[116,117]. Ten cel został na poziomie unijnym przekroczony – w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w UE wyniósł 22,1% (przy celu 20%)[118]. Dla perspektywy 2030 r. Unia pierwotnie wyznaczyła cel 32% (Dyrektywa 2018/2001/UE), lecz w ramach inicjatywy Fit for 55 zaproponowano jego podniesienie do 40%, a plan REPowerEU w 2022 r. zwiększył ambicję do 45% udziału OZE[119]. Ostatecznie w 2023 r. zrewidowana dyrektywa (RED III) ustanowiła wiążący cel co najmniej 42,5% OZE do 2030 (z aspiracją 45%)[120].

Realizacja unijnej polityki energetyczno-klimatycznej wymaga wysiłku wszystkich państw członkowskich, w tym Polski. Polski cel OZE na 2020 r. wynosił 15% końcowego zużycia energii brutto – był niższy od średniej UE ze względu na niższy wyjściowy udział OZE (ok. 7% w 2004 r.) i uwzględnienie krajowych uwarunkowań. W kolejnych latach udział OZE w Polsce stopniowo rósł (choć z okresami stagnacji), by osiągnąć wymagany poziom dopiero w efekcie jednorazowych korekt statystycznych (tabela 5). W 2019 r. udział ten wynosił ok. 11,5%, co wskazywało na znaczący dystans do celu[121]. Jednak dzięki zmianie metodologii liczenia przez GUS – głównie uwzględnieniu większego zużycia biomasy drzewnej w gospodarstwach domowych – oraz spadkowi zapotrzebowania na energię w czasie pandemii, Polska ostatecznie zrealizowała cel 15% OZE na rok 2020, osiągając 16,1% [122]. Pozwoliło to uniknąć konieczności zakupu tzw. transferów statystycznych od innych

[116] Gramwzielone.pl, Informacja nt. pakietu „20-20-20" i celu OZE. 2020.
[117] Gramwzielone.pl, Dane dotyczące rozłożenia celów OZE w państwach UE. 2023.
[118] Gramwzielone.pl, Polska w ogonie UE w wykorzystaniu energii z OZE. 2023.
[119] ec.europa.eu, Informacje nt. Fit for 55 oraz planu REPowerEU. 2023.
[120] Prawo.pl, Omówienie zrewidowanej dyrektywy RED III. 2023.
[121] Gramwzielone.pl, Eurostat: Polska dalej od celu OZE na 2020 r., 2018.
[122] Gramwzielone.pl, Dane nt. metodologii GUS i osiągnięcia 16,1% w 2020 r. 2023.

państw[123]. Mimo tego sukcesu, na tle średniej unijnej Polska pozostaje w tyle pod względem udziału energii odnawialnej w gospodarce. W 2021 r. wskaźnik OZE dla Polski spadł nieco do 15,6% (wskutek odbicia zużycia energii po pandemii), podczas gdy średnia UE wyniosła 21,8% [124].

Tabela 5. Porównanie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto Polski i UE w wybranych latach

Rok	Polska – udział OZE [%]	UE-27 – udział OZE [%]
2010	9,2%	12,5%
2015	11,7%	16,7%
2020	16,1%	22,1%

Źródło: opracowanie własne na podstawie dostępnych danych.[125,126,127]

Widać wyraźnie, że Polska startowała z niskiego poziomu udziału OZE (poniżej 10% w 2010 r.), podczas gdy średnia unijna przekraczała wówczas 12%. Do 2015 r. zarówno UE, jak i Polska odnotowały wzrosty (Polska do ok. 11,7%, UE do 16,7%). Lata 2016–2018 przyniosły jednak spowolnienie rozwoju OZE w Polsce – m.in. na skutek niekorzystnych uwarunkowań wewnętrznych – i udział ten oscylował w granicach 11–12%[128]. Dopiero rok 2020 przyniósł skok do 16,1%, pozwalając formalnie zrealizować unijny cel krajowy. Mimo to dystans do średniej UE pozostał znaczny (około 6 punktów procentowych).

Unijne regulacje a krajowa polityka energetyczna

Kluczowym instrumentem unijnej polityki promującej OZE była Dyrektywa 2009/28/WE (RED I), ustanawiająca cele na 2020 r. i mechanizmy ich realizacji. Dla Polski wyznaczono 15% udziału OZE, uwzględniając niższy punkt startowy i potencjał. Implementacja dyrektywy przełożyła się na szereg działań krajowych: wprowadzono systemy wsparcia (np. zielone certyfikaty od

[123] Gramwzielone.pl, Informacja nt. uniknięcia transferów statystycznych. 2023.
[124] Gramwzielone.pl, Dane z 2021 r. – 15,6% w Polsce vs 21,8% w UE. 2023.
[125] ec.europa.eu, statystyki nt. udziału OZE w 2010 r.
[126] Gramwzielone.pl, dane z 2015 r.
[127] Gramwzielone.pl, dane z 2020 r.
[128] Gramwzielone.pl, Informacje o stagnacji OZE 2016–2018.

2005 r., później aukcje OZE), a także Polska przyjęła Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych określający ścieżkę wzrostu OZE.

Unijna polityka wpłynęła też na cele długoterminowe Polski. W lutym 2021 r. rząd przyjął dokument „Polityka energetyczna Polski do 2040 r." (PEP2040), który uwzględnia zobowiązania UE. Zgodnie z PEP2040, w 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto ma wynieść co najmniej 23%[129]. Należy zauważyć, że cel ten jest mniej ambitny niż obecne plany unijne – nawet pierwotne 32% dla UE wymagałoby od Polski większego wysiłku. Według analiz Forum Energii, jeśli zrealizowane zostałyby wszystkie krajowe plany (PEP2040, Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu itp.), Polska mogłaby osiągnąć ok. 31–32% OZE w 2030 r., co odpowiadałoby minimalnym wymaganiom unijnym[130]. Jednak aby proporcjonalnie wpisać się w nowy cel 42,5% dla całej UE, udział OZE w Polsce musiałby sięgnąć około 31,5% już w 2030 – poziom ten pozostawiłby nas na przedostatnim miejscu w UE pod względem wykorzystania OZE[131,132]. To pokazuje, że polska polityka energetyczna będzie musiała zostać zaktualizowana i zintensyfikowana, by sprostać rosnącym wymaganiom (co zresztą jest sygnalizowane – trwają prace nad aktualizacją PEP2040 i zwiększeniem celów OZE). Unijne regulacje wywarły także bezpośredni wpływ na polski sektor energii elektrycznej. Pakiet klimatyczno-energetyczny 2020 oraz przepisy dotyczące rynku energii wymusiły stopniowe odchodzenie od wysokoemisyjnych źródeł. Polska jako członek UE została objęta systemem handlu emisjami CO_2 (EU ETS), co podniosło koszty generacji z węgla i gazu, czyniąc inwestycje w OZE bardziej konkurencyjnymi. Ponadto, dyrektywa RED i jej następcy wspierały rozwój prosumentów i rozproszonych źródeł energii (m.in. poprzez ułatwienia prawne dla autoproducentów energii odnawialnej). Fundusze unijne (np. fundusze spójności, Fundusz Modernizacyjny) finansowały liczne projekty OZE w Polsce – farmy wiatrowe, instalacje biogazowe, fotowoltaikę na budynkach użyteczności publicznej itp. W rezultacie, na przestrzeni ostatniej dekady nastąpił wyraźny wzrost zainstalowanych mocy odnawialnych. Na przykład moc zainstalowana elektrowni wiatrowych zwiększyła się z ok. 1,5 GW w 2010 r. do ponad 6 GW w 2020 r., a fotowoltaiki z poziomu pomijalnego do ok. 4 GW w 2020 r.

[129] Gov.pl, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

[130] Prawo.pl, Omówienie analiz Forum Energii nt. docelowego poziomu OZE w Polsce.

[131] Prawo.pl, Wyliczenia dot. 42,5% OZE w UE i ~31,5% w Polsce, 2022.

[132] Prawo.pl, Dodatkowe omówienie raportu Forum Energii i pozycji Polski w UE, 2023.

(oraz ~7 GW w 2021) – co było w dużej mierze efektem programów wsparcia i spadku kosztów technologii PV.

Mimo impulsów z UE, krajowe uwarunkowania polityczne hamowały momentami rozwój OZE. Przykładem jest tzw. ustawa odległościowa 10H z 2016 r., która niemal zablokowała budowę nowych farm wiatrowych na lądzie poprzez wprowadzenie restrykcyjnych ograniczeń lokalizacyjnych. Doprowadziło to do załamania inwestycji w lądową energetykę wiatrową na kilka lat. W efekcie, Polska nie wykorzystała w pełni potencjału OZE w latach 2016–2019, co przełożyło się na wspomniany niewielki wzrost udziału OZE. Polityka UE (np. procedury naruszeniowe za niewdrożenie dyrektyw) wywierała presję na zmiany – w 2022 r. rozpoczęto prace nad liberalizacją ustawy 10H, by odblokować projekty wiatrowe. Również w sektorze energetyki słonecznej krajowe regulacje (np. zmiany systemu opustów dla prosumentów) wpływały na tempo rozwoju, jednak tutaj dynamika pozostała wysoka dzięki unijnym dotacjom i rosnącej opłacalności inwestycji.

Podsumowując, unijna polityka energetyczno-klimatyczna stworzyła ramy i bodźce finansowe do rozwoju OZE w Polsce, jednak tempo tego rozwoju zależało również od decyzji krajowych. W momentach, gdy polityka krajowa była niespójna z celami UE, postęp OZE ulegał zahamowaniu, co widać na przykładzie lat przed 2020 r.

Stan i struktura OZE w Polsce na tle UE

Struktura wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce różni się istotnie od średniej unijnej. Polska opiera swój sektor OZE głównie na bioenergetyce – czyli spalaniu biomasy stałej (drewna) na cele grzewcze oraz biopaliwach w transporcie. W bilansie energii odnawialnej Polski dominującym składnikiem jest biomasa używana do ogrzewania domów. Według danych GUS za 2020 rok, ponad 70% energii finalnej z OZE w Polsce pochodziło z biomasy stałej (drewna opałowego)[133] . Na drugim miejscu w krajowym miksie OZE była energia wiatru (ok. 11% energii ze źródeł odnawialnych)[134] [, a na trzecim biopaliwa ciekłe (ok. 8%). Udział energii słonecznej był jeszcze niewielki (ok. 2%), choć szybko rósł[135]. Oznacza to, że Polska realizowała cel OZE przede

[133] WysokieNapiecie.pl, Dane GUS 2020 nt. biomasy stałej, 2021.

[134] WysokieNapiecie.pl, Udział energii wiatru w polskim OZE, 2022.

[135] WysokieNapiecie.pl, Udział fotowoltaiki (ok. 2%) i dynamika wzrostu, 2023.

wszystkim dzięki sektorowi ciepłownictwa opartego na biomasie, podczas gdy w wielu krajach UE większą rolę odgrywa energetyka wiatrowa czy wodna. Dla porównania, liderzy OZE w UE – tacy jak Szwecja czy Dania – osiągają wysokie udziały dzięki zróżnicowanemu miksowi: energii wodnej, wiatrowej, słonecznej oraz biomasy w bardziej zbilansowanych proporcjach.

W kontekście produkcji energii elektrycznej, Polska wciąż opiera się głównie na paliwach kopalnych, choć rola OZE systematycznie rośnie. Poniżej przedstawiono strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (wg danych za rok 2020).

Tabela 6. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce za rok 2020

Źródło energii	Produkcja [TWh]	Udział w generacji [%]
Węgiel kamienny	71,6	46%
Węgiel brunatny	38,3	24%
Gaz ziemny	16,0	10%
Wiatr	15,7	10%
Biomasa i biogaz ()*	~8,2	~5%
Hydroenergetyka	2,1	1%
Fotowoltaika	2,0	1%
Inne (olej, odpady)	~3,8 –	~2% –

Źródło: dane Agencji Rynku Energii za 2020 r. opracowane przez WysokieNapiecie.pl.

Jak wynika z powyższych danych, około 70% energii elektrycznej w Polsce w 2020 r. pochodziło z węgla (sumarycznie węgiel kamienny 46% i brunatny 24%). Jest to historycznie najniższy odsetek węgla, co pokazuje kierunek zmian, ale wciąż stawia Polskę w gronie najbardziej węglowych systemów elektroenergetycznych w UE. Źródła odnawialne łącznie odpowiadały za ok. 17–18% produkcji prądu w 2020 r. – głównie dzięki energetyce wiatrowej (około 10% miksu). Energia z wiatru stanowiła największą część generacji OZE, osiągając ~15,7 TWh w 2020 r.. Energia słoneczna (PV) dostarczyła ~2 TWh, co odpowiadało ok. 1% wytwarzania, lecz jej dynamiczny wzrost (ponad trzykrotny przyrost produkcji rok do roku) wskazuje, że udział ten szybko się zwiększa. Hydroenergetyka (duże elektrownie wodne) pokryła ok. 1–2% produkcji – Polska ma ograniczony potencjał hydro, stąd jej niewielka rola. Biomasa i biogaz łącznie dostarczyły ok. 5% energii elektrycznej. Warto zaznaczyć, że część biomasy (2,2 TWh) została współspalona w elektrowniach węglowych – co statystycznie zalicza się do OZE, choć technicznie odbywa

się w konwencjonalnych jednostkach. Gaz ziemny odegrał rolę pomostową, zapewniając ok. 10% generacji (16 TWh) [29][30]; jego znaczenie wzrosło o 12% względem poprzedniego roku wraz ze spadkiem węgla.

Na tle UE polski miks elektroenergetyczny jest znacznie bardziej emisyjny i mniej zdywersyfikowany. Średnio w UE udział OZE w produkcji energii elektrycznej przekroczył w 2020 r. 38% (prąd w UE pochodził głównie z wiatraków, hydro i fotowoltaiki) – Polska ze swoimi ~18% OZE była daleko w tyle. Dopiero w kolejnych latach różnica zaczęła się zmniejszać: w 2022 r. udział zielonej energii elektrycznej w Polsce zbliżył się do 20%, a w rekordowych momentach (np. maj 2022) OZE pokrywały jednorazowo ponad 35% zapotrzebowania. Niemniej jednak transformacja polskiej elektroenergetyki w kierunku źródeł odnawialnych wciąż znacznie odstaje od unijnej średniej.

Podsumowanie

Doświadczenia realizacji celu OZE na 2020 rok pokazują, że unijna polityka energetyczna odegrała kluczową rolę jako katalizator rozwoju OZE w Polsce, wymuszając działania, które w warunkach czysto krajowych mogłyby nie zostać podjęte z równym rozmachem. Wpływ UE przejawiał się poprzez ustanowienie wiążących celów, mechanizmy kontrolne oraz wsparcie finansowe. Polska dzięki temu rozwinęła znacząco swój sektor odnawialny – przede wszystkim w obszarze energetyki wiatrowej na lądzie i prosumenckiej fotowoltaiki (oraz utrzymała wysoki udział biomasy w ciepłownictwie). Udało się również osiągnąć wymagany próg 15% OZE w 2020 r., choć w dużej mierze jednorazowym zabiegiem statystycznym[136,137]. Z drugiej strony, realizacja unijnych celów obnażyła słabości polskiej polityki energetycznej. Okazało się, że bez dodatkowych działań (jak korekta metodologii czy wzmożony rozwój mikroinstalacji pod koniec dekady) Polska nie byłaby w stanie wypełnić zobowiązań. Na kolejne lata wyzwania są jeszcze większe – cel co najmniej 23% OZE do 2030 r. zapisany w PEP2040 wydaje się dziś mało ambitny na tle celu unijnego 42,5%. Konieczne będzie zatem jego podniesienie oraz usunięcie barier prawnych blokujących inwestycje (jak pełne zniesienie zasady 10H czy usprawnienie procedur przyłączeniowych). Jednocześnie napływ

[136] Teraz-srodowisko.pl, Informacje o wzroście udziału OZE. 2022.

[137] Gramwzielone.pl, Potwierdzenie osiągnięcia 15% OZE w 2020 dzięki korekcie statystycznej. 2023.

środków z UE (np. Fundusz Odbudowy, nowe programy operacyjne) stwarza szansę przyspieszenia zielonych inwestycji – zarówno w duże farmy wiatrowe offshore, fotowoltaikę, jak i rozwój magazynów energii czy energetyki obywatelskiej.

Reasumując, unijna polityka energetyczna wywarła istotny wpływ na rozwój OZE w Polsce, wyznaczając kierunek transformacji i ramy prawne. Polska poczyniła znaczący postęp w zwiększaniu udziału odnawialnych źródeł, ale tempo tego postępu musi wzrosnąć, aby sprostać zaostrzonym celom na następną dekadę. Dalszy rozwój OZE w Polsce będzie w dużym stopniu zależał od tego, na ile skutecznie krajowa polityka zdoła wykorzystać impuls i wsparcie płynące z Unii Europejskiej, jednocześnie przezwyciężając wewnętrzne bariery strukturalne. Kontynuacja ścisłej współpracy z UE oraz właściwe ukierunkowanie krajowych strategii (NECP, aktualizacja PEP2040) będzie kluczowe, by OZE stały się jednym z filarów bezpieczeństwa energetycznego i zrównoważonego rozwoju Polski, zgodnie z celami unijnej polityki klimatycznej.

IV Technologie fotowoltaiczne – przegląd i rozwój

4.1. Historia i podstawy działania ogniw fotowoltaicznych

Początki fotowoltaiki sięgają XIX wieku. Już w 1839 r. Alexandre Edmond Becquerel odkrył zjawisko fotowoltaiczne – zaobserwował powstawanie prądu elektrycznego pod wpływem światła na styku elektrod zanurzonych w elektrolicie[138]. Kolejne dekady przyniosły eksperymenty z materiałami półprzewodnikowymi: w 1883 r. Charles Fritts zbudował pierwsze ogniwo słoneczne na bazie selenu, osiągając jednak sprawność poniżej 1%. Fundamentem nowoczesnej fotowoltaiki stało się odkrycie zjawiska fotoelektrycznego i rola złącza p-n w 1940 r. Russell Ohl zauważył fotoprzewodnictwo w krzemie domieszkowanym, co utorowało drogę do konstrukcji efektywnych ogniw półprzewodnikowych. Kluczowym przełomem było skonstruowanie pierwszego praktycznego krzemowego ogniwa fotowoltaicznego w 1954 r. w laboratoriach Bell Labs – ogniwo to osiągnęło sprawność ok. 6%[139]. Wynalazek ten zapoczątkował erę nowoczesnych ogniw słonecznych i ich pierwsze zastosowania – ze względu na astronomiczny koszt początkowy (rzędu kilkuset dolarów za wat mocy) znalazły one zastosowanie głównie w zasilaniu satelitów i sond kosmicznych już od końca lat 50. XX w. (np. satelita Vanguard I w 1958 r.). W kolejnych dekadach technologia fotowoltaiczna stopniowo się rozwijała, a koszty produkcji malały. Lata 70. XX w. – naznaczone kryzysem naftowym – przyniosły zwiększone zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii i pierwsze programy

[138] APS News. April 25, 1954: Bell Labs Demonstrates the First Practical Silicon Solar Cell. American Physical Society. 2009.

[139] V. Benda, Photovoltaics after 40 years of development. Journal of Engineering Science and Technology Review, 5(4), 1-8.

rządowe wspierające rozwój ogniw słonecznych (m.in. w USA, Japonii i Europie). Sprawność pojedynczych ogniw krzemowych rosła z kilku procent do kilkunastu procent pod koniec XX wieku, a jednocześnie rósł wolumen produkcji i pojawiały się pierwsze wdrożenia systemów fotowoltaicznych na Ziemi (zasilanie urządzeń w odległych lokalizacjach, pomp wodnych, systemów telekomunikacyjnych itp.). Kamieniem milowym było wprowadzenie programów wsparcia finansowego – przykładowo Niemcy w 2000 r. wprowadziły taryfy gwarantowane za energię z PV, co zapoczątkowało dynamiczny boom instalacji słonecznych. W efekcie moc zainstalowana ogniw PV rosła średnio o ponad 40% rocznie w pierwszej dekadzie XXI w., osiągając łączną moc ~67 GW_p na świecie w 2011 r.. W tym okresie koszt modułów fotowoltaicznych gwałtownie spadał – od 2010 r. do połowy lat 2020[140]. odnotowano spadek cen paneli o ponad 80%[141], co radykalnie poprawiło konkurencyjność fotowoltaiki. Dzięki efektowi skali i postępowi technologicznemu fotowoltaika z technologii niszowej (stosowanej głównie w kosmosie lub odległych aplikacjach) przeobraziła się w jedno z głównych źródeł nowo instalowanych mocy elektrycznych na świecie. Co istotne, rok 2022 był pierwszym w historii, gdy przyrost mocy z PV przewyższył przyrost mocy z wiatru, czyniąc energetykę słoneczną najszybciej rosnącym segmentem OZE. Obecnie fotowoltaika dostarcza około 4–5% globalnej produkcji energii elektrycznej, a udział ten szybko rośnie wraz z realizacją celów klimatycznych i dalszym spadkiem kosztów technologii.

Rozwój technologii ogniw fotowoltaicznych bywa dzielony na trzy generacje ze względu na zastosowane materiały i osiągi. Pierwsza generacja to klasyczne ogniwa krzemowe – monokrystaliczne i polikrystaliczne – które do dziś dominują na rynku. Druga generacja to ogniwa cienkowarstwowe (thin-film), wprowadzone w celu obniżenia kosztów poprzez użycie mniejszej ilości materiału półprzewodnikowego; zalicza się tu m.in. ogniwa z krzemu amorficznego (a-Si), tellurku kadmu (CdTe) czy mieszaniny miedzi, indu, galu i selenu (CIGS). Trzecia generacja obejmuje najnowsze, zaawansowane koncepcje – m.in. ogniwa z perowskitów, organiczne (polimerowe), barwnikowe DSSC, a także ogniwa wielozłączowe i tandemowe – które charakteryzują się potencjalnie

[140] M.H. Shubbak, Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 115, 109383.

[141] A.U.I. Shah, E.L. Meyer, Perovskite-based solar cells in photovoltaics for commercial scalability: Current progress, challenges, mitigations and future prospectus. Solar Energy, 286, 113172.

wyższą sprawnością lub dodatkowymi unikalnymi cechami (np. elastyczność)[142]. W ostatnich latach intensywne prace badawcze koncentrują się zwłaszcza na trzeciej generacji, w tym na ogniwach perowskitowych, z nadzieją na dalszy wzrost sprawności i nowe zastosowania. Warto zaznaczyć, że choć nowe technologie szybko się rozwijają, na rynku wciąż dominują udoskonalone ogniwa pierwszej generacji – ich dojrzałość i niezawodność sprawiają, że są podstawą wielkoskalowych wdrożeń komercyjnych. Można przedstawić graficznie ewolucję technologii PV w formie osi czasu. Przykładowy schemat chronologii kluczowych osiągnięć technologii fotowoltaicznych mógłby ukazywać: odkrycie efektu fotowoltaicznego (1839), pierwsze ogniwa selenowe (<1% sprawności, 1883), pojawienie się ogniwa krzemowego (6%, 1954), zastosowanie w satelitach (lata 60.), wzrost sprawności krzemu do ~14% (lata 80.), komercjalizację ogniw polikrystalicznych (lata 80.–90.), rozwój ogniw amorficznych (1976) i CdTe/CIGS (lata 90.), gwałtowny spadek cen i boom instalacyjny (2000+), wynalezienie ogniw perowskitowych (2009) i przekroczenie 25% sprawności w laboratorium (2010+), aż po rekordy tandemów perowskitowo-krzemowych >30% (2020+). Taka chronologia ilustruje tempo postępu oraz generacyjne zmiany w technologii PV[143].

Podstawy działania i typy ogniw fotowoltaicznych

Ogniwa krzemowe (monokrystaliczne i polikrystaliczne).

Krzem krystaliczny jest podstawowym materiałem stosowanym w fotowoltaice od jej zarania. Ogniwa monokrystaliczne (mono-Si) wykonuje się z pojedynczych kryształów krzemu uzyskiwanych metodą Czochralskiego lub podobnymi, co zapewnia wysoką czystość i uporządkowaną strukturę sieci krystalicznej. Ogniwa polikrystaliczne (multi-Si) powstają natomiast przez krystalizację krzemu w formie wielokrystalicznych wlewków – ich produkcja jest tańsza i mniej energochłonna, choć kryształy zawierają granice ziaren obniżające nieznacznie sprawność. Ogniwa krzemowe obu typów działają w oparciu o złącze p-n w krzemie: fotony o energii większej od przerwy energetycznej krzemu (ok. 1,1 eV) generują pary elektron–dziura, które są rozdzielane przez pole elektryczne

[142] V. Benda, Photovoltaics after 40 years of development. Journal of Engineering Science and Technology Review, 5(4), 1-8.

[143] M.R. Nagaraja, W.K. Biswas, et al., Advancements and challenges in solar photovoltaic technologies: enhancing technical performance for sustainable clean energy – A review. Solar Energy Advances, 5, 100084.

wewnątrz złącza i dają w efekcie prąd elektryczny na zewnątrz ogniwa. Krzemowe ogniwa pierwszej generacji cechują się względnie wysoką sprawnością konwersji i znakomitą stabilnością. We współczesnych warunkach laboratoryjnych osiągnięto sprawność ogniwa monokrystalicznego rzędu 26%, a ogniwa polikrystalicznego ok. 23%. Komercyjne moduły z mono-Si osiągają sprawności 20–22%, podczas gdy moduły poli-Si ok. 16–18%. Technologia ta jest bardzo dojrzała – krzemowe moduły PV stanowią ponad 90% rynku fotowoltaiki – i dalsze ulepszenia ich parametrów mają charakter stopniowy (zbliżanie się do teoretycznego limitu dla jednoprzejściowego ogniwa ~29–33% sprawności). Zastosowanie nowych metod produkcji (np. cięcie wlewków metodą drutu diamentowego, ulepszone teksturowanie powierzchni, ogniwa typu PERC, TOPCon, HJT itp.) pozwoliło obniżyć koszty i podnieść sprawność modułów w ostatnich latach mimo dojrzałości technologii. Do zalet ogniw krzemowych należy ich wysoka stabilność i trwałość – standardowo projektuje się je na co najmniej 25 lat pracy[144]. W praktyce nawet po 30 latach moduły mono- i polikrystaliczne zachowują znaczną część mocy (typowy współczynnik degradacji ok. 0,5% mocy na rok), co oznacza, że często działają ponad trzy dekady. Niezawodność ta, potwierdzona wieloletnimi doświadczeniami, obniża koszt energii z PV (LCOE) oraz stanowi istotną przewagę nad mniej dojrzałymi technologiami o krótszym żywocie. Ponadto ogniwa krzemowe są wysoko efektywne na jednostkę powierzchni, co jest istotne w instalacjach o ograniczonej przestrzeni (np. dachy budynków). Do wad tradycyjnych krzemowych ogniw należy natomiast energochłonny proces produkcji – wytopienie i krystalizacja krzemu oraz produkcja wafli wymagają wysokich temperatur i znacznych nakładów energii. Szacuje się, że pełny cykl produkcji krzemowego modułu jest bardziej energochłonny niż potencjalnie proste, niskotemperaturowe techniki wytwarzania nowych typów ogniw (jak perowskitowe czy organiczne)[145]. Mimo to, dzięki olbrzymiej skali produkcji na świecie (głównie w Azji) koszt modułów krzemowych spadł obecnie do poniżej 0,3 USD/Wp, co czyni je jednymi z najtańszych źródeł energii elektrycznej. Ogniwa monokrystaliczne mają nieco wyższy koszt

[144] A.C., Lăzăroiu, M.G. Osman, C.V. Strejoiu, G. Lăzăroiu, A Comprehensive Overview of Photovoltaic Technologies and Their Efficiency for Climate Neutrality. Sustainability, 15(23), 16297.

[145] A.U.I. Shah, E.L. Meyer, Perovskite-based solar cells in photovoltaics for commercial scalability: Current progress, challenges, mitigations and future prospectus. Solar Energy, 286, 113172.

jednostkowy w porównaniu z poli, lecz dzięki wyższej sprawności często dają niższy koszt na wat mocy zainstalowanej (mniejszy udział kosztów stałych na jednostkę mocy). Z tego względu oraz dzięki udoskonaleniom procesu, technologie monokrystaliczne w ostatnich latach zdominowały rynek, wypierając stopniowo tańsze, lecz mniej sprawne ogniwa polikrystaliczne.

Ogniwa cienkowarstwowe

Technologie cienkowarstwowe (tzw. druga generacja PV) powstały jako alternatywa dla krzemu krystalicznego, mająca obniżyć koszty poprzez użycie cienkich warstw materiałów półprzewodnikowych osadzanych na tanich podłożach (szkło, folie). Typowe ogniwa cienkowarstwowe mają grubość warstwy czynnej rzędu kilku mikrometrów (dla porównania krzemowe ogniwo to ~150–180 µm grubości wafla). Najbardziej rozpowszechnione rodzaje to: amorficzny krzem (a-Si) – ogniwa z nieuporządkowanego krzemu, często stosowane w małych aplikacjach (np. zasilanie kalkulatorów, zegarków) ze względu na niski koszt, choć o niskiej sprawności (rzędu kilku procent, stabilizującej się ~6–8% wskutek efektu Staeblera-Wronskiego); tellurek kadmu (CdTe) – półprzewodnik związkowy, którego cienkowarstwowe ogniwa osiągają obecnie sprawność ok. 19% (rekord laboratoryjny 23,1%), cechując się relatywnie niskim kosztem produkcji; CIGS (Cu(In,Ga)Se_2) – mieszanina miedzi, indu, galu i selenu, również wykorzystywana w ogniwach cienkowarstwowych o sprawności zbliżonej do CdTe (rekord 23,6%), często na elastycznych podłożach metalicznych lub polimerowych. Istnieją też wysoko sprawne cienkowarstwowe ogniwa z arsenku galu (GaAs) i pokrewnych III–V, jednak ze względu na ekstremalnie wysoki koszt stosuje się je głównie w technologiach kosmicznych i koncentratorach, poza rynkiem masowym. Ogniwa cienkowarstwowe od lat 90. zdobyły pewien udział w rynku PV, szczególnie podczas niedoboru poli-krzemu około 2005 r., kiedy to zainwestowano znaczne środki w ich rozwój. W szczytowym okresie ok. 2009–2010 technologie cienkowarstwowe odpowiadały za ~12% produkcji modułów, podczas gdy krzem krystaliczny ~88%. Po przezwyciężeniu „wąskiego gardła" podaży krzemu (dzięki potrojeniu produkcji tego surowca do 2010 r.) i spadku jego cen, ogniwa krzemowe odzyskały przewagę kosztową. Obecnie cienkowarstwowe ogniwa CdTe utrzymały niszę rynkową – największy producent, firma First Solar, z powodzeniem stosuje moduły CdTe w wielkoskalowych farmach PV (głównie w USA), konkurując kosztowo z krzemem. Ogniwa CIGS są dostępne komercyjnie (np. Solar Frontier, MiaSolé) i znajdują zastosowanie m.in. w zastosowaniach specjalnych wymagających elastyczności

czy estetycznej integracji z budynkiem. Z kolei a-Si w dużej skali wyszło z użycia (poza drobnymi urządzeniami), ustępując miejsca bardziej efektywnym technologiom. Zaletą ogniw cienkowarstwowych jest niższy koszt wytwarzania w przeliczeniu na materiał półprzewodnikowy – procesy osadzania (np. naparowywanie próżniowe, sputtering) pozwalają pokryć duże powierzchnie cienką warstwą aktywną, zużywając znacznie mniej surowców niż cięcie krzemowych wafli. W efekcie, już na początku lat 2010. wszystkie główne technologie PV (krzemowe i cienkowarstwowe) przekroczyły granicę kosztu <1 €/Wp modułu, a roadmap branżowy zakładał zejście poniżej 0,5 €/Wp dla krzemu w kolejnych latach – co faktycznie nastąpiło. Cienkowarstwowe moduły CdTe okazały się szczególnie konkurencyjne kosztowo w warunkach wysokotemperaturowych i przy rozproszonym świetle – mają bowiem niższy temperaturowy współczynnik mocy i lepszą absorpcję części widma niż krzem. Wadami ogniw cienkowarstwowych są natomiast niższa sprawność modułów (co wymaga większej powierzchni instalacji dla tej samej mocy) oraz pewne ograniczenia materiałowe (np. wykorzystanie rzadkich/metali ciężkich jak Te, In, Cd – rodzące pytania środowiskowe). Niemniej jednak, podobnie jak krzemowe, komercyjne moduły cienkowarstwowe spełniają rygorystyczne normy trwałości – oczekuje się od nich żywotności co najmniej 20–25 lat na dachu czy farmie[146]. Dowodem dojrzałości tej technologii jest udzielanie wieloletnich gwarancji na moduły CdTe/CIGS, porównywalnych do krzemowych.

Ogniwa perowskitowe

Jednym z najbardziej przełomowych osiągnięć w fotowoltaice ostatnich lat jest rozwój ogniw na bazie perowskitów. Perowskity to grupa związków o strukturze krystalicznej ABX_3 (np. halogenki metali, takie jak halogenki ołowiu i cyny z kationami organicznymi), od których pochodzi nazwa tej technologii. Po raz pierwszy ogniwo perowskitowe zaprezentowano w 2009 r., osiągając sprawność zaledwie ~3,8%. Mimo tak niskiego startu, materiały perowskitowe wykazały ogromny potencjał – już w ciągu zaledwie kilku lat przekroczono 10% sprawności, a następnie 20%. W 2023 r. osiągnięto w warunkach laboratoryjnych sprawność rzędu 26% dla jednozłączowego ogniwa perowskitowego, a najnowsze wyniki dochodzą do 26,7% (2024), co przewyższa rekord tradycyjnego krzemu krystalicznego. Tak szybki wzrost sprawności w ciągu

[146] V. Benda, Photovoltaics after 40 years of development. Journal of Engineering Science and Technology Review, 5(4), 1-8.

~15 lat jest bezprecedensowy – żadna wcześniejsza technologia PV nie rozwijała się tak dynamicznie. Główne zalety perowskitów to wysoki współczynnik absorpcji światła (cienkie warstwy pochłaniają dużą część widma słonecznego), możliwość tuningu przerwy energetycznej przez dobór składu (co pozwala projektować ogniwa tandemowe w połączeniu np. z krzemem) oraz proste metody wytwarzania – perowskitowe warstwy aktywne można nakładać metodami roztworowymi (drukowanie atramentowe, powlekanie metodą spin-coating, spray etc.) w niskich temperaturach[147]. To oznacza potencjalnie niższe koszty produkcji i możliwość wytwarzania na elastycznych podłożach, podobnie jak w ogniwach organicznych. Co więcej, perowskity można łączyć z innymi ogniwami, tworząc tandemy – np. tandem perowskit + krzem pozwala wykorzystać różne zakresy widma i osiągać sprawności ponad 33%. Już teraz tandem perowskitowo-krzemowy osiągnął rekord 34,6%, a teoretyczny limit takich tandemów sięga ~43%[148]. Technologia tandemowa jest postrzegana jako następny etap rozwoju komercyjnej fotowoltaiki w nadchodzącej dekadzie.

Mimo rewelacyjnych parametrów laboratoryjnych, ogniwa perowskitowe wciąż borykają się z istotnymi wyzwaniami zanim trafią do masowej komercjalizacji. Najpoważniejszym z nich jest stabilność i trwałość. Materiały perowskitowe (zwłaszcza na bazie halogenków ołowiu) są wrażliwe na czynniki zewnętrzne – wilgoć, tlen, wysoką temperaturę czy promieniowanie UV. W niechronionych warunkach ulegają szybkiemu rozkładowi, co drastycznie obniża ich wydajność w czasie[149]. Problemem jest również obecność ołowiu w najwydajniejszych perowskitach – rodzi to kwestie ekologiczne i zdrowotne (konieczność zabezpieczenia przed przedostaniem się Pb do środowiska podczas eksploatacji i utylizacji). Trwają jednak intensywne prace nad poprawą stabilności: rozwija się lepsze metody enkapsulacji, modyfikuje skład chemiczny oraz ulepsza struktury warstw transportujących ładunki. Już teraz odnotowano znaczący postęp – prototypowe moduły perowskitowe potrafią działać tysiące godzin w stabilnych warunkach laboratoryjnych, a pierwsze produkty niszowe

[147] A.U.I. Shah, E.L. Meyer, Perovskite-based solar cells in photovoltaics for commercial scalability: Current progress, challenges, mitigations and future prospectus. Solar Energy, 286, 113172.

[148] Reuters. Perovskite solar goes commercial as yield gains align with market forces. Insight, 2023.

[149] F. Xie, W. Zhang, D. Zhou, et al., Critical review on stability issue of the halide perovskite solar cells. J. Energy Chemistry, 27(3), 746-785.

(np. ładowarki z ogniwami perowskitowymi) trafiają na rynek. Szacuje się jednak, że potrzebne są dalsze prace, aby zagwarantować co najmniej 20–25 letnią trwałość modułów perowskitowych w realnych warunkach (wymóg rynku energetycznego). Innym wyzwaniem jest skalowalność produkcji – przejście od ogniw laboratoryjnych o małej powierzchni do wielkoformatowych modułów wymaga opracowania powtarzalnych procesów w skali przemysłowej, kontroli defektów i zapewnienia jednolitości warstw na dużych powierzchniach.

Na tym polu również osiągane są sukcesy: techniki takie jak nadruk atramentowy czy powlekanie slot-die pozwoliły już wytworzyć moduły perowskitowe o powierzchni kilkudziesięciu cm², a niektóre startupy uruchomiły pilotażowe linie produkcyjne. Pomimo tych barier branża fotowoltaiczna z ogromnym optymizmem patrzy na perowskity. Potencjał rozwojowy tej technologii jest oceniany jako najwyższy spośród nowych technologii PV – istnieje szansa na połączenie wysokiej sprawności, niskiego kosztu i wszechstronności zastosowań. Jak stwierdzono w najnowszych podsumowaniach, „jasna przyszłość ogniw perowskitowych wskazuje, że mogą one wnieść znaczący wkład w przejście świata na czystą energię". Już w 2023 r. pojawiły się zapowiedzi pierwszych komercyjnych produktów perowskitowych. Przykładowo, brytyjska firma Oxford PV ogłosiła uruchomienie produkcji tandemowych ogniw perowskitowo-krzemowych o sprawności ~27% – pierwsze moduły (72-ogniwowe) osiągają sprawność ok. 24,5% i trafiły do testowych instalacji [150]. Planowane jest stopniowe skalowanie takiej produkcji do gigawatowych mocy do końca dekady[151]. W Polsce również rozwijane są perowskity – firma Saule Technologies uruchomiła w 2021 r. pilotażową linię druku ogniw perowskitowych.

Ogniwa organiczne (OPV)

Ogniwa organiczne wykorzystują półprzewodniki organiczne (np. polimery przewodzące lub małocząsteczkowe związki organiczne) do absorpcji światła i generacji nośników ładunku. Ich działanie opiera się na zjawisku fotoindukowanego przekazu ładunku między warstwą donora i akceptora elektronów w materiale organicznym. W odróżnieniu od krzemu czy perowskitów, materiały organiczne mają bardzo dużą absorpcję w cienkich warstwach, mogą być

[150] https://www.pv-tech.org/oxford-pv-ships-first-commercial-perovskite-tandem-modules/. 5 września 2024.

[151] Reuters. Perovskite solar goes commercial as yield gains align with market forces. Insight, 2 luty2023.

elastyczne i lekkie, a ich obróbka może odbywać się w niskich temperaturach (np. metoda nadruku). Pierwsze ogniwa organiczne o użytecznej wydajności pojawiły się w latach 80. XX w. (ogniwo dwuwarstwowe Tanga, 1986, ~1% sprawności). Od lat 2000. rozwój OPV przyspieszył dzięki odkryciu architektury bulk heterojunction oraz nowych materiałów (fullerenowych akceptorów, później nienasyconych związków typu NFAs). Sprawność ogniw organicznych systematycznie rosła – przez wiele lat oscylowała wokół 3–5%, następnie przekroczyła 10%. Obecnie rekord laboratoryjny sprawności OPV przekracza 18%, zbliżając się do poziomu krzemu. To ogromny postęp, choć nadal typowe komercyjne ogniwa organiczne osiągają ~10–12% sprawności, czyli mniej niż krzemowe.

Pewną barierą jest również stabilność – materiały organiczne ulegają degradacji pod wpływem tlenu, UV i temperatury, co skraca ich żywotność. Pomimo znacznych ulepszeń formulacji materiałów i technik enkapsulacji, żywotność OPV (kilka–kilkanaście lat) nadal ustępuje krzemowi (25+ lat). Oznacza to, że organiczne systemy generacji muszą być częściej wymieniane, co wpływa na ekonomikę (choć z kolei niski nakład energii na produkcję OPV sprawia, że czas energetycznej spłaty EPBT pozostaje krótki). Warto jednak podkreślić, że OPV wyróżniają się cechami niedostępnymi dla krzemu: mogą być przezroczyste lub kolorowe, giętkie, nadrukowane na foliach czy tkaninach. Dzięki temu znajdują niszowe zastosowania tam, gdzie tradycyjne sztywne moduły nie pasują – np. w elektronice noszonej, zasilaniu czujników IoT wewnątrz pomieszczeń (ogniwa organiczne dobrze pracują przy słabym świetle rozproszonym) czy w estetycznych fasadach budynków. Produkcja OPV nadal znajduje się we wczesnej fazie komercjalizacji – kilka firm oferuje folie organiczne do integracji z budynkami. Koszt wytwarzania dużych powierzchni OPV wciąż jest stosunkowo wysoki ze względu na wciąż niedopracowane procesy masowe (rolka-rolka), lecz przewiduje się szybki spadek kosztów wraz ze skalowaniem – analizy wskazują na możliwość uzyskania kosztu energii rzędu 0,04 $/kWh z ogniw organicznych przy masowej produkcji. Ogniwa organiczne są także intensywnie rozwijane z wykorzystaniem sztucznej inteligencji do projektowania nowych materiałów i optymalizacji warstw. Dzięki temu tempo doskonalenia OPV może wzrosnąć, a w literaturze podkreśla się, że technologia ta jest obiecującym elementem zrównoważonych rozwiązań energetycznych przyszłości.

Poniżej (tabela 7) zestawiono porównanie kluczowych cech omawianych technologii ogniw fotowoltaicznych (stan obecny i perspektywy).

Tabela 7. Porównanie wybranych technologii ogniw fotowoltaicznych – sprawność, koszt, trwałość, komercjalizacja i potencjał rozwoju

Technologia ogniw PV	Sprawność (typowa / rekord)	Koszt wytworzenia	Trwałość (lata)	Stopień komercjalizacji	Potencjał rozwoju
Krzemowe monokrystaliczne	20–22% modułowo (rekord ogniwa 26%)	ok. 0,2–0,3 $/Wp (moduł); produkcja energochłonna	≥25 (degradacja ok. 0,5%/rok)	Dominujący rynek (≈70% udział) – dojrzała technologia	Zbliżanie do limitu jednoprzejściowego (~29%); rozwój tandemów (np. z perowskitami)
Krzemowe polikrystaliczne	16–18% modułowo (rekord ogniwa 23%)	podobny/nieco niższy od mono-Si	≥25 (nieco szybsza degradacja niż mono-Si)	Szeroko stosowane (≈20% rynku) – wypierane przez mono-Si	Ograniczony (ustępuje mono-Si pod względem sprawności)
Cienkowarstwowe (CdTe, CIGS)	10–12% (CdTe ~18%, CIGS ~15% moduł; rekordy ~23%)	~0,25–0,4 $/Wp; produkcja niskotemp.	20–30 (CdTe/ CIGS zbliżone do krzemu; a-Si krócej)	Umiarkowana komercjalizacja – ok. 5–10% rynku (CdTe największy udział)	Umiarkowany – dalsza poprawa sprawności możliwa, ale ograniczenia materiałowe (Te, In)
Perowskitowe	Prototypy 15–20%; rekord 26,7% (lab)	Potencjalnie bardzo niski (druk)	Obecnie ~1–5 (wymaga enkapsulacji)	We wczesnej fazie R&D – pierwsze pilotażowe produkty, brak masowej produkcji	Bardzo wysoki – szybki wzrost sprawności, tandemy z Si (>30%), niskie koszty przy skali
Organiczne (OPV)	5–10% komercyjnie; rekord ~19%	Docelowo najniższy (druk roll-to-roll)	5–15 (postęp w enkapsulacji, ale wciąż < krzem)	Nisza – pierwsze produkty (folie naścienne, gadżety); pilotowa produkcja	Wysoki w niszach – elastyczność, kolory, BIPV; potrzeba poprawy żywotności

Źródło: opracowanie własne na podstawie dostępnych danych i specyfikacji producentów.[152,153,154]

[152] Z. Xuefeng, L. Xin, L. Tianyuan, S. Guibin, How photovoltaic industry policies foster the development of silicon solar cell manufacturing technology: Based on Self-attention mechanism, IDEAS, 308, 132866.

[153] A. Farooq, M.U. Khan, A. Abida, Predicting high performance optoelectronic attributes containing

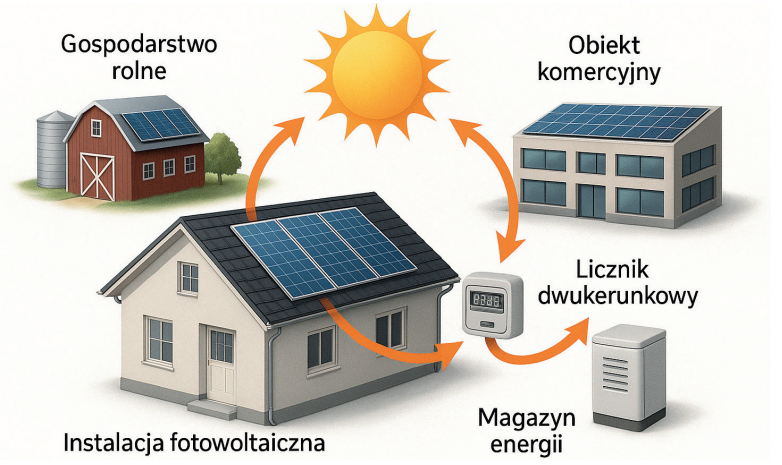
[i]so-indacenodithiophene-based photovoltaic materials for future solar cell technology, Computational and Theoretical Chemistry, 1234, 114549.

[154] Ch. Lamnatou, C. Cristofari, D. Chemisana, Photovoltaic/wind hybrid systems: Smart technologies, materials and avoided environmental impacts considering the Spanish electricity mix. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 70, 103920.

Zastosowania różnych technologii PV i przykłady wdrożeń

Energetyka rozproszona i prosumencka

Fotowoltaika odegrała ogromną rolę w rozwoju energetyki rozproszonej, czyli generacji rozlokowanej blisko miejsca zużycia energii. Najbardziej rozpowszechnionym przykładem są instalacje dachowe na budynkach mieszkalnych, gospodarstwach rolnych i obiektach komercyjnych (rysunek 4). Dominują tu tradycyjne moduły krzemowe, ze względu na ich dostępność, sprawność i trwałość. W wielu krajach (np. Niemcy, Włochy, Chiny, USA, a ostatnio Polska) programy wsparcia prosumentów – takie jak taryfy gwarantowane, ulgi podatkowe czy net-metering – spowodowały masowy przyrost małych instalacji PV. Przykładowo, w Polsce moc mikroinstalacji prosumenckich wzrosła z kilkunastu MW do ponad 7000 MW w latach 2015–2023, stając się istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego gospodarstw domowych.



Rysunek 4. Idea energetyki rozproszonej i prosumenckiej

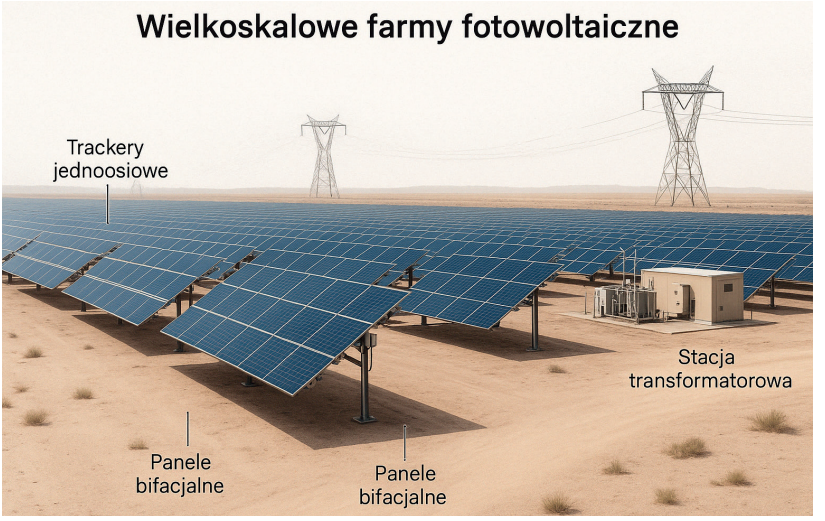
Źródło: opracowanie własne.

Rozproszone systemy PV zwiększają lokalną samowystarczalność energetyczną – dom z instalacją i magazynem energii może w znacznym stopniu pokryć swoje zapotrzebowanie ze słońca, zmniejszając zależność od sieci i dostawców zewnętrznych[155]. Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej liczne małe

[155] P. Benalcazar, M. Kalka, J. Kamiński, From consumer to prosumer: A model-based analysis of costs and benefits of grid-connected residential PV-battery systems, Energy Policy, 191, 114167.

źródła PV stanowią wyzwanie (konieczność bilansowania, zmienność generacji), ale też szansę – odpowiednio zarządzane mogą podnosić odporność systemu (np. zasilając lokalnie w razie awarii) i zmniejszać obciążenia przesyłowe w szczytach zapotrzebowania. W obszarze energetyki rozproszonej testuje się także zastosowania nowych typów ogniw: np. cienkowarstwowe moduły CIGS na giętkich matrycach mogą być montowane na nieregularnych powierzchniach dachów, gdzie standardowe panele by nie pasowały[156]. Ogniwa perowskitowe i organiczne, choć jeszcze nie rozpowszechnione, mają tu również potencjał – ich lekkość i estetyka może ułatwić instalacje tam, gdzie waga lub wygląd tradycyjnych paneli jest problemem (np. zabytkowe dachy, balkony). Podsumowując, fotowoltaika rozproszona wzmocniła bezpieczeństwo energetyczne użytkowników końcowych poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w energię i częściowe uniezależnienie od scentralizowanych dostaw.

Wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne



Rysunek 5. Przykład wielkoskalowej farmy solarnej opartej o panele bifacialne

Źródło: opracowanie własne.

Równolegle z mikroinstalacjami rozwinęły się duże farmy solarne – czyli naziemne elektrownie fotowoltaiczne o mocach od kilkudziesięciu do kilkuset

[156] F. Peprah, S. Gyamfi, E. Effah-Donyina, M. Amo-Boateng, Evaluation of reactive power support in solar PV prosumer grid, e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, 2, 100057.

megawatów (a nawet powyżej 1 GW)[157]. Takie instalacje budowane są na otwartych terenach (np. nieużytkach rolnych, pustyniach) i wpinane bezpośrednio do sieci wysokiego napięcia, dostarczając energię do systemu podobnie jak konwencjonalne elektrownie. W farmach tych również królują moduły krzemowe (ze względu na najniższy koszt za wat), choć w niektórych regionach zastosowano także moduły cienkowarstwowe CdTe – np. znaczna część wielkich farm w Kalifornii czy Nevadzie korzysta z paneli CdTe firmy First Solar, która pod względem kosztów konkurowała z krzemem w gorącym klimacie. Farmy fotowoltaiczne maksymalizują uzysk energii często poprzez zastosowanie systemów nadążnych (trackery jedno- lub dwuosiowe) oraz paneli bifacjalnych (wykorzystujących światło odbite od podłoża)[158]. Według analiz, trackery i panele bifacjalne mogą podnieść produkcję o odpowiednio ~30% i 5–15%, co poprawia ekonomikę takich inwestycji kosztem większej złożoności systemu. Przykładowo, największa obecnie farma PV – Bhadla Solar Park w Indiach (~2,2 GW) – składa się z milionów paneli krzemowych i produkuje energię po cenie niższej niż nowe elektrownie węglowe, co obrazuje postęp, jaki dokonał się w fotowoltaice. W Chinach i na Bliskim Wschodzie realizowane są projekty solarne o mocach rzędu kilku GW każdy, stanowiące filary nowych strategii bezpieczeństwa energetycznego opartych na OZE[159]. Duże farmy PV zwiększają bezpieczeństwo dostaw energii poprzez dywersyfikację geograficzną, jednak wyzwaniem pozostaje ich integracja z siecią i magazynowanie nadwyżek.

Zastosowania mobilne i off-grid

Unikalną cechą fotowoltaiki jest możliwość dostarczania energii w miejscach odległych od sieci i w ruchu. Już od lat 60. ogniwa słoneczne zasilały satelity i statki kosmiczne, zapewniając im niezależność energetyczną na orbicie – do dziś są standardowym źródłem energii na satelitach (korzysta się tam z najbardziej wydajnych ogniw wielozłączowych III–V o sprawności 30–35%). Na Ziemi fotowoltaika umożliwiła liczne rozwiązania off-grid: oświetlenie

[157] M. Baricchio, M. Korevaar, P. Babal, H. Ziar, Modelling of bifacial photovoltaic farms to evaluate the profitability of East/West vertical configuration, Solar Energy, 272, 112457.

[158] Y. Wang, B. Liu, H. Peng, Y. Jiang, Locating the suitable large-scale solar farms in China's deserts with environmental considerations, Science of The Total Environment, 955, 176911.

[159] I.A. Zulfauzi, N.Y. Dahlan, H. Sintuya, W. Setthapun, Anomaly detection using K-Means and long-short term memory for predictive maintenance of large-scale solar (LSS) photovoltaic plant, Energy Reports, Volume 9, Supplement 12.

drogowe solarne, chłodnie słoneczne, zasilanie pomp wodnych na pustyniach czy telekomunikacyjnych stacji przekaźnikowych w górach (rysunek 6). W tych przypadkach decyduje niezawodność i prosta obsługa – panele PV połączone z akumulatorem mogą latami dostarczać energii bez ingerencji człowieka, co z punktu widzenia lokalnych społeczności podnosi bezpieczeństwo energetyczne (dostęp do prądu poza siecią).



Rysunek 6. Popularne rozwiązania fotowoltaiki typu off-grid

Źródło: opracowanie własne.

Technologie cienkowarstwowe i organiczne znalazły tu pewne zastosowania ze względu na swoją lekkość i formę – np. przenośne ładowarki solarne często wykorzystują elastyczne ogniwa CIGS lub a-Si, co pozwala je zwijać i transportować. Żołnierze w terenie testowali plecaki z wbudowanymi panelami OPV do ładowania urządzeń, a w rejonach katastrof humanitarnych używa się walizek solarnych do zasilania oświetlenia i sprzętu medycznego. Powstają także prototypy samochodów solarnych (z modułami w karoserii), jak Lightyear One czy Sono Sion. Choć udział PV w napędzie pojazdów jest marginalny, pokazuje to wszechstronność tej technologii.

Budownictwo zintegrowane z fotowoltaiką (BIPV)

Coraz ważniejszym trendem jest integrowanie elementów fotowoltaicznych bezpośrednio w komponenty budynków – fasady, dachy, okna – czyli tzw.

BIPV[160]. Zamiast montować standardowe panele na konstrukcjach, moduły BIPV pełnią jednocześnie funkcje budowlane (np. pokrycia dachowego). Technologia krzemowa również tu znalazła zastosowanie – dostępne są dachówki fotowoltaiczne (np. Tesla Solar Roof) czy fasadowe moduły szkło-szkło w dowolnym kolorze i wzorze. Jednak prawdziwą rewolucję w BIPV mogą przynieść perowskity i ogniwa organiczne, dzięki swojej lekkości, półprzezroczystości i możliwości nadruku na dużych foliach. Już teraz powstają pilotażowe instalacje demonstrujące te możliwości[161].

Przykładem jest pierwsza na świecie fasada z perowskitowymi ogniwami słonecznymi, uruchomiona w 2021 r. na budynku fabryki Aliplast w Lublinie[162]. Zastosowano tam perowskitowe ogniwa nadrukowane na cienkich, elastycznych lamelach żaluzji fasadowych (tzw. sunbreakerów), które automatycznie podążają za słońcem (rysunek 7). Rozwiązanie to pełni podwójną funkcję: chroni budynek przed nadmiernym nasłonecznieniem i jednocześnie produkuje energię elektryczną. Producent (Saule Technologies) podkreśla, że perowskitowe ogniwa generują energię nawet przy rozproszonym świetle i niskim kącie padania promieni, a ich niska waga i możliwość dostosowania kolorystycznego pozwalają montować je na typowych elewacjach bez ingerencji w konstrukcję[163]. Innym pokazowym wdrożeniem BIPV są organiczne folie PV firmy Heliatek zastosowane na fasadach budynków. W 2018 r. zrealizowano instalację 185 m² folii HeliaSol na magazynie w Duisburgu (Niemcy) – jest to największa jak dotąd fasada z OPV.

Ta organiczna powłoka jest samoprzylepna i łatwa w montażu, a co ważne – nie traci znacząco sprawności w wyższych temperaturach, w przeciwieństwie do krzemu. Choć sprawność takiej instalacji jest umiarkowana, wygenerowana energia jest użyteczna – 185 m² folii produkuje ok. 8–10 MWh rocznie i w cyklu życia wytwarza aż 80 razy więcej energii, niż zużyto na jej wyprodukowanie. Tak wysoki współczynnik EROI i niski ślad węglowy pokazują,

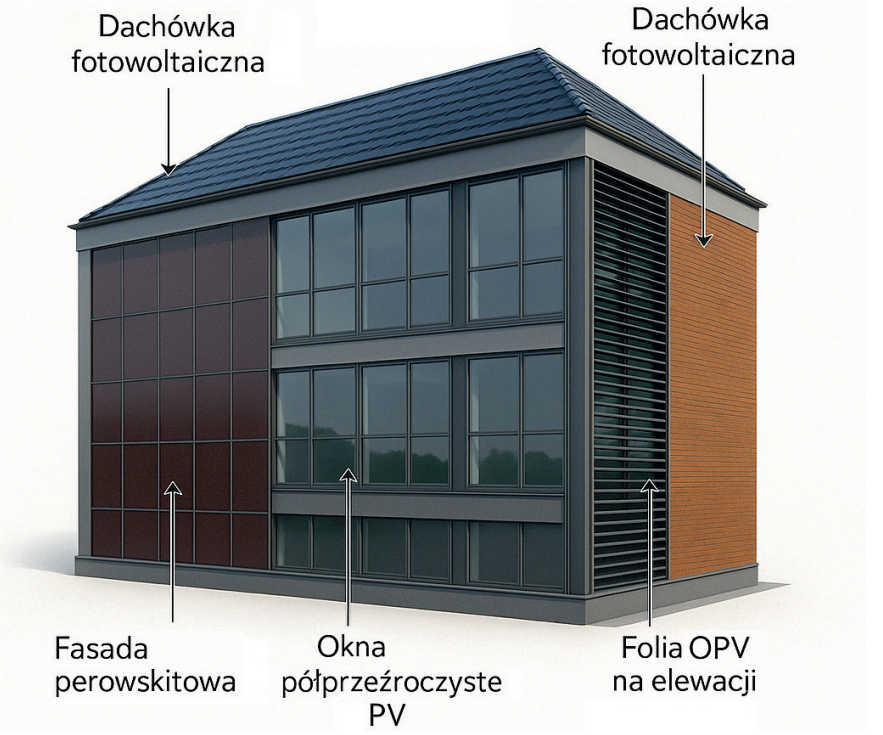
[160] P. Corti, A. Follo, P. Bonomo, Workflow to support cost-benefits comparison and sensitivity analysis of BIPV case studies: Three examples of BIPV facades in the south of Switzerland, Energy and Buildings, 322, 114732.

[161] W. Wang, K. Xu, S. Song, Y. Bao, C. Xiang, From BIM to digital twin in BIPV: A review of current knowledge, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 67, 103855.

[162] https://www.pv-magazine.com/2021/08/27/photovoltaic-sunshade-based-on-perovskite-solar-cells/, dostęp 13.09.2024.

[163] https://optics.org/news/9/10/31, dostęp 13.09.2024.

że organiczne BIPV mogą być nie tylko dodatkiem estetycznym, ale i realnym źródłem czystej energii w budynkach.



Rysunek 7. Budownictwo zintegrowane z fotowoltaiką (BIPV)

Źródło: opracowanie własne.

Zastosowania BIPV wpisują się w trend zielonego budownictwa. Integracja PV z budynkami zwiększa bezpieczeństwo energetyczne – budynki stają się częściowo niezależne energetycznie, zmniejszając obciążenie sieci podczas upałów (gdy działa klimatyzacja). W kontekście polityk nearly-zero energy buildings (NZEB) fotowoltaika zintegrowana jest wręcz kluczowa[164,165,166].

[164] M. Ibrahim, F. Harkouss, P. Biwole, F. Fardoun, Ouldboukhitine S., Building retrofitting towards net zero energy: A review, Energy and Buildings, 322, 114707.

[165] V. Battaglia, L. Vanoli, M. Zagni, Economic benefits of Renewable energy communities in smart districts: A comparative analysis of incentive schemes for NZEBs, Energy and Buildings, 305, 113911.

[166] J.M. Rey-Hernandez, F.J. Rey-Martínez, J.M. Sala-Lizarraga, A. Picallo-Perez, Innovative exergy indicators for analyzing an nZEB building to promote new areas of improvement, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 69, 103917.

Technologie trzeciej generacji mogą umożliwić pokrycie jeszcze większych powierzchni budynków ogniwami (nawet okien – trwają prace nad półtransparentnymi perowskitami i organicznymi ogniwami w formie powłok na szkło). To kierunek rozwoju zapewniający rozproszenie źródeł generacji w tkance miejskiej i zwiększenie odporności miast.

Polityka energetyczna, rynek a bezpieczeństwo energetyczne dzięki PV

Dynamiczny rozwój fotowoltaiki nie byłby możliwy bez sprzyjających uwarunkowań politycznych i rynkowych. W początkowych latach XXI w. kraje rozwinięte wprowadziły liczne mechanizmy wsparcia OZE: systemy taryf feed-in, zielone certyfikaty, ulgi inwestycyjne – wszystko to napędziło popyt na instalacje PV, co z kolei umożliwiło budowę wielkiej skali produkcji i spadek cen. Przykład Niemiec, gdzie już w latach 2000–2010 zainstalowano ponad 28 GW mocy PV (przy pierwotnym planie 3 GW), pokazuje, jak skuteczna polityka może przyspieszyć rozwój technologii[167]. Dziś fotowoltaika stała się jedną z najtańszych form generacji energii, więc subsydia bezpośrednie są stopniowo wycofywane, ale pojawiają się nowe działania rządów motywowane także względami bezpieczeństwa energetycznego i gospodarki surowcami. Istotnym aspektem stało się uniezależnienie łańcuchów dostaw technologii PV. Ponieważ produkcja paneli koncentruje się geograficznie (obecnie Chiny dominują, mając >80% udziału we wszystkich etapach wytwarzania), wiele państw dostrzega zagrożenie w takiej zależności od jednego dostawcy. W kontekście napięć geopolitycznych dywersyfikacja dostaw paneli stała się częścią strategii bezpieczeństwa energetycznego. Unia Europejska i Stany Zjednoczone uruchamiają programy wsparcia budowy własnych mocy produkcyjnych PV – np. w 2022 r. USA uchwaliły ustawę Inflation Reduction Act, przewidującą ulgi i dopłaty dla krajowej produkcji paneli, a UE ogłosiła pakiety wspierające wytwarzanie ogniw nowej generacji. Jak informuje raport Reutera, ambitne cele rozwoju energii słonecznej oraz mechanizmy finansowe w USA i Europie mają pomóc perowskitowym technologiom przejść z etapu pilotażowego do fabryk komercyjnych, wspierając jednocześnie lokalne bezpieczeństwo dostaw energii [168]. Tym samym polityka przemysłowa zaczyna iść w parze z polityką

[167] V. Benda, Photovoltaics after 40 years of development. Journal of Engineering Science and Technology Review, 5(4), 1-8.

[168] Reuters. Perovskite solar goes commercial as yield gains align with market forces, Insight, 2023.

energetyczno-klimatyczną – rozwój zaawansowanych paneli PV postrzegany jest jako element rywalizacji technologicznej i zabezpieczenia interesów państw.

Fotowoltaika odgrywa też bezpośrednio rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego poprzez zmniejszenie zależności od paliw kopalnych. Każdy gigawat zainstalowany w PV to mniej węgla, gazu czy ropy potrzebnych do wyprodukowania ekwiwalentnej energii elektrycznej. Dla krajów importujących surowce energetyczne własne instalacje słoneczne oznaczają poprawę bilansu handlowego i odporności na szoki cenowe. W dobie niestabilności geopolitycznej (np. kryzys gazowy w Europie 2021–22) OZE stały się synonimem bezpieczeństwa – inwestycje w PV i wiatr traktowane są nie tylko jako działanie proklimatyczne, ale i strategiczne z punktu widzenia niezależności energetycznej. Co więcej, fotowoltaika jest technologią modułową i szybką w instalacji – farmę PV o mocy setek MW można zbudować w kilkanaście miesięcy, podczas gdy budowa dużej elektrowni konwencjonalnej trwa lata. To daje państwom narzędzie do względnie szybkiego zwiększania mocy w systemie przy rosnącym popycie, bez ryzyka długotrwałych opóźnień. Nie można jednak zapominać o potencjalnych wyzwaniach rynkowych i strategicznych związanych z PV. Koncentracja produkcji w Azji rodzi pytania o uzależnienie od importu technologii – np. Europa w 2023 r. importowała panele za rekordowe kwoty, co paradoksalnie tworzy nową zależność (od technologii zamiast surowców). Odpowiedzią jest wspomniane dążenie do rozwoju własnego przemysłu PV – zwłaszcza nowych technologii, gdzie podmioty europejskie czy amerykańskie mogą od początku zbudować przewagi (przykładem jest europejska inicjatywa European Perovskite Initiative skupiająca wiodące instytucje i firmy nad rozwojem komercyjnych ogniw perowskitowych). Innym zagrożeniem jest dostęp do surowców – np. produkcja zaawansowanych modułów wymaga srebra, miedzi, a w cienkowarstwowych CdTe używa się telluru (rzadki pierwiastek). Dlatego branża już teraz pracuje nad zmniejszeniem zawartości srebra w ogniwach czy poszukuje alternatywnych materiałów. Recykling paneli fotowoltaicznych stanie się w najbliższych dekadach ważnym elementem łańcucha – pierwsza duża fala zużytych modułów pojawi się ok. 2030 r., stąd rozwój technologii odzysku krzemu, szkła i metali z modułów jest istotny, by zamknąć obieg materiałów.

Podsumowując, rozwój zaawansowanych systemów fotowoltaicznych wprost przekłada się na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Dywersyfikacja źródeł (słońce jako lokalne, niewyczerpywalne źródło energii),

uniezależnienie od importowanych paliw, budowa nowego przemysłu krajowego wokół technologii PV oraz wzrost odporności infrastruktury (dzięki generacji rozproszonej i magazynowaniu) – to wszystko efekty upowszechnienia fotowoltaiki. Nie bez powodu wiele krajów uwzględnia energetykę słoneczną jako filar swoich strategii bezpieczeństwa – jest ona postrzegana jako klucz do zarówno transformacji klimatycznej, jak i stabilnych dostaw energii w długim horyzoncie. Dalszy postęp technologiczny, zwłaszcza w obszarze nowych generacji ogniw, może te korzyści jeszcze spotęgować – ogniwa o wyższej sprawności i nowych formach aplikacji umożliwią wykorzystanie energii słonecznej tam, gdzie dotąd nie było to możliwe. Można więc oczekiwać, że fotowoltaika będzie odgrywać coraz większą rolę w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego państw w XXI wieku.

4.2. Główne rodzaje technologii PV

Fotowoltaika (PV) obejmuje różnorodne technologie ogniw słonecznych, które różnią się materiałem półprzewodnikowym, konstrukcją oraz parametrami użytkowymi. Najbardziej rozpowszechnione są krzemowe ogniwa monokrystaliczne i polikrystaliczne**,** na rynku obecne są także technologie cienkowarstwowe (m.in. ogniwa na bazie tellurku kadmu CdTe, krzemu amorficznego a-Si, selenku miedziowo-indowego CIS/CIGS) oraz rozwijane intensywnie perowskity. Wszystkie one wykorzystują zjawisko fotoelektryczne – pochłonięta energia fotonów generuje w półprzewodniku pary elektron-dziura, rozdzielane przez wewnętrzne pole elektryczne złącza p-n i kierowane do zewnętrznego obwodu, co w efekcie wytwarza prąd elektryczny. Poniżej przedstawiono główne cechy tych technologii – zasadę działania, kluczowe parametry (sprawność, trwałość), stopień dojrzałości rynkowej i zastosowania – a także analizę ich udziału rynkowego w skali świata i Polski oraz potencjalny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne państwa.

Krzemowe technologie konwencjonalne: monokrystaliczne i polikrystaliczne

Ogniwa monokrystaliczne (mono-Si) wykonane są z monolitycznego kryształu krzemu o uporządkowanej strukturze sieci krystalicznej. Kryształy te otrzymuje się metodą Czochralskiego, co umożliwia wyciąganie monokryształów

z roztopionego krzemu[169]. Uzyskane cylindryczne ingoty są cięte na cienkie płytki (wafle), z których wytwarza się pojedyncze ogniwa. Dzięki jednorodnej strukturze krzemu elektrony mogą swobodniej się przemieszczać, co przekłada się na najwyższą sprawność konwersji wśród komercyjnych technologii PV[170]. Nowoczesne moduły monokrystaliczne osiągają sprawność ok. *18–22%*, a rekord laboratoryjny ogniwa wynosi *~27,3%*[171]. Typowa moc jednostkowa paneli mono-Si jest większa niż w innych technologiach, co oznacza mniejsze zapotrzebowanie na powierzchnię [172]. Ogniwa te cechują się też wysoką trwałością – standardowo producenci gwarantują ~25–30 lat, przy niewielkim (~0,5%/rok) spadku mocy. W efekcie monokrystaliki w ostatnich latach zdominowały rynek fotowoltaiczny [173]. Wadą pozostaje wyższy koszt produkcji w porównaniu z tańszymi, choć mniej wydajnymi ogniwami[174]. Z uwagi na najwyższą sprawność i estetyczny wygląd (jednolita ciemna barwa) monokrystaliczne panele znajdują zastosowanie w praktycznie wszystkich rodzajach instalacji – od mikroinstalacji prosumenckich po wielkie farmy PV.

Ogniwa polikrystaliczne (multi-Si) również bazują na krzemie, lecz materiał krystalizuje w formie wielu małych, przypadkowo zorientowanych ziaren. Prostota i niższy koszt wytwarzania stanowiły główną zaletę poli-Si, choć odbywało się to kosztem niższej sprawności – typowo *14–18%* (rekord ogniwa ~24,4%)[175]. Niższa efektywność oznacza konieczność zastosowania większej powierzchni do osiągnięcia tej samej mocy co w mono-Si [8]. Ogniwa poli-

[169] J. Chantana, Impact of average photon energy on spectral gain and loss of various-type PV technologies at different locations. Renewable Energy, 145, 1317-1324.

[170] M. Mirzaei, M.Z. Mohiabadi, A comparative analysis of long-term field test of monocrystalline and polycrystalline PV power generation in semi-arid climate conditions. Energy for Sustainable Development, 38, 93101.

[171] R.K.R. Alla, et al., Monocrystalline photovoltaic material based symmetrical and unsymmetrical Triple-Series Parallel-Ladder configuration for harvesting maximum power under partial shading conditions. Results in Optics, 16, 100682.

[172] F.A.F. Oliveira, et al., Long-wavelength infrared optical properties of polycrystalline silicon PV modules under clean and soiled conditions for thermography analysis. Solar Energy, 284, 113028.

[173] A. Ouédraogo, et al., Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature. Results in Optics, 4, 100101.

[174] Z. Han, et al., Effect of different PV modules surface energies and surface types on the particle deposition characteristics and PV efficiency. Renewable Energy, 237, 121614.

[175] S.S. Dipta, et al., Evaluating different alkylammonium bromide passivation films to stabilize and enhance PV performance of perovskite solar cells. Solar Energy, 286, 113195.

-Si cechują się też żywotnością ~25 lat, jednak szybciej tracą wydajność przy podwyższonej temperaturze. Do niedawna panele polikrystaliczne były bardzo popularne ze względu na korzystny stosunek ceny do mocy, lecz wraz z potanieniem i wzrostem sprawności mono-Si zaczął się ich zmierzch. Obecnie większość producentów przestawiła się na technologię monokrystaliczną, a panele poli-Si są niemal wycofane z rynku.

Porównanie monokrystalicznych i polikrystalicznych – parametry. W tabeli 8 zestawiono podstawowe parametry tych technologii na tle ogniw cienkowarstwowych i perowskitowych. Ogniwa mono-Si oferują najwyższą sprawność spośród komercyjnych (moduły ~20%, rekord ~27,3%), podczas gdy poli-Si osiągają 16–17% (rekord ~24,4%). Ta różnica sprawia, że w praktyce monokrystaliczne wypierają polikrystaliczne z rynku. Obie technologie cechują się długą żywotnością (>25 lat) i niewielkim spadkiem mocy w czasie. Dynamiczny rozwój krzemowych ogniw PERC czy TOPCon pozwolił w dekadę zwiększyć sprawność modułów z ~16% do ~22% i jednocześnie obniżyć koszty.

Technologie cienkowarstwowe (thin-film PV)

W ogniwach cienkowarstwowych bardzo cienkie warstwy materiału półprzewodnikowego (od kilkudziesięciu nm do kilku μm) nakłada się na podłoże (szkło, metal czy polimer) [1]. Ogranicza to zużycie surowca i potencjalnie upraszcza produkcję, lecz sprawność jest niższa niż w krzemie. Główne rozwiązania to: CdTe**,** CIGS/CIS oraz a-Si.

Ogniwa CdTe (tellurek kadmu). CdTe jest dominującą technologią cienkowarstwową pod względem skali produkcji (m.in. firma First Solar). Obecnie moduły CdTe uzyskują w warunkach komercyjnych ~16–18% sprawności, rekord ogniwa wynosi ~21%[176]. Zaletą CdTe jest niższy współczynnik temperaturowy strat mocy, co umożliwia lepsze wykorzystanie w gorącym klimacie. Surowce (tellur, kadm) są rzadsze i potencjalnie toksyczne (kadm), lecz w modułach występują w formie stabilnego związku, a recykling jest prowadzony na dużą skalę. Technologia ta stanowi ~2–3% udziału w globalnym rynku PV[177].

[176] R.K.R. Alla, et al., Monocrystalline photovoltaic material based symmetrical and unsymmetrical Triple-Series Parallel-Ladder configuration for harvesting maximum power under partial shading conditions. Results in Optics, 16, 100682.

[177] A. Ouédraogo, et al., Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature. Results in Optics, 4, 100101.

Ogniwa CIS/CIGS (selenek miedziowo-indowy). CIGS osiągnęły najwyższą sprawność wśród cienkowarstwowych (rekord ~23,4%), lecz moduły komercyjne mają ~12–15%. Technologia jest trudniejsza w produkcji (cztery pierwiastki: Cu, In, Ga, Se), co skutkuje ograniczoną skalą i wyższymi kosztami. CIGS charakteryzuje się lepszą absorpcją przy słabym świetle i może być osadzany na foliach, co umożliwia tworzenie elastycznych modułów. Mimo to, udział CIGS w rynku jest niewielki (<1%).

Ogniwa amorficzne a-Si. a-Si to najstarsza cienkowarstwowa technologia[178]. Ma najniższą sprawność (moduły ~6–10%), a efekt Staeblera-Wronskiego powoduje znaczny spadek sprawności w pierwszych miesiącach eksploatacji. a-Si znalazł zastosowanie w drobnych urządzeniach (kalkulatory), BIPV czy aplikacjach półprzezroczystych, lecz jego udział na rynku jest obecnie marginalny.

Tabela 8. Podstawowe parametry wybranych technologii PV

Technologia PV	Sprawność modułów [%] (typ.)	Rekord ogniwa (lab) [%]	Główne cechy
Mono-Si	18–22	~27,3	Najwyższa sprawność, duża trwałość, wyższy koszt
Poli-Si	14–18	~24,4	Tańsza produkcja, niższa sprawność, znika z rynku
CdTe (cienkowarstwowe)	16–18	~21	Lepsze w gorącym klimacie, ~2–3% udział globalnie
CIGS (cienkowarstwowe)	12–15	~23,4	Elastyczność, niska produkcja, niszowe zastosowania
a-Si (cienkowarstwowe)	6–10	~13,5	Efekt degradacji, słaba sprawność, zastos. niszowe
Perowskit (nowa generacja)	– (w fazie R&D)	~25,2	Potencjał niskiego kosztu, duży problem trwałości

Źródło: opracowanie własne na podstawie dostępnych danych i specyfikacji producentów.

[178] J. Chantana, Impact of average photon energy on spectral gain and loss of various-type PV technologies at different locations. Renewable Energy, 145, 1317-1324.

Ogniwa perowskitowe – nowa generacja PV

Charakterystyka i rozwój technologii. Ogniwa perowskitowe (związki typu ABX_3, np. $CH_3NH_3PbI_3$) od około 2012 r. zyskały ogromne zainteresowanie[179]. Ich sprawność w laboratoriach wzrosła z ~4% do ponad 25% w niecałą dekadę. Przełomem jest możliwość taniej produkcji cienkich warstw absorbera i wysoka absorpcja światła. Istotnym problemem jest jednak krótka żywotność (związana z rozkładem w warunkach wilgoci i temperatury)[180]. Mimo to perowskity mają potencjał do osiągnięcia niskiego kosztu produkcji i wysokiej sprawności, szczególnie w tandemie z krzemem (gdzie możliwe jest przekroczenie 30% sprawności).

Budowa i zasada działania. Ogniwo perowskitowe składa się z warstwy perowskitu jako absorbera, warstw transportujących elektrony i dziury oraz elektrod. Proces wytwarzania jest prosty i może opierać się na metodach drukowanych (ink-jet, slot-die coating), co rodzi nadzieję na masowe zastosowanie. Największym wyzwaniem jest poprawa stabilności materiału pod wpływem światła, wilgoci, tlenu i podwyższonej temperatury. W Polsce firma Saule Technologies rozpoczęła pilotażową produkcję ogniw drukowanych perowskitowych w formie elastycznych folii[181]. Możliwe zastosowania to BIPV (np. fasady, żaluzje fotowoltaiczne), zasilanie IoT, dronów czy tandemowe łączenie z krzemem. Dotychczas brak wielkoskalowej komercjalizacji, trwają badania nad stabilnością i recyklingiem (problematyczny toksyczny ołów).

Udział rynkowy technologii PV – świat i Polska

Fotowoltaika rozwija się dynamicznie – roczne przyrosty mocy sięgają ~26% (w latach 2013–2023)[182]. Krzem krystaliczny dominuje (ok. 97% rynku), w tym monokrystaliczne ~90%. Poli-Si szybciej znika, a cienkowarstwowe (CdTe, CIGS, a-Si) stanowią ~3%[183]. W Polsce trend jest podobny, choć transformacja

[179] A. Ouédraogo, et al., Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature. Results in Optics, 4, 100101.

[180] Z. Han, et al., Effect of different PV modules surface energies and surface types on the particle deposition characteristics and PV efficiency. Renewable Energy, 237, 121614.

[181] S.S. Dipta, et al., Evaluating different alkylammonium bromide passivation films to stabilize and enhance PV performance of perovskite solar cells. Solar Energy, 286, 113195.

[182] A. Ouédraogo, et al., Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature. Results in Optics, 4, 100101.

[183] K. Lari, et al., Techno-economic analysis to determine the potential of perovskite-based PV blinds for buildings. Solar Energy, 265, 112052.

dokonała się gwałtownie: obecnie 98–99% stanowią moduły monokrystaliczne. Cienkowarstwowe pojawiają się w marginalnym procencie, a perowskity – na razie w skali pilotażowej.

Tabela 9. Udział technologii w rynku PV

Technologia	Świat [9]	Polska [6]
Mono-Si (krzem)	~95–96%	~98%
Poli-Si (krzem)	<1%	~2%
Cienkowarstwowe (CdTe…)	~3%	<1%
Perowskity (R&D, pilot)	~0%	~0%

Źródło: opracowanie własne.

Technologia PV a bezpieczeństwo energetyczne państwa

Rozwój różnych technologii fotowoltaicznych istotnie wpływa na kształtowanie bezpieczeństwa energetycznego (ciągłość i niezależność dostaw energii, odporność na zakłócenia). PV zmniejsza zależność od paliw kopalnych, wspierając transformację i ograniczając emisje. Polska niemal w całości importuje panele z Chin (86% światowej produkcji), co rodzi pewne ryzyka łańcucha dostaw, lecz są one i tak mniejsze niż dalsze uzależnienie od surowców kopalnych. Dywersyfikacja technologii (mono-Si, CdTe, CIGS, perowskity) może ograniczyć monopol materiałowy oraz pozwolić rozwinąć lokalne kompetencje – np. perowskity w Polsce. Każda nowa moc OZE w kraju zmniejsza import paliw, zwiększając samowystarczalność. Rosnący udział PV wymaga jednak rozwoju magazynowania energii i inteligentnej sieci, by zarządzać zmiennością produkcji. W praktyce największą stabilność rynku zapewnia dominująca technologia mono-Si, jednak utrzymywanie i wspieranie mniejszych segmentów (CdTe, CIGS, perowskity) służy elastyczności i bezpieczeństwu łańcuchów dostaw[184]. Takie działania są spójne z polityką UE wspierającą innowacje w PV, co w Polsce przejawia się we wspomnianych projektach (m.in. perowskitów)[185]. Podsumowując, różnorodność technologii PV sprzyja wzmacnianiu bezpieczeństwa energetycznego przez dywersyfikację i rozwój krajowego potencjału produkcyjnego.

[184] K. Lari, et al., Techno-economic analysis to determine the potential of perovskite-based PV blinds for buildings. Solar Energy, 265, 112052

[185] E.Y. Salih, Characterization and performance evaluation of nanostructured rod-like CdTe/Si fast-response visible light photodetector, Physica B: Condensed Matter, 685, 1416056.

4.3. Trendy innowacyjne i badania nad nowymi materiałami

Ogniwa perowskitowe

Największą sensację w ostatniej dekadzie wywołały hybrydowe ogniwa perowskitowe, oparte na halogenkowych związkach metaloorganicznych (ABX_3, np. $CH_3NH_3PbI_3$). Ich sprawność wzrosła z ~3% do powyżej 25% w ciągu kilku lat, co świadczy o wyjątkowym potencjale. Wysoka absorpcyjność i możliwość drukowania cienkich warstw (~500 nm) przekłada się na potencjalnie niskie koszty produkcji[186]. Dodatkowe zalety to elastyczność i opcja tworzenia ogniw półprzezroczystych. Najwikszym wyzwaniem pozostaje stabilność**.** Perowskity ulegają degradacji w obecności wilgoci, tlenu i promieniowania UV, a także przy podwyższonych temperaturach. Jednak intensywne prace nad enkapsulacją oraz modyfikacjami składu (np. kation FA^+, Cs^+; wprowadzanie perowskitów 2D) przyniosły poprawę. W 2024 r. zespół Rice University przedstawił prototyp perowskitowy, który zachował ponad 97% wydajności po 1000 h testu 85°C/85% RH[187]. Polska firma Saule Technologies uzyskała w 2023 r. certyfikat TÜV potwierdzający spełnienie norm IEC przez elastyczne moduły perowskitowe[188]. Kolejne ważne zagadnienie to toksyczność Pb. Co prawda ołów stanowi ułamek masy, a hermetyczne zamknięcie w module praktycznie eliminuje wyciek, lecz dąży się do materiałów Pb-free (np. Sn, Ge). Niestety efektywności takich ogniw są znacznie niższe (~5–10%). Najbardziej obiecującą ścieżką komercjalizacji perowskitów w nadchodzących latach jest tandemowe połączenie z krzemem – górna warstwa perowskitu i dolna krzemowa pozwalają znacząco przekroczyć sprawność samego krzemu. Już osiągnięto wartości w okolicach 33–34%[189]. W 2024 r. firma Oxford PV rozpoczęła pierwszą komercyjną dostawę modułów perowskit+krzem (24–25% efektywności modułu)[190].

[186] Fraunhofer ISE. Photovoltaics Report, 2024.

[187] Rice University News, *Major gains in perovskite solar cell stability*. 13.06.2024.

[188] Gramwzielone.pl, Polskie perowskity z certyfikatem TÜV. 11.12.2023.

[189] E. Bellini. Longi chińskie rekordy tandemowe, Pv Magazine, 31.05.2024.

[190] P. Jowett. Oxford PV starts commercial distribution of perovskite solar modules, Pv Magazine, 05.09.2024.

Fotowoltaika organiczna (OPV)

Ogniwa organiczne wykorzystują przewodzące polimery lub małe cząsteczki jako absorber. Rozwój niefulerenu (NFA) jako akceptora elektronów umożliwił przełamanie długoletnich barier sprawności. Najnowsze rekordy ogniw OPV przekraczają 19%[191]. Kluczowymi zaletami technologii OPV są:

- Możliwość druku rolowego (roll-to-roll) na foliowych podłożach;
- Lekkość i elastyczność;
- Półprzezroczystość lub barwienie, co sprzyja BIPV;
- Dobra wydajność w słabym świetle (wewnątrz pomieszczeń).

Wady to relatywnie niska stabilność (materiały ulegają fotodegradacji). Konieczna jest zaawansowana enkapsulacja, by osiągnąć 5–10 lat eksploatacji. Mimo to, OPV już znajduje nisze: zasilanie czujników IoT, elastyczne gadżety, elementy fasad w obiektach pokazowych. Firmy takie jak Heliatek czy Armor oferują półprzezroczyste folie organiczne do budynków. Jeśli dalsze badania wydłużą trwałość do poziomu 15–20 lat, OPV może zyskać większy udział rynkowy.

Ogniwa z kropkami kwantowymi (QD)

Kropki kwantowe (np. PbS, CdSe lub perowskitowe nanokryształy) mają wielki potencjał w fotowoltaice. Dają się wytwarzać w roztworze, a ich pasmo można dostrajać rozmiarem nanocząstek. Już osiągnięto 18,1% sprawności laboratoryjnej[192]. Celem długoterminowym jest wykorzystanie zjawiska wielokrotnej ekscytonizacji (MEG), by przekroczyć limit Shockleya-Queissera. Na razie jednak QD pozostają technologią badawczą, borykając się z problemem niestabilności ligandów i wysokiej rekombinacji. Niemniej fakt osiągnięcia blisko 20% przy tanich, niskotemperaturowych procesach świadczy o ogromnym potencjale.

Ogniwa barwnikowe (DSSC)

DSSC (ang. Dye-Sensitized Solar Cells) były przełomem lat 90., jednak przez wiele lat zatrzymały się przy sprawnościach <10%. Niedawno EPFL (Szwajcaria) pobiło rekord ponad 15% w pełnym świetle oraz 30% w warunkach

[191] ScienceDaily, Record 19.31% efficiency with organic solar cells, 01.06.2023.

[192] Tech. Networks, World's Most Efficient Quantum Dot Solar Cells – 18.1% , 23.02.2024.

oświetlenia rozproszonego[193]. Ogniwa barwnikowe są półprzezroczyste i mogą działać przy niskim natężeniu światła, co sprzyja zastosowaniom wewnątrz budynków. Największe wyzwanie to konieczność szczelnej enkapsulacji (płynny lub żelowy elektrolit). Mimo wszystko DSSC znajdują pewne nisze: kolorowe fasady, urządzenia indoor czy technologie czujników.

Kesterit (CZTS) i inne materiały perspektywiczne

Kesterit $Cu_2ZnSn(S,Se)_4$, zwany też CZTS, jest alternatywą dla CIGS – zawiera tylko obfite pierwiastki (Cu, Zn, Sn, S/Se). Rekord sprawności to około 13,2%, a trwają prace nad osiągnięciem docelowo 15–20%[194]. Jeżeli się to powiedzie, kesterit może stać się niskokosztową cienkowarstwową technologią bez pierwiastków krytycznych.

Inne perspektywiczne kierunki to: perowskity bezołowiowe (na bazie Sn, Ge, Bi), dwuwymiarowe dichalkogenki metali (MoS_2, WS_2) oraz materiały z tzw. pasmem pośrednim. Większość jest na wczesnym etapie badań, lecz może przynieść kolejne przełomy w ciągu najbliższej dekady.

Innowacyjne struktury i koncepcje:

a) Ogniwa tandemowe i wielozłączowe

Zasadniczym sposobem na przekroczenie ~30% sprawności pojedynczego złącza jest łączenie różnych materiałów w jedno ogniwo wielozłączowe (tandemowe). Każda warstwa w tandemie pochłania inny zakres widma słonecznego – np. górna warstwa o wyższym pasmie (absorbuje UV/vis), dolna o niższym (absorbuje IR). Rozwiązanie to znane jest od dawna w ogniwach III–V (np. GaInP/GaAs/Ge), gdzie rekord sprawności wynosi 47,6% przy koncentracji. Ich koszt jest jednak bardzo wysoki. Przełom nadeszły wraz z tandemami perowskit+krzem. Krzem stanowi stabilną warstwę dolną (band gap ~1,1 eV), podczas gdy perowskit o paśmie 1,7–1,8 eV zbiera światło krótkofalowe. Rekord sprawności takich tandemów przekracza 33–34%. Według doniesień chińskiego producenta LONGi, w 2024 r. udało się uzyskać 33,9% w laboratorium[195]. Firma Oxford PV uruchomiła produkcję pilotażową modułów tandemowych ~24–25%. Postępy w dziedzinie enkapsulacji i dopasowania warstw

[193] S. Enkhardt. EPFL sets new efficiency record for DSSC, Pv Magazine, 28.10.2022.

[194] D. Carroll. Australian researchers set world record with kesterite solar cell, Pv Magazine, 28.01.2025.

[195] E. Bellini. Longi chińskie rekordy tandemowe, Pv Magazine, 31.05.2024.

sugerują, że tandemy te wejdą do użytku komercyjnego jeszcze w obecnej dekadzie. Testowane są też tandemy całkowicie oparte na perowskitach (tzw. all-perovskite tandem) lub łączące CIGS z perowskitem (co umożliwia elastyczność). W 2022 r. osiągnięto już ponad 24% efektywności w perowskit/CIGS. Wielowarstwowe struktury 3- czy 4-złączowe teoretycznie mogą sięgnąć ponad 40%. Głównymi wyzwaniami są jednak stabilność i koszt procesu (dodawanie kolejnych warstw jest bardziej złożone).

b) Technologie cienkowarstwowe i integracja

CdTe i CIGS od lat stanowią alternatywę wobec krzemu – to tzw. II generacja PV. Moduły CdTe (producent First Solar) i CIGS (Solar Frontier, Avancis) osiągają obecnie 17–19% komercyjnie, a w laboratoriach ~21–23%. Ich głównym atutem jest cienka warstwa absorbera (rzędu kilku mikrometrów), pozwalająca zmniejszyć masę i koszty surowca. Ograniczeniem bywa toksyczność CdTe (kadm, tellur) lub rzadkość pierwiastków (In, Ga w CIGS). Technologie te już są dojrzałe i obecne na rynku, lecz udział w globalnym wolumenie spadł poniżej 3%[196]. Warto jednak zauważyć, że tandemy cienkowarstwowe, np. perowskit+CIGS, mogą dać drugie życie tym materiałom. W zależności od kosztu i stabilności warstw perowskitowych, w przyszłości zobaczymy komercyjne hybrydy zwiększające sprawność zwykłych modułów CIGS z ~20% do ponad 24–25%. Obecnie trwają intensywne prace nad procesem nakładania perowskitu na delikatne ogniwo CIGS i nad barierami ochronnymi.

c) BIPV i fotowoltaika zintegrowana

Rośnie znaczenie BIPV (Building Integrated Photovoltaics), czyli ogniw zintegrowanych z elementami budynku: fasadami, dachówkami, oknami. Nowe materiały PV (m.in. perowskity i OPV) mogą być wykonywane w formie półprzezroczystych folii lub laminatów, co umożliwia zachowanie funkcji okna czy fasady przy jednoczesnej generacji energii. Przykładem są fasady z drukowanymi perowskitami testowane przez firmę Saule Technologies oraz Heliatek (OPV), czy też okna barwnikowe (DSSC) w budynku EPFL w Lozannie. Architektura zyskuje dodatkową funkcję, a miasto może stać się „farmą PV" bez zajmowania nowej przestrzeni. Zalety BIPV: estetyka, mniejsze straty przesyłowe (zużycie energii na miejscu), oszczędność miejsca. Wyzwania: zwykle niższa sprawność (ogniwa półtransparentne) i wyższy koszt jednostkowy.

[196] Fraunhofer ISE. Photovoltaics Report. 2024.

Mimo to, wraz z zaostrzaniem norm efektywności energetycznej budynków BIPV może znacząco zyskać na popularności.

d) Nanomateriały i koncepcje wielospektralne

Nanotechnologia w fotowoltaice pozwala na tworzenie kropelek kwantowych (QD), struktur plazmonicznych (poprawa absorpcji), a także warstw luminescencyjnych, które konwertują fotony UV/IR do użytecznego zakresu. Rozwijane są luminescencyjne koncentratory (LSC) – szybę z nanocząstkami absorbującymi światło i reemitującymi je do krawędzi, gdzie osadzone są ogniwa. Firma ML System w Polsce oferuje np. szkło z powłoką kropkową (Quantum Glass), przepuszczające światło widzialne przy jednoczesnej absorpcji UV/IR. Trwają też badania nad ogniwami termofotowoltaicznymi (TPV), gdzie światło najpierw rozgrzewa emiter, który emituje dopasowany zakres fal do ogniwa. Uzyskuje się wysokie sprawności, lecz system jest kosztowny. Rozważa się go np. do wykorzystania ciepła odpadowego w przemyśle. W perspektywie kilku lat technologie te pozostaną raczej w sferze demonstracji, ale pokazują kierunek: maksymalne wykorzystanie całego widma słonecznego.

e) Zestawienie parametrów wybranych technologii

Poniższa tabela (tabela 10) porównuje najważniejsze obecne i nowe technologie ogniw. Uwzględniono rekordową sprawność w laboratorium (stan na 2024–2025), stabilność oraz dostępność surowcową.

Tabela 10. Przykładowe technologie ogniw fotowoltaicznych – rekordowa sprawność, stabilność i dostępność materiałowa

Technologia	Rekord lab. [%]	Stabilność/trwałość	Zasoby surowcowe
Krzem krystaliczny (c-Si)	~27,3	Wysoka (25+ lat w modułach)	Bardzo obfite (SiO_2 w piasku)
CdTe	~21	Wysoka (20–30 lat), hermetyzacja	Ograniczony Te, kadm toksyczny
CIGS	~23–24	Wysoka (podobna do krzemu)	Ind i gal ograniczone, droga produkcja
GaAs / III–V	do ~29	B. wysoka (nisza kosmiczna, CPV), koszty bardzo duże	Ga, In, Ge rzadkie
Perowskity (1-złączowe)	~25–26	Średnia (ulepszana enkapsulacja), wrażliwość na H_2O	Pb (toksyczny, ale w niewielkiej ilości), I dość obfite

Technologia	Rekord lab. [%]	Stabilność/trwałość	Zasoby surowcowe
OPV	~19	Niska/średnia (5–10 lat, zależy od enkapsulacji)	Bardzo duże (bazuje na węglu, wodór, azot)
Kropki kwantowe (QD)	~18	Niska/średnia (problemy ligandów)	Zależy od składu, PbS itp. w niewielkich ilościach
DSSC	~15	Średnia (płynny elektrolit – wymaga uszczelnienia)	Barwniki metaliczne (ruten) – umiark. dostępność
Kesterit (CZTS)	~13	Wysoka (podobna do CIGS)	Bardzo duże (Cu, Zn, Sn, S/Se są powszechne)

Źródło: opracowanie własne na podstawie dostępnej literatury.[197,198,199,200]

Dodatkowo w tabeli 11 zebrano główne obszary innowacji i badań w fotowoltaice wraz z ich potencjalnym wpływem na rozwój branży.

Tabela 11. Główne kierunki innowacji w fotowoltaice oraz ich potencjalne korzyści i wyzwania

Kierunek	Cel / oczekiwane korzyści	Wyzwania
1. Tandemy i wielozłączowe ogniwa	Przekroczenie limitu ok. 30% dla pojedynczego złącza, sięgnięcie 35–40%. Zwiększenie mocy z tej samej powierzchni.	Złożoność wytwarzania, połączenia między warstwami, stabilność każdej warstwy, wyższy koszt początkowy.
2. Nowe materiały absorberów (perowskity, OPV, kropki)	Potencjalnie niższy koszt produkcji (drukowanie), elastyczność, półprzezroczystość, szersze aplikacje (BIPV, IoT).	Niższa stabilność i niewystarczająca trwałość; konieczność dojrzałych procesów produkcyjnych na dużą skalę.
3. Poprawa stabilności i enkapsulacji	Wydłużenie żywotności nowych ogniw do 20–25 lat (standard rynkowy), zredukowanie degradacji.	Kosztowne testy przyspieszone, różne mechanizmy degradacji (wilgoć, UV, tlen, temperatura) wymagają interdyscyplinarnych badań.
4. BIPV, integracja w budynkach	Optymalizacja budynków zero- i plusenergetycznych, wykorzystanie dużych powierzchni (okna, fasady).	Niższa sprawność półprzezroczystych modułów, brak standaryzacji w montażu, konieczność estetyki i certyfikacji budowlanej.

[197] Fraunhofer ISE. Photovoltaics Report. 2024.

[198] ScienceDaily, Record 19.31% efficiency with organic solar cells, 01.06.2023.

[199] Tech. Networks, World's Most Efficient Quantum Dot Solar Cells – 18.1%, 23.02.2024.

[200] A. Ouédraogo, et al., Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature. Results in Optics, 4, 100101.

Kierunek	Cel / oczekiwane korzyści	Wyzwania
5. Zrównoważony rozwój i recykling	Ograniczenie toksycznych lub rzadkich pierwiastków (Pb, Cd, In, Ga, Te). Budowa systemu odzysku materiałów (np. srebro, krzem).	Konieczna infrastruktura recyklingu, koszty początkowe. Substytucje Pb/Sn i Cd/bez-Cd wciąż obniżają sprawność.
6. Udoskonalenia krzemu (TOPCon, HJT, bifacial)	Dalsze podnoszenie sprawności do ok. 26–27% w produkcji masowej, redukcja kosztu w przeliczeniu na 1 W.	Coraz mniejszy potencjał przyrostu efektywności, konieczne wysokie nakłady inwestycyjne w nowe linie produkcyjne.

Źródło: opracowanie własne.

Bezpieczeństwo energetyczne i perspektywy rozwoju

Rynek PV jest obecnie silnie zdominowany przez Chiny, które kontrolują około 80–90% produkcji na niemal wszystkich etapach – od poli-krzemu, przez wafle, ogniwa, aż po moduły. Dla krajów i regionów, które chcą uniezależnić się od zewnętrznych dostaw, jest to wyzwanie związane z bezpieczeństwem energetycznym. W odpowiedzi Unia Europejska oraz USA uruchamiają programy wsparcia lokalnych fabryk PV, inwestując w rozwój nowych linii produkcyjnych (np. zakład 3Sun włoskiego Enel, rozbudowa mocy w Meyer Burger w Niemczech). Jednym z impulsów może stać się właśnie przełom technologiczny – perowskity, OPV czy kesterity oferują szansę zbudowania nowych gałęzi przemysłu PV od podstaw w regionach poza Chinami.

Zwiększa się zapotrzebowanie PV na pierwiastki takie jak srebro, ind, tellur czy gal. Równocześnie kończą się okresy eksploatacji pierwszych generacji modułów, co wymaga rozwoju efektywnego recyklingu. Dla krzemu kluczowy jest odzysk srebra ze ścieżek przewodzących, dla CdTe – telluru, a w CIGS – indu i galu. Pierwsze fabryki recyklingu już powstają we Francji i w Niemczech, odzyskując nawet 90% masy modułu. W przypadku ogniw perowskitowych w przyszłości trzeba będzie wypracować sposób na wytrącanie Pb podczas utylizacji.

Bezpieczne, zrównoważone wykorzystanie zasobów jest istotne z punktu widzenia stabilności dostaw i oceny środowiskowej technologii. Widać tu wyraźne naciski legislacyjne (np. dyrektywy UE), które wymuszają odpowiedzialne podejście do pełnego cyklu życia paneli.

W horyzoncie do 2025–2030 roku możemy się spodziewać:

- Upowszechnienia modułów tandemowych perowskit+krzem o sprawności modułu ~27–30%, co pozwoli znacząco obniżyć koszt energii (LCOE)[201].
- Pierwszych produktów w pełni opartych na nowych ogniwach (np. elastyczne panele OPV na rynek BIPV, moduły z kropkami kwantowymi w niszach indoor)[202].
- Rozwoju przemysłu perowskitowego w Europie i USA, co zwiększy bezpieczeństwo dostaw.
- Postępu w stabilności nowych ogniw (bliżej standardu 20–25 lat), m.in. dzięki zaawansowanym powłokom ochronnym i nowym wariantom materiałów.
- Szerokiej integracji PV w budownictwie, motoryzacji (car-roof PV) i elektronice konsumenckiej (sprzęt zasilany energią wewnątrz pomieszczeń), co wymusi dalszy rozwój technologii lekkich, półprzezroczystych i o wysokiej wydajności w słabym świetle[203].

W perspektywie dłuższej celem jest osiągnięcie sprawności paneli przekraczających 30% (poprzez tandemy lub wielozłączowe struktury) przy zachowaniu niskiego kosztu i wystarczającej trwałości. Rozwój fotowoltaiki stanie się jeszcze bardziej interdyscyplinarny, angażując m.in. inżynierię materiałową (nowe absorbery), nanotechnologię (kropki, warstwy 2D), chemię (enkapsulanty, stabilizatory) i fizykę półprzewodników (nowe koncepcje: pasmo pośrednie, ogniwa termofotowoltaiczne). Dzięki temu fotowoltaika przyszłości będzie zarazem bardziej wydajna, wielofunkcyjna i bezpieczna środowiskowo.

Fotowoltaika w ostatnich latach zaczyna wykraczać poza tradycyjną technologię krzemową, która osiągnęła wysoki poziom dojrzałości i zbliża się do swoich fizycznych limitów. Nowe materiały i struktury – w szczególności perowskity**,** ogniwa organiczne**,** kropki kwantowe**,** kesterity – otwierają drogę do drukowalnych, ultracienkich, elastycznych urządzeń PV, które można integrować

[201] L.K. Bruce, S. Sadatifar, R. Evins, Techno-economic analysis to determine the potential of perovskite-based PV blinds for buildings. Solar Energy, 265, 112052.

[202] Z. Han, H. Lu, W. Zhao, *Effect of different PV modules surface energies and surface types on the particle deposition characteristics and PV efficiency.* Renewable Energy, 237, 121614.

[203] A. Kazemian, S. Mahmud, A. Zainudin, N. Ahmed, *Novel approach to PV cooling with PCM and advanced doping.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 145, 111164.

w fasadach budynków, urządzeniach elektronicznych, a nawet elementach ubioru. Największe nadzieje wiąże się z ogniwami tandemowymi, w których perowskit o szerokim paśmie łączy się z krzemem lub CIGS, pozwalając osiągać sprawności przekraczające 30%. Pierwsze komercyjne moduły tego typu wchodzą już na rynek, co może stanowić prawdziwy przełom, wydłużając dominację fotowoltaiki krzemowej przy jednoczesnym wzroście jej efektywności. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego rozwój innowacyjnych technologii PV jest kluczowy, aby zdywersyfikować łańcuchy dostaw, stworzyć nowe moce produkcyjne w różnych regionach świata, a także ograniczyć zużycie pierwiastków krytycznych (In, Te, Ga) i toksycznych (Cd, Pb). Intensywne prace nad recyklingiem modułów oraz poszukiwanie materiałów powszechnych (np. Cu, Zn, Sn, S) są elementami strategii zrównoważonego rozwoju. Podsumowując, fotowoltaika kolejnej generacji – oparta na nowatorskich materiałach i architekturach ogniw – to obszar przełomowych innowacji, które w najbliższych latach ukształtują globalny rynek energii słonecznej. W perspektywie do 2030 roku możemy być świadkami powszechnego stosowania paneli tandemowych >30% sprawności, powszechnej integracji PV z budynkami (BIPV) oraz pojawienia się całkiem nowych produktów (półtransparentne moduły drukowane, samowystarczalna elektronika indoor). W efekcie energia słoneczna stanie się jeszcze bardziej wydajna, dostępna i ekologiczna, wspierając dążenie do neutralności klimatycznej i niezależności energetycznej.

4.4. Magazynowanie energii w kontekście systemów PV

Rozwój fotowoltaiki (PV) przyczynia się do rosnącej roli odnawialnych źródeł energii (OZE) w miksie energetycznym wielu państw. Jednak źródła słoneczne są z natury niestabilne i zależne od zmiennych warunków pogodowych oraz cyklu dobowego. W konsekwencji narastają wyzwania dotyczące bilansowania sieci elektroenergetycznych, niezawodności dostaw prądu i bezpieczeństwa energetycznego państwa[204]. Jedną z kluczowych metod zapewnienia stabilności i elastyczności systemu przy wysokim udziale PV jest magazynowanie energii. Pozwala ono zrównoważyć zmienną generację słoneczną, przesuwając czas wykorzystania wytworzonej energii na moment zapotrzebowania.

[204] Urząd Regulacji Energetyki. Magazynowanie energii elektrycznej – pierwszy raport Prezesa URE. Warszawa 2024.

W niniejszym podrozdziale przedstawiono główne technologie magazynowania energii elektrycznej i cieplnej stosowane z systemami PV – od magazynów bateryjnych (litowo-jonowych, sodowo-jonowych i innych) po magazyny termiczne (sensible heat, PCM, wysokotemperaturowe). Omówiono również skrótowo inne rozwiązania, takie jak magazyny wodorowe, sprężonego powietrza (CAES), grawitacyjne i kinetyczne. Zaprezentowano przykłady wdrożeń w skali rozproszonej (domowej, mikrosieci) i wielkoskalowej (farmy PV), a także przeanalizowano znaczenie magazynów energii dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Uwzględniono kwestie ekonomiczne, środowiskowe i legislacyjne, związane z upowszechnieniem magazynów w realiach polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej.

Należy podkreślić, że intensywny rozwój fotowoltaiki (w tym kwestie konwersji, stabilności i optymalizacji modułów) został szeroko opisany w literaturze naukowej. Analizy te koncentrują się m.in. na poprawie sprawności ogniw PV pod różnymi warunkami oświetlenia[205,206], ograniczaniu strat w przypadku częściowego zacienienia[207], wpływie różnych zanieczyszczeń czy rodzajów modułów na końcowy uzysk, a także na zaawansowanych konstrukcjach wielozłączowych[208,209]. Progres w dziedzinie materiałów i architektury ogniw (barwnikowe, perowskitowe, tandemowe) skutkuje dalszym wzrostem produkcji energii ze słońca. Jednocześnie rośnie zapotrzebowanie na efektywne sposoby magazynowania tej energii, co stanowi główne zagadnienie niniejszego opracowania.

[205] J. Chantana, Impact of average photon energy on spectral gain and loss of various-type PV technologies at different locations. Renewable Energy, 145, 1317-1324.

[206] M. Mirzaei, M.Z. Mohiabadi, A comparative analysis of long-term field test of monocrystalline and polycrystalline PV power generation in semi-arid climate conditions. Energy for Sustainable Development, 38, 93–101.

[207] R.K.R. Alla, et al., Monocrystalline photovoltaic material based symmetrical and unsymmetrical Triple-Series Parallel-Ladder configuration for harvesting maximum power under partial shading conditions. Results in Optics, 16, 100682.

[208] F.A.F. Oliveira, et al., Long-wavelength infrared optical properties of polycrystalline silicon PV modules under clean and soiled conditions for thermography analysis. Solar Energy, 284, 113028.

[209] K. Lari, et al., Techno-economic analysis to determine the potential of perovskite-based PV blinds for buildings. Solar Energy, 265, 112052.

Magazyny bateryjne w systemach fotowoltaicznych

Wśród technologii magazynowania energii elektrycznej najbardziej rozpowszechnione w połączeniu z PV są obecnie magazyny bateryjne, w szczególności bazujące na ogniwach litowo-jonowych [2].

Baterie Li-ion cechują się:

- Stosunkowo wysoką gęstością energii (150–250 Wh/kg w zależności od chemii),
- Sprawnością rundtrip (ładowanie-rozładowanie) rzędu 90–95%,
- Długością życia na poziomie od 2000 do ponad 7000 cykli (w zależności od głębokości rozładowania i temperatury),
- Dużą elastycznością w zakresie aplikacji – od domowych magazynów 5–20 kWh do wielkoskalowych systemów setek MWh[210].

W obrębie Li-ion wyróżnia się różne składy katody: NMC (nikiel-mangan-kobalt), NCA (nikiel-kobalt-glin) czy LFP (litowo-żelazowo-fosforanowe). Te ostatnie (LFP) są szczególnie cenione w zastosowaniach stacjonarnych ze względu na długą żywotność (powyżej 4000 cykli przy 80% głębokości rozładowania) i wysokie bezpieczeństwo termiczne[211]. Wadą może być nieco niższa gęstość energii niż w przypadku NMC/NCA, jednak w instalacjach stacjonarnych nie stanowi to zwykle kluczowego problemu[212].

Obiecującą alternatywą stają się baterie sodowo-jonowe (Na-ion)**,** w których drogi i mniej dostępny lit zastępowany jest powszechnym sodem. W perspektywie masowej produkcji ich koszt może być o 20–30% niższy niż Li-ion. Dzisiejsze prototypy osiągają 1000–6000 cykli pracy przy sprawności ~90% oraz gęstości energii na poziomie 130–160 Wh/kg, co w najbliższych latach ma dalej rosnąć. Baterie Na-ion cechują się ponadto większą odpornością na niskie temperatury. Z kolei w systemach przemysłowych (np. łączenie PV z magazynem >1 MWh) stosuje się też akumulatory przepływowe (redox flow)**,** np. wanadowe VRFB, które umożliwiają niemal dowolne skalowanie pojemności (poprzez powiększenie zbiorników elektrolitu) i oferują wyjątkowo długą

[210] M. Maisch. A battery worth its salt, PV Magazine, 2024.

[211] Gramwzielone.pl. Magazynowanie nadwyżek energii z PV w cieple. Analizy IEO, 2022.

[212] Gramwzielone.pl. Ceny baterii litowo-jonowych spadają najszybciej od 6 lat, 13.12.2024.

żywotność (powyżej 20 tys. cykli)[213,214]. Są jednak cięższe i mają niższą gęstość energii, co ogranicza je do zastosowań stacjonarnych o dużej pojemności i długim czasie rozładowania.

Tabela 12 przedstawia poglądowe parametry wybranych typów baterii do magazynowania energii ze źródeł OZE. Należy pamiętać, że są to wartości uśrednione, a w praktyce mogą się różnić w zależności od producenta i warunków pracy.

Tabela 12. Orientacyjne parametry wybranych technologii bateryjnych stosowanych w systemach PV

Technologia	Gęstość energii [Wh/kg]	Sprawność [%]	Cykle (@80% DOD)	Koszt [$/kWh]
Ołowiowo-kwasowe (PbA)	30–50	~80–90 [2]	500–1000	50–150
Litowo-jonowe (NMC/NCA)	150–250	90–95 [4]	2000–7000	100–200
Litowo-jonowe (LFP)	90–160	90–95 [4]	4000–8000	~100 (Chiny)
Sodowo-jonowe (Na-ion)	130–160	~90	1000–6000	80–150 (prognoza)
Wanadowe (VRFB) – przepływowe	10–30 (system)	70–85 [7]	>20 000	300–700
Sodowo-siarkowe (NaS)	~100 (cały system)	~75–85	~4500	250–500

Źródło: opracowanie własne na podstawie dostępnych danych technicznych producentów.

W przypadku instalacji fotowoltaicznych, magazyny bateryjne pozwalają przede wszystkim na:

- Zwiększenie autokonsumpcji energii prosumenckiej (uniknięcie niskich stawek odkupu w net-billingu, redukcja kosztów zakupu z sieci),
- Zasilanie awaryjne (back-up) w razie przerw w dostawie prądu,
- Świadczenie usług sieciowych (np. regulacja częstotliwości, bilansowanie mocy) przy większej skali magazynów,
- Kompensację wahań generacji farm PV, przesunięcie szczytu produkcji na godziny popołudniowe lub wieczorne.

[213] e-magazyny.pl. Technologie magazynowania energii, 2023.

[214] IDTechEx. *Redox Flow vs. Lithium-ion Batteries*, Solar Builder Magazine, 2020.

W segmencie prosumenckim, szczególnie w Polsce, po zmianie systemu rozliczeń z opustów na net-billing (2022), rośnie zainteresowanie magazynami bateryjnymi. Wspierają je programy dotacyjne, takie jak „Mój Prąd 4.0", który oferował dofinansowanie do 7500 zł dla magazynu energii i 5000 zł dla magazynu ciepła[215]. Dzięki temu coraz więcej gospodarstw domowych decyduje się na akumulatory 5–10 kWh (najczęściej LFP), co umożliwia podniesienie autokonsumpcji z ~30% do nawet 70–80%. Zyskiem dodatkowym bywa zasilanie krytycznych odbiorów w razie awarii.

W skali przemysłowej i systemowej rosnąca liczba projektów hybrydowych (PV + magazyn) pozwala farmom fotowoltaicznym wyrównywać profil generacji, a także osiągać wyższe przychody dzięki arbitrażowi cenowemu (przechowanie energii z godzin tanich do droższych). W Kalifornii powstały gigantyczne kompleksy PV+bateria, m.in. instalacja o mocy 875 MW PV i 3287 MWh pojemności bateryjnej[216]. Również w Polsce planowany jest wielkoskalowy magazyn >200 MW / ~820 MWh przy elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec, z możliwością podłączenia farm wiatrowych i solarnych[217]. Magazyn ma świadczyć usługi dla KSE (regulacja częstotliwości, rezerwa, black-start) i w znaczący sposób poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Baterie litowo-jonowe wykazują pewne ryzyko pożarowe związane z tzw. rozbiegiem termicznym. Jednak nowoczesne systemy BMS (Battery Management System) oraz stosowanie stabilniejszych katod (np. LFP) znacznie redukują to zagrożenie. Dodatkowe środki bezpieczeństwa obejmują systemy gaśnicze (gaszenie mgłą wodną, pianą) i skrzynie ogniotrwałe na moduły akumulatorowe. Ważnym aspektem środowiskowym i surowcowym jest recykling zużytych baterii – zawierają one cenne pierwiastki (lit, nikiel, kobalt). W Europie pojawiają się pierwsze wielkoskalowe zakłady recyklingu (również w Polsce). Docelowo, odzysk materiałów zmniejszy zależność od importu surowców i ograniczy emisje w cyklu życia baterii. W perspektywie bezpieczeństwa energetycznego, rozwój rodzimego łańcucha produkcji i recyklingu baterii staje się istotnym elementem wzmacniania suwerenności technologicznej.

[215] Gramwzielone.pl. Magazynowanie nadwyżek energii z PV w cieple. Analizy IEO, 2022.
[216] Inżynier Budownictwa. PGE zbuduje największy magazyn energii w Europie, 07.2022.
[217] Electrek. All-electric solar-and-battery-powered community in California, 2022.

Magazyny termiczne w systemach PV

Magazyny ciepła mogą efektywnie zagospodarowywać nadwyżki energii elektrycznej z PV poprzez konwersję na ciepło użytkowe (CWU, ogrzewanie). W wielu domach bojler z wodą lub zbiornik buforowy stanowi najtańszy magazyn energii, a ogrzanie go w momencie wysokiej produkcji PV pozwala na wykorzystanie tego ciepła wieczorem. Technologia ta sprawdza się szczególnie w budynkach z ogrzewaniem elektrycznym (w tym pompami ciepła – rysunek 8).



Rysunek 8. Magazyny termiczne w systemach PV

Źródło: opracowanie własne.

Według analiz, koszt przechowania 1 kWh energii w postaci ciepła w wodnym zasobniku może być wielokrotnie niższy niż w baterii. Można wyróżnić kilka typów magazynów cieplnych:

1. Magazyny wody gorącej (sensible heat) – najprostsze i najpowszechniejsze (bojler, bufor CO). Energia jest magazynowana poprzez podniesienie temperatury wody.
2. Magazyny PCM (latent heat) – wykorzystują materiały zmiennofazowe (np. parafiny, sole hydrantowe), które pochłaniają/uwalniają ciepło przy topnieniu lub krzepnięciu. Cechują się wyższą gęstością energii (nawet kilka razy większą niż woda).
3. Magazyny wysokotemperaturowe – np. zbiorniki stopionych soli w elektrowniach słonecznych (CSP), pozwalające na wytwarzanie

energii w nocy lub w okresach niskiego nasłonecznienia (rozwiązanie popularne w Hiszpanii czy USA).

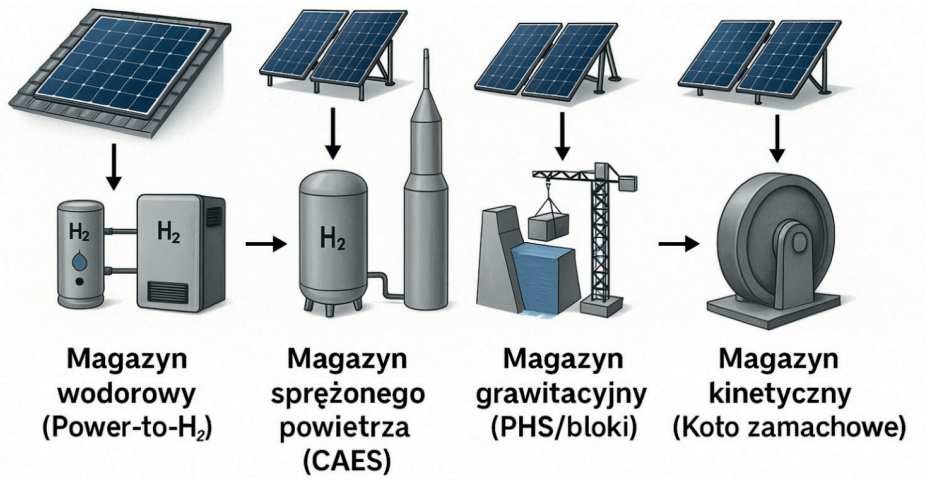
4. Magazyny sezonowe – (BTES, ATES, Pit TES) – duże objętości wody, gruntu lub skał pozwalające zmagazynować ciepło z okresu letniego do zimowego, wykorzystywane głównie w systemach ciepłowniczych.

Tabela 13 przedstawia orientacyjne dane dla wybranych technologii magazynów termicznych.

Tabela 13. Charakterystyczne cechy wybranych rodzajów magazynów ciepła

Technologia	Medium	Zakres temp. [°C]	Gęstość energii [kWh/m³]	Przykładowa sprawność [%]	Zastosowanie
Woda gorąca (sensible heat)	Woda	~20–90	~60 (ΔT=50 K)	90–98	Bojlery, bufory domowe
PCM (latent heat)	Parafiny, sole itd.	50–120	150–250	90–95	Kompaktowe zasobniki
Stopione sole (wysokotemper.)	Azotany, azotyny	200–550	~200	~99 (ciepło), ~40 (el.)	CSP, systemy hybrydowe
Sezonowe (BTES, ATES)	Grunt, woda w warstwie	~10–30	15–30	30–60 (sezonowo)	Duże skale, ciepłownie

Źródło: opracowanie na podstawie.[218]



Rysunek 9. Alternatywne magazyny energii

PV Źródło: opracowanie własne.

[218] Gramwzielone.pl. Magazynowanie nadwyżek energii z PV w cieple. Analizy IEO, 2022.

Poza akumulatorami elektrochemicznymi i magazynami termicznymi, w praktyce stosuje się także (rysunek 9):

1. Magazyny wodorowe (Power-to-H_2): nadwyżki prądu słonecznego służą do elektrolizy wody, wodór przechowywany jest w zbiornikach (ciśnieniowych lub w postaci amoniaku) i potem wykorzystywany w ogniwach paliwowych. Sprawność cyklu prąd → wodór → prąd jest niska (~30–40%), ale wodór można przechowywać sezonowo.
2. Sprężone powietrze (CAES)**:** energia służy do sprężenia powietrza magazynowanego np. w kawernach solnych, które potem napędza turbinę w fazie rozprężania. Istnieją komercyjne instalacje CAES w Niemczech (Huntorf) i USA (McIntosh). Sprawność klasycznych systemów ~50%, nowoczesne warianty adiabatyczne mogą sięgać 70%.
3. Magazyny grawitacyjne: elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) to największa globalnie pojemność magazynowa (>90% udziału w łącznej mocy magazynów na świecie). W Polsce moc PHS przekracza 1 GW, głównie w Żydowie i Porąbce-Żar. Pojawiają się też koncepcje dźwigania ciężkich bloków w wieżach (Energy Vault), ale to wczesna faza rozwoju.
4. Magazyny kinetyczne (flywheels)**:** koła zamachowe o dużej prędkości obrotowej przechowują energię jako energię mechaniczną. Charakteryzują się bardzo wysoką mocą chwilową i setkami tysięcy cykli, ale relatywnie krótkim czasem przechowywania (straty na tarcie). Stosowane głównie do regulacji częstotliwości i redukcji fluktuacji w krótkich interwałach.

Choć technologie te często mają ograniczoną dostępność lub wysokie koszty, w niektórych lokalizacjach (kawerny solne, istniejąca infrastruktura PHS) mogą być optymalnym rozwiązaniem. Dla fotowoltaiki szczególnie interesujący bywa wodór jako długoterminowy magazyn energii – mógłby on pokrywać niedobory energii zimą w krajach o klimacie umiarkowanym, gdy produkcja ze słońca spada.

Przykłady wdrożeń magazynów z PV i perspektywa bezpieczeństwa energetycznego

W Polsce liczba prosumentów PV przekroczyła już 1 mln instalacji, co prowadzi do wzmożonego zainteresowania domowymi magazynami energii.

W ramach programu „Mój Prąd 4.0" przyznawano dotacje na baterie (do 7500 zł) i magazyny ciepła (do 5000 zł), co znacznie przyspieszyło tempo ich instalacji. Przykładowa konfiguracja prosumencka to 5–10 kW PV na dachu + magazyn $LiFePO_4$ o pojemności 7 kWh + bojler 200–300 L. Dzięki temu autokonsumpcja wzrasta z ~30% do 70–80%, a dom ma pewne zabezpieczenie przed przerwami w zasilaniu.

Rozproszone magazyny pojawiają się też w mikrosieciach. Przykładem jest osiedle w Kalifornii (Shadow Mountain), w którym każdy budynek wyposażono w panele PV oraz akumulator ~13 kWh, a dodatkowo całość wspiera magazyn zbiorczy ~2 MW. Pozwala to działać społeczności nawet wyspowo w razie awarii[219]. W Europie rozwijane są podobne projekty w formie klastrów energii czy spółdzielni. W Polsce klaster energii w Zgorzelcu zakłada instalację magazynów przy PV i biogazowniach, co zwiększa bezpieczeństwo lokalne oraz minimalizuje koszty rozbudowy sieci.

Skala przemysłowa (farmy PV, system elektroenergetyczny)

Farmy słoneczne coraz częściej integruje się z dużymi magazynami bateryjnymi, dzięki czemu mogą świadczyć usługi regulacyjne i przesuwać generację poza godziny nasłonecznienia. W Stanach Zjednoczonych zrealizowano już kilkanaście projektów PV+baterie o mocy setek MW. Największy – Edwards & Sanborn w Kalifornii (875 MW PV i 3287 MWh baterii) – dostarcza energię także wieczorem, gdy tradycyjna fotowoltaika już nie pracuje[220]. W Polsce rynek dopiero startuje, ale planowane są duże instalacje, np. projekt PGE przy elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec: >200 MW / 820 MWh baterii w połączeniu z OZE. Tego typu systemy znacząco zwiększają bezpieczeństwo elektroenergetyczne, pełniąc funkcje rezerwy i stabilizacji częstotliwości. Mogą także zapobiegać nagłym spadkom napięcia i redukować ryzyko blackoutu w momentach niedoboru mocy konwencjonalnej. Z punktu widzenia strategii państwa, rozwój wielkoskalowych magazynów energii umożliwia dalsze zwiększanie udziału PV w miksie, bez nadmiernego obciążania sieci w godzinach południowych. Zamiast marnować nadwyżkę (zjawisko curtailment), energia może być przechowywana i oddana do sieci wieczorem. Wpływa to również na stabilizację cen energii – spłaszcza szczyty cenowe i ogranicza wy-

[219] Electrek. All-electric solar-and-battery-powered community in California, 2022.

[220] S. Enkhardt. EPFL sets new efficiency record for DSSC, Pv Magazine, 28.10.2022.

stępowanie cen ujemnych w okresie maksimum produkcji. Dlatego kraje takie jak Hiszpania czy Niemcy wprowadzają zachęty inwestycyjne do systemów hybrydowych OZE+magazyn.

Wkład w bezpieczeństwo energetyczne

Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego państwa, magazynowanie energii stanowi kluczowy element umożliwiający rozwój odnawialnych źródeł (w tym PV) powyżej pewnego poziomu penetracji. Bez dostatecznej elastyczności, system może odczuwać niedobory mocy w chwilach braku słońca czy wiatru, co wymusza utrzymywanie konwencjonalnych elektrowni. Magazyny energii, zwłaszcza jeśli są szeroko rozproszone wśród prosumentów i w mikrosieciach, zwiększają odporność na lokalne awarie i poprawiają stabilność. W skali makro, duże obiekty bateryjne oraz istniejące elektrownie szczytowo-pompowe stanowią rezerwę mocy gwarantującą pokrycie pików zapotrzebowania i stabilną częstotliwość. Ponadto, rozwój magazynów w kraju zmniejsza zależność od importu surowców energetycznych. Wprawdzie część komponentów (lit, kobalt) także jest importowana, lecz uniezależnienie się od paliw kopalnych staje się istotnym krokiem w transformacji. Dodatkowo, postępująca europejska integracja rynku mocy i usług systemowych stwarza magazynom okazję do generowania przychodów w różnych segmentach (tzw. *stacking revenue*) – od arbitrażu energii po regulację częstotliwości.

Magazynowanie energii stanowi nieodzowny element rozwoju zaawansowanych systemów fotowoltaicznych, zapewniając elastyczność, stabilność i bezpieczeństwo energetyczne państwa. Rozwiązania bateryjne (zwłaszcza litowo-jonowe) przeżywają dynamiczny wzrost zastosowań, zarówno w skali rozproszonej (domy prosumenckie, mikrosieci), jak i wielkoskalowej (farmy PV z magazynem setek MWh). Ich zalety to wysoka sprawność, modułowość i coraz niższy koszt. Równolegle magazyny termiczne oferują proste i tanie sposoby gromadzenia nadwyżek energii z PV w postaci ciepła (bojler, PCM), co jest szczególnie atrakcyjne w gospodarstwach domowych i sektorze ciepłowniczym. Wraz z ewolucją kosztów i regulacji, pojawiają się także inne technologie (wodór, CAES, grawitacyjne, koła zamachowe), które wypełniają specyficzne nisze: długotrwałe magazynowanie, szybkie usługi częstotliwościowe itd. W wymiarze bezpieczeństwa energetycznego, rozwój magazynów energii zwiększa autonomię państwa, minimalizuje ryzyko niedoborów mocy przy rosnącym udziale OZE oraz zapewnia bufor w sytuacjach awaryjnych.

Równocześnie otwierają się nowe możliwości ekonomiczne – świadczenie usług systemowych, arbitraż cenowy czy wzrost autokonsumpcji w modelu prosumenckim.

Główne wyzwania obejmują wciąż wysokie koszty początkowe (choć szybko spadające), konieczność recyklingu baterii litowo-jonowych (z uwagi na surowce krytyczne) i rozwój przepisów wspierających różnorodne formy magazynowania w sieci. Jednak ogólny trend wskazuje, że wraz z dalszą ekspansją fotowoltaiki, znaczenie magazynów energii będzie rosło, stając się fundamentem inteligentnych, stabilnych i zrównoważonych systemów elektroenergetycznych nowej generacji.

V Zaawansowane systemy fotowoltaiczne w kontekście bezpieczeństwa energetycznego

5.1. Integracja fotowoltaiki z infrastrukturą sieci elektroenergetycznych

W ostatnich latach fotowoltaika (PV) stała się jednym z filarów transformacji energetycznej na świecie, co wynika z jej malejących kosztów, modułowej skalowalności oraz dążenia państw do ograniczenia emisji i uniezależnienia się od paliw kopalnych. Dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej PV – według IRENA globalna moc słoneczna wzrosła o 650% w ciągu ostatniej dekady – stawia jednak przed systemami elektroenergetycznymi nowe wyzwania związane z integracją tych źródeł. Skuteczna integracja PV z siecią elektroenergetyczną jest kluczowa, aby maksymalnie wykorzystać potencjał energetyki słonecznej dla bezpieczeństwa energetycznego państwa i celów klimatycznych[221]. Jak podkreśla Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA), rozwój OZE, w tym PV, może znacząco wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne poprzez redukcję importu paliw oraz emisji, ale pełne korzyści zostaną osiągnięte tylko przy odpowiednich działaniach na rzecz integracji nowych źródeł z siecią[222,223]. Wymaga to strategicznego podejścia politycznego i technicznego, ponieważ zaniedbania w tym obszarze mogą skutkować niewykorzystaniem nawet 15%

[221] N. Skandalos, D. Karamanis, Decarbonizing operational emissions in urban neighborhoods with the integration of rooftop photovoltaics and green infrastructure under current and future climate conditions, Sustainable Cities and Society, 97, 102962.

[222] N. Teklebrhan et al., Strategies for integrating residential PV and wind energy in Eritrea's electricity grid by imposing feed-in constraints in low voltage network, Renewable Energy, 205, 332-345.

[223] Z. Serat et al., Design strategies for building rooftop photovoltaic systems: Efficiency and grid integration, Alexandria Engineering Journal, 61, 7447-7461.

potencjalnej produkcji energii słonecznej do 2030 r. na świecie. W niniejszym podrozdziale omówiono rolę integracji PV w transformacji systemu energetycznego z perspektywy bezpieczeństwa państwa, główne wyzwania i ryzyka z nią związane, dostępne technologie i metody wspomagające, a także ramy regulacyjne, strategie polityczne oraz modele rynkowe sprzyjające stabilnej integracji fotowoltaiki. Całość uzupełniono przykładami wdrożeń w wybranych krajach (m.in. Niemcy, Hiszpania, USA, Polska), ilustrując praktyczne aspekty integracji na dużą skalę[224]

Rola integracji PV w transformacji energetycznej i bezpieczeństwie energetycznym

Integracja fotowoltaiki z siecią elektroenergetyczną odgrywa kluczową rolę w realizacji celów transformacji energetycznej i wzmacnianiu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Transformacja ta polega na zastępowaniu konwencjonalnych źródeł energii (węgiel, gaz, ropa) źródłami niskoemisyjnymi, zgodnie z porozumieniem paryskim i politykami klimatycznymi. Energia słoneczna jest jednym z najobficiej dostępnych zasobów odnawialnych – techniczny potencjał produkcji energii z PV wielokrotnie przekracza globalne zapotrzebowanie – dlatego większość scenariuszy osiągnięcia neutralności klimatycznej przewiduje dominujący udział PV i wiatru w wytwarzaniu energii elektrycznej. W scenariuszu Net Zero 2050 IEA udział źródeł odnawialnych w globalnej produkcji energii elektrycznej wzrasta z ok. 28% w 2021 r. do 88% w 2050 r., z czego znaczną część stanowić będzie fotowoltaika[225]. Również scenariusze Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) zakładają, że do 2050 r. około 63% energii elektrycznej globalnie dostarczać będą PV i energia wiatrowa[226]. Tak głęboka penetracja OZE jest motywowana nie tylko kwestiami klimatycznymi, ale i strategicznymi – Unia Europejska wskazuje, że przyspieszenie przejścia na energię odnawialną wzmacnia odporność

[224] A.R. Singh et al., Electric vehicle charging technologies, infrastructure expansion, grid integration strategies, and their role in promoting sustainable e-mobility, Alexandria Engineering Journal, 105, 300-330.

[225] M.J. Kalani, M. Kalani, Controlling the energy supply and demand of grid-connected building integrated photovoltaics considering real-time electricity prices to develop more sustainable and smarter cities, Optik, 300, 171629.

[226] A.T. Hachemi et al., Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 142, 108275.

gospodarek na kryzysy paliwowe, obniża koszty energii w dłuższym horyzoncie i zmniejsza zależność od importu surowców[227,228]. Przykładowo, realizowany od 2022 r. plan REPowerEU zakłada gwałtowne zwiększenie mocy zainstalowanej PV do 600 GW w 2030 r., aby uniezależnić europejski sektor energii od importu gazu ziemnego[229].

Fotowoltaika jest zatem postrzegana jako element zwiększający bezpieczeństwo energetyczne państwa – jest źródłem rozproszonym i niezależnym od łańcuchów dostaw paliw, co uwidoczniło się szczególnie po kryzysach geopolitycznych wpływających na rynki gazu i ropy. Należy jednak podkreślić, że sama obecność dużych mocy PV w systemie nie gwarantuje jeszcze poprawy bezpieczeństwa energetycznego, jeśli nie zostaną spełnione warunki skutecznej integracji z siecią. Wysoki udział źródeł niestabilnych (jak PV zależna od nasłonecznienia) wymaga przystosowania infrastruktury i sposobu zarządzania systemem. Konieczne są dodatkowe inwestycje zapewniające utrzymanie niezawodności dostaw – m.in. rozbudowa sieci i mechanizmy bilansujące – co sprawia, że całkowity koszt energii elektrycznej nie musi maleć proporcjonalnie do spadku kosztów samej technologii PV[230,231]. Innymi słowy, obok taniej energii z paneli słonecznych potrzebne są nakłady na infrastrukturę i rezerwy mocy, aby system pozostał stabilny. Na przykład w Niemczech, gdzie udział fotowoltaiki w generacji szybko rośnie, szacuje się, że dodatkowe inwestycje w środki elastyczności (magazyny, sieci, itd.) są niezbędne do utrzymania bezpieczeństwa dostaw przy dominacji PV i wiatru[232,233].

Mimo że koszt produkcji energii z PV i wiatru stale spada, utrzymanie adekwatności mocy i stabilności sieci wymaga rozbudowy zasobów bilansujących,

---

[227] J.A. López-Álvarez et al., Assessing the feasibility of retrofitting parabolic trough power plants with integrated photovoltaic systems for grid integration, Renewable Energy, 205, 40-54.

[228] International Energy Agency (IEA), Electricity Grids and Secure Energy Transitions, Paryż, 2023.

[229] K. Sadamori K. 50Hz: Accelerating Integration of Variable Renewable Energy, komunikat prasowy/pv-magazine.com, 20.09.2024.

[230] Red Eléctrica de España (REE), La energía solar fotovoltaica en España ha superado la producción de todo 2023 – nota prasowa REE, 07.10.2024.

[231] Clean Energy Wire (CLEW), Germany sees 30% increase in PV units, achieves record solar share in total electricity feed-in, 29.07.2024.

[232] Next10, California Green Innovation Index 2023: Renewable Energy – Figure 47ab, 2023.

[233] PV Magazine USA, California is curtailing more solar power than ever before, 31.10.2023.

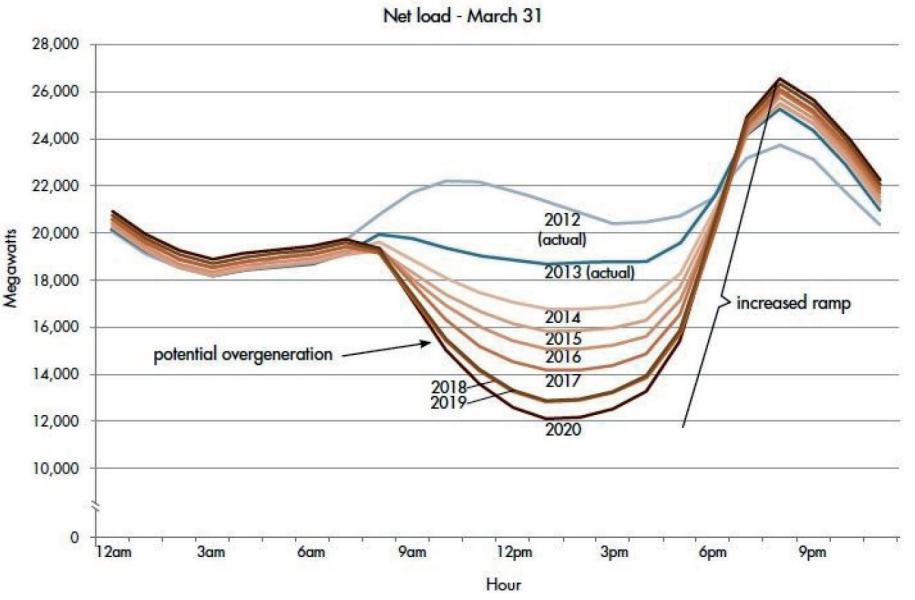
co częściowo kompensuje te oszczędności. Integracja PV jest zatem zagadnieniem interdyscyplinarnym – obejmuje sferę techniczną (praca systemu elektroenergetycznego), ekonomiczną (rynek energii i sygnały cenowe), a także regulacyjną i polityczną (ramy prawne i strategie rozwoju). Sukces transformacji z wykorzystaniem fotowoltaiki zależy od skoordynowania tych obszarów. IEA w najnowszych analizach podkreśla, że kraje z różnych poziomów penetracji OZE stoją przed odmiennymi zadaniami integracyjnymi[234]. W systemach dopiero rozpoczynających masowy rozwój PV (np. Indie, Brazylia) wyzwania integracji można początkowo rozwiązać przez usprawnienia operacyjne i wykorzystanie istniejących rezerw elastyczności (np. lepsze prognozowanie pogody, optymalizację dyspozycji mocy, drobne modernizacje sieci). Natomiast w krajach o wysokim udziale PV (jak Dania, Irlandia czy Hiszpania, gdzie udział energii słonecznej i wiatrowej jest już znaczny), konieczne są głębokie zmiany w zasadach działania systemu – modernizacja sposobu prowadzenia ruchu sieciowego, planowania rozwoju i przede wszystkim reformy ram regulacyjnych oraz rynku energii. Tradycyjna architektura rynku i przepisów musi zostać dostosowana do nowych realiów, w których znaczna część wytwarzania zależy od pogody. W szczególności podkreśla się potrzebę ewolucji projektu rynku tak, by wynagradzał on nie tylko produkcję energii, ale także dostarczanie usług systemowych i elastyczności przez jednostki konwencjonalne i nowe zasoby (np. magazyny). Ponadto zmienia się rola klasycznych elektrowni – zamiast bycia głównymi dostarczycielami energii, stają się one dostawcami usług stabilizacyjnych uruchamianymi głównie wtedy, gdy brakuje słońca czy wiatru. Państwa muszą zatem traktować integrację PV jako element strategii bezpieczeństwa energetycznego: bez adekwatnych sieci i regulacji nawet duże moce PV nie przełożą się na uniezależnienie od paliw kopalnych w praktyce. Opóźnienia w rozbudowie infrastruktury sieciowej mogą wręcz zahamować rozwój OZE – już dziś w wielu krajach obserwuje się, że sieci stają się „wąskim gardłem" (bottleneck) transformacji, powodując kolejki przyłączeniowe i konieczność odstawiania farm słonecznych czy wiatrowych. IEA ostrzega, że bez pilnych działań grozi to spowolnieniem dekarbonizacji i przedłużeniem okresu korzystania z paliw kopalnych, co oznacza wyższe emisje i koszty dla społeczeństw. Z tego względu integracja fotowoltaiki stała się priorytetem

[234] Forum Energii, Poland needs 2 GW of new PV annually – that's why prosumers should be supported, 2021.

polityk energetycznych – niezawodne i nowoczesne sieci elektroenergetyczne są fundamentem bezpiecznej transformacji.

Wyzwania i ryzyka związane z integracją fotowoltaiki

Zmienność i nieprzewidywalność generacji PV stanowią najistotniejsze wyzwanie dla operatorów systemów elektroenergetycznych. Produkcja energii ze słońca zależy od warunków pogodowych i pory dnia – panele słoneczne generują energię tylko w dzień, z maksimum mocy w okolicach południa, podczas gdy zapotrzebowanie odbiorców na energię często szczytuje wieczorem. Powoduje to rozjazd czasowy między produkcją a popytem. Ilustruje to tzw. krzywa kaczki (ang. *duck curve*), czyli dobowy profil obciążenia sieci po odjęciu generacji ze słońca (wykres ten kształtem przypomina sylwetkę kaczki). Rysunek 10 przedstawia schematycznie zjawisko krzywej kaczki – w godzinach południowych zapotrzebowanie netto na moc z konwencjonalnych źródeł drastycznie spada z powodu dużej generacji PV, po czym pod wieczór następuje gwałtowny wzrost zapotrzebowania na źródła dyspozycyjne, gdy słońce zachodzi. Taki profil stanowi wyzwanie operacyjne: system musi poradzić sobie z potencjalną nadwyżką mocy w południe (ryzyko przeciążeń i odstawień OZE) oraz z gwałtownym rampowaniem mocy w górę wieczorem (ryzyko niedoboru mocy rezerwowej). Przykładowo w Kalifornii w pojedynczych dniach źródła konwencjonalne muszą zwiększać generację o ~13 GW w ciągu 3 godzin w godzinach popołudniowo-wieczornych, aby zrekompensować zanik produkcji PV. Tak szybkie zmiany stanowią obciążenie dla elektrowni i sieci.

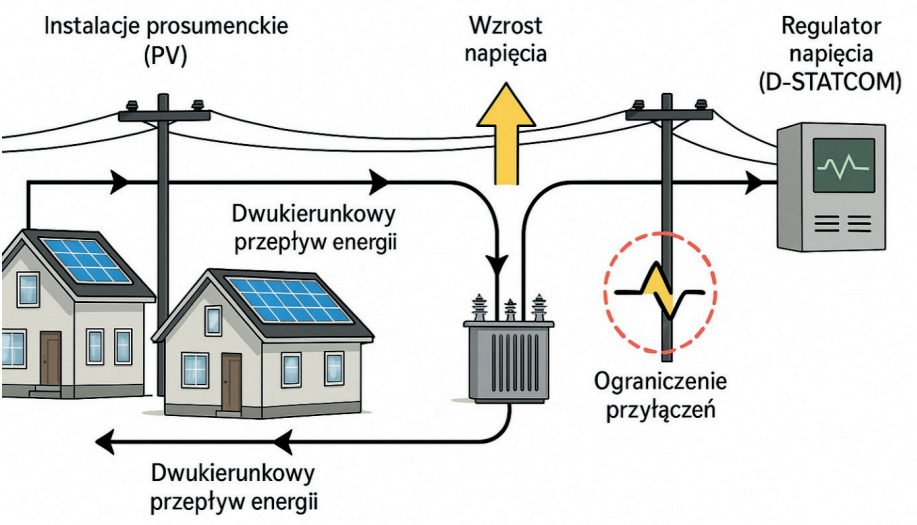


Rysunek 10. Przykładowa „krzywa kaczki". Dobowy profil obciążenia netto (pomarańczowy) w systemie z dużym udziałem PV w porównaniu z zapotrzebowaniem całkowitym (niebieski). W południe występuje nadwyżka generacji słonecznej (szare pole), a po zachodzie słońca konieczne jest szybkie uruchomienie źródeł konwencjonalnych (stroma krawędź po prawej)

Źródło: opracowanie na podstawie danych CAISO (Kalifornijskiego Operatora Systemu).

Zmienność krótkoterminowa PV (np. szybkie spadki generacji wskutek nagłego zachmurzenia) także wpływa na stabilność systemu. Zmniejszenie zdolności regulacyjnych wynika z faktu, że konwencjonalne elektrownie są wypierane w bilansie przez PV w słoneczne dni – system traci część tradycyjnych usług regulacji częstotliwości i napięcia, które te jednostki zapewniały. Klasyczne duże generatory synchroniczne dostarczały m.in. bezwładność systemową i automatyczną regulację częstotliwości. Farmy fotowoltaiczne przyłączone przez inwertery nie wnoszą naturalnej bezwładności, a jeśli ich udział jest wysoki, spada zdolność systemu do tłumienia nagłych zaburzeń częstotliwości. Może to zwiększać ryzyko blackoutów przy awariach, o ile nie zostaną wdrożone inne środki (np. sztuczna inercja z przekształtników energoelektronicznych czy utrzymanie części maszyn synchronicznych w ruchu jako kompensatory). Innym skutkiem ubocznym dużej generacji PV mogą być ujemne ceny energii na hurtowym rynku energii w godzinach południowych.

Zdarza się to np. w Niemczech czy Kalifornii, gdy w słoneczne dni podaż taniej energii przekracza popyt – w 2023 r. w Niemczech kilkukrotnie notowano ceny ujemne w dzień przy rekordowej produkcji OZE. Ujemne ceny świadczą o nieelastyczności popytu i konieczności redukcji generacji OZE (ponieważ wyłączenie elastycznych elektrowni osiągnęło limit). Operatorzy zmuszeni są wtedy do kurczenia (ang. *curtailment*) części energii z farm PV, czyli jej niewykorzystania (rysunek 11). Choć okazjonalna redukcja generacji słonecznej nie wpływa istotnie na opłacalność OZE, częste i rosnące zjawisko kurczenia oznacza marnowanie darmowej energii i sygnalizuje niedostosowanie systemu. W Kalifornii w 2022 r. ponad 5% potencjalnej produkcji energii słonecznej musiano wycofać z uwagi na ograniczenia sieciowe. Jest to zjawisko o tyle alarmujące, że mimo wzrostu udziału PV, rzeczywista konsumowana energia słoneczna może rosnąć wolniej niż możliwości wytwórcze (IEA szacuje, że bez działań integracyjnych globalnie wykorzystanie energii ze słońca mogłoby być o ~15% niższe od potencjału w 2030 r.).



Rysunek 11. Ujemne ceny energii skutkiem ubocznym dużej generacji PV

Źródło: opracowanie własne.

Szczególnym wyzwaniem są lokalne przeciążenia i wahania napięcia w sieciach dystrybucyjnych. Fotowoltaika w znacznej części ma charakter rozproszony – miliony prosumenckich instalacji na dachach budynków i setki farm przyłączanych do sieci średniego napięcia. Dwukierunkowy przepływ energii

w tych sieciach (dostarczanie energii z domowej instalacji do sieci w środku dnia, a pobór wieczorem) wymusza zmianę sposobu ich pracy. Tradycyjnie sieci projektowano do jednokierunkowego przesyłu od elektrowni do odbiorcy, stąd przy masowej generacji rozproszonej pojawiają się problemy utrzymania parametrów jakościowych energii. W okresach silnego nasłonecznienia napięcie w liniach niskiego napięcia może wzrastać powyżej dopuszczalnych wartości, gdy wiele domów jednocześnie oddaje energię do sieci. Operatorzy notują takie sytuacje np. w gminach o dużej liczbie prosumentów – w Polsce w 2021–2022 r. na niektórych obszarach odnotowano przekroczenia napięcia i wyłączenia falowników PV przy szczytowej generacji, co było jednym z impulsów do zmiany systemu rozliczeń prosumenckich (odejście od hojnego net-meteringu zmniejszającego motywację do autokonsumpcji). Innym problemem są ograniczenia przepustowości linii – szczególnie stare linie wiejskie mogą nie być w stanie przenieść nadwyżek energii z wielu mikroinstalacji do wyższych poziomów sieci. W rezultacie, bez modernizacji, operator musi ograniczać przyłączenia nowych instalacji (deficyt tzw. mocy przyłączeniowej). Taka sytuacja występuje obecnie w wielu krajach, gdzie boom na fotowoltaikę wyprzedził rozbudowę sieci dystrybucyjnej – np. w Polsce w 2022 r. część operatorów okresowo wstrzymywała wydawanie warunków przyłączenia dla nowych źródeł z powodu „zapchania" lokalnych sieci. Optymalne zarządzanie pracą sieci rozdzielczych staje się więc kluczowe dla integracji PV. Obejmuje to m.in. stosowanie urządzeń regulujących napięcie (np. regulatory napięcia, kompensatory statyczne D-STATCOM) oraz automatyczną rekonfigurację sieci w czasie rzeczywistym. Badania wskazują, że połączenie inteligentnej rekonfiguracji sieci z użyciem urządzeń jak D-STATCOM potrafi znacząco poprawić profile napięć i zmniejszyć straty nawet przy dużym udziale PV. Te rozwiązania będą omówione w kolejnym rozdziale. Podsumowując, główne ryzyka związane z integracją PV to: (a) brak pokrycia zapotrzebowania w okresach nocy lub złej pogody (jeśli system zbytnio polega na PV bez zabezpieczenia rezerwą innych źródeł), (b) przeciążenia sieci i konieczność odłączania nadwyżek w słoneczne dni, (c) problemy stabilności częstotliwości i napięcia przy wysokim udziale konwerterów energoelektronicznych oraz (d) nieoptymalne sygnały ekonomiczne (np. ujemne ceny) destabilizujące rynek energii. W następnej części przedstawiono środki techniczne i organizacyjne pozwalające zminimalizować te zagrożenia.

Technologie i metody wspomagające integrację PV z siecią

Dla zapewnienia stabilnej pracy systemu z dużym udziałem fotowoltaiki konieczne jest zwiększenie elastyczności całego układu elektroenergetycznego. Elastyczność tę można osiągnąć poprzez różnorodne technologie i rozwiązania operacyjne po stronie podaży, popytu i sieci. IRENA określa słowo kluczowe transformacji energetyki jako „flexibility" – obejmuje ono bardziej elastyczną generację, magazynowanie energii, elastyczny popyt oraz wzmocnienie i inteligentne sterowanie sieciami. Poniżej przedstawiono najważniejsze ze stosowanych lub rozwijanych środków integracji PV, zestawione także w tabeli 14.

1. Magazynowanie energii (zasoby buforujące) – magazyny energii niwelują różnicę czasową między produkcją PV a zapotrzebowaniem, przechowując nadwyżki energii ze słonecznego dnia do wykorzystania wieczorem lub w nocy. Największe znaczenie mają bateryjne magazyny energii (BESS), które dzięki szybkim czasom reakcji mogą także stabilizować częstotliwość. Już relatywnie niewielka pojemność magazynu przy instalacji PV znacząco zwiększa lokalną konsumpcję własną energii i zmniejsza oddawanie energii do sieci. Symulacje pokazują, że dodanie magazynu ~2 kWh na każdy 1 kWp PV może zredukować straty energii z tytułu odłączeń (curtailment) niemal do zera w porównaniu do systemu bez magazynu. Odpowiednio, w skali systemu duże magazyny sieciowe łagodzą tzw. *ramping* – są w stanie dostarczać energię w okresie gwałtownego wzrostu zapotrzebowania po zachodzie słońca. Przykładowo, w Kalifornii do końca 2023 r. zainstalowano ponad 3,5 GW wielkoskalowych baterii, które podczas zachodów słońca przejmują obciążenie i ograniczyły skokowy wzrost zapotrzebowania z konwencjonalnych źródeł. Innym sprawdzonym buforem są elektrownie szczytowo-pompowe, pozwalające magazynować energię w cyklu dobowym na dużą skalę. Hiszpania i Niemcy wykorzystują istniejące zasoby hydroenergetyczne – np. hiszpańska elektrownia szczytowo-pompowa Cortes-La Muela (1,7 GW) służy do pochłaniania nadwyżek z OZE w dolinach zapotrzebowania. Rozwija się także koncepcja łączonych instalacji hybrydowych PV z innymi źródłami, np. PV + elektrownia słoneczna CSP z magazynem termicznym. Takie hybrydy pozwalają akumulować część energii PV w postaci ciepła (np. ogrzewanie zbiorników soli w CSP), by przedłużyć generację po zmroku. Magazyny zwiększają też inercję wirtualną i zdolność regulacji częstotliwości – odpowiednio

zaprogramowane falowniki potrafią reagować na wahania częstotliwości podobnie jak klasyczne jednostki, co poprawia stabilność przy wysokim udziale PV.

2. Elastyczność po stronie popytu (DSR) – zarządzanie popytem odbiorców umożliwia dopasowanie zużycia energii do zmiennej podaży z PV. Działania z tego zakresu określa się jako DSR (demand side response) lub DSM (demand side management). Ich celem jest zwiększenie zapotrzebowania w okresach dużej generacji PV (np. południe) oraz obniżenie go w szczytach wieczornych. Realizuje się to poprzez dynamiczne taryfy cenowe oraz automatyczne sterowanie urządzeniami. Przykładowo, w wielu krajach wprowadza się niższe stawki za energię w godzinach 11–15, aby zachęcić przemysł i gospodarstwa domowe do zużycia wtedy (np. uruchamianie pomp ciepła, ładownie akumulatorów). Inteligentne liczniki i systemy *smart home* pozwalają na automatyczne włączanie energochłonnych urządzeń (bojlerów, klimatyzacji) w godzinach taniej energii słonecznej. Wykorzystuje się także sterowanie oświetleniem i wentylacją w budynkach – nowoczesne systemy BEMS (Building Energy Management Systems) potrafią redukować pobór mocy budynku, gdy cena energii rośnie, lub zwiększać go w okresach nadpodaży PV. Badania wskazują, że zastosowanie dynamicznych cen wraz z automatyką budynkową pozwala ograniczyć szczytowe obciążenie sieci i jednocześnie poprawić ekonomię instalacji PV (mniejsze nadwyżki, większa autokonsumpcja).

Szczególną kategorią DSR jest inteligentne ładowanie pojazdów elektrycznych (EV). Ponieważ flota EV szybko rośnie (co samo w sobie zwiększa zużycie prądu), ważne jest, by samochody te ładowały się w optymalnych godzinach. *Smart charging* i *vehicle-to-grid* (V2G) umożliwiają traktowanie EV jako rozproszonych magazynów: mogą pobierać energię wtedy, gdy jest jej nadmiar (np. w południe), a oddawać do sieci w razie niedoboru (wieczorne szczyty). W ten sposób EV przyczyniają się do integracji PV, zamiast ją utrudniać. Projekty pilotażowe V2G (np. w krajach nordyckich, Holandii, czy programy agregacyjne w Kalifornii) pokazują, że pojazdy mogą świadczyć usługi regulacyjne i przesuwać zużycie energii na korzystniejsze okresy. W przyszłości szeroka implementacja dynamicznych taryf i Internetu Rzeczy (IoT) powinna uczynić DSR jednym z głównych źródeł elastyczności systemu.

3. Wzmocnienie i rozbudowa infrastruktury sieciowej – rozwój sieci elektroenergetycznych jest nieodzowny dla integracji fotowoltaiki na dużą skalę. Dotyczy to zarówno sieci przesyłowej (wysokich napięć), jak i dystrybucyjnej. Na poziomie krajowym i międzynarodowym kluczowe jest zwiększanie zdolności przesyłu między regionami oraz interkonektorów międzysystemowych. Dzięki temu nadwyżki energii słonecznej z jednego obszaru mogą zostać przesłane tam, gdzie akurat występuje deficyt (np. eksport energii z południa Europy do północnych krajów wieczorem). Integracja rynków i sieci zwiększa efektywność – przykładem jest Niemcy, które dzięki 11 połączeniom z sąsiadami korzystają z importu/eksportu w celu bilansowania fotowoltaiki w okresach szybkich zmian produkcji. W czasie wieczornego spadku generacji PV Niemcy wspomagane są dostawami mocy z krajów sąsiednich (np. elektrowni wodnych Austrii czy energii jądrowej Francji), co znacząco zwiększa stabilność ich systemu. Taki mechanizm solidarności energetycznej będzie nabierał znaczenia wraz ze wzrostem udziału OZE – stąd UE promuje projekty nowych interkonektorów (np. most energetyczny Hiszpania–Francja przez Zatokę Biskajską) oraz tworzy rynek usług wymiany mocy w ramach inicjatyw w rodzaju European Target Model.

Jednocześnie na poziomie krajowym rozbudowa sieci przesyłowej umożliwia transport energii z regionów o dużym nasłonecznieniu do centrów zużycia. Przykładowo w Polsce planowane są nowe linie 400 kV łączące zachodnie i centralne regiony, gdzie przybywa farm PV, z resztą kraju – bez tego lokalne nadwyżki nie zostaną wykorzystane efektywnie. Modernizacja sieci dystrybucyjnych obejmuje zaś przystosowanie ich do pracy z generacją rozproszoną: montaż regulatorów napięcia, transformatorów z przełącznikami zaczepów pod obciążeniem, kondensatorów i dławików do kompensacji mocy biernej, czy wspomnianych D-STATCOM. Implementuje się także rozwiązania Smart Grid, pozwalające na automatyczne sterowanie przepływami. Przykładem jest zastosowanie algorytmów optymalizujących topologię sieci – badania z wykorzystaniem tzw. algorytmu jaszczurki rogatej (Horned Lizard Optimization) wykazały, że dynamiczna rekonfiguracja połączeń w sieci wraz z kompensacją mocy pozwala zredukować straty mocy i odchylenia napięcia o kilkadziesiąt procent, nawet przy bardzo niestabilnej generacji PV. Takie inteligentne sterowanie siecią staje się coraz bardziej dostępne dzięki cyfryzacji energetyki.

4. Zaawansowane sterowanie i wsparcie systemowe ze strony źródeł PV – same instalacje fotowoltaiczne również mogą wspomagać pracę sieci, o ile są wyposażone w odpowiednie rozwiązania. Współczesne farmy PV mogą świadczyć część usług regulacyjnych: poprzez inwertery z funkcją *grid-forming* są zdolne do stabilizowania częstotliwości (poprzez magazyny energii lub sterowanie mocą czynną), a także do regulacji napięcia przez generację/pochłanianie mocy biernej. Operatorzy systemów wprowadzają wymogi kodeksów sieci zobowiązujące duże instalacje PV do udziału w regulacji częstotliwości, do zdolności pracy przy zadanych *cosφ* itp. Takie zmiany wdrożono m.in. w Niemczech po kryzysie tzw. 50,2 Hz – modernizacja falowników prosumenckich umożliwiła uniknięcie ich masowego odłączania przy wzroście częstotliwości. Innym podejściem jest ograniczanie mocy wprowadzanej przez instalacje PV w szczytach. W niektórych krajach (np. Australia, częściowo Niemcy) wprowadzono administracyjnie *feed-in management* – falowniki domowe mają limit mocy oddawanej do sieci (np. 70% mocy szczytowej) i resztę kierują na autokonsumpcję lub magazyn. Takie proste środki zapobiegają przeciążeniom lokalnym, choć powodują nieznaczną utratę potencjalnej produkcji. Studium przypadku dla słabo rozwiniętej sieci (Erytrea) wykazało, że limit eksportu mocy z instalacji PV do około 0,4–0,5 kW na 1 kWp mocy zainstalowanej, w połączeniu z lokalnym magazynem, pozwala znacząco zwiększyć penetrację PV bez ryzyka przeciążenia sieci niskiego napięcia. Sterowanie generacją obejmuje też coraz lepsze prognozy produkcji słonecznej – nowoczesne narzędzia (satelitarne, lidarowe) są w stanie z kilkunastominutowym wyprzedzeniem określić nasłonecznienie na obszarze farmy PV, co umożliwia operatorowi wcześniejsze uruchomienie rezerw lub zaplanowanie eksportu energii. Poprawa dokładności prognoz bezpośrednio zmniejsza koszty bilansowania i awaryjnych rezerw.
5. Integracja sektorowa i powiązania międzysektorowe – nadwyżki energii elektrycznej z PV mogą być spożytkowane w innych sektorach, zmniejszając tym samym obciążenie sieci energetycznej. Koncepcja ta określana jest jako *Power-to-X* lub integracja sektorów (*sector coupling*). Przykłady to: *Power-to-Heat* (wykorzystanie energii PV do ogrzewania ciepłej wody użytkowej lub w elektrociepłowniach poprzez elektryczne podgrzewacze – tzw. kotły elektrodowe – co magazynuje energię

w postaci ciepła), *Power-to-Hydrogen* (produkcja zielonego wodoru w elektrolizerach zasilanych nadwyżką PV) czy ładowanie baterii mobilnych urządzeń (od EV po UPS-y). Wszystkie te procesy działają jak dodatkowy elastyczny odbiorca: uruchamiają się, gdy pojawia się nadmiar mocy w sieci. Dzięki temu zmniejszają skalę zjawiska odłączania OZE i zwiększają wykorzystanie czystej energii w innych obszarach gospodarki (transport, ciepłownictwo, przemysł). Dobrym przykładem jest produkcja wodoru przy elektrowniach słonecznych w Hiszpanii – powstają projekty, gdzie w godzinach południowych, zamiast odłączać farmy PV przy braku odbiorców, energia kierowana jest do instalacji elektrolizy produkującej wodór dla przemysłu chemicznego lub transportu. Rozwój magazynowania energii w postaci wodoru i metanu syntetycznego może także pomóc zbilansować sezonowe różnice generacji PV (nadwyżki letnie mogą być zmagazynowane chemicznie i wykorzystane zimą). Inną formą integracji sektorowej jest energetyka hybrydowa – np. łączenie farm fotowoltaicznych z farmami wiatrowymi na tym samym terenie. Profil wiatru i słońca często się uzupełnia (wiatr wieje częściej nocą i zimą), zatem hybrydyzacja źródeł zmniejsza ogólną zmienność dostaw. Nowe regulacje w Polsce od 2023 r. promują tworzenie hybryd OZE, pozwalając sumować moce przyłączeniowe – inwestor może zainstalować np. farmę PV i wiatrową korzystające z jednego przyłącza, co efektywniej wykorzystuje infrastrukturę sieciową.

Tabela 14. Przegląd wybranych środków technicznych i operacyjnych wspierających integrację fotowoltaiki z systemem elektroenergetycznym

Środek integracji	Opis i rola w zwiększaniu elastyczności systemu
Magazyny energii (BESS, hydro)	Buforują nadwyżki energii z PV i oddają w okresach niedoboru; stabilizują częstotliwość. Umożliwiają przesunięcie dostaw energii z dnia na wieczór/noc. Duże baterie (MW) i elektrownie szczytowo-pompowe zmniejszają ramping konwencjonalnych źródeł.
Elastyczny popyt (DSR)	Sterowanie zużyciem energii u odbiorców w odpowiedzi na podaż z PV. Dynamiczne taryfy i automatyka redukują popyt w szczycie wieczornym i zwiększają go w południe. Ładowanie EV oraz zarządzanie klimatyzacją/ogrzewaniem dostosowywane do generacji słonecznej ogranicza przeciążenia i wykorzystuje tanią energię.

Środek integracji	Opis i rola w zwiększaniu elastyczności systemu
Interkonektory i rozbudowa sieci	Infrastruktura przesyłowa łącząca regiony i kraje pozwala eksportować/importować energię zależnie od warunków (np. eksport nadwyżek PV). Zmniejsza lokalne przeciążenia i poprawia bilans mocy w szczytach. Modernizacja sieci dystrybucyjnych (transformatory OLTC, kable o większym przekroju) umożliwia przyłączenie większej liczby instalacji PV.
Smart Grid i automatyka sieci	Inteligentne systemy sterowania przepływem mocy i konfiguracją sieci w czasie rzeczywistym. Urządzenia energoelektroniczne (D-STATCOM, FACTS) utrzymują odpowiednie napięcia przy zmiennej generacji. Zaawansowane algorytmy (SCADA z funkcjami optymalizacji) minimalizują straty i przeciążenia dynamicznie dostosowując topologię sieci do warunków pracy.
Regulacja po stronie źródeł PV	Falowniki PV zdolne do pracy w trybie sieciowym (*grid-supporting*) zapewniają sterowanie mocą czynną i bierną (udział w kontroli f i U). Systemy ograniczania mocy w szczytach (np. feed-in limit) zapobiegają lokalnym przeciążeniom kosztem niewielkiego ubytku energii. Zaawansowane prognozy nasłonecznienia i sterowanie farmami PV umożliwiają lepsze planowanie rezerw.
Hybrydy i sektor powiązany	Kombinacja źródeł OZE o komplementarnych profilach (PV + wiatr, PV + CSP) stabilizuje łączną generację. Wykorzystanie nadwyżek w innych sektorach (Power-to-Heat, wodór) odciąża sieć i zwiększa zużycie energii słonecznej w gospodarce. EV traktowane jako magazyny na kółkach poprzez V2G wzmacniają rezerwy mocy w systemie.

Źródło: opracowanie własne.

Dzięki powyższym środkom wiele systemów elektroenergetycznych jest w stanie integrować bardzo duże udziały PV bez utraty stabilności. Przykładowo, Dania już w 2019 r. przez pewien czas pokrywała ponad 50% zapotrzebowania mocą z PV i wiatru, wykorzystując transgraniczne łącza z Norwegią (magazyny hydro) oraz elastyczny rynek Nord Pool. Hiszpania w 2023 r. osiągnęła rekordowe poziomy produkcji słonecznej (ponad 37,5 TWh rocznie, ~18% energii w kraju), czemu towarzyszyły inwestycje w nowe magazyny bateryjne i uruchomienie rynku elastyczności. Kalifornia natomiast wdrożyła unikatowy Western Energy Imbalance Market, mechanizm pozwalający sprzedawać nadwyżki OZE sąsiednim stanom w czasie rzeczywistym, co już w 2022 r. umożliwiło zagospodarowanie około 10% energii, która inaczej zostałaby stracona w wyniku odłączeń PV. Te przykłady pokazują, że odpowiednia kombinacja technologii i regulacji potrafi znacznie podnieść próg bezpiecznej integracji fotowoltaiki.

Regulacje prawne i strategie polityczne wspierające integrację PV

Polityka i ramy regulacyjne państwa mają ogromny wpływ na tempo i sposób integrowania fotowoltaiki z siecią. Aby stymulować rozwój PV i jednocześnie utrzymać bezpieczeństwo dostaw, rządy oraz instytucje ponadnarodowe (UE, agencje) wprowadzają szereg instrumentów prawnych i strategicznych. Można je podzielić na kilka kategorii:

(a) Strategie i cele długoterminowe. Wiele państw zakłada w oficjalnych dokumentach strategicznych konkretne cele udziału OZE (w tym PV) oraz planuje rozwój infrastruktury. Na poziomie UE wymogiem jest opracowanie Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK, ang. NECP) na kolejne dekady. Zawierają one scenariusze miksu energetycznego i identyfikują potrzebne działania – m.in. rozbudowę sieci, zwiększenie interkonektorów, rozwój magazynów. W strategiach tych zwraca się uwagę, że integracja zmiennych źródeł jest jednym z głównych wyzwań (np. Polska w PEP2040 przewiduje powstanie ok. 20 GW PV do 2030 r., jednocześnie wskazując potrzebę modernizacji sieci i rozwoju elastyczności jako warunki realizacji tego celu). Na szczeblu UE w 2020 r. opublikowano strategię Inteligentnej Integracji Sektorów, która zakłada połączenie działań w sektorze energii elektrycznej, transportu i ciepłownictwa dla lepszej absorpcji OZE (np. promocja pojazdów elektrycznych i pomp ciepła, by wykorzystać nadwyżki energii). Z kolei plan REPowerEU (2022) zawiera EU Solar Energy Strategy, mającą na celu nie tylko zwiększenie mocy PV, ale i usunięcie barier integracyjnych (np. postuluje uproszczenie procedur przyłączeń do sieci oraz obowiązkową instalację PV na dachach dużych budynków, czemu towarzyszyć mają inwestycje w sieci lokalne). Wyznaczanie jasnych celów sprzyja mobilizacji środków – polityka staje się przewidywalna dla operatorów i inwestorów, co ułatwia planowanie rozbudowy infrastruktury i wprowadzanie nowych usług (np. operator wie, że przy określonym poziomie PV będzie potrzebował X MW magazynów, i przygotowuje odpowiednie przetargi lub regulacje rynku usług bilansujących).

(b) Prawo energetyczne i kodeksy sieci. W ramach prawa krajowego implementuje się liczne przepisy bezpośrednio wpływające na integrację PV. Należą do nich standardy techniczne przyłączeń – np. wymagania, by falowniki PV posiadały zdolność do pracy przy określonych odchyłkach częstotliwości i napięcia, by wspierały napięcie (praca z zadanym $cos\varphi$), by dysponowały interfejsem do zdalnej redukcji mocy przez operatora (to ostatnie jest

praktykowane np. w Niemczech – operatorzy mogą wysyłać sygnał do farm OZE o ograniczeniu generacji w sytuacjach awaryjnych). Ponadto, regulacje mogą obowiązkowo integrować magazyny energii z nowymi źródłami OZE – przykładowo niektóre stany w Indiach wymagają, aby nowe farmy PV miały pewien procent mocy zainstalowany w bateriach, co ma złagodzić wpływ na sieć. W Polsce nowelizacja Prawa Energetycznego w 2023 r. wprowadziła ułatwienia prawne dla instalacji magazynowych i ich integracji z OZE (m.in. zwolnienie magazynów z części opłat sieciowych, określenie zasad przyłączania). Ważnym elementem są także przepisy dot. operatorów sieci – np. zachęty regulacyjne do inwestycji. Regulator może uznawać inwestycje w inteligentne rozwiązania integracyjne (DSM, IT) za koszty uzasadnione, co motywuje operatorów do ich wdrażania. W UE funkcjonują Kodeksy Sieci opracowane przez ENTSO-E, wiążące operatorów we wspólnych standardach (np. Requirements for Generators określający wymogi dla przyłączanych instalacji OZE, czy Demand Connection Code ułatwiający wdrożenie DSR na poziomie odbiorców). Implementacja tych kodeksów do prawa krajowego zapewnia jednolite podejście – np. obowiązek, by duże farmy PV zapewniały automatyczną regulację częstotliwości (FCR) został wprowadzony w Niemczech i Hiszpanii zgodnie z wytycznymi europejskimi.

(c) Mechanizmy wsparcia inwestycji w infrastrukturę. Integracja PV wymaga nakładów na sieci, magazyny itd. Rządy mogą wprowadzać specjalne programy i finansowanie na ten cel. Przykładowo w ramach Krajowych Planów Odbudowy po pandemii wiele państw (w tym Polska) przeznaczyło środki na modernizację sieci dystrybucyjnych inteligentnych (smart grid) i wdrożenie liczników zdalnego odczytu, co jest fundamentem DSR. UE ze swojej strony finansuje transgraniczne projekty infrastrukturalne poprzez instrument Connecting Europe Facility. Ponadto, mechanizmy aukcyjne dla OZE coraz częściej uwzględniają kryteria jakościowe związane z integracją – np. w aukcjach PV wymaga się od oferentów zapewnienia określonej dyspozycyjności mocy lub instalacji magazynu energii. Ma to zachęcić inwestorów do budowy rozwiązań *hybrid PV+storage*. Rządy mogą również tworzyć rezerwy mocy (capacity mechanisms) na wypadek niedoborów – np. rynek mocy w Polsce gwarantuje utrzymanie odpowiedniej ilości dyspozycyjnych jednostek (głównie konwencjonalnych) do bilansowania OZE. Tego typu mechanizmy przejściowo zapewniają bezpieczeństwo przy wysokim udziale PV, choć docelowo powinny być zastąpione przez tańsze i czystsze rozwiązania jak magazyny czy DSR.

(d) Polityki innowacji i badań. Wsparcie R&D w obszarze integracji obejmuje finansowanie projektów pilotażowych magazynów, sterowania, mikrosieci itp. Na szczeblu UE działa m.in. program Horizon Europe, który dofinansowuje demonstratory techniczne (np. projekt INTERFACE testujący usługi elastyczności od agregatorów w kilku krajach). Polityki przemysłowe, takie jak europejski Net-Zero Industry Act (2024), mają za zadanie zwiększyć krajowe moce produkcyjne technologii potrzebnych do transformacji (w tym baterii, pomp ciepła, paneli PV). To również element bezpieczeństwa – rozwój lokalnych łańcuchów dostaw zmniejsza ryzyko braków krytycznych komponentów (np. transformatorów, półprzewodników do falowników) podczas szybkiej rozbudowy sieci.

(e) Współpraca międzynarodowa i wymiana doświadczeń. Instytucje takie jak IEA i IRENA wydają raporty z rekomendacjami dla rządów. Przykładowo, program IEA Photovoltaic Power Systems (PVPS) publikuje wytyczne i dobre praktyki dotyczące integracji PV (raporty Task 14 skupiają się na aspektach sieciowych). Rządy mogą implementować te rekomendacje – np. wdrażając lepsze procedury planowania przestrzennego dla OZE i sieci (IEA zaleca ściślejszą koordynację budowy źródeł z rozwojem sieci, aby uniknąć opóźnień inwestycji). Organizowane są także wspólne inicjatywy typu ENTSO-E & ENTSO-G Joint Scenarios, integrujące planowanie elektroenergetyki i gazownictwa z uwzględnieniem OZE. Takie działania mają zapewnić, że cele państw w zakresie PV są osiągalne od strony sieciowej.

Regulacje i polityki muszą ewoluować wraz ze wzrostem udziału PV. Na wczesnym etapie najważniejsze jest usunięcie barier administracyjnych dla instalacji PV i dopuszczenie nowych podmiotów (prosumentów, agregatorów) do rynku. W fazie zaawansowanej (gdy PV stanowi znaczącą część miksu) akcent przesuwa się na utrzymanie stabilności – konieczne stają się przepisy wymuszające większą odpowiedzialność OZE za bilans (np. obowiązek pokrycia części kosztów rezerw, jak dyskutuje się w Niemczech) oraz integrujące sektor elektroenergetyczny z innymi. Polityka musi zatem zachować równowagę między wspieraniem rozwoju fotowoltaiki a zabezpieczeniem interesu systemu elektroenergetycznego jako całości. Dobre praktyki wskazują, że najefektywniejsze są ramy przewidujące udział wszystkich stron: prosumenci, poprzez zachęty do autokonsumpcji i udział w DSR; operatorzy, poprzez regulacje stymulujące inwestycje i innowacje; wytwórcy OZE, poprzez częściową odpowiedzialność za integrację (np. instalacja magazynu, jeśli to zwiększa wartość energii).

Modele rynkowe i finansowe wspierające stabilność systemu i inwestycje

Oprócz regulacji administracyjnych, kluczowe znaczenie dla integracji PV mają mechanizmy rynkowe i finansowe zachęty, które kształtują zachowania uczestników rynku energii. Tradycyjne rynki energii projektowane były dla źródeł sterowalnych i odbiorców o sztywnych profilach zużycia, co przy dominacji PV wymaga istotnych modyfikacji. Poniżej omówiono wybrane elementy modeli rynkowych sprzyjających integracji.

- Rynek krótkoterminowy i ceny dynamiczne. W systemie z dużą zmiennością generacji rośnie rola rynku dnia bieżącego i rynku bilansującego. Ceny energii w krótkich interwałach (np. godzinowe, 15minutowe) odzwierciedlają chwilową podaż i popyt, sygnalizując kiedy występuje nadwyżka (ceny niskie/ujemne) lub niedobór (ceny wysokie). Ważne jest umożliwienie reakcji popytu na te sygnały – np. poprzez przenoszenie cen hurtowych na odbiorców (taryfy dynamiczne). W ten sposób mechanizm rynkowy automatycznie stymuluje integrację, bo odbiorcy zużywają więcej przy wysokiej produkcji PV (niższych cenach). Ponadto, skrócenie horyzontu rynku bilansującego (np. z godzin do 15 minut) redukuje koszty niedokładnych prognoz OZE – operator może korygować odchylenia z mniejszym wyprzedzeniem. W Europie wdrożono już 15minutowy okres rozliczeniowy energii, co korzystnie wpływa na integrację PV o szybkozmiennym profilu. Negatywne ceny energii w południe wysyłają natomiast sygnał inwestorom: opłacalne staje się magazynowanie energii lub przesuwanie jej na inne rynki (np. gaz poprzez *power-to-gas*). Przykładowo, częste ujemne ceny w Niemczech przyspieszyły inwestycje w magazyny ciepła przy biogazowniach i elektrowniach CHP, aby mogły one zatrzymać produkcję prądu, gdy jest on zbyt tani, i wznowić ją przy wyższych cenach.
- Rynki mocy i rezerw. Zapewnienie wystarczającej mocy dyspozycyjnej w okresach niskiej generacji PV (np. zimowe wieczory) bywa trudne, gdyż tradycyjne elektrownie pracują coraz rzadziej i mogą być nierentowne. Wiele krajów wprowadziło zatem mechanizmy wynagradzania dostępności mocy niezależnie od produkcji energii. Polska od 2021 r. posiada rynek mocy, na którym elektrownie i DSR otrzymują opłaty za gotowość do dostarczenia mocy w razie potrzeby. Dzięki temu utrzymuje się rezerwę bezpieczeństwa pomimo spadku

wykorzystania elektrowni w ciągu roku (co następuje przy rosnącym udziale PV/wind). Inne kraje (Wielka Brytania, Francja) również stosują mechanizmy mocowe lub strategiczne rezerwy. Z punktu widzenia integracji PV ważne jest jednak, by były one tymczasowe i nie hamowały rozwoju czystszych alternatyw (magazynów, DSR). Dlatego UE ogranicza czas trwania kontraktów mocowych i wymaga ich neutralności technologicznej. Równolegle rozwijają się rynki usług systemowych – dla regulacji częstotliwości, rezerw wirujących itp. Umożliwienie udziału nowych podmiotów (magazynów, agregatorów) w tych rynkach zwiększa *pool* dostępnych usług i obniża koszty integracji. Przykładowo, Wielka Brytania stworzyła rynek usług elastyczności lokalnej (odbiorcy dostają wynagrodzenie za redukcję obciążenia w określonych godzinach, by odciążyć sieć) – finansuje to operator, bo jest to tańsze niż rozbudowa sieci. Tego typu lokalne rynki *flex* pojawiają się także w Niemczech i USA.

- Modele biznesowe prosumenckie i społeczności energetyczne. Integracja milionów małych źródeł wymaga włączenia ich w rynek poprzez odpowiednie modele finansowe. Klasyczny system netmeteringu (zaliczania energii oddanej do sieci na poczet pobranej) okazał się mało zrównoważony przy dużej skali – zachęcał do maksymalnej produkcji bez względu na profil obciążenia sieci. Obecnie wiele krajów (w tym Polska od 2022) przechodzi na netbilling, gdzie prosument sprzedaje nadwyżki po cenie rynkowej, a kupuje energię po cenach rynkowych lub taryfowych. To oznacza, że zyski prosumenta zależą od *timingu* generacji – opłaca się zużywać energię samemu, kiedy jest drogo (wieczór), a oddawać, gdy jest tanio (południe). Taki system bardziej sprzyja integracji, bo motywuje do montażu magazynu i zmiany nawyków zużycia (by jak najmniej sprzedawać po niskiej cenie). Dodatkowo w Polsce w 2024 r. planuje się wprowadzić aggregatorów – podmioty skupujące energię od wielu prosumentów i sprzedające ją na rynku hurtowym [89] [90]. Agregator z odpowiednim portfelem (różne profile odbiorców, magazyny) może bardziej strategicznie zarządzać wprowadzaniem energii do sieci, np. czekając z wysyłaniem energii do momentów wyższych cen. Ma to zmniejszyć obciążenie sieci w południe i zwiększyć podaż w szczycie.

Innym nowym tworem są społeczności energetyczne (*energy communities*) – lokalne spółdzielnie OZE, które dzielą się energią wewnętrznie. UE promuje takie inicjatywy, bo lokalna konsumpcja OZE odciąża sieć przesyłową i angażuje obywateli w transformację. Jeśli społeczność potrafi lokalnie zbilansować produkcję PV (np. jeden prosument oddaje nadwyżkę sąsiadowi), to mniej energii przepływa przez sieć wyższego rzędu, co redukuje straty i potrzeby inwestycyjne.

- Umowy typu PPA i stabilizacja przychodów OZE. Dla inwestorów w duże farmy PV ryzykiem są wahania cen energii – np. w południe ceny mogą spadać niemal do zera, co obniża średni przychód z każdego MWh. Aby wciąż przyciągać inwestycje, rządy stosują mechanizmy stabilizujące dochody z OZE przy wysokim udziale tych źródeł. Popularne stały się kontrakty różnicowe (CfD) – państwo gwarantuje stałą cenę za energię z OZE; jeśli cena rynkowa spadnie poniżej, dopłaca różnicę, a jeśli jest wyższa – OZE zwraca nadwyżkę. Taki system zastosowano np. w Wielkiej Brytanii dla nowych projektów PV, co dało inwestorom pewność zwrotu mimo potencjalnych ujemnych cen w niektórych godzinach. Innym podejściem są długoterminowe umowy PPA zawierane z odbiorcami przemysłowymi – np. fabryka kupuje energię z farmy PV na 15 lat po stałej cenie. PPA zabezpieczają finansowanie farm, a jednocześnie odbiorca może w ramach umowy uzyskać dodatkowe usługi, np. gwarancję dostaw w nocy (poprzez dołączenie farmy wiatrowej lub magazynu do kontraktu). Choć PPA to umowy prywatne, ich rozwój jest wspierany regulacyjnie (standaryzacja, usuwanie barier podatkowych).
- Innowacyjne modele taryf i rozliczeń. Operatorzy sieci testują też nowe sposoby kalkulacji opłat, by zachęcić do zachowań korzystnych dla systemu. Np. taryfy wieloskładnikowe dla prosumentów – część opłaty sieciowej zależna od szczytowej mocy pobieranej/wprowadzanej. To ma skłonić prosumenta do unikania gwałtownych zrzutów mocy do sieci (lepiej zmagazynować) oraz do niepobierania dużej mocy w szczycie wieczornym (lepiej wcześniej zgromadzić energię w baterii). Takie rozwiązanie rozważane jest m.in. w Niemczech od 2024 r. Podobnie, taryfy dla ładowarek EV mogą premiować wolniejsze ładowanie rozłożone w czasie, jeśli nie ma pilnej potrzeby, dzięki czemu unika się spiętrzeń obciążenia. Lokalne rynki mocy to kolejna

koncepcja – w obszarach gdzie sieć jest słaba, odbiorcy otrzymywaliby sygnały cenowe odzwierciedlające lokalne przeciążenia (np. wyższa cena energii w danej strefie w razie zbliżania się do limitu linii). To jednak wymaga daleko posuniętej *smart grid* i jeszcze nie jest stosowane komercyjnie.

Podsumowując, architektura rynku energii musi zostać przeprojektowana pod kątem dominacji źródeł odnawialnych. IEA wskazuje, że „model rynku musi ewoluować, by uwzględnić unikalne cechy systemów zdominowanych przez PV i wiatr oraz nową rolę konwencjonalnych elektrowni". Konieczne jest zapewnienie bodźców finansowych do inwestycji w elastyczność (magazyny, DSR, sieci) oraz odpowiedzialne zachowanie uczestników (prosument redukujący oddawanie nadwyżek w krytycznych momentach, operator inwestujący w najtańsze dostępne rozwiązania integracyjne).

W tabeli 15 przedstawiono porównanie podejść do integracji fotowoltaiki w wybranych krajach – ukazując, jak różne modele polityczno-rynkowe przekładają się na praktykę.

Tabela 15. Przykłady integracji fotowoltaiki w wybranych krajach – porównanie mocy, udziałów oraz zastosowanych środków zapewniających stabilność systemu

Kraj/ region	Zainstalowana moc PV (rok 2023)	Udział PV w produkcji energii elektrycznej	Kluczowe środki integracji i strategie	Wyzwania i doświadczenia
Niemcy	~82 GW (2024) (53,6 TWh generacji w 2023)	11,9% (2023) dzienny rekord: 27% (VI 2023)	– Silne połączenia międzysystemowe (sąsiedzi wspomagają bilans wieczorem) . – Rynek spot 15minutowy i udział PV w rezerwach częstotliwości. – Farmy PV z funkcją regulacji (spełniają kodeks NC RfG). – Programy DSR dla przemysłu (przetargi na redukcję zużycia). – Plan rozbudowy magazynów (do 2030 ~10 GW) i sieci przesyłowej (linie N-S).	– Okresowe ujemne ceny w południe (konieczność modernizacji rynku). – Opóźnienia budowy linii przesyłowych (protesty społeczne). – Wysoka autokonsumpcja prosumentów zmniejsza obciążenie sieci, ale rodzi dyskusje o sprawiedliwym podziale kosztów utrzymania infrastruktury.
Hiszpania	~25–29 GW (2023/24) [96] (~37,5 TWh w 2023)	~18% rekord dzienny: 212 GWh (12.07.2023)	– Duże magazyny energii: istniejące ład. szczyt.-pomp. + nowe baterie (plan 3 GW bat. do 2030). – Interkonektory: stopniowa rozbudowa połączeń z Francją, udział w rynku europejskim. – Aukcje OZE z oceną komponentu magazynowego (premia za hybrydę PV+storage). – Elastyczność konwencjonalna: utrzymanie szybkich turbin gazowych do bilansowania zachodów słońca. – Regulacje pro-prosumenckie (zniesienie „podatku słonecznego”, wspólnoty energetyczne).	– Nadmierna generacja latem w południe prowadziła chwilowo do redukcji PV – planowane dalsze wzmocnienie sieci i eksportu, a także inwestycje w Power-to-X (wodór zielony). – Zmienność sezonowa: zimą niski uzysk PV – potrzeba rozwijania OZE komplementarnych (wiatr, CSP). – Szybki rozwój PV wymaga przyspieszenia procedur przyłączeniowych – wprowadzono prawnie maks. 2 lata na wydanie pozwoleń dla źródeł OZE.

Kraj/ region	Zainstalowana moc PV (rok 2023)	Udział PV w produkcji energii elektrycznej	Kluczowe środki integracji i strategie	Wyzwania i doświadczenia
USA (Kalifornia)	~15 GW + ~12 GW rozproszone (2022)	~20% szczyt chwilowy: ~60% net load	– Rynek bilansujący regionalny (Western EIM) – handel nadwyżkami PV z sąsiadami uniknął ~10% potencjalnego odstawienia OZE. – Gigantyczny program budowy baterii – ok. 3,3 GW zainstalowano do 2023 (reakcja na duck curve). – Dynamiczne taryfy dla odbiorców – >90% gospodarstw domowych na TOU (wyższe ceny wieczorem, niższe w dzień). – Obowiązkowe PV na nowych budynkach (od 2020) – zwiększa produkcję rozproszoną, jednocześnie promuje się dodawanie magazynów domowych (program SGIP z dofinansowaniem). – Plan integracji: przyjęto politykę ładunków sterowalnych (np. 5 mln EV z inteligentnym ładowaniem do 2030).	– *Curtailment* ~5% energii słonecznej (2022) – konieczna przyśpieszona rozbudowa linii wewnątrz stanu (CAISO zatwierdziło 45 projektów przesyłowych [82]). – Spłaszczenie duck curve częściowo dzięki magazynom – brak blackoutów mimo rekordowych ramp, ale w wyjątkowych falach upałów wciąż uruchamia się programy DSR (np. ograniczanie klimatyzacji na zlecenie operatora). – Integracja utrudniona przez podział kompetencji (operator stanowy vs. federalny) – stąd innowacja w postaci rynku międzystanowego EIM.
Polska	~17 GW (2023) (11 TWh w 2022)	~5–6% (2022) dynamika: wzrost z 0,3% w 2018	– Net-billing dla prosumentów (od 2022) – bodziec do autokonsumpcji i instalacji magazynów, zmniejszenie szczytów generacji oddawanej do sieci . – Rynek mocy utrzymujący rezerwę konwencjonalną ~~.br>– Programy DSR (odbiorcy redukują pobór na żądanie, np. latem 2022 uniknięto przeciążeń dzięki redukcji 200 MW przez przemysł). – Planowane aukcje na magazyny energii (Fundusz Modernizacyjny). – Nowe linie 400 kV i modernizacja stacji NN – operator PSE inwestuje ok. 4 mld zł rocznie w infrastrukturę, uwzględniając przyłączenie źródeł OZE. – Implementacja RED III i Net-Zero Industry Act – wyższe cele OZE (42,5% UE do 2030) i ułatwienia dla magazynów.	– Wysoka koncentracja mikroinstalacji (~66% mocy PV) obciąża sieci lokalne – potrzeba inteligentnych rozwiązań u operatorów DS (smart metering wdrażany do 2028). – Brak elastyczności w wytwarzaniu – dominacja źródeł sztywnych (węgiel) utrudnia balansowanie PV; w 2022 notowano eksport nadwyżek do sąsiadów i okresowe redukcje farm PV. Planowane uruchomienie bloków gazowych i import mocy z zagranicy jako pomost. – Percepcja społeczna – rosnąca świadomość konieczności OZE, ale obawy o koszty sieci (rachunki) i stabilność; rząd intensyfikuje komunikację nt. korzyści (niższe ceny hurtowe z PV).

Źródło: opracowanie własne.

Powyższe zestawienie ukazuje, że mimo odmiennych uwarunkowań, państwa z dużym udziałem fotowoltaiki stosują zbliżone kategorie rozwiązań: inwestycje w elastyczność (magazyny, DSR), reformy rynkowe (taryfy dynamiczne, rynki usług), modernizację regulacji technicznych oraz współpracę międzysystemową. Integracja fotowoltaiki jest procesem ciągłym – wraz ze wzrostem udziału PV pewne narzędzia zyskują na znaczeniu (np. magazyny przy bardzo dużej penetracji są nieodzowne), a inne mogą tracić (np. subsydiowanie źródeł rezerwowych może być wygaszane, gdy rynek dostatecznie wynagradza usługi elastyczności). Bezpieczeństwo energetyczne państwa w erze zaawansowanej fotowoltaiki zależy zatem od zdolności systemu do adaptacji. Państwa, które odpowiednio wcześnie planują rozwój sieci i mechanizmów rynkowych równolegle z rozwojem OZE, czerpią największe korzyści – energia słoneczna znacząco zmniejsza ich zależność od importu paliw i narażenie na ceny surowców (np. Hiszpania dzięki rekordowej generacji PV w 2023 ograniczyła import gazu i obniżyła ceny hurtowe energii). Z kolei tam, gdzie integracja została zaniedbana, pojawiają się zjawiska negatywne: ograniczanie produkcji OZE (marnowanie potencjału) oraz wzrost kosztów operacyjnych systemu (praca rezerwowa nieefektywnych jednostek, drogie interwencje). Jak stwierdził przedstawiciel IEA Keisuke Sadamori: „świat odnotował niezwykły wzrost mocy słonecznych i wiatrowych w celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i redukcji emisji, ale pełne korzyści nie zostaną osiągnięte bez silniejszych wysiłków na rzecz integracji tych technologii z systemem elektroenergetycznym". Integracja fotowoltaiki nie jest więc celem samym w sobie, lecz środkiem do zapewnienia, że zielona energia jest dostępna zawsze wtedy, gdy jest potrzebna – tylko wtedy może ona realnie zastąpić konwencjonalne źródła w roli gwaranta bezpieczeństwa energetycznego państwa.

5.2. Systemy rozproszone i prosumenckie a stabilność sieci

Rozwój generacji rozproszonej opartej na fotowoltaice (PV) oraz rosnąca liczba prosumentów (jednoczesnych producentów i konsumentów energii) istotnie zmienia funkcjonowanie sieci elektroenergetycznych. W wielu krajach obserwuje się dynamiczny przyrost mikroinstalacji PV przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Przykładowo w Polsce pod koniec 2023 r. działało ponad 1,4 miliona mikroinstalacji OZE o łącznej mocy ponad 11,3 GW (w zdecydowanej

większości instalacji fotowoltaicznych)[235]. Tak masowy rozwój prosumeryzmu poprawia bezpieczeństwo energetyczne poprzez dywersyfikację źródeł i zwiększenie udziału energii odnawialnej, jednak stawia jednocześnie wyzwania dla stabilności sieci. W niniejszym podrozdziale omówiono wpływ rozproszonych systemów PV i prosumentów na stabilność pracy systemu elektroenergetycznego oraz przedstawiono mechanizmy regulacyjne, rynkowe i technologiczne umożliwiające utrzymanie stabilnej pracy sieci w warunkach rosnącej liczby rozproszonych źródeł. Wykorzystano najnowsze analizy literaturowe oraz przykłady wdrożeń – zarówno zagraniczne, jak i dotyczące polskiego systemu.

Wyzwania stabilności sieci przy wysokim udziale prosumentów

Prosumentyzacja energetyki oznacza przepływ energii dwukierunkowo w sieciach, co rodzi szereg nowych zjawisk. Tradycyjnie energia płynęła od scentralizowanych elektrowni do odbiorców; obecnie nadwyżki produkcji prosumenckiej (np. w słoneczne południe) są wtłaczane z powrotem w sieć. Powoduje to lokalne wzrosty napięcia ponad dopuszczalne poziomy, szczególnie na końcach linii niskiego napięcia[236]. Zjawisko odwrotnego przepływu mocy (tzw. *reverse power flow*) może skutkować załączaniem zabezpieczeń i odłączaniem inwerterów PV, a w skrajnych przypadkach nawet uszkodzeniem urządzeń lub zakłóceniami dla odbiorców. Jednym z najpoważniejszych wyzwań jest zapewnienie dotrzymania jakości energii – przede wszystkim stabilności napięcia w każdym węźle sieci. Liczne badania potwierdzają występowanie przekroczeń napięcia w sieciach nN przy wysokiej penetracji PV, wahania napięcia spowodowane stochastyczną naturą nasłonecznienia oraz pojawianie się asymetrii napięć przy jednofazowych mikroinstalacjach. Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) musi też uwzględniać inne aspekty, takie jak: przeciążenia termiczne linii i transformatorów (przy kumulacji wielu mikroinstalacji na jednym obwodzie), utrzymanie koordynacji zabezpieczeń (np. zmiana kierunku przepływu mocy może wpływać na działanie zabezpieczeń nadprądowych) oraz potencjalny spadek bezwładności systemu (przy znacznym udziale źródeł inwerterowych kosztem klasycznych generatorów

[235] Urząd Regulacji Energetyki (URE), Raport: energia wytworzona z OZE w mikroinstalacjach i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2023 r., 2024.

[236] I. Wasiak, M. Szypowski, P. Kelm, R. Mieński, A. Wędzik, et al., Innovative energy management system for low-voltage networks with distributed generation based on prosumers' active participation; Applied Energy, 312, 118705.

synchronicznych). Tradycyjne środki regulacji w sieci dystrybucyjnej – jak przełączalne przekładnie transformatorów ON-LOAD czy lokalne regulatory napięcia – okazują się niewystarczające lub nie zawsze są dostępne. Większość istniejących sieci niskiego napięcia nie jest wyposażona w systemy pomiarowe umożliwiające bieżącą obserwację stanu, co utrudnia aktywne sterowanie. Regulacja napięcia na transformatorach SN/nN odbywa się często skokowo i ręcznie (przełączniki zaczepów bez napięcia), co przy częstych wahaniach generacji PV byłoby niepraktyczne. Instalacja nowoczesnych transformatorów z przełącznikami OLTC wiąże się z wysokimi kosztami i koniecznością modernizacji stacji. Stąd konieczne jest zastosowanie nowych strategii zarządzania siecią, które pozwolą utrzymać stabilność parametrów przy rosnącym udziale prosumentów bez nadmiernych inwestycji w tradycyjną infrastrukturę.

Mechanizmy technologiczne wspierające stabilność sieci

Jednym z kluczowych obszarów działań jest implementacja zaawansowanych systemów zarządzania energią (EMS), zarówno na poziomie pojedynczych gospodarstw domowych, jak i całych sieci dystrybucyjnych. Nowe koncepcje zakładają przejście od biernego odbiorcy do aktywnego prosumenta, który może świadczyć usługi na rzecz sieci. Przykładowo, Wasiak i in. zaproponowali innowacyjny system sterowania pracą sieci niskiego napięcia z licznymi prosumentami, wykorzystujący lokalne zasobniki energii i możliwości regulacyjne inwerterów. Strategia oparta o usługi pomocnicze ze strony prosumentów pozwoliła rozwiązać problemy przeciążeń i przekroczeń napięć w badanej sieci bez konieczności kosztownej rozbudowy sieci lub instalacji dodatkowych urządzeń regulacyjnych. W symulacjach dla rzeczywistej sieci nN wykazano skuteczną redukcję wzrostów napięć przy minimalnym wykorzystaniu pojemności magazynów prosumenckich. System ten z sukcesem zweryfikowano również doświadczalnie (w układzie Hardware-in-the-Loop), potwierdzając możliwość aktywnego wpływu prosumentów na stabilną pracę sieci.

Innym podejściem jest wykorzystanie zdolności regulacyjnych samych inwerterów fotowoltaicznych. Współczesne falowniki mogą nie tylko generować moc czynną, ale także sterować mocą bierną. Badania Hoffmanna et al. wykazały, że użycie pełnej mocy pozornej inwertera (aktywnej i biernej) jest bardzo efektywne w stabilizacji napięcia w sieci dystrybucyjnej. Poprzez odpowiednie sterowanie współczynnikiem mocy inwerterów można wpływać na lokalny

profil napięcia oraz ograniczać straty mocy czynnej w sieci[237]. W sieciach wiejskich o układzie promieniowym sterowanie mocą bierną przez rozproszone źródła udowodniono jako skuteczne narzędzie walki z problemami przekroczeń napięcia. W praktyce wiele krajów wprowadziło wymogi kodeksów sieciowych obligujące prosumenckie źródła PV do udziału w regulacji – przykładowo w Niemczech wszystkie nowe instalacje PV muszą posiadać funkcję statycznej regulacji napięcia (tzw. charakterystyka Q(U)), a mikroinstalacje są standardowo wyposażane w zabezpieczenia stopniowo redukujące moc przy zbliżaniu się częstotliwości sieci do granic (co zapobiega nagłemu odłączeniu dużej liczby źródeł przy przekroczeniu 50,2 Hz). Takie rozproszone mechanizmy poprawiają stabilność napięciową i częstotliwościową systemu.

Szczególną rolę w stabilizacji mogą odegrać magazyny energii (ESS) integrowane z instalacjami prosumenckimi. Decentralne zasobniki (np. akumulatory domowe) mogą gromadzić nadwyżki energii zamiast odsyłać je do sieci, a następnie oddawać w okresach szczytowego zapotrzebowania – zmniejszając tym samym wahania obciążenia sieci. Nousdilis et al. wskazują, że zdecentralizowane magazyny odgrywają istotną rolę w stabilizacji poziomów napięć w sieciach nN, przeciwdziałając skutkom przepływów wstecznych[238]. W Polsce od 2022 r. programy wsparcia (np. Mój Prąd 4.0) oferują dotacje na zakup magazynów energii wraz z instalacją PV, co ma zachęcić prosumentów do zwiększenia autokonsumpcji i zmniejszenia wpływu na sieć. Modele symulacyjne pokazują, że połączenie fotowoltaiki z magazynem przy odpowiednich taryfach może drastycznie zmienić profil wykorzystania sieci – w jednym z badań dla warunków polskich instalacja domowej baterii z korzystną taryfą *feed-in* znacząco obniżyła zapotrzebowanie gospodarstwa na energię z sieci i rachunki odbiorców (redukcja kosztów o ~55%). Tym samym, prosumenci z magazynami stają się w mniejszym stopniu obciążeniem dla systemu w okresach szczytu, a jednocześnie są w stanie zasilić sieć w momentach niedoboru mocy. Coraz większe nadzieje wiąże się także z elektrycznymi pojazdami jako elementem systemu energetycznego (koncepcja Vehicle-to-Grid, V2G). Samo-

[237] I. Wasiak, M. Szypowski, P. Kelm, R. Mieński, A. Wędzik, et al., Innovative energy management system for low-voltage networks with distributed generation based on prosumers' active participation; Applied Energy, 312, 118705.

[238] P. Benalcazar, M. Kalka, J. Kamiński, From consumer to prosumer: A model-based analysis of costs and benefits of grid-connected residential PV-battery systems, Energy Policy, 191, 114167.

chody elektryczne wyposażone w ładowarki dwukierunkowe mogą służyć jako mobilne magazyny energii, oddając ją z powrotem do sieci w razie potrzeby. W ciągu dnia wiele pojazdów pozostaje nieużywanych, stanowiąc potencjalnie ogromną rezerwę energii. Szacuje się, że ok. 90% samochodów jest zaparkowanych w godzinach szczytu wieczornego, co stwarza możliwość wykorzystania ich baterii do redukcji szczytów obciążenia. Analizy wskazują, że zastosowanie V2G może ograniczyć zapotrzebowanie na drogie szczytowe moce w systemie i obniżyć koszty operacyjne operatora. Madani i Pineau wykazali, że włączenie technologii V2G znacząco poprawia opłacalność inwestycji w zasoby rozproszone zarówno z perspektywy prosumenta, jak i dystrybutora. Jednocześnie należy podkreślić, że niezarządzane ładowanie wielu pojazdów elektrycznych może samo w sobie generować nowe piki zapotrzebowania (np. gdy wszyscy podłączają auta do ładowania po pracy)[239]. Dlatego kluczowe jest wdrożenie inteligentnych systemów sterowania ładowaniem (*smart charging*) i usług V2G w ramach szerszego EMS, tak aby pojazdy pobierały lub oddawały energię w optymalnych momentach z punktu widzenia stabilności sieci. Pierwsze pilotaże V2G na świecie (m.in. w Danii i Kalifornii) dowiodły technicznej możliwości świadczenia przez flotę EV usług regulacji częstotliwości i bilansowania mocy. Wyzwania pozostają na gruncie modelu biznesowego (konflikt interesów między użytkowaniem auta a wykorzystaniem baterii dla sieci) oraz standaryzacji (protokół ISO 15118 dla komunikacji pojazd-sieć itp.), jednak trend rozwoju jest wyraźny. Oprócz stabilizacji dynamicznej (bieżącej regulacji mocy i napięć), zasoby rozproszone mogą poprawić stabilność strukturalną systemu dzięki koncepcji mikrosieci. Mikrosieć to wydzielony fragment sieci (np. osiedle, kampus, wieś) z własnymi źródłami (PV, magazyny, generatory rezerwowe), zdolny do pracy autonomicznej w razie awarii systemu nadrzędnego. W trybie normalnym mikrosieć może pracować synchronicznie z KSE, pobierając lub oddając moc, natomiast w przypadku zakłóceń może przejść w tryb wyspowy i lokalnie balansować popyt z podażą. Rozwiązanie to zwiększa odporność na *black-outy* – dostawy energii dla odbiorców krytycznych mogą być utrzymane dzięki lokalnym źródłom. Przykładem wdrożenia jest pilotażowa mikrosieć uruchomiona w Bytomiu przez grupę Tauron – pierwszy tego typu funkcjonujący system w Polsce. Mikrosieć ta obejmuje m.in. dwie

[239] S. Madani, P.O. Pineau, Investment in vehicle-to-grid and distributed energy resources: Distributor versus prosumer perspectives and the impact of rate structures, Utilities Policy, 88, 101736.

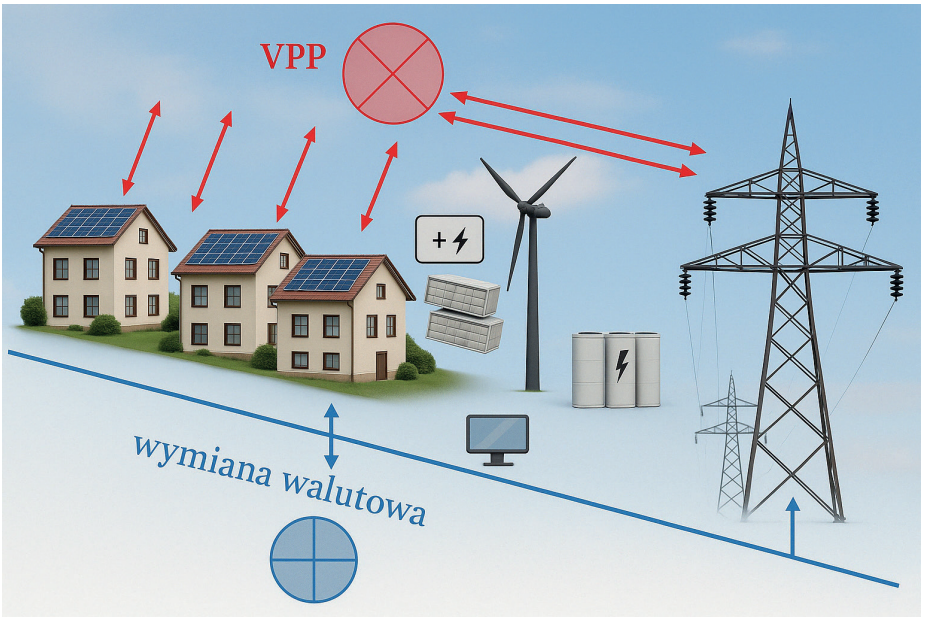
instalacje fotowoltaiczne, pięć małych turbin wiatrowych, magazyn energii oraz agregat gazowy, połączone nowoczesną stacją transformatorową. System zarządzania mikrosiecią naśladuje działanie dużego systemu energetycznego, utrzymując lokalnie bilans mocy i odpowiednie parametry napięcia nawet w trybie odłączonym od sieci[240]. W testach mikrosieć w Bytomiu zasilała wydzielony fragment sieci niskiego napięcia (54 gospodarstwa domowe) stabilizując napięcie i częstotliwość w zadanych granicach. Operator (OSD) widzi w mikrosieciach duży potencjał zapewnienia stabilnych dostaw energii szczególnie na obszarach peryferyjnych, gdzie rozwój OZE jest dynamiczny, a sieć tradycyjnie słabsza. Na rysunku 12 przedstawiono proponowany schemat koncepcji wirtualnej elektrowni (VPP) grupującej prosumentów OZE (PV, wiatr, magazyny - grupującej prosumentów OZE (PV, wiatr, magazyny) i łączącej ich z szerszą siecią. Prosumenci mogą handlować energią w ramach platformy (czerwone strzałki) lub wymieniać ją z siecią operatora (czarne strzałki), a rozliczenia odbywają się za pośrednictwem platformy cyfrowej (niebieska warstwa)) i łączącej ich z szerszą siecią[241,242].Tym samym mikrosieci wpisują się w koncepcję klastrów energii i lokalnych wspólnot energetycznych, przyczyniając się zarazem do bezpieczeństwa energetycznego – umożliwiają utrzymanie zasilania w sytuacjach kryzysowych (np. klęski żywiołowe) oraz odciążają sieć nadrzędną w trakcie normalnej pracy[243].

[240] gramwzielone.pl – Doniesienia o mikrosieci w Bytomiu (projekt TAURON), 2023.

[241] E. Barceló, K. Dimic-Misic, M. Imani, M. Hummel, P. Gane, Regulatory Paradigm and Challenge for Blockchain Integration of Decentralized Systems: Example - Renewable Energy Grids, Sustainability, 15(3), 2571.

[242] K. Dimić-Mišić, E. Barceló, V. Spasojević-Brkić, P.A.C. Gane, Identifying the challenges of implementing a European bioeconomy based on forest resources: Reality demands circularity. FME Trans., 47, 60-69.

[243] E. Ganne, Can Blockchain Revolutionize International Trade? World Trade Organization: Geneva, Switzerland, 152, 2018.



Rysunek 12. Schemat koncepcji wirtualnej elektrowni (VPP)

Źródło: opracowanie własne.

Mechanizmy rynkowe i regulacyjne dla aktywnej integracji prosumentów

Oprócz rozwiązań technicznych, stabilność sieci przy dużej liczbie źródeł rozproszonych wymaga dostosowania mechanizmów rynkowych i regulacyjnych. Tradycyjny model, w którym prosumenci oddają energię do sieci po stałej taryfie (np. system opustów/net-metering), jest stopniowo zastępowany bardziej rynkowymi strukturami zachęt. Celem jest skłonienie prosumentów do zachowań korzystnych z punktu widzenia systemu, takich jak autokonsumpcja, magazynowanie czy udostępnianie elastyczności popytu. Jednym z takich mechanizmów jest handel energią *peer-to-peer* (P2P) pomiędzy prosumentami. Platformy P2P umożliwiają bezpośrednie transakcje kupna-sprzedaży energii między użytkownikami sieci lokalnej – np. prosument z nadwyżką produkcji PV może sprzedać ją sąsiadowi zamiast odsyłać do operatora. Potencjalnie poprawia to lokalne bilansowanie i zmniejsza obciążenie sieci wyższego rzędu. Jednak wolny handel P2P musi uwzględniać ograniczenia sieciowe, aby nie dochodziło do przeciążeń czy przekroczeń napięć. W literaturze opisano szereg modeli integrujących rynek P2P z ograniczeniami sieciowymi. Hoque i in. zaproponowali ramy handlu P2P z dynamicznymi limitami eksportu/importu dla każdego prosumenta (tzw. dynamiczne obwiednie operacyjne, DOE),

wyznaczanymi na podstawie bieżącej przepustowości sieci [244]. W takim modelu każdy prosument zna dozwolony zakres wymiany z siecią i platformą P2P, a algorytmy aukcyjne kojarzą transakcje tak, by nie przekroczyć tych limitów. Symulacje dla sieci 78-węzłowej wykazały eliminację problemów z napięciem i przeciążeniami linii przy jednoczesnym zapewnieniu korzyści ekonomicznych wszystkim uczestnikom rynku. Inne podejście przedstawili Dong et al., wprowadzając dwupoziomową grę pomiędzy OSD a prosumentami z mechanizmem ceny ryzyka[245][246]. OSD, nie mając pełnej informacji o transakcjach P2P (rynek zdecentralizowany), ustala cenę ryzyka odzwierciedlającą prawdopodobieństwo naruszenia bezpieczeństwa sieci. Prosumenci, widząc tę cenę, dostosowują swoje oferty handlu. Układ dąży do równowagi (Nash), w której ryzyko przeciążenia jest zminimalizowane, a jednocześnie wszyscy uczestnicy osiągają korzyści ekonomiczne. Taki sygnał cenowy działa jak opłata za korzystanie z sieci w zależności od obciążenia – w momentach zagrożenia przeciążeniem transakcje P2P stają się mniej opłacalne, co skłania prosumentów do ograniczenia eksportu. W efekcie model zapewnia zrównoważenie bezpieczeństwa systemu z interesami prosumentów. Mechanizmy P2P mogą być także stymulowane przez systemy reputacyjne i inteligentne kontrakty. Chen i in. (2023) opracowali metodę transakcji P2P z systemem reputacji prosumentów, który premiuje uczestników zachowujących się przewidywalnie i zgodnie z regułami[247]. Każdy prosument otrzymuje wskaźnik reputacji zależny m.in. od dotrzymywania zobowiązań transakcyjnych oraz wykorzystania własnej energii (minimalizacji niewykorzystanej produkcji). W modelu gry niekooperacyjnej dodano do funkcji celu prosumenta karę zależną od reputacji, co motywuje do współpracy. Testy na sieci testowej (33 i 123 węzły IEEE) wykazały, że wprowadzenie bodźca reputacyjnego zwiększa aktywny udział prosumentów w rynku P2P oraz poprawia efektywność pracy sieci (m.in.

[244] M.M. Hoque, M. Khorasany, M.I. Azim, R. Razzaghi, M. Jalili, A framework for prosumer-centric peer-to-peer energy trading using network-secure export–import limits, Applied Energy, 361, 122906.

[245] E. Ganne, Can Blockchain Revolutionize International Trade? World Trade Organization: Geneva, Switzerland, 152.

[246] L. Dong, S. Zhang, T. Zhang, Z. Wang, J. Qiao, T. Pu, DSO-prosumers dual-layer game optimization based on risk price guidance in a P2P energy market environment, Applied Energy, 361, 122893.

[247] Chen X. , Du Y. , Liu Y., P2P transaction method for distributed energy prosumers based on reputation value, Global Energy Interconnection, vol. 6, no. 3, s. 308–323. , 2023

redukcja niewykorzystanej energii odnawialnej). Jest to przykład, jak mechanizmy *soft* (społeczno-ekonomiczne) mogą wspierać stabilność – poprzez zachęty do zachowań korzystnych systemowo.

Kolejnym ważnym elementem jest odpowiedni design taryf i rozliczeń prosumenckich. Struktury taryfowe wpływają na to, kiedy prosumenci pobierają a kiedy oddają energię do sieci. Tradycyjny net-metering (bilansowanie 1:1) w Polsce spowodował boom instalacji PV, ale też szereg problemów z nadmiernym oddawaniem energii do sieci w słoneczne dni. Reforma systemu prosumenckiego w 2022 r. wprowadziła net-billing, gdzie nadwyżki są sprzedawane po cenach rynkowych – mniej korzystnych niż cena zakupu. Ma to skłaniać prosumentów do zwiększenia zużycia własnej energii lub inwestycji w magazyny, co docelowo zmniejsza obciążenie sieci w momentach szczytowej generacji PV. Z kolei taryfy czasowe (TOU) o zróżnicowanych stawkach w szczycie i poza szczytem mogą motywować do przesunięcia zużycia. Madani i Pineau analizowali różne scenariusze inwestycji w PV, EV i V2G pod kątem struktury taryf [248]. Wykazali m.in., że prosumenci chętniej angażują się w V2G (oddając energię z auta do sieci) jeśli różnica cen między szczytem a doliną przekracza trzykrotność. Oznacza to, że odpowiednio skalkulowane ceny dynamiczne mogą wydobyć elastyczność popytu potrzebną do stabilizacji systemu. Operatorzy testują również taryfy zachęcające do zużycia energii w środku dnia (tzw. *solar sponge* w Australii) celem zagospodarowania nadmiaru produkcji PV i odciążenia sieci przesyłowej. W perspektywie integracji ogromnej liczby prosumentów kluczowe będzie pojawienie się nowych aktorów rynku, takich jak agregatorzy popytu i generacji. Agregator może grupować setki lub tysiące małych instalacji wirtualnie, oferując ich skumulowaną moc na rynku bilansującym lub usług systemowych. Z punktu widzenia operatora, współpraca z agregatorem (np. na zasadach kontraktu) upraszcza zarządzanie rozproszonymi zasobami – zamiast indywidualnie sterować każdym prosumentem, operator oddziałuje poprzez sygnały cenowe lub zlecenia do agregatora, który wewnętrznie rozdziela zadania między swoich uczestników. Liu i in. zaproponowali model dwupoziomowego zarządzania, gdzie na poziomie nadrzędnym OSD optymalizuje współpracę z grupą prosumentów (np. w klastrze energii)

[248] Madani S. , Pineau P.O., Investment in vehicle-to-grid and distributed energy resources: Distributor versus prosumer perspectives and the impact of rate structures, Utilities Policy, vol. 88, art. 101736, 2024

minimalizując koszty operacyjne sieci, a na poziomie niższym lider grupy rozdziela zachęty między poszczególnych prosumentów wg teorii kontraktów. Taki kontraktowy model pozwala pokonać asymetrię informacji – prosumenci otrzymują bodźce (np. wynagrodzenie za redukcję produkcji w określonych godzinach) skłaniające ich do działania zgodnego z potrzebami sieci, choć nie muszą ujawniać operatorowi pełnych danych o swoim profilu. W symulacji na sieci 33-węzłowej wykazano, że proponowana metoda zwiększa lokalną autokonsumpcję (lokalny bilans energii) oraz przynosi korzyści ekonomiczne zarówno operatorowi, grupie, jak i indywidualnym prosumentom [249]. To pokazuje, że właściwy podział zysków i kosztów jest warunkiem aktywnej partycypacji prosumentów w stabilizacji systemu. Podsumowując, integracja zaawansowanych systemów fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną wymaga równoległego wdrażania innowacji technologicznych (inteligentne inwertery, magazyny, EMS, mikrosieci) oraz nowych mechanizmów rynkowych i regulacyjnych (P2P, dynamiczne taryfy, agregacja, usługi elastyczności).

Tabela 16. Przykładowe podejścia do integracji prosumentów i ich efekty dla stabilności sieci

Podejście / źródło	Kontekst badań (scenariusz)	Zaobserwowane efekty (wpływ na stabilność)
Handel P2P z uwzględnieniem ograniczeń sieci	4 prosumentów w sieci IEEE 33-bus; model bi-poziomowy: rynek P2P + optymalizacja pracy sieci	Redukcja kosztów operacyjnych sieci o 18,9%; zmniejszenie dobowego odchylenia napięcia o 17,7% – poprawa stabilności napięciowej i efektywności pracy sieci.
Dwustopniowe sterowanie robustowe EMS	Prosument z PV, baterią i EV; optymalizacja odporna na niepewność generacji i popytu (MISOCP) – testy na sieci 33-węzłowej i rzeczywistej	Spadek strat energii w sieci o 18%; wahania napięcia mniejsze o 15,2%; brak potrzeb redukcji obciążenia (0% *load-shedding*) – poprawa niezawodności dostaw.
Lokalna regulacja napięć przez prosumentów	Realna sieć nN 0,4 kV z licznymi PV; sterowanie mocą czynną i bierną inwerterów + użycie magazynów prosumentów (usługi pomocnicze)	Eliminacja przekroczeń dopuszczalnego napięcia i przeciążeń bez rozbudowy sieci; minimalne zużycie cykli magazynów – utrzymanie jakości zasilania przy niskim koszcie.

[249] S. Liu, D. Tan, Z. Chen, X. Zhang, Bi-Level Optimal Scheduling of Distribution Networks with the Photovoltaic Prosumer Groups Based on Contract Theory, Journal of Electrical Engineering & Technology, 19, 4791-4802.

Podejście / źródło	Kontekst badań (scenariusz)	Zaobserwowane efekty (wpływ na stabilność)
Dynamiczne „obwiednie" wymiany dla prosumentów	Aukcyjny rynek P2P z limitami *export/import* dla 78 prosumentów (LV); uwzględnienie EV i preferencji prosumentów	Brak problemów z napięciem i przeciążeniami linii dzięki restrykcjom DOE; spełnienie preferencji użytkowników (naładowanie EV) i zysk wszystkich stron – bezpieczna i korzystna integracja P2P.
Gra OSD–prosument z ceną ryzyka	Model dwuwarstwowy: OSD koryguje cenę energii P2P zależnie od ryzyka przeciążenia; symulacja rynku z prosumentami o ograniczonej informacji	W stanie równowagi brak przeciążeń – ryzyko przeciążenia zmitigowane poprzez sygnał cenowy; uczestnicy nadal osiągają korzyści ekonomiczne (zrównoważenie bezpieczeństwa i efektywności).
Dzielone zarządzanie energią w społeczności	Komercyjna mikrosieć w Hongkongu: 5 budynków (prosumenci) z PV, bateriami i buforami chłodu; porównanie scenariuszy: tradycyjny vs. współdzielenie P2P + DSR	W trybie wspólnotowym P2P koszty operacyjne społeczności niższe o 24,6%, emisje CO mniejsze o 7,1% (vs. tradycyjny import z sieci); lepsze wykorzystanie lokalnej energii – bardziej przyjazna sieci i środowisku praca.

Źródło: opracowanie własne na podstawie literatury.[250,251,252,253,254]

Doświadczenia międzynarodowe pokazują, że odpowiednio zarządzani prosumenci mogą stać się zasobem zwiększającym stabilność i efektywność sieci, a nie zagrożeniem dla jej pracy. Tabela 16 zestawia wybrane wyniki badań ilustrujących wpływ różnych rozwiązań na stabilność sieci z wysokim udziałem PV, zaś tabela 17 przedstawia przykłady praktycznych wdrożeń i inicjatyw w tym obszarze.

[250] S. Habib, Robust load and energy management in smart grids with prosumer-integrated distributed energy resources, Journal of Cleaner Production, 382, 135266.

[251] I. Wasiak, M. Szypowski, P. Kelm, R. Mieński, A. Wędzik, et al., Innovative energy management system for low-voltage networks with distributed generation based on prosumers' active participation; Applied Energy, 312, 118705.

[252] M.M. Hoque, M. Khorasany, M.I. Azim, R. Razzaghi, M. Jalili, A framework for prosumer-centric peer-to-peer energy trading using network-secure export–import limits, Applied Energy, 361, 122906.

[253] L. Dong, S. Zhang, T. Zhang, Z. Wang, J. Qiao, T. Pu, DSO-prosumers dual-layer game optimization based on risk price guidance in a P2P energy market environment, Applied Energy, 361, 122893.

[254] S. Zheng, X. Jin, G. Huang, A.C.K. Lai, Coordination of commercial prosumers with distributed demand-side flexibility in energy sharing and management system, Energy, 248, 123634.

Tabela 17. Wybrane przykłady wdrożeń rozproszonych systemów i inicjatyw prosumenckich oraz ich wpływ na pracę sieci

Inicjatywa / projekt	Lokalizacja (rok)	Opis i skala	Wpływ na sieć / wyniki
SOLshare – handel P2P w mikrosieci wiejskiej	Shariatpur, Bangladesz (od 2015)	Lokalna sieć prądu stałego łącząca ~50 gospodarstw z panelami słonecznymi i domowymi magazynami; inteligentne liczniki umożliwiające kupno/sprzedaż energii między sąsiadami.	Poprawa dostępności energii – domy bez paneli zyskały zasilanie kupując energię od sąsiadów; właściciele PV osiągają dodatkowy dochód ze sprzedaży nadwyżek. Zwiększenie lokalnego zużycia energii słonecznej zmniejszyło zależność od niestabilnej sieci głównej.
Power Ledger – platforma blockchain P2P	Perth, Australia (piloty 2018–2020)	Platforma transakcyjna umożliwiająca mieszkańcom osiedli z PV handel energią w czasie rzeczywistym (technologia blockchain).	Uczestnicy zaoszczędzili średnio 700 AUD/rok na rachunkach (redukcja kosztów o ok. 20%) dzięki tańszej lokalnej energii; właściciele PV podwoili zyski z inwestycji w porównaniu do tradycyjnego skupu energii przez operatora. Odciążenie sieci – więcej energii zużywane lokalnie, mniejsze przepływy na sieć wyższego szczebla.
Program prosumencki z magazynami (Mój Prąd 4.0)	Polska (2022–2025)	Mechanizm wsparcia finansowego dla instalacji PV <10 kW wraz z domowymi magazynami energii i systemami HEMS; zmiana modelu rozliczeń z opustów na net-billing.	Spowolnienie wzrostu eksportu energii do sieci – więcej prosumentów instaluje magazyny (w 2023 dofinansowano tysiące akumulatorów), co zwiększa autokonsumpcję. Według danych URE prosumenci w 2023 r. wprowadzili do sieci 7,3 TWh, tj. mniej dynamicznie niż rok wcześniej. Regulacja ta ma docelowo ograniczyć dzienne przeciążenia sieci.

Inicjatywa / projekt	Lokalizacja (rok)	Opis i skala	Wpływ na sieć / wyniki
Mikrosieć z OZE na kopalni Szombierki	Bytom, Polska (2023)	Pierwsza w Polsce mikrosieć wyspowa obejmująca 2 instalacje PV (~0,6 MW), 5 mikro-turbin wiatrowych, magazyn 500 kWh oraz agregat 300 kVA; zasilająca wydzielony fragment sieci (54 domy).	Zwiększenie niezawodności lokalnej sieci – możliwość utrzymania zasilania 54 odbiorców podczas blackoutu w sieci nadrzędnej (tryb wyspowy). Testy wykazały stabilne napięcia i częstotliwość w trybie autonomicznym. Mikrosieć odciąża także sieć miejską w normalnej pracy, pokrywając znaczną część zapotrzebowania tych odbiorców z OZE na miejscu.
Regulacje DSO – kody sieci dla prosumentów	Niemcy (aktualizacja 2012, 2018) / UE (RfG 2016)	Wymogi techniczne dla mikroinstalacji: obligatoryjna zdolność do pracy przy częstotliwości >50 Hz (stopniowa redukcja mocy zamiast nagłego wyłączenia przy 50,2 Hz); sterowanie mocą bierną wg charakterystyki Q(U); możliwość zdalnego ograniczenia generacji w sytuacjach awaryjnych.	Zapobieżenie niestabilności systemu – w Niemczech *retrofit* inwerterów PV (ponad 300 tys. sztuk) wyeliminował ryzyko jednoczesnego odłączenia dużej mocy przy niewielkim wzroście *f* (tzw. problem 50,2 Hz). Sterowanie Q(U) utrzymuje napięcia w dopuszczalnym pasmie. Zdalna kontrola umożliwia szybkie reagowanie na zagrożenia przeciążeniem.

Źródło: opracowanie własne na podstawie literatury.[255,256,257]

Wysoka penetracja zaawansowanych systemów fotowoltaicznych i prosumenckich zmienia paradygmat funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Z jednej strony, rozproszone źródła PV wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne państwa poprzez uniezależnienie się od paliw kopalnych

[255] International Renewable Energy Agency (IRENA), Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading, Abu Dhabi, 2020.

[256] Urząd Regulacji Energetyki (URE), Raport: energia wytworzona z OZE w mikroinstalacjach i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2023 r., marzec 2024.

[257] gramwzielone.pl, Doniesienia o mikrosieci w Bytomiu (projekt TAURON), 2023.

i zwiększenie udziału krajowej energii odnawialnej. Z drugiej strony, ich integracja wymaga sprostania nowym wyzwaniom technicznym związanym ze stabilnością i jakością zasilania. Przeanalizowana literatura oraz doświadczenia praktyczne wskazują, że kluczem do sukcesu jest aktywne włączenie prosumentów w pracę sieci – uczynienie z nich elementu rozwiązania, a nie problemu. Zastosowanie inteligentnych technologii (inwertery sterujące mocą bierną, magazyny energii, pojazdy elektryczne V2G, systemy HEMS/BMS) pozwala zamortyzować negatywny wpływ fluktuacji generacji PV na sieć. Nowoczesne systemy zarządzania (algorytmy optymalizacji, sterowanie hierarchiczne, mikrosieci) potrafią utrzymać lokalny bilans i parametry napięcia, co odciąża sieć nadrzędną. Jednocześnie mechanizmy rynkowe (handel P2P, usługi elastyczności, taryfy czasowe) i regulacyjne (kodeksy sieci, rola agregatorów, programy wsparcia magazynowania) stwarzają bodźce ekonomiczne do zachowań korzystnych systemowo. Prosumenci wynagradzani za wsparcie sieci (np. oddanie energii w szczycie, ograniczenie generacji przy zagrożeniu przeciążeniem) chętniej uczestniczą w takich działaniach, co prowadzi do modelu prosumera–aktywnego uczestnika rynku energii.

Można zatem stwierdzić, że rozproszone systemy PV, jeśli są odpowiednio zarządzane i powiązane z rynkiem, nie tylko nie zagrażają stabilności sieci, ale mogą ją wręcz wspierać. Lokalne bilansowanie energii zmniejsza obciążenia przesyłowe, magazyny i EV zapewniają elastyczność potrzebną do bilansowania OZE, a rozproszenie źródeł zwiększa odporność na awarie. W kontekście polskim, stojąc u progu transformacji energetycznej i dalszego wzrostu liczby prosumentów (prognozy mówią nawet o 2–3 milionach mikroinstalacji w najbliższych latach), pilne jest wdrożenie opisanych mechanizmów. Trwające prace nad zmianami regulacji (m.in. umożliwienie pracy wyspowej fragmentów sieci, rozwój operatorów informacji pomiarowej dla rynku energii lokalnej) oraz liczne projekty pilotażowe (klastry energii, magazyny przyłączone do sieci) wskazują, że kierunek został wytyczony. Bezpieczeństwo energetyczne państwa w warunkach rozproszonej energetyki będzie w coraz większym stopniu zależeć od tego, jak efektywnie zintegrujemy miliony małych źródeł w jeden spójny, stabilny system. Niniejsza analiza dowodzi, że istnieją ku temu narzędzia – zarówno techniczne, jak i rynkowe – a ich synergiczne zastosowanie pozwoli na bezpieczny rozwój zaawansowanych systemów fotowoltaicznych z korzyścią dla prosumentów, operatorów sieci i całego społeczeństwa.

5.3. Mikro- i makroinstalacje fotowoltaiczne: porównanie korzyści i ryzyk

Rozwój fotowoltaiki odbywa się dwutorowo – poprzez mikroinstalacje (rozproszone, prosumenckie systemy PV, zazwyczaj o niewielkiej mocy rzędu kilkunastu/kilkudziesięciu kW) oraz makroinstalacje (wielkoskalowe elektrownie słoneczne o mocach liczonych w megawatach i więcej). Oba typy instalacji wnoszą istotny wkład w transformację energetyczną, ale cechują się odmiennymi korzyściami i ryzykami z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Poniżej przeprowadzono analizę porównawczą tych dwóch segmentów PV, uwzględniając aspekty ekonomiczne, techniczne oraz politykę energetyczną różnych krajów (m.in. Polski, Niemiec, USA i Chin).

Charakterystyka i korzyści mikroinstalacji. Mikroinstalacje fotowoltaiczne – zazwyczaj instalowane na dachach domów, budynków użyteczności publicznej czy małych obiektach przemysłowych – charakteryzują się rozproszoną naturą i niewielką jednostkową mocą. Ich kluczową zaletą jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury i brak konieczności pozyskiwania nowych terenów**,** co odróżnia je od farm słonecznych wymagających rozległych obszarów[258]. Mikroinstalacje umożliwiają generację energii w miejscu jej zużycia, co zmniejsza straty na przesyle oraz odciąża sieci przesyłowe. Dzięki temu poprawiają lokalne bilanse energetyczne i mogą zwiększać odporność energetyczną gospodarstw domowych i społeczności – w połączeniu z magazynami energii lub systemami wyspowymi mogą stanowić awaryjne źródło zasilania w razie przerw w dostawach z sieci[259]. Aktywność prosumentów przyczynia się ponadto do zwiększenia świadomości energetycznej społeczeństwa i dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w energię, co wpisuje się w cele bezpieczeństwa energetycznego[260,261]. Istotnym bodźcem rozwoju rozproszonej fotowoltaiki są instrumenty polityki energetycznej, takie jak systemy net-metering (opustów) czy net-billing, taryfy gwarantowane oraz ulgi inwestycyjne dla prosumentów. Przykładowo w Polsce do 2022 r. obowiązywał atrakcyjny system opustów, który spowodował boom mikroinstalacji – liczba prosumentów wzrosła

[258] KAPSARC (Elshurafa A.M. i in.), Macroeconomic, Energy and Emission Effects of Solar PV Deployment at Utility and Distributed Scales, 2023.

[259] Jäger-Waldau A., PV Status Report, European Commission, 2021.

[260] URE, Raport o mikroinstalacjach 2023, 2024.

[261] Fraunhofer ISE (Burger B.), Photovoltaics Report, 2022.

z ~51 tys. w 2018 r. do ponad 1,4 mln w 2023 r.[262]. W Niemczech wieloletnie taryfy gwarantowane (EEG) sprzyjały instalacjom dachowym, których skumulowana moc dominowała przez długi czas w strukturze PV[263].

Charakterystyka i korzyści makroinstalacji

Makroinstalacje fotowoltaiczne (określane też jako utility-scale PV lub farmy solarne) to duże, scentralizowane elektrownie słoneczne o mocach od kilku do kilkuset megawatów, zlokalizowane najczęściej na gruntach otwartych. Ich podstawową zaletą są efekty skali – duże projekty pozwalają osiągnąć niższy jednostkowy koszt instalacji i produkcji energii elektrycznej niż w przypadku rozproszonych systemów dachowych. Szacunki wskazują, że koszt wytwarzania energii z wielkoskalowych farm słonecznych bywa kilkadziesiąt procent niższy niż z instalacji prosumenckich ze względu na hurtowe zakupy komponentów, optymalne położenie oraz wyższy uzysk energii dzięki możliwości zastosowania trackerów i regularnej konserwacji. W efekcie duże farmy PV szybciej zwracają się ekonomicznie i mogą dostarczać tańszy prąd do systemu, co pośrednio wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne poprzez obniżenie kosztów energii w gospodarce. Z perspektywy operatorów sieci i planistów systemowych duże projekty są też łatwiejsze do monitorowania i sterowania – farmą o mocy 100 MW zarządza się centralnie w jednym punkcie, podczas gdy równoważna moc rozproszona mogłaby pochodzić z dziesiątek tysięcy mikroinstalacji. W krajach takich jak USA czy Chiny polityka energetyczna kładzie nacisk na wielkoskalowe wdrożenia PV – w USA zawierane są długoterminowe umowy PPA na energie z farm słonecznych, a federalne ulgi podatkowe (Investment Tax Credit) wspierają zarówno instalacje użytkowe, jak i komunalne; z kolei w Chinach państwowe koncerny energetyczne inwestują w gigantyczne elektrownie fotowoltaiczne na pustyniach (np. park solarny w Tengger o mocy ponad 1500 MW)[264]. Te wielkie inwestycje znacząco zwiększają krajowy potencjał wytwórczy OZE – Chiny w 2023 r. zainstalowały rekordowe 120 GW dużych elektrowni PV 98, a w Niemczech w samym 2023 r. przybyło ~14 GW nowych mocy PV dzięki aukcjom dla farm oraz rosnącym inwestycjom komercyjnym[265].

[262] Utility Dive (Trabish H.), Utility-scale solar is significantly cheaper than rooftop solar, 2015.
[263] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka Energetyczna Polski do 2040, 2021.
[264] Reuters, China invests in record 120 GW solar farms, 2024.
[265] Globenergia.pl, Niemcy: ponad milion nowych systemów PV w 2023, 2024.

Ryzyka i wyzwania związane z mikroinstalacjami

Mimo wymienionych zalet, masowy rozwój mikroinstalacji rodzi wyzwania dla systemu energetycznego. Po pierwsze, zarządzanie rozproszonymi źródłami jest trudne – operatorzy systemów dystrybucyjnych muszą integrować setki tysięcy małych generatorów, co utrudnia prognozowanie bilansu i kontrolę napięć. W Polsce gwałtowny wzrost prosumenckich PV (ponad 1,4 mln mikroinstalacji o łącznej mocy >11 GW w 2023 r.) wywołał potrzebę pilnych inwestycji w sieci lokalne, by zapobiec przeciążeniom i wahaniom jakości zasilania. Prezes URE podkreśla konieczność rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej, gdyż istniejące sieci w wielu regionach nie były projektowane na przyjmowanie dużych mocy z generacji oddolnej. Przy wysokiej koncentracji mikroinstalacji mogą występować problemy ze stabilnością napięcia (np. tzw. podnoszenie napięcia w sieci) oraz z odwrotnym przepływem mocy – nadwyżki energii z osiedli z PV muszą zostać przesłane wyżej do sieci średniego napięcia, co niekiedy wymaga automatycznego odłączania paneli (zabezpieczenia antywyspowe) lub ich redukcji mocy. Ponadto uzależnienie prosumentów od systemu opustów/net-billingu rodzi ryzyko regulacyjne – zmiany zasad rozliczeń mogą zmniejszyć opłacalność inwestycji i zahamować tempo przyrostu nowych instalacji[266]. W latach 2022–2024 w Polsce obserwowano spadek dynamiki przyłączeń PV u prosumentów właśnie w wyniku przejścia na net-billing i wzrostu kosztów finansowania. Innym wyzwaniem jest kwestia kosztów jednostkowych – choć ceny modułów spadły znacząco w ostatniej dekadzie, mikroinstalacje nadal są droższe w przeliczeniu na 1 kW niż farmy naziemne. Przykładowo, według analiz z rynku amerykańskiego, koszt energii (LCOE) z systemów domowych może być 2-3 razy wyższy niż z farm przemysłowych[267]. Oznacza to, że osiągnięcie dużego udziału energii słonecznej wyłącznie w oparciu o mikroinstalacje skutkowałoby wyższym kosztem systemowym wytwarzania energii – co może przekładać się na ceny dla odbiorców, o ile nie zostanie zrównoważone subsydiami lub innymi mechanizmami. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, rozproszenie źródeł poprawia co prawda odporność na awarie pojedynczych jednostek, lecz rodzi ryzyka systemowe**:** chaotyczny rozwój tysięcy małych instalacji może utrudniać utrzymanie stabilności sieci i rezerw mocy – zwłaszcza, że większość prosumenckich

[266] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka Energetyczna Polski do 2040, 2021.

[267] Utility Dive (Trabish H.), Utility-scale solar is significantly cheaper than rooftop solar, 2015.

PV nie dysponuje własnymi magazynami i w okresach niskiego nasłonecznienia nadal polega na zewnętrznym zasilaniu.

Ryzyka i wyzwania związane z makroinstalacjami

Wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne również napotykają istotne wyzwania. Kluczowym problemem jest zapotrzebowanie na duże tereny – elektrownie słoneczne o mocy setek MW zajmują rozległe obszary, co może rodzić konflikty o użytkowanie gruntów. W krajach gęsto zaludnionych, jak Niemcy czy Polska, dostępność odpowiednich działek jest ograniczona; stąd rozwijane są koncepcje agrofotowoltaiki czy lokowania instalacji na nieużytkach i terenach poprzemysłowych. W Chinach czy USA budowa farm w odległych regionach pustynnych wiąże się natomiast z koniecznością rozbudowy sieci przesyłowych – energia musi być dostarczana na duże odległości. Przykładowo, Chiny inwestują w ultra-długie linie UHV łączące gigantyczne bazy OZE na zachodzie kraju z przemysłowym wschodem. Z punktu widzenia systemu, duże elektrownie PV wprowadzają też ryzyko silnej zależności lokalnej od pogody – awaria lub zachmurzenie nad obszarem z farmą 500 MW oznacza utratę dużego wolumenu mocy jednorazowo. O ile tysiące małych instalacji rozproszonych statystycznie uśrednia wpływ zachmurzenia, o tyle duże farmy generują bardziej gwałtowne fluktuacje mocy. Operatorzy muszą więc utrzymywać rezerwy wirujące zdolne zastąpić moc traconą wskutek zmian warunków atmosferycznych. Centralizacja generacji stwarza także punkty krytyczne z perspektywy ataków fizycznych czy cybernetycznych: uszkodzenie infrastruktury (stacji transformatorowej) może naraz pozbawić system setek megawatów. Nie bez znaczenia są aspekty środowiskowe i społeczne**:** duże projekty podlegają ocenom oddziaływania na środowisko – zajęcie znacznych terenów zmienia krajobraz i nierzadko spotyka się z oporem mieszkańców (tzw. NIMBY). Wreszcie, wielkoskalowe wdrożenia PV silnie zależą od polityki aukcyjnej – jeśli poziom wsparcia w aukcjach OZE spadnie zbyt nisko, inwestycje mogą wyhamować. W USA ulgi podatkowe i standardy stanowe (RPS) pobudzają budowę farm – w 2023 r. ~70% nowych mocy PV w USA stanowiły instalacje komunalne i wielkoskalowe. Natomiast w Chinach wielkie koncerny inwestują w farmy w ramach rządowych planów pięcioletnich, co skutkuje szybką ekspansją[268].

[268] Reuters, China invests in record 120 GW solar farms, 2024.

Zestawione powyżej korzyści i ryzyka pokazują, że mikro- i makroinstalacje PV pełnią role komplementarne w systemie. Rozproszone systemy prosumenckie wzmacniają bezpieczeństwo lokalne, angażują obywateli i wykorzystują istniejącą infrastrukturę, lecz wymagają modernizacji sieci i sprzyjających regulacji. Duże farmy słoneczne zapewniają masową podaż taniej energii i szybki wzrost udziału OZE, lecz wiążą się z problemami z wykorzystaniem terenu, rozbudową sieci przesyłowych i zarządzaniem dużymi wolumenami zmiennej produkcji. Optymalna strategia państwa uwzględnia oba segmenty równolegle – w Niemczech dominacja instalacji dachowych jest stopniowo równoważona przez aukcje na projekty naziemne, a w Chinach po długim okresie stawiania na farmy rozwija się sektor PV rozproszonej. W Polsce natomiast gwałtowny przyrost mikroinstalacji wymusza inwestycje w sieć i magazyny oraz rozwój segmentu farm, by dalszy rozwój PV nie był blokowany przeciążeniami w lokalnych liniach. W tabeli 18 i tabeli 19 dokonano porównanie wybranych cech mikroinstalacji i makroinstalacji fotowoltaicznych z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz przeanalizowano na tym tle rozwój fotowoltaiki w Polsce - gwałtowny przyrost mikroinstalacji prosumenckich 2019–2023 sprawił, że większość mocy PV w kraju była rozproszona, lecz udział wielkich farm rośnie..

Tabela 18. Porównanie wybranych cech mikroinstalacji i makroinstalacji fotowoltaicznych (PV) z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego państwa

Cechy / aspekt	Mikroinstalacje PV (rozproszone)	Makroinstalacje PV (wielkoskalowe)
Skala mocy	Kilka – kilkadziesiąt kW (prosument, mały biznes) – dachy, obiekty użytkowe.	Setki kW do setek MW, jedna lokalizacja (farmy naziemne) 1.
Efekt skali, koszt	Wyższy koszt jednostkowy instalacji i energii, brak skali hurtowej; większa elastyczność rozmieszczenia.	Niższy CAPEX/kW i LCOE dzięki hurtowym zakupom, optymalnym lokalizacjom i automatyce 1.
Wykorzystanie terenu	Wykorzystanie istniejących powierzchni (dachy), brak ingerencji w grunty.	Wymaga rozległych, wolnych terenów; możliwe konflikty z użytkowaniem gruntów, np. rolnictwo 1.
Dystrybucja i przesył	Autokonsumpcja, możliwe przepływy zwrotne w sieci niskiego napięcia; konieczność modernizacji transformatorów.	Przyłączenie do sieci WN/ŚN, konieczność nowych linii w odległych lokalizacjach, duże moce przesyłane jednorazowo.

Cechy / aspekt	Mikroinstalacje PV (rozproszone)	Makroinstalacje PV (wielkoskalowe)
Sterowanie	Trudne sterowanie tysiącami małych jednostek (potrzebne systemy agregacji, DSM); zależne od zachowań prosumentów.	Jeden duży obiekt, łatwiej sterować i monitorować centralnie; prostsze ograniczanie mocy przy nadpodaży.
Wpływ na stabilność	Możliwe problemy z jakością zasilania (wahania napięcia) w sieciach nN i ŚN; brak rezerw mocy własnych .	Możliwe duże skoki mocy jednorazowo przy awarii/chmurach; konieczność rezerw wirujących w systemie.
Odporność na awarie	Rozproszenie – awaria pojedynczej instalacji nie wpływa istotnie na bilans kraju; trudniejszy masowy atak.	Punkt krytyczny – uszkodzenie stacji transformatorowej farmy o mocy setek MW znacząco obniża dostępną moc.
Wsparcie społeczne	Wysoka akceptacja – korzyść finansowa dla prosumenta, pozytywny wizerunek OZE; stabilne zasady rozliczeń kluczowe.	Możliwy opór lokalny (NIMBY) przy wielkich farmach; jednak tańsza energia na rynku hurtowym.
Znaczenie dla bezpieczeństwa	Wzmacnia bezpieczeństwo na poziomie lokalnym, dywersyfikuje wytwarzanie, uodparnia na awarie sieciowe.	Zwiększa niezależność energetyczną kraju (hurtowe dostawy „czystej" energii), obniża koszty systemowe.

Źródło: opracowanie własne na podstawie literatury i danych producentów.[269,270,271,272]

Tabela 19. Rozwój fotowoltaiki w Polsce – mikroinstalacje vs duże instalacje **(moc i liczba)**

Rok	Łączna moc PV (GW) 6	Moc mikroinstalacji (GW) 6	Udział mikroinstalacji	Liczba mikroinstalacji 3
2019	~1,5	~1,3	ok. 85%	155 626 (koniec 2019)
2022	12,18	8,79	72%	~1,21 mln
2023	~17,0	10,6	62%	~1,40 mln

Źródło: pracowanie własne na podstawie literatury.[273,274]

[269] KAPSARC (Elshurafa A.M. i in.), Macroeconomic, Energy and Emission Effects of Solar PV Deployment at Utility and Distributed Scales, 2023.

[270] A. Jäger-Waldau, PV Status Report, European Commission, 2021.

[271] Utility Dive (Trabish H.), Utility-scale solar is significantly cheaper than rooftop solar, 2015.

[272] China NEA, Statystyki instalacji farm PV, 2024.

[273] URE (Gawin R.), Komunikat nt. rozbudowy sieci dystrybucyjnych i konieczności inwestycji w infrastrukturę, 2024.

[274] URE, Raport o mikroinstalacjach 2023, 2024.

5.4. Modelowanie wpływu PV na bilans energetyczny państwa

Dynamiczny rozwój fotowoltaiki znacząco zmienia strukturę wytwarzania energii elektrycznej, stawiając przed decydentami pytanie: jak duży udział PV wpłynie na bilans energetyczny państwa i jakie środki są konieczne, by zachować bezpieczeństwo oraz stabilność systemu? Aby to ocenić, wykorzystuje się różnorodne metody modelowania energetycznego – od symulacji czasu rzeczywistego pracy systemu, przez modele optymalizacyjne planowania mocy, po analizy scenariuszowe w ujęciu makroekonomicznym. W niniejszym podrozdziale omówiono wpływ rosnącej generacji PV na bilans energii elektrycznej kraju, przywołując przykłady z praktyki (m.in. Niemcy, Polska, USA, Chiny) oraz wyniki badań modelowych ilustrujących wyzwania integracji dużego wolumenu fotowoltaiki z systemem.

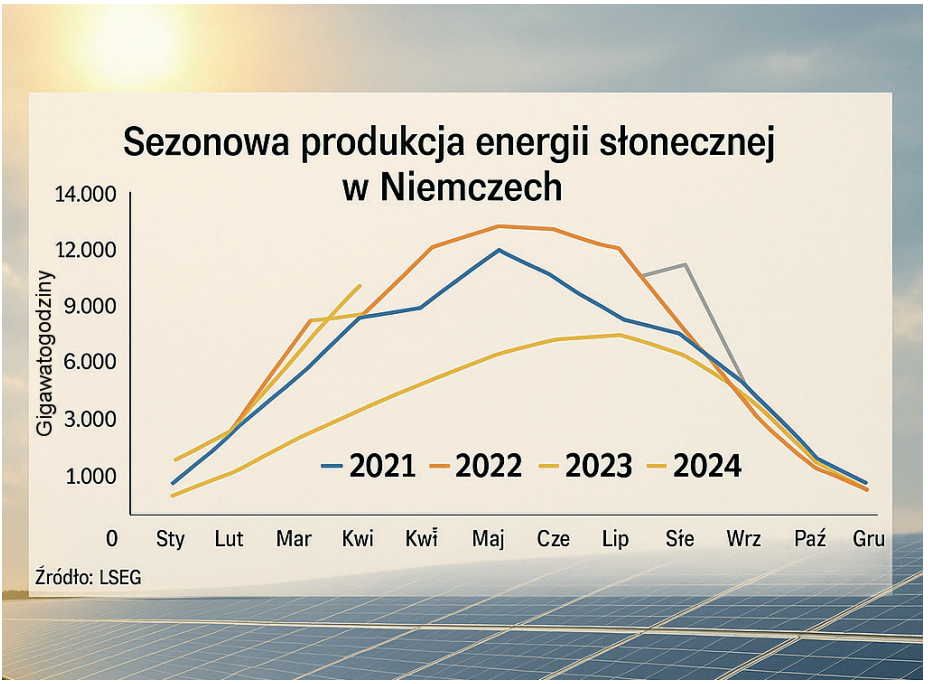
Specyfika produkcji PV a bilans energetyczny

Fotowoltaika jest źródłem intermittentnym – produkuje energię w sposób przerywany, zależnie od nasłonecznienia i pory doby. Charakteryzuje się zerową dostępnością nocną (brak generacji po zachodzie słońca) oraz silną zmiennością dobową i sezonową. W klimacie środkowoeuropejskim (Polska, Niemcy) najwyższe uzyski energii z PV przypadają latem w południe, zaś zimą produkcja spada kilkukrotnie. Rysunek 13 ukazuje sezonowy profil wytwarzania energii ze słońca w Niemczech – miesięczna generacja osiąga szczyt w czerwcu-lipcu, a w miesiącach zimowych jest wielokrotnie niższa[275]. Taka charakterystyka sprawia, że wzrost udziału PV w miksie energetycznym zmienia kształt krzywej obciążenia netto systemu (zapotrzebowanie pomniejszone o generację z OZE). Słynny wykres tzw. duck curve („krzywej kaczki") z Kalifornii obrazuje, jak rosnąca moc PV pogłębia dołek zapotrzebowania w godzinach południowych i gwałtownie zwiększa strome przyrosty obciążenia wieczorem[276] .

W kontekście bilansu energetycznego państwa istotne jest, że fotowoltaika obniża zapotrzebowanie na generację konwencjonalną w godzinach dziennych, ograniczając zużycie paliw i emisje, ale nie zastępuje całkowicie mocy potrzebnej wieczorem i nocą. System musi dysponować rezerwami

[275] G. Maguire, Germany solar power output jumps to record highs, Reuters, 2024.
[276] CAISO, What the duck curve tells us about managing a green grid, 2023.

mocy bądź magazynami energii**,** aby pokryć popyt w okresie braku słońca. Modelowe analizy wskazują, że przy rosnącym udziale PV maleje praca elektrowni konwencjonalnych w ciągu dnia, co obniża zużycie paliw kopalnych, lecz jednocześnie rosną wymagania dotyczące elastyczności pozostałych jednostek 3. Nieodzowne staje się także magazynowanie (np. bateryjne, elektrownie szczytowo-pompowe) lub zarządzanie popytem (DSM), aby przenieść nadwyżki energii z południa na godziny wieczorne. Bez tych narzędzi system z dużym udziałem PV będzie doświadczał gwałtownych zmian obciążenia w okolicach zachodu słońca, co może stanowić zagrożenie dla stabilności częstotliwości.



Rysunek 13. Sezonowy rozkład produkcji energii z fotowoltaiki w Niemczech w latach 2021-2024

Źródło: opracowanie własne.

Metody modelowania wpływu PV. W literaturze stosuje się szereg metod, m.in.:

1. Symulacje godzinowe (chronologiczne) – odwzorowanie pracy systemu w cyklu dobowym/rocznym w oparciu o rzeczywiste lub hipotetyczne

dane meteorologiczne i zapotrzebowanie. Przykładowo operator CAISO w Kalifornii już w 2013 r. przedstawił projekcję rosnącej różnicy między zapotrzebowaniem całkowitym a obciążeniem netto (po odjęciu PV)[277]. Dane rzeczywiste z 2022–2023 potwierdzają te prognozy – w słoneczne dni notuje się rekordowo niskie zapotrzebowanie netto w południe i bardzo strome przyrosty wieczorne, co wymaga okresowych ograniczeń produkcji PV (curtailment).

2. Modele optymalizacyjne (capacity expansion) – narzędzia takie jak ReEDS (USA) czy PRIMES (UE) rozwiązują zadanie optymalnego doboru mocy w horyzoncie wieloletnim, biorąc pod uwagę koszty, emisje i zapotrzebowanie[278]. Pozwalają ocenić, ile fotowoltaiki da się wprowadzić do systemu bez ryzyka niedoborów, a także jakie moce rezerwowe (konwencjonalne, magazyny) należy utrzymać. Scenariusze dla Polski (ARE, PSE) przewidywały, że już 5–7 GW PV będzie wymagać znacznej rezerwy wirującej, tymczasem w 2023 r. w kraju zainstalowano ~17 GW[279], co zmusza operatorów do pilnych inwestycji w elastyczność.
3. Modele makroekonomiczne (CGE) – analizują wpływ rozwoju PV na wskaźniki makro (PKB, zatrudnienie, import paliw)[280]. Przykładowo w Chinach duży udział PV sprzyja ograniczaniu importu surowców energetycznych i rozwojowi przemysłu krajowego, co wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne i bilans handlowy. Z kolei w Europie masowy rozwój PV redukuje emisje, ale wymaga wsparcia finansowego (dotacje, aukcje), co może przekładać się na opłaty w rachunkach za prąd.

Wpływ PV na pokrycie zapotrzebowania i bezpieczeństwo dostaw

Według najnowszych danych globalna generacja ze słońca sięgnęła w 2023 r. ponad 1000 TWh, co stanowi ok. 6% światowej produkcji energii elektrycznej[281]. W tabeli 20 przedstawiono udział PV w kilku wybranych państwach. W Niemczech fotowoltaika dostarczyła ok. 60 TWh (12% rocznej produkcji),

[277] CAISO, What the duck curve tells us about managing a green grid, 2023.
[278] PRIMES (EC), ReEDS (NREL), Modele planowania mocy, scenariusze dla UE i USA, 2024.
[279] URE, Raport prosumencki, 2024.
[280] KAPSARC (Elshurafa A.M. i in.), Model CGE dla Arabii Saudyjskiej, wpływ scentralizowanej i rozproszonej PV na makroekonomię, 2023.
[281] IEA, Renewables 2024 – Global Outlook, 2024.

w szczytowych miesiącach letnich osiągając nawet 25–30% udział[282]. W Polsce (głównie za sprawą mikroinstalacji prosumenckich) PV pokrywa ok. 5% rocznego zużycia – niemniej w godzinach południowych w lecie udział może przekraczać 50–60%. Stany Zjednoczone w 2023 r. odnotowały 5,6% udział PV, ale z ogromnym potencjałem wzrostu w perspektywie wsparcia ustawą IRA. Chiny – lider światowy pod względem mocy PV (>600 GW w 2023) – generują już ponad 580 TWh ze słońca (ok. 6–7% miksu), a razem z wiatrem ponad 16%[283] .

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, rosnący udział PV przynosi korzyści (m.in. zmniejszenie zużycia paliw kopalnych, ograniczenie emisji, dywersyfikacja miksu), ale generuje również wyzwania. System musi sprostać silnym wahaniom produkcji w cyklu dobowym i sezonowym. Kraje o dużym udziale PV wdrażają różne rozwiązania, by utrzymać stabilność:

- Magazynowanie energii – w Kalifornii i Australii budowane są wielkie bateryjne magazyny sieciowe (kilka GW), by gromadzić nadwyżki z południa i oddawać moc w godz. szczytu wieczornego. W Niemczech popularne są domowe magazyny łączone z mikroinstalacjami prosumenckimi. Wspomniana wcześniej „Krzywa kaczki" – zapotrzebowanie całkowite w odniesieniu do generacji słonecznej i zapotrzebowania netto w jednym z dni w Kalifornii. W południe obciążenie netto spada nawet do wartości rekordowo niskich, po czym następuje stromy wzrost wieczorem[284].
- Rozwój elastycznych jednostek wytwórczych – elektrownie gazowe o krótkim czasie rozruchu, elektrownie szczytowo-pompowe.
- Integracja sektorów (Power-to-X) – nadwyżki letnie mogą być przetworzone na zielony wodór lub ciepło.
- Transgraniczna wymiana energii – w systemie europejskim państwa o wysokiej generacji słonecznej (Hiszpania, Włochy, Niemcy) mogą eksportować nadwyżki do krajów o niższym udziale OZE.

Wraz z dalszym wzrostem mocy PV, modele wskazują na konieczność koordynacji rozwoju magazynów i sieci**.** Bez odpowiedniej pojemności magazynowej

[282] Fraunhofer ISE, Net Public Electricity Generation in Germany, 2024.
[283] China NEA/Reuters, 2024.
[284] CAISO, What the duck curve tells us about managing a green grid, 2023.

czy elastycznego popytu (DSM) narastają nadwyżki w słoneczne południa (wymuszające curtailment), a wieczorem pojawiają się niedobory. Jednym z kluczowych wniosków z badań symulacyjnych jest fakt, że bardziej równomierne rozłożenie PV w profilu dobowym (np. poprzez orientację modułów na wschód/zachód) może zmniejszyć problemy ramp wieczornych, choć nieco obniży maksymalną dzienną generację.

Efekty modelowania a wyzwania dla polityki

Decyzje o dalszej ekspansji PV powinny bazować na kompleksowych analizach modelowych – oceniających koszty integracji, zapotrzebowanie na rezerwy, wpływ na import paliw i bezpieczeństwo dostaw. Przykładowo, Niemcy w strategii EEG 2023 zakładają osiągnięcie 215 GW PV do 2030 r. , równolegle z budową magazynów energii i rozwojem wodoru[285]. Polska, która w ciągu kilku lat przeszła od prawie zerowej mocy do 17 GW PV , stoi przed koniecznością modernizacji sieci, budowy mocy szczytowych (gaz, DSR) i magazynów. Chiny, posiadające największą flotę PV, integrują farmy słoneczne z elektrowniami węglowymi (power combo) oraz budują sieci UHV do przesyłu nadwyżek[286]. Z kolei USA poprzez ustawę IRA w 2022 r. oferują ogromne zachęty dla inwestycji w PV i magazyny, dążąc do osiągnięcia kilkuset GW nowych mocy słonecznych do 2035 r.. Wszystkie te przykłady podkreślają, że modelowanie – w różnych skalach (od symulacji godzinowej po analizy makroekonomiczne) – jest nieodzownym narzędziem do wyznaczania efektywnej ścieżki wzrostu PV w zgodzie z wymogami bezpieczeństwa energetycznego. W poniższej tabeli (tabela 20), zebrano dane dotyczące udziału energii słonecznej w miksie energetycznym omawianych krajów. Podsumowując, fotowoltaika jest potężnym narzędziem transformacji energetycznej, umożliwiającym krajom zmniejszanie zależności od paliw kopalnych oraz emisji CO_2. Jednocześnie jednak rodzi konieczność inwestycji w elastyczność (rezerwy, magazynowanie, sterowanie popytem, sieci przesyłowe), aby równoważyć wahania generacji i utrzymać bezpieczeństwo dostaw. Modele symulacyjne i optymalizacyjne wskazują, że przy odpowiedniej strukturze miksu i integracji sektorowej udział PV może przekroczyć 20–30% bez zagrożenia stabilności. Warunkiem jest jednak rozwijanie zaawansowanych systemów fo-

[285] Fraunhofer ISE , Net Public Electricity Generation in Germany, 2024.

[286] China NEA/Reuters, 2024.

towoltaicznych (np. PV + magazyny), a także spójna polityka energetyczna – wspierająca inwestycje w infrastrukturę sieciową, zarządzanie popytem oraz badania w obszarze technologii magazynowania i power-to-X.

Tabela 20. Udział energii słonecznej (PV) w miksie energetycznym wybranych krajów w 2023 r.

Kraj	Generacja PV (TWh)	Udział w produkcji energii (%)	Uwagi i źródła
Niemcy	~60	~12%	Rekord letni: 27–30% udział w niektórych miesiącach 8.
Polska	~9–10	~5%	Boom prosumencki (ok. 1,4 mln mikroinstalacji) 5.
USA	~240	5,6%	Wzrost wspierany przez ustawę IRA, 30% z PV rozproszonej 2.
Chiny	~584	6–7%	Największa moc PV na świecie (>600 GW) 9.
Australia	~36	14–15%	Ogromny udział rozproszonej PV w domach 2.

Źródło: opracowanie własne na podstawie szacunków IEA, EIA, NEA.

VI Sztuczna inteligencja (AI) w systemach fotowoltaicznych

6.1. Podstawowe pojęcia i narzędzia sztucznej inteligencji

Rozwój sztucznej inteligencji (ang. *Artificial Intelligence*, AI) dostarcza sektorowi energii szeregu nowych narzędzi, które mogą znacząco wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne państwa poprzez usprawnienie działania systemów fotowoltaicznych (PV)[287,288]. AI w najszerszym ujęciu oznacza zdolność maszyny do wykonywania funkcji typowych dla ludzkiej inteligencji – takich jak wnioskowanie, uczenie się czy rozwiązywanie problemów – przy użyciu metod informatycznych[289,290]. W kontekście technicznym sztuczna inteligencja obejmuje różnorodne podejścia, które można podzielić na dwie główne grupy: systemy oparte na wiedzy (symboliczne) oraz systemy uczące się z danych (statystyczne)[291]. Do pierwszej grupy zalicza się systemy ekspertowe, do drugiej zaś uczenie maszynowe (w tym głębokie sieci neuronowe). Poniżej przedstawiono definicje tych pojęć oraz ich kluczowe cechy i zastosowania w fotowoltaice.

---

[287] S.A. Kalogirou, Artificial Intelligence in Renewable Energy Systems Modelling and Prediction, Proc. of World Renewable Energy Congress VII (WREC2002), 2002.

[288] A. Mellit, S.A. Kalogirou, Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review, Prog. Energy Combust. Sci., 34(5), 574-632.

[289] S. Tsuchida, H. Nonaka, N. Yamada, Deep Reinforcement Learning for the Optimal Angle Control of Tracking Bifacial Photovoltaic Systems. Energies 15(21), 8083.

[290] E. Assareh, A. Keykhah, A. Bedakhanian A., et al., Optimizing solar PV farm-based cogeneration systems with AI and cascade compressed air energy storage for stable power generation and peak shaving: A Japan-focused case study, Applied Energy, 377, 124468.

[291] Farmy.pl. AI w fotowoltaice. Jak sztuczna inteligencja i uczenie maszynowe wspierają branżę? Portal branżowy farmy.pl, 2023.

System ekspertowy (SE) to program komputerowy, który na podstawie wbudowanej bazy wiedzy (zwykle w postaci reguł logicznych *jeśli–to*) potrafi podejmować decyzje lub proponować rozwiązania problemów w sposób imitujący ludzki, ekspercki tok rozumowania. Systemy takie były intensywnie rozwijane w latach 80. XX wieku i znalazły zastosowanie m.in. w diagnostyce technicznej. Cechuje je zdolność do wyjaśniania swojego rozumowania oraz wykorzystanie wiedzy dziedzinowej dostarczonej przez człowieka – stąd przydatność tam, gdzie posiadamy zestaw reguł opisujących działanie systemu PV. Wadą systemów ekspertowych jest jednak ograniczona adaptacyjność (aktualizacja wiedzy wymaga pracy ekspertów) oraz słaba zdolność do uogólniania poza obszar, na jaki zostały zaprojektowane.

Uczenie maszynowe (UM) to gałąź AI polegająca na tworzeniu modeli i algorytmów, które uczą się na podstawie danych[292,293]. Zamiast ręcznie programować reguły, system otrzymuje dane historyczne (wejścia wraz z oczekiwanymi wyjściami) i na ich podstawie dostraja swoje parametry, by poprawnie reagować na nowe przypadki. Klasyczne podejścia uczenia maszynowego obejmują m.in. drzewa decyzyjne, k-NN, maszyny wektorów nośnych (SVM) czy regresję liniową/logistyczną. Uczenie maszynowe dzieli się na trzy główne podkategorie: uczenie nadzorowane (wymaga danych treningowych z etykietami), uczenie nienadzorowane (np. grupowanie, redukcja wymiarowości) oraz uczenie ze wzmocnieniem (gdzie agent uczy się przez interakcję z otoczeniem, otrzymując nagrody za trafne decyzje). W systemach fotowoltaicznych najczęściej wykorzystuje się uczenie nadzorowane (np. model prognozujący generację na podstawie danych pogodowych i historycznej produkcji) oraz uczenie ze wzmocnieniem (np. agent uczący się w sposób ciągły sterowania baterią czy inwerterem). Modele ML są w stanie aproksymować złożone zależności nieliniowe, a po treningu działają szybko i efektywnie. Dzięki temu znajdują zastosowanie m.in. w inżynierii i energetyce odnawialnej, gdzie służą do prognostyki, sterowania i wykrywania anomalii w systemach PV.

---

[292] Y. Dou, S. Tan, D. Xie, Comparison of machine learning and statistical methods in renewable energy power generation forecasting: a mini review, Frontiers in Energy Research, 11, 1218603.

[293] L.D. Jathar, K. Nikam, U.V. Awasarmol, R. Gurav, J.D. Patil, K. Shahapurkar, M.E.M. Soudagar, T.M.Y. Khan, et. al., A comprehensive analysis of the emerging modern trends in research on photovoltaic systems and desalination in the era of artificial intelligence and machine learning, Heliyon, 10, e25407.

Głębokie sieci neuronowe (Deep Learning) są szczególną podkategorią uczenia maszynowego, bazującą na sztucznych sieciach neuronowych o wielu warstwach[294]. Każdy neuron wykonuje proste przekształcenie (sumę ważoną i funkcję aktywacji), a odpowiednie ułożenie wielu warstw neuronów daje model zdolny do opisu silnie nieliniowych zależności. Głębokie sieci (ang. *deep neural networks*) oznaczają z reguły sieci z wieloma (kilku–kilkudziesięcioma) warstwami ukrytymi, co pozwala na automatyczną ekstrakcję hierarchicznych cech z danych[295]. Przykładowo, w fotowoltaice sieci konwolucyjne (CNN) można stosować do analizy obrazów termowizyjnych paneli, a sieci rekurencyjne (RNN/LSTM) – do prognozowania generacji energii. Głębokie modele wymagają dużych zbiorów danych i intensywnego treningu obliczeniowego, ale w zamian dają bardzo wysoką dokładność. Poniższa tabela 21 prezentuje wybrane techniki AI omawiane powyżej wraz z przykładami ich zastosowań w systemach fotowoltaicznych.

Tabela 21. Przegląd wybranych technik sztucznej inteligencji i ich zastosowań w systemach PV

Technika AI	Krótka charakterystyka	Przykładowe zastosowania w PV
System ekspertowy (SE)	Regułowy system oparty na bazie wiedzy eksperckiej (logika „jeśli–to")	Diagnostyka usterek i doradztwo w doborze konfiguracji systemu PV
Uczenie maszynowe (ML)	Algorytmy uczące się zależności z danych (np. drzewa decyzyjne, SVM, regresja)	Prognozowanie mocy generowanej, detekcja anomalii w pracy falownika
Sieci neuronowe (ANN/DL)	Modele matematyczne inspirowane neuronami biologicznymi; w wersji głębokiej mają wiele warstw	Rozpoznawanie obrazów (np. hot-spoty na panelach), prognozowanie mocy
Algorytmy ewolucyjne i rojowe	Metody optymalizacyjne inspirowane ewolucją/zachowaniami rojów (GA, PSO, itp.)	Optymalizacja parametrów sterowników MPPT, planowanie rozkładu mocy

[294] H. Togun, A. Basem, M.J. Jweeg, N. Biswas, et al., Advancing organic photovoltaic cells for a sustainable future: The role of artificial intelligence (AI) and deep learning (DL) in enhancing performance and innovation, Solar Energy, 291, 113378.

[295] M. Vubangsi, A.S. Mubarak, F. Al-Turjman, Enhancing predictive modeling of photovoltaic materials' solar power conversion efficiency using explainable AI, Energy Reports, 11, 3824-3835.

Technika AI	Krótka charakterystyka	Przykładowe zastosowania w PV
Logika rozmyta (FL)	System bazujący na nieostrych regułach logicznych	Adaptacyjne sterowanie inwerterem, regulator MPPT z regułami rozmytymi

Źródło: opracowanie własne.

W praktyce często stosuje się podejścia hybrydowe**,** łączące różne techniki AI w celu uzyskania lepszych rezultatów. Przykładem są systemy ekspertowe wspomagane algorytmami uczącymi się, czy algorytmy ewolucyjne wykorzystywane do doboru architektury głębokich sieci. W fotowoltaice takie rozwiązania hybrydowe są obiecujące – mogą łączyć wiedzę ekspercką o fizycznych uwarunkowaniach paneli z modelowaniem statystycznym opartym na danych [2]. W początkowej fazie rozwoju AI w energetyce słonecznej prym wiodły systemy ekspertowe, jednak wraz z rozwojem mocy obliczeniowej i dostępności danych wzrosła popularność metod uczenia maszynowego i głębokich sieci neuronowych**.** Obecnie publikowane prace wskazują na znaczącą przewagę podejść data-driven w zadaniach takich jak diagnostyka paneli, prognozowanie mocy czy sterowanie. Tabela 22 porównuje cechy systemów ekspertowych i metod uczenia maszynowego w kontekście zastosowań w systemach PV.

Tabela 22. Porównanie cech systemów ekspertowych i metod uczenia maszynowego w zastosowaniach PV

Aspekt	Systemy ekspertowe	Uczenie maszynowe (np. sieci neuronowe)
Źródło wiedzy	Ręcznie kodowana wiedza ekspercka (reguły, fakty)	Automatyczne uczenie się wzorców z danych historycznych
Adaptacyjność	Ograniczona; wymaga modyfikacji reguł przez człowieka	Wysoka; model można trenować na nowych danych lub w trybie ciągłym
Wyjaśnialność	Wysoka (system może wskazać, którą regułą się kierował)	Niska (szczególnie w głębokich sieciach – tzw. „czarna skrzynka")
Wymagane dane	Stosunkowo niewielkie (głównie wiedza eksperta)	Duże zbiory danych uzupełnione o odpowiednie etykiety
Radzenie sobie z nowymi sytuacjami	Znikome (poza zakresem reguł system traci skuteczność)	Dobre (może uogólniać wzorce i radzić sobie z danymi spoza zbioru treningowego)

Aspekt	Systemy ekspertowe	Uczenie maszynowe (np. sieci neuronowe)
Przykład w PV	System doradczy do projektowania instalacji PV	Model sieci neuronowej do prognozowania mocy w zależności od pogody

Źródło: opracowanie własne.

Współczesne wyzwania związane z rozwojem odnawialnych źródeł energii – w tym dużych farm PV – sprzyjają wykorzystywaniu metod uczących się, zdolnych do przetwarzania wielkich zbiorów danych i adaptacji do zmieniających się warunków[296]. Z drugiej strony tam, gdzie kluczowa jest przejrzystość decyzji, systemy ekspertowe zachowują swoją użyteczność. Coraz częściej wykorzystuje się jednak metody hybrydowe (np. AI wsparta modułem wyjaśniającym, tzw. *Explainable AI*), aby pogodzić wysoką dokładność z przejrzystością. Podsumowując, pojęcia sztucznej inteligencji obejmują szerokie spektrum technik od systemów opartych na wiedzy (SE) po modele uczące się z danych (ML/DL). Wszystkie znajdują już zastosowanie w systemach fotowoltaicznych: od inteligentnej diagnostyki i monitorowania, przez prognozowanie produkcji, po sterowanie w czasie rzeczywistym. Ich wdrożenie zwiększa efektywność i niezawodność OZE, wzmacniając tym samym bezpieczeństwo energetyczne[297]. Polityka energetyczna wielu państw coraz częściej wskazuje na konieczność implementacji AI, aby umożliwić stabilną integrację rosnącej liczby instalacji słonecznych z siecią elektroenergetyczną.

6.2. Prognozowanie produkcji energii z wykorzystaniem algorytmów AI

Prognozowanie mocy generowanej przez systemy fotowoltaiczne jest kluczowe dla stabilności sieci i planowania pracy systemu elektroenergetycznego. Rosnący udział PV w miksie energetycznym sprawia, że dokładne przewidywanie wytwarzania energii słonecznej staje się priorytetem dla operatorów systemów oraz istotnym elementem polityki bezpieczeństwa energetycznego

[296] H.F. Mateo Romero, M.Á. González Rebollo, V. Cardeñoso-Payo, et al., Applications of Artificial Intelligence to Photovoltaic Systems: A Review, Applied Sciences, 12(19), 10056.

[297] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Supply Chain Cybersecurity Recommendations for Solar Photovoltaics. NREL/TP-5R00-87135, Golden, CO: NREL, 2023.

– umożliwia bowiem ograniczenie niedoborów mocy i racjonalne zarządzanie rezerwami[298]. Sztuczna inteligencja dostarcza narzędzi do znaczącej poprawy dokładności takich prognoz, co w konsekwencji wspiera stabilność całego systemu.

Horyzonty czasowe i specyfika prognostyki PV

Prognozowanie generacji ze źródeł słonecznych obarczone jest wysoką niepewnością przede wszystkim z uwagi na zmienność warunków pogodowych (zachmurzenie, nasłonecznienie, temperatura). Rozróżnia się różne horyzonty czasowe prognoz (tabela 23):

- Bardzo krótkoterminowe (nowcasting)**:** minuty–kilka godzin; służą do sterowania w czasie zbliżonym do rzeczywistego (np. uruchamianie rezerw wirujących).
- Krótkoterminowe: do około 48 godzin; ważne dla planowania pracy sieci w skali dobowej.
- Średnioterminowe: kilka dni–kilka tygodni; potrzebne przy zarządzaniu magazynami energii i planowaniu serwisów.
- Długoterminowe: od miesięcy wzwyż; stosowane do strategicznego planowania i kontraktowania dostaw.

Tabela 23. Klasyfikacja prognoz produkcji PV wg horyzontu czasowego

Horyzont	Zakres	Przykładowe zastosowanie energetyczne
Nowcasting	Minuty–1–2 godziny	Regulacja w czasie rzeczywistym (rezerwy wirujące)
Krótkoterminowy	Do 48 godzin	Bilansowanie doby, planowanie mocy na kolejny dzień
Średnioterminowy	3 dni – 2 tygodnie	Zarządzanie zasobami, planowanie prac serwisowych
Długoterminowy	Miesiące – lata	Planowanie strategiczne i sezonowe

Źródło: opracowanie własne.

[298] K.J. Iheanetu, Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review, Sustainability, 14(24), 17005.

Metody prognozowania oparte na AI

Istnieje wiele metod prognostycznych: modele fizyczne (korzystające z numerycznych modeli pogody – NWP), statystyczne (ARIMA, regresja liniowa, analogi) oraz metody AI (sieci neuronowe, drzewa decyzyjne, uczenie zespołowe). W literaturze wskazuje się, że podejścia oparte na AI często przewyższają dokładnością zarówno proste modele statystyczne, jak i wyłącznie fizyczne, zwłaszcza w krótkim i bardzo krótkim horyzoncie[299,300,301].

1. Sieci neuronowe: od klasycznych perceptronów wielowarstwowych (MLP) po bardziej zaawansowane architektury (RNN, LSTM, CNN). Przykładowo:
   - RNN/LSTM świetnie nadają się do analizy szeregów czasowych, uwzględniając zależności sekwencyjne w danych pogodowych i produkcji.
   - CNN mogą analizować mapy chmur (obrazy satelitarne) czy inne dwuwymiarowe dane meteorologiczne, wyodrębniając w sposób automatyczny ważne cechy dla przewidywania mocy.
   - Modele hybrydowe (np. CNN+LSTM) osiągają bardzo dobre wyniki, łącząc zalety obu podejść.
2. Metody drzew decyzyjnych i uczenia zespołowego (Random Forest, XGBoost, LightGBM): charakteryzują się wysoką skutecznością w zadaniach regresji i klasyfikacji, potrafią wychwytywać nieliniowe zależności, działają szybko po treningu i często są mniej wrażliwe na szum w danych[302].
3. Modele korekcyjne (post-processing AI): łączenie wyniku modelu fizycznego (NWP) z korektą opartą na sieci neuronowej lub drzewach

[299] N.L.M. Jailani, J.K. Dhanasegaran, G. Alkawsi, et al., Investigating the Power of LSTM-Based Models in Solar Energy Forecasting, Processes, 11(5), 1382.

[300] M. Abdel-Basset, R. Mohamed, I.M. Hezam, K.M. Sallam, I.A. Hameed I.A, Parameters identification of photovoltaic models using Lambert W-function and Newton-Raphson method collaborated with AI-based optimization techniques: A comparative study, Expert Systems With Applications, 255, 124777.

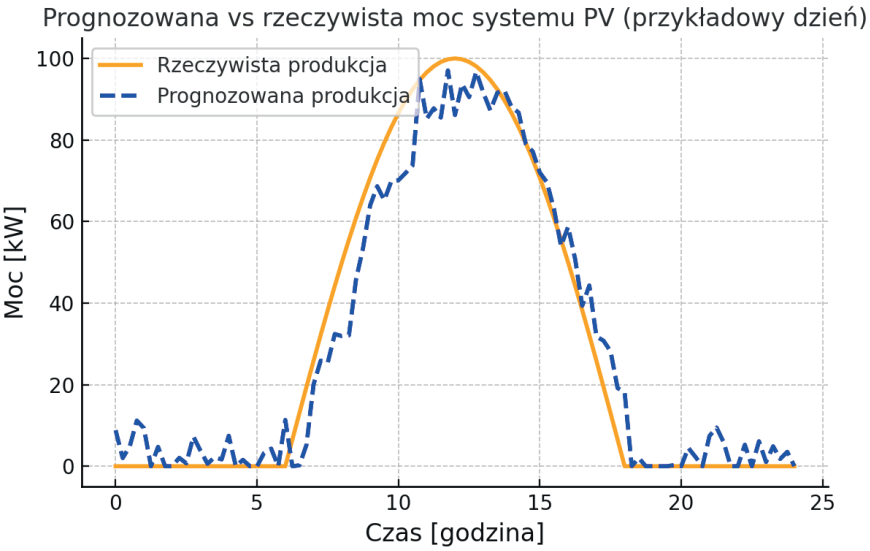
[301] F. Harrou, B. Taghezouit, B. Bouyeddou, Y. Sun, Cybersecurity of photovoltaic systems: challenges, threats, and mitigation strategies – a short survey, Frontiers in Energy Research, 11, 1274451.

[302] International Energy Agency (IEA), Why AI and energy are the new power couple, IEA Commentary, 2022.

decyzyjnych. Taka metoda pozwala uwzględnić zarówno wiedzę fizyczną (strumień promieniowania, zachmurzenie) jak i empiryczną korektę lokalnych różnic między prognozą a rzeczywistością[303].

Wdrożenia przemysłowe potwierdzają, że prognozy AI potrafią zredukować błąd (np. RMSE) o kilkanaście procent względem klasycznych metod. Przykładowo Google zastosował sieci neuronowe (DeepMind) do 36-godzinnej prognozy mocy wiatrowej, zwiększając wartość sprzedaży energii o ~20% dzięki lepszemu dostosowaniu generacji do potrzeb rynku – analogiczne wdrożenia dotyczą farm fotowoltaicznych[304].

Rysunek 14 przedstawia przykładowy wykres prognozowanej (linia przerywana) vs. rzeczywistej (linia ciągła) generacji mocy PV w trakcie dnia dla modelu uczącego się. Mimo pewnych odchyleń (np. w godzinach porannych), różnice są relatywnie niewielkie, co pokazuje, że sieć neuronowa z powodzeniem odwzorowuje przebieg dobowy produkcji.



Rysunek 14. Prognozowana (linia przerywana) vs. rzeczywista (linia ciągła) generacja mocy PV w trakcie dnia dla modelu uczącego się

Źródło: opracowanie własne.

[303] J. Antonanzas et al., Review of photovoltaic power forecasting, Solar Energy, 136, 78-111.

[304] Ch. Lamnatou, C. Cristofari, D. Chemisana, Artificial Intelligence (AI) in relation to environmental life-cycle assessment, photovoltaics, smart grids and small-island economies. Sustainable Energy Technologies and Assessments 71, 104005.

Kluczowa rola prognoz w bezpieczeństwie energetycznym

Dokładne prognozy pozwalają operatorom systemu elektroenergetycznego na lepsze planowanie rezerw mocy i bilansowanie podaży z popytem. Dzięki temu można minimalizować ryzyko niedoborów mocy czy nagłych wahnięć częstotliwości sieci[305]. W systemach, gdzie udział PV jest duży, niespodziewane zachmurzenie może istotnie obniżyć generację, co bez odpowiedniego przygotowania prowadzi do konieczności szybkiego uruchomienia rezerw. Z kolei przeprognozowanie (zbyt optymistyczna prognoza) skutkuje nieoptymalnym planowaniem, np. zbyt wczesnym wyłączeniem rezerw. AI pomaga ograniczyć skalę tych błędów, dając prognozy bardziej zbliżone do rzeczywistości[306,307].

Coraz częściej stosuje się również prognozowanie probabilistyczne, gdzie algorytmy AI generują nie tylko estymację punktową, ale i przedziały ufności (np. poprzez metody Monte Carlo albo sieci bayesowskie). Pozwala to operatorom uwzględniać niepewność przy planowaniu, co dodatkowo zwiększa pewność zasilania[308].

W perspektywie polityki energetycznej dokładniejsze prognozy umożliwiają bezpieczniejsze zwiększanie udziału fotowoltaiki w miksie. Skuteczne przewidywanie wahań generacji jest kluczowe dla integracji dużych mocy OZE, a tym samym dla zmniejszania zależności od paliw kopalnych. Wiele krajów inwestuje w platformy prognostyczne oparte na AI, łączące dane z wielu źródeł (satelity, stacje meteorologiczne, radary) i dostarczające je operatorom systemów w czasie zbliżonym do rzeczywistego.

6.3. Optymalizacja pracy instalacji PV

Poza prognozowaniem mocy, algorytmy sztucznej inteligencji wspierają również bezpośrednie sterowanie i optymalizację pracy instalacji fotowoltaicznych. Obejmuje to m.in. maksymalizację uzysku energii (MPPT), dynamiczne

[305] X. Tian, A. Foong, T. Nguyen, Artificial Intelligence Applications in Photovoltaic Systems: A Comprehensive Review, CAAI Artificial Intelligence Research, 11(2), 146-160.

[306] M.L.T. Zulu, R.P. Carpanen, R. Tiako, A Comprehensive Review: AI Optimization in a Hybrid Microgrid under Faults, Energies, 16(4), 1786.

[307] N.L.M. Jailani, J.K. Dhanasegaran, G. Alkawsi, et al., Investigating the Power of LSTM-Based Models in Solar Energy Forecasting, Processes, 11(5), 1382.

[308] J. Antonanzas, et al., Review of photovoltaic power forecasting, Solar Energy, 136, 78111.

zarządzanie przepływami energii między PV, magazynami a siecią, czy adaptacyjne sterowanie falownikami. Wszystko to pozwala zwiększyć efektywność i niezawodność PV, co przekłada się na bezpieczeństwo energetyczne.

Inteligentne śledzenie maksymalnego punktu mocy (MPPT)

Każda instalacja PV wymaga układu MPPT, który reguluje napięcie pracy paneli tak, aby uzyskać maksymalną możliwą moc w aktualnych warunkach[309]. Tradycyjne algorytmy MPPT, np. Perturb & Observe czy Incremental Conductance, są proste, lecz mogą mieć problemy z szybkimi zmianami warunków oświetlenia czy z wieloma lokalnymi maksimami przy częściowym zacienieniu. Sztuczna inteligencja dostarcza bardziej zaawansowanych metod, takich jak:

- Logika rozmyta (FL)**:** regułowy system, który na podstawie obserwacji zmian mocy i napięcia wnioskowałby, jak korygować punkt pracy. Badania wskazują na mniejsze oscylacje wokół punktu maksymalnego i szybsze osiąganie MPP.
- Sieci neuronowe (ANN)**:** wytrenowane na danych z charakterystyk I–V panelu, mogą bezpośrednio estymować optymalne napięcie pracy, reagując błyskawicznie na zmienne warunki.
- Algorytmy rojowe (PSO, algorytm świetlikowy itp.)**:** poszukiwanie globalnego maksimum nawet w warunkach z wieloma ekstremami lokalnymi (zacienienie, zabrudzenia). W porównaniu z P&O często zapewniają szybszą konwergencję i wyższą sprawność[310].

Tabela 24 prezentuje zestawienie wybranych algorytmów MPPT i ich najważniejszych cech w kontekście zastosowań PV.

[309] H.F. Mateo Romero, M.Á. González Rebollo, V. Cardeñoso-Payo, et al., Applications of Artificial Intelligence to Photovoltaic Systems: A Review, Applied Sciences, 12(19), 10056.

[310] T.A Nakabi, P. Toivanen, Deep reinforcement learning for energy management in a microgrid with flexible demand, Sustainable Energy, Grids and Networks, 25, 100413.

Tabela 24. Wybrane algorytmy MPPT i ich charakterystyka

Metoda MPPT	Typ algorytmu	Zalety (w kontekście PV)	Ograniczenia
P&O, IncCond	Tradycyjne, iteracyjne	Prosta implementacja, niskie wymagania obliczeniowe	Oscylacje wokół MPP, wolniejsza reakcja przy zmiennym zacienieniu
Logika rozmyta (FL)	System ekspertowy	Mniejsze oscylacje, lepsza stabilność	Konieczny dobór reguł i funkcji przynależności
Sieci neuronowe	Uczenie maszynowe	Bardzo szybkie określanie MPP, możliwość adaptacji	Wymaga dużej liczby danych do trenowania, „czarna skrzynka”
Algorytmy rojowe (PSO)	Metaheurystyka	Skuteczność w warunkach częściowego zacienienia, globalne wyszukiwanie	Większe koszty obliczeniowe, konieczność kalibracji parametrów

Źródło: opracowanie własne.

Zarządzanie energią w systemie PV + magazyn

W dużych farmach lub mikro-sieciach zintegrowanych z PV i magazynem energii (np. bateriami litowo-jonowymi) pojawia się zagadnienie dynamicznego zarządzania przepływem energii[311,312]**.** Celem może być np. maksymalizacja autokonsumpcji, minimalizacja kosztów zakupu prądu z sieci w godzinach szczytu lub stabilizacja lokalnego bilansu. Klasyczne podejścia (ustalone reguły ładowania i rozładowania baterii) bywają nieoptymalne w zmiennych warunkach pogodowych i przy zmiennych cenach energii.

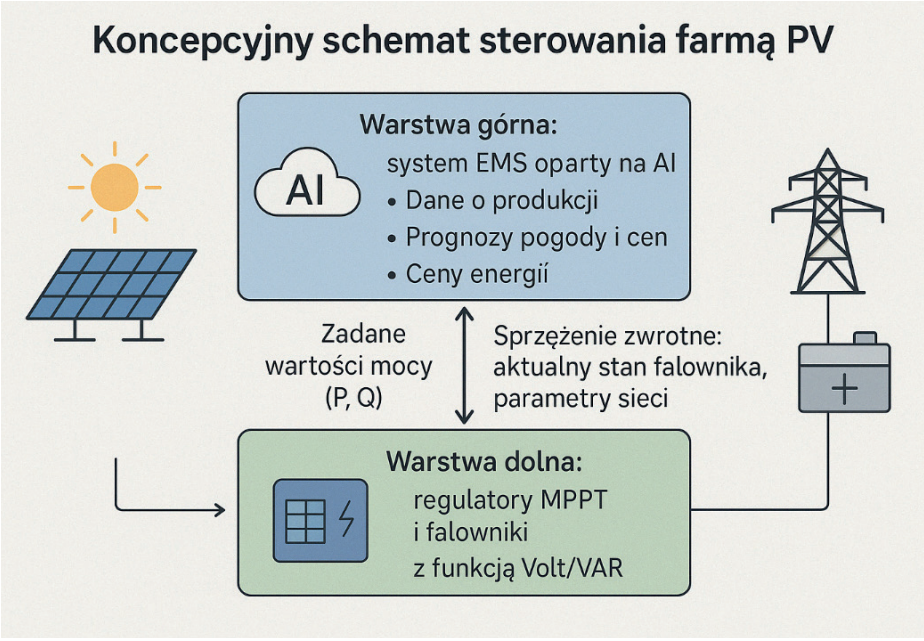
Algorytmy AI – w szczególności uczenie ze wzmocnieniem – potrafią uczyć się optymalnej strategii sterowania na podstawie interakcji z otoczeniem. Agent, na bieżąco otrzymując nagrodę (np. zależną od kosztów energii, stanu naładowania baterii i zapotrzebowania lokalnego), uczy się, jak w danej godzinie/lub minucie rozdzielać energię między sieć a magazyn. Badania pokazują, że takie podejście umożliwia oszczędności w rachunkach za energię oraz lepsze wykorzystanie mocy PV. Również metody ewolucyjne mogą służyć do wyznaczania optymalnych harmonogramów pracy magazynu, uwzględniając niepewność prognoz pogody.

[311] A.G. Olabi, A.A. Abdelghafar, H.M. Maghrabie, et al., Application of artificial intelligence for prediction, optimization, and control of thermal energy storage systems, Thermal Science and Engineering Progress, 39, 101730.

[312] F. Puthod, French startup offers AI algorithm package for rooftop PV monitoring, PV Magazine International, 2023.

Sterowanie falownikami i poprawa jakości energii

Nowoczesne falowniki PV (tzw. *smart inverters*) potrafią regulować nie tylko moc czynną, ale też bierną, co wpływa na napięcie i częstotliwość w sieci lokalnej. Sztuczna inteligencja pozwala sterować tymi parametrami w czasie rzeczywistym tak, by utrzymać wysoką jakość zasilania, zwłaszcza w sytuacji, gdy źródła PV dominują w danym obszarze. Przykładowo sieć neuronowa może w oparciu o pomiary napięcia i prądu decydować, jaką wartość napięcia referencyjnego przyjąć dla falownika, aby zniwelować wahania. Rysunek 15 obrazuje schemat idei sterowania farmą PV wspomaganego przez AI. Warstwa górna, bazując na prognozach i danych z systemu, wyznacza zadane wartości mocy (czynnej i biernej), a warstwa lokalna (sterowniki falownika) realizuje je, korygując na bieżąco odchyłki.



Rysunek 15. Koncepcyjny schemat sterowania farmą PV

Źródło: opracowanie własne.

Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne

Z punktu widzenia polityki energetycznej i bezpieczeństwa dostaw, algorytmy AI poprawiają pracę instalacji PV poprzez:

- Większą efektywność**:** inteligentne MPPT lub zarządzanie bateriami zwiększają uzysk energii i obniżają koszty eksploatacji.
- Stabilność sieci**:** adaptacyjne sterowanie falowników redukuje wahania napięcia i częstotliwości, co pozwala na bezpieczniejsze przyłączanie większej liczby źródeł PV.
- Mniejszą awaryjność**:** optymalna eksploatacja przekłada się na rzadsze przeciążenia falowników i modułów, a także szybszą reakcję na odchyłki.

W efekcie instalacje słoneczne stają się bardziej „przyjazne" dla systemu elektroenergetycznego, a przez to mogą w większym stopniu zastępować konwencjonalne źródła mocy. W kontekście długofalowym, rozwój AI w zarządzaniu PV jest kluczowy dla osiągnięcia wysokich udziałów OZE w miksie przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw[313].

6.4. Big Data i IoT w monitorowaniu efektywności systemów fotowoltaicznych

Rozwój Internetu Rzeczy (IoT) oraz narzędzi Big Data otworzył nowe możliwości w zakresie monitorowania i optymalizacji działania systemów fotowoltaicznych. Współczesne instalacje PV, od dachowych po przemysłowe, wyposażone są w rozmaite czujniki (temperatura, nasłonecznienie, prąd, napięcie, kamery termowizyjne), które generują ogromne ilości danych w czasie rzeczywistym. Analiza tych danych za pomocą AI pozwala wykrywać nieprawidłowości, diagnozować usterki, oceniać efektywność i prowadzić utrzymanie zapobiegawcze, wpływając bezpośrednio na niezawodność i bezpieczeństwo energetyczne[314].

Infrastruktura IoT i zbieranie danych

W zaawansowanych systemach PV stosuje się rozproszone czujniki komunikujące się poprzez sieć bezprzewodową lub kablową. Dane trafiają do lokalnych koncentratorów (np. dataloggerów) albo bezpośrednio do chmury, gdzie

[313] International Energy Agency (IEA), Why AI and energy are the new power couple, IEA Commentary, 2022.

[314] E.H. Sepúlveda-Oviedo, A. Subias, M. Pavlov, C. Alonso, Fault diagnosis of photovoltaic systems using artificial intelligence: A bibliometric approach, Heliyon, 9(11), e21491.

mogą być przetwarzane w ramach platform Big Data. Tabela 25 przedstawia przykładowe typy danych i ich źródła.

Tabela 25. Typowe dane pomiarowe w systemach PV z IoT

Dane	Źródło/czujnik	Zastosowanie analityczne
Nasłonecznienie	Pyranometry, stacje meteo	Odniesienie do teoretycznej produkcji energii
Temperatura modułów	Czujniki przymocowane do paneli	Analiza sprawności, wykrywanie przegrzewania lub hot-spotów
Prąd i napięcie	Czujniki DC (w skrzynkach stringowych)	Monitorowanie wydajności każdej stringi, wykrywanie anomalii
Parametry sieci AC	Liczniki energii, analizatory	Kontrola jakości energii, bilansowanie mocy z siecią
Obrazy IR	Kamery termowizyjne	Detekcja wad ogniw (pęknięcia, hot-spoty)
Logi falowników	Moduły komunikacyjne falownika	Diagnostyka usterek (kody błędów, temperatura radiatora)

Źródło: opracowanie własne.

Skalę generowanych danych często określa się mianem Big Data. Dla dużych farm PV (dziesiątki megawatów) dane mogą przekraczać setki gigabajtów rocznie[315]. Stąd konieczne są efektywne narzędzia analityczne, które wykorzystują algorytmy uczenia maszynowego do wyciągania wniosków z potoku pomiarów.

Zastosowania Big Data i AI w monitoringu PV (rysunek 16):

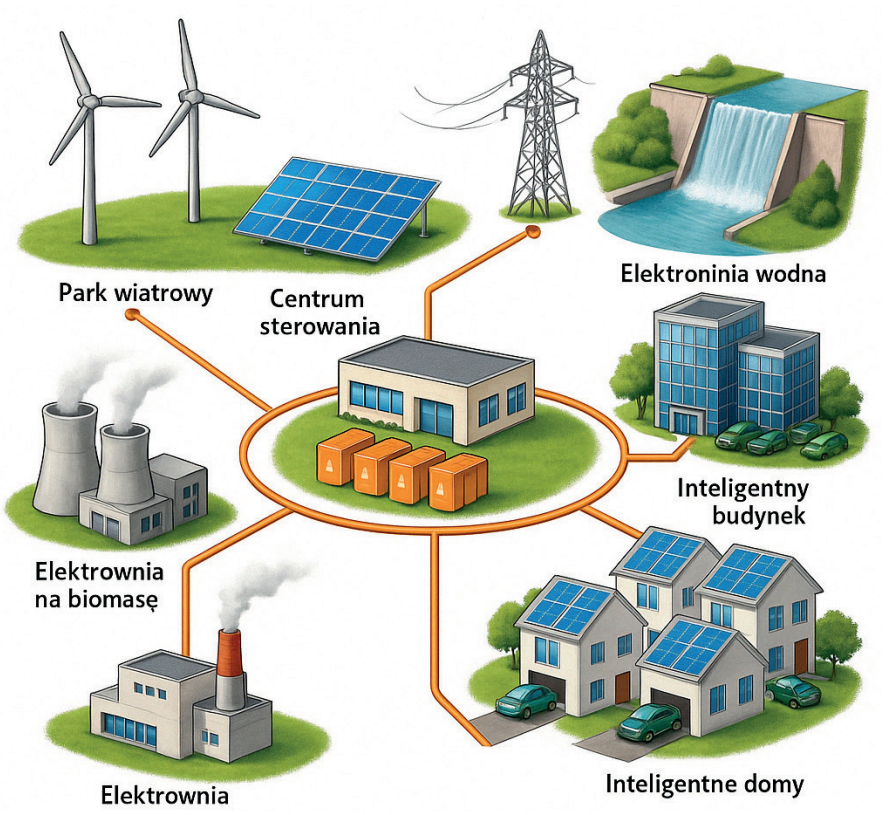
1. Detekcja usterek i degradacji: Algorytmy AI (sieci neuronowe, metody klasyfikacji, autoenkodery do detekcji anomalii) są w stanie rozpoznać subtelne wzorce wskazujące na uszkodzenie panelu, diody bypass czy elementów falownika. Wczesne wykrycie i usunięcie usterek minimalizuje przestoje i straty energii[316].
2. Analiza efektywności i zabrudzeń: Porównując dane irradiancji i produkcji, system może stwierdzić, czy panel nie jest nadmiernie zabrudzony (np. pyłem, liśćmi). Modele regresyjne lub sieci neuronowe potrafią

[315] A. Walcha, R. Castelloa, N. Mohajerib, J-L. Scartezzinia, Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty, Applied Energy, 262, 114404.

[316] B.F. Costa Vinicius, L. Scianni, C. Miranda Rafael, B. Bonatto, Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing, Solar Energy, 249, 694-711.

wyliczyć spodziewaną moc przy danych warunkach pogodowych – jeśli rzeczywista jest zauważalnie niższa, generowany jest alarm[317].

3. Utrzymanie predykcyjne: Analiza długookresowych trendów pracy (temperatura, wahania napięć, częste restarty falowników) pozwala przewidzieć awarie, planując serwis jeszcze zanim dojdzie do poważnego uszkodzenia. Zwiększa to dyspozycyjność źródła PV i wspiera niezawodność dostaw energii.
4. Optymalizacja pracy w czasie rzeczywistym: W połączeniu z algorytmami sterowania Big Data umożliwia bieżące dostosowanie parametrów pracy, np. MPPT lub zarządzania energią w magazynach.



Rysunek 16. Koncepcyjny diagram architektury IoT w instalacji PV

Źródło: opracowanie własne.

[317] G. de Freitas Viscondi, N. Alves-Souza Solange, A Systematic Literature Review on big data for solar photovoltaic electricity generation forecasting, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 31, 54-63.

Wybrane wyzwania i korzyści dla bezpieczeństwa energetycznego

Tabela 26 przedstawia główne wyzwania związane z wdrażaniem IoT i Big Data w fotowoltaice oraz ich możliwe rozwiązania.

Tabela 26. Wyzwania Big Data/IoT w fotowoltaice i rozwiązania

Wyzwanie	Opis	Możliwe rozwiązanie (AI/IT)
Ogromna ilość i różnorodność danych	Dane liczbowe, obrazy (IR), logi zdarzeń, itd.	Wykorzystanie rozproszonych platform (Hadoop, Spark), algorytmy ML do integracji danych wielomodalnych
Detekcja subtelnych anomalii	Usterki mogą dawać minimalne odchylenia	Uczenie nienadzorowane (autoenkodery), systemy ekspertowe z regułami „nietypowego zachowania”
Cyberbezpieczeństwo	Ataki na urządzenia IoT, fałszowanie danych	Szyfrowanie, uwierzytelnianie, AI do wykrywania anomalii w ruchu sieciowym
Reakcja w czasie rzeczywistym	Konieczność natychmiastowego odłączenia wadliwego komponentu	*Edge computing* – analiza wstępna po stronie urządzeń, szybkie algorytmy decyzyjne

Źródło: opracowanie własne.

Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego, wdrożenie IoT i Big Data w PV oznacza:

- Wyższą dostępność mocy**:** szybkie wykrywanie i usuwanie usterek minimalizuje przestoje instalacji.
- Lepszą prognozę pracy**:** zbieranie bardziej szczegółowych danych pomaga w precyzyjniejszym przewidywaniu produkcji i zarządzaniu siecią.
- Możliwość skalowania OZE**:** przy dużym wysyceniu sieci źródłami rozproszonymi niezbędna jest ciągła kontrola i wgląd w stan tysięcy urządzeń. IoT dostarcza tej telemetrii, a AI pozwala na jej efektywną analizę.
- Optymalne planowanie polityki energetycznej**:** rządy i operatorzy mogą uzyskać globalny obraz wydajności PV w czasie rzeczywistym, co wspiera długoterminowe decyzje inwestycyjne.

Należy przy tym pamiętać, że cyfryzacja niesie też ryzyka ataków hakerskich i manipulacji danymi – dlatego kluczowe jest

zapewnienie cyberbezpieczeństwa systemów IoT. Niemniej, korzyści związane z niezawodnym, efektywnym działaniem instalacji fotowoltaicznych w ramach inteligentnej sieci (*smart grid*) znacząco wzmacniają odporność systemu elektroenergetycznego na wahania i awarie.

VII Studia przypadków i wdrożenia

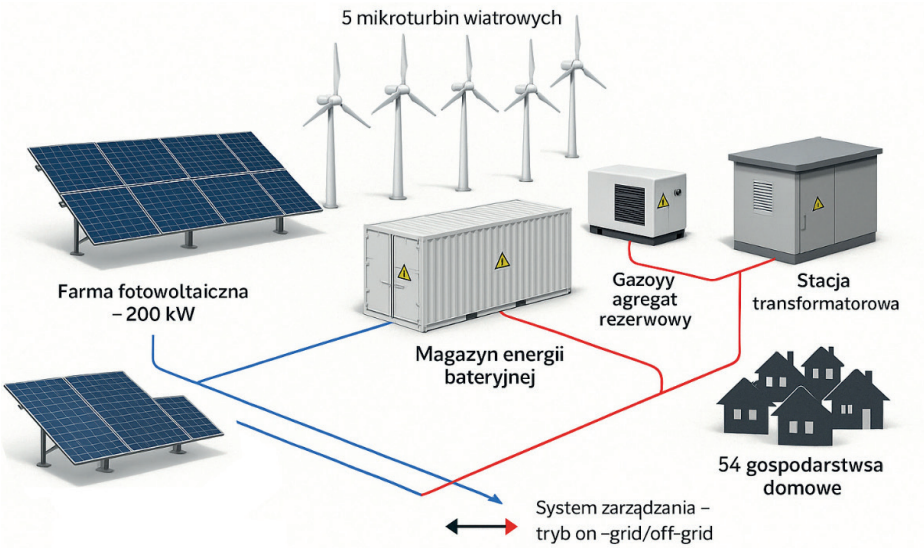
7.1. Przykłady projektów pilotażowych w Polsce i na świecie

Rozwój zaawansowanych systemów fotowoltaicznych (PV) często rozpoczyna się od pilotażowych projektów badawczo-wdrożeniowych. Projekty te pozwalają przetestować nowe technologie i modele biznesowe w kontrolowanych warunkach, zanim zostaną one wdrożone na szerszą skalę. Pilotaże fotowoltaiczne integrują zazwyczaj mikrosieci i inne innowacje (np. magazyny energii, systemy zarządzania) w celu zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Według danych rynkowych globalny rynek mikrosieci osiągnął wartość około 11,44 mld USD w 2021 r., a prognozy przewidują średnioroczny wzrost rzędu ponad 20% do roku 2030, napędzany integracją OZE w systemach energetycznych na świecie oraz rosnącym zapotrzebowaniem na autonomiczne źródła energii w regionach rozwijających się[318]. Poniżej przedstawiono wybrane przykłady pilotaży PV – zarówno w Polsce, jak i za granicą – ilustrujące różnorodność podejść do zwiększania bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez decentralizację i inteligentne zarządzanie energią.

Pilotaże w Polsce: W ostatnich latach w Polsce zrealizowano kilka nowatorskich projektów integrujących fotowoltaikę z innymi elementami systemu energetycznego. Jednym z pionierskich przedsięwzięć była pierwsza w kraju w pełni funkcjonalna mikrosieć zrealizowana przez spółkę TAURON w Bytomiu (teren dawnej kopalni Szombierki). Uruchomiono ją w 2022 r. jako instalację demonstracyjną obejmującą farmę fotowoltaiczną (~200 kW), pięć małych turbin wiatrowych, magazyn energii bateryjnej oraz gazowy agregat

[318] Global Market Insights, Microgrid Market Size Report, 2022.

rezerwowy. Mikrosieć ta zasila obecnie 54 gospodarstwa domowe i posiada unikalną zdolność płynnego przechodzenia między pracą on-grid (z siecią) a off-grid (wyspową) – co oznacza utrzymanie dostaw energii nawet w razie awarii głównej sieci[319]. Rysunek 17 przedstawia schemat tej instalacji, w której rozproszone źródła PV i wiatrowe wraz z magazynem i jednostką rezerwową współpracują pod kontrolą inteligentnego systemu zarządzania. Dzięki temu pilotażowemu projektowi zademonstrowano, że lokalne obszary samobilansujące mogą poprawić bezpieczeństwo dostaw i jakość energii dla odbiorców, nawet w sytuacjach kryzysowych . Co istotne, doświadczenia z Bytomia ujawniły również bariery regulacyjne – obowiązujące w Polsce prawo energetyczne nie przewiduje jeszcze pełnej obsługi mikrosieci w ramach infrastruktury operatorów sieci dystrybucyjnej, co utrudnia np. formalne działanie w trybie wyspowym[320]. To pokazuje, że obok technologii, istotne jest dostosowanie ram prawnych dla upowszechnienia takich rozwiązań.



Rysunek 17. Schemat pilotażowej mikrosieci energetycznej TAURON w Bytomiu[320]

Źródło: opracowanie własne.

[319] TAURON, Mikrosieć TAURONA w Bytomiu, Informacja prasowa, 11.03.2022.

[320] A. Adamek, Mikrosieci a otoczenie formalno-prawne w Polsce, Rynek Energii, 6(157), 19-21.

Innym przykładem polskiego projektu pilotażowego jest inicjatywa PKP Energetyka, która w 2022 r. ogłosiła budowę pierwszej w Polsce mikrosieci trakcyjnej z wykorzystaniem zielonego wodoru [321]. Ma ona powstać we wsi Garbce i służyć zasilaniu infrastruktury kolejowej. Koncepcja przewiduje instalację fotowoltaiczną połączoną z elektrolizerami wytwarzającymi wodór w okresach nadprodukcji energii słonecznej. Wygenerowany zielony wodór będzie magazynowany i w razie potrzeby zużywany w ogniwach paliwowych do ponownej produkcji energii elektrycznej. Taki system ma zwiększyć stabilność zasilania sieci trakcyjnej kolei, redukując jednocześnie emisje i zużycie energii z konwencjonalnych źródeł. W projekcie uczestniczą polskie jednostki naukowe, a finansowanie zapewniono m.in. ze środków UE (Program Operacyjny Inteligentny Rozwój). Pilotaż w Garbcach wskazuje kierunek, w którym fotowoltaika może wspierać bezpieczeństwo energetyczne transportu – poprzez zasilanie krytycznej infrastruktury (kolej) niezależnymi, odnawialnymi źródłami energii. W Polsce rozwijane są także pilotaże PV ukierunkowane na poprawę pracy sieci dystrybucyjnej i jakości energii elektrycznej. Przykładem jest projekt magazynu energii uruchomionego przez TAURON w gminie Ochotnica Dolna (woj. małopolskie) w 2022 r.. Jest to obszar o jednym z najwyższych w kraju poziomów nasycenia mikroinstalacjami fotowoltaicznymi – około 35% budynków posiada własne PV, co w słoneczne dni powodowało duże wzrosty napięcia i wyłączanie się inwerterów[322]. Zainstalowany magazyn (o mocy 50 kW i pojemności 100 kWh) został podłączony do sieci niskiego napięcia i zaprogramowany tak, by automatycznie absorbować nadmiar energii w momentach przekroczenia dopuszczalnego napięcia fazowego, a oddawać energię w okresach szczytowego obciążenia wieczornego. Taki algorytm działania (opracowany we współpracy z naukowcami AGH) umożliwia stabilizację napięcia i symetryzację obciążeń między fazami, eliminując problem wyłączeń instalacji prosumenckich. Pilotaż w Ochotnicy potwierdził, że integracja magazynów z siecią rozproszoną PV znacząco zwiększa elastyczność i odporność lokalnej sieci dystrybucyjnej na wahania generacji, co przekłada się na większą pewność zasilania dla mieszkańców oraz lepsze wykorzystanie zainstalowanych mocy OZE.

[321] PKP Energetyka, Wodorowa rewolucja na kolei coraz bliżej – powstanie pierwsza polska mikrosieć trakcyjna z wykorzystaniem elektrolizerów, Komunikat prasowy, 03.02.2022.

[322] Globenergia, TAURON reaguje na wyłączenia fotowoltaiki – powstał magazyn energii do regulacji sieci, Globenergia.pl, 19.07.2022.

Warto wspomnieć także o miejskich projektach pilotażowych integrujących fotowoltaikę. W Warszawie ruszył w 2023 r. innowacyjny projekt na Politechnice Warszawskiej, gdzie na dachach kampusu instalowana jest nowoczesna mikroinstalacja PV połączona z hybrydowym magazynem energii (baterie litowo-jonowe i przepływowe)[323]. Projekt ten, realizowany we współpracy z operatorem sieci Stoen Operator, zakłada stworzenie w warunkach miejskich lokalnego ekosystemu energetycznego złożonego z rozproszonych źródeł PV, magazynów oraz inteligentnego systemu sterowania (tzw. smart grid kampusowy). Celem jest zarówno pokrycie części potrzeb energetycznych uczelni, jak i świadczenie usług elastyczności dla sieci (Politechnika stanie się tzw. fleksumentem, który może pobierać lub oddawać energię w zależności od sytuacji). Projekt obejmuje również opracowanie algorytmów sztucznej inteligencji do optymalizacji pracy instalacji na podstawie prognoz meteorologicznych i zużycia energii. Jest to zatem przykład pilotażu integrującego fotowoltaikę z cyfrowym zarządzaniem popytem/podażą w ramach miasta – doświadczenia z takiej instalacji mogą posłużyć do wdrażania podobnych rozwiązań w innych obiektach użyteczności publicznej, zwiększając odporność energetyczną miast.

Pilotaże na świecie: Również w skali międzynarodowej realizowanych jest wiele pilotażowych projektów PV, ukierunkowanych na poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. W Singapurze działa od kilku lat platforma badawczo-demonstracyjna REIDS (Renewable Energy Integration Demonstrator – Singapore) na kampusie Nanyang Technological University[324]. Składa się ona z klastrów mikrosieci niskiego napięcia, łączących różne źródła (w tym instalacje PV) i magazyny energii. Platforma ta dostarcza ok. 200 kWh energii na potrzeby pobliskich obiektów i pozwala testować w warunkach rzeczywistych funkcjonowanie wielu mikrosieci jednocześnie. Celem REIDS jest opracowanie powtarzalnych rozwiązań umożliwiających integrację wysokiego udziału fotowoltaiki w systemie wyspowym, co ma znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego krajów tropikalnych, gdzie energia słoneczna może być głównym źródłem prądu.

[323] K. Poprawska-Borowiec, Fotowoltaika i magazyny energii powstaną na dachu stołecznej uczelni, Gramwzielone.pl, 10.04.2024.

[324] Nanyang Technological University (NTU Singapore), Renewable Energy Integration Demonstrator, Singapore (REIDS), Oficjalna strona projektu, 2022.

W Australii rząd federalny wsparł pilotaż o nazwie MyTown w miejscowości Heyfield (ok. 2000 mieszkańców)[325]. Projekt ten zakłada stworzenie modelowej mikrosieci dla małego miasteczka położonego na peryferiach sieci krajowej. W ramach MyTown instalowane są lokalne źródła PV (na budynkach i terenach gminnych), magazyny energii oraz inteligentny system zarządzania, który umożliwi maksymalne wykorzystanie energii słonecznej lokalnie. Pilotaż ma ocenić opłacalność techniczną i ekonomiczną zasilania odizolowanych miejscowości poprzez lokalne mikrosieci zamiast rozbudowy kosztownej infrastruktury przesyłowej. Australijskie programy wsparcia (dotacje na badania i projekty demonstracyjne mikrosieci) wynikają z faktu, że kraj ten zmaga się z zasilaniem odległych społeczności oraz potrzebą zwiększenia odporności sieci na ekstremalne zjawiska pogodowe (pożary, upały). Sukces projektu Heyfield może stać się wzorem dla dziesiątek podobnych społeczności, poprawiając ich lokalne bezpieczeństwo energetyczne dzięki wykorzystaniu PV i magazynów.

W Kanadzie realizowany jest projekt mikrosieci Slemon Park na Wyspie Księcia Edwarda, którego celem jest osiągnięcie zerowej emisji netto energii elektrycznej do 2030 r.[326]. Mikrosieć ta obejmuje farmę fotowoltaiczną o mocy 10 MW oraz nowatorski magazyn energii z bezpośrednim podłączeniem do obwodu DC farmy (co minimalizuje straty konwersji). System ma zasilać lokalny park przemysłowy oraz społeczność mieszkaniową, a jednocześnie testować integrację sieci prądu stałego w infrastrukturze dystrybucyjnej. Ten pilotaż pokazuje, że także w klimacie umiarkowanym fotowoltaika może stać się filarem lokalnego systemu energetycznego, o ile zostanie wsparta odpowiednim buforem energii.

W Europie interesujący przykład stanowi planowana prywatna mikrosieć osiedlowa w Wielkiej Brytanii, tworzona przez firmę SNRG we współpracy z deweloperem Quinn Estates[327]. W ramach projektu powstanie nowe osiedle 162 domów w hrabstwie Kent, zasilane wyłącznie odnawialnymi źródłami energii (w tym farmą PV ~0,5 MW) oraz magazynami energii, zarządzanymi przez

[325] University of Technology Sydney (UTS), MyTown Microgrid Heyfield Victoria, Projekt demonstracyjny mikrosieci, 2022.

[326] Natural Resources Canada, Slemon Park Microgrid Project (Prince Edward Island), Informacja o dofinansowaniu rządowym, 2022.

[327] Gridcognition, SNRG and Gridcognition, Accelerating the Electrification of UK Homes, Blog projektu mikrosieci osiedlowej w Kent, 2022.

inteligentny system sieciowy. Celem inicjatywy jest wykreowanie „dzielnicy dodatnio energetycznej", tj. takiej, która produkuje więcej energii niż zużywa w skali roku. Nadwyżki energii słonecznej będą magazynowane i dystrybuowane pomiędzy domami zgodnie z zapotrzebowaniem, a mieszkańcy skorzystają na niższych rachunkach za prąd. Projekt ten – będący de facto programem pilotażowym – ma zademonstrować możliwości pełnej dekarbonizacji nowych inwestycji mieszkaniowych w Wielkiej Brytanii i potencjalnie utorować drogę do zmian w standardach budownictwa (integracja PV i magazynów jako standard). Realizacja takich pozytywnych energetycznie osiedli wpisuje się w działania na rzecz bezpieczeństwa energetycznego poprzez redukcję zależności od zewnętrznych dostawców i zwiększenie odporności lokalnych społeczności (każdy dom ma dostęp do energii nawet w razie przerw w sieci krajowej).

Powyższe przykłady ilustrują, jak pilotażowe projekty fotowoltaiczne na świecie są zróżnicowane – od modernizacji sieci miejskich po zasilanie odległych wiosek czy infrastruktur krytycznych (kolej). Wspólnym mianownikiem jest jednak dążenie do poprawy niezawodności dostaw oraz integracji dużego udziału PV w sposób bezpieczny dla systemu. Doświadczenia z pilotaży stanowią cenne źródło wiedzy dla decydentów i operatorów systemów – pokazują zarówno korzyści (np. wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, uniezależnienie od paliw kopalnych, redukcję kosztów energii) jak i wyzwania (np. konieczność aktualizacji przepisów, zapewnienie cyberbezpieczeństwa systemów zarządzania, akceptacja społeczna nowych instalacji). W kolejnych podrozdziałach przeanalizujemy komercyjne wdrożenia wynikające z tych doświadczeń oraz ich skutki gospodarczo-społeczne.

7.2. Komercyjne zastosowania AI w systemach fotowoltaicznych

Rozproszone systemy fotowoltaiczne na dużą skalę stawiają nowe wyzwania w zakresie zarządzania siecią i bilansowania podaży z popytem. W odpowiedzi na te wyzwania coraz powszechniej wykorzystuje się sztuczną inteligencję (AI) oraz zaawansowane algorytmy sterowania w komercyjnych rozwiązaniach typu smart grid i wirtualna elektrownia. Celem jest podniesienie efektywności i stabilności sieci z wysokim udziałem PV, a tym samym zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego systemu jako całości. AI znajduje zastosowanie w wielu

aspektach – od prognozowania produkcji ze słońca, poprzez optymalizację pracy magazynów energii, aż po dynamiczne zarządzanie popytem w czasie rzeczywistym. Inteligentne sieci dystrybucyjne (smart grids): Integracja dużej liczby rozproszonych mikroinstalacji PV z siecią wymaga zastosowania inteligentnych mechanizmów sterujących. Klasyczne podejście, gdzie energia płynie jednostronnie od scentralizowanej elektrowni do odbiorcy, musi zostać zastąpione modelem dwukierunkowym – prosumenci z panelami fotowoltaicznymi stają się aktywnymi uczestnikami rynku energii. Sztuczna inteligencja odgrywa kluczową rolę w zarządzaniu przepływami energii w takiej zdecentralizowanej strukturze. Algorytmy uczenia maszynowego analizują w czasie rzeczywistym dane z tysięcy inteligentnych liczników i sensorów sieci, identyfikując potencjalne przeciążenia, odchylenia napięcia czy inne anomalie, zanim doprowadzą one do zakłóceń. Dzięki temu sieć może proaktywnie reagować – np. poprzez chwilowe ograniczenie mocy wybranych instalacji PV lub przekierowanie nadwyżek do magazynów – zapobiegając awariom i utrzymując stabilne parametry. AI wspomaga także integrację fotowoltaiki z systemami magazynowania energii w sieci: na podstawie prognoz pogody i zużycia podejmuje decyzje o ładowaniu lub rozładowaniu baterii we właściwym momencie, redukując ryzyko destabilizacji lokalnej sieci. Przykładowo, jeśli algorytm przewiduje na podstawie danych meteorologicznych gwałtowny wzrost generacji PV w południe, może zawczasu obniżyć lokalnie napięcia lub uruchomić ładowanie magazynów, aby przygotować sieć na napływ dużej mocy z wielu mikroinstalacji. Takie działania byłyby niemożliwe ręcznie – dopiero AI pozwala na skalowalną automatyzację zarządzania milionami urządzeń. Według Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej zastosowanie sztucznej inteligencji może poprawić dokładność prognoz generacji ze źródeł odnawialnych z około 88% do 94%, znacząco ułatwiając planowanie pracy systemu elektroenergetycznego przy dużym udziale niestabilnych źródeł jak PV[328].

Optymalizacja pracy farm fotowoltaicznych: Operatorzy komercyjnych farm PV coraz częściej wdrażają rozwiązania AI w celu maksymalizacji uzysków energii i minimalizacji kosztów eksploatacji. Sztuczna inteligencja może analizować w czasie rzeczywistym parametry pracy tysięcy modułów i inwerterów, identyfikując nawet drobne odchylenia świadczące o awarii lub spadku

[328] IRENA, Artificial Intelligence and Big Data, Innovation Landscape Brief, International Renewable Energy Agency, 2019.

wydajności. Na przykład systemy diagnostyczne oparte o sieci neuronowe potrafią wykrywać uszkodzone ogniwa czy zabrudzenia paneli na podstawie danych elektrycznych lub termowizyjnych z kamer dronów, zanim jeszcze spowodują one znaczny spadek produkcji[329]. Dzięki temu predykcyjne utrzymanie ruchu (predictive maintenance) staje się standardem – zamiast sztywnych harmonogramów serwisowych, AI wskazuje dokładnie które moduły czy stringi wymagają interwencji, co znacząco obniża koszty O&M farm fotowoltaicznych. Ponadto, algorytmy uczenia maszynowego integruje się z systemami nadążnymi (solar tracking) – analizując historię nasłonecznienia i prognozy pogody, AI może modyfikować strategie ustawiania paneli czy sterowania optymalizatorami mocy tak, aby zmaksymalizować całkowitą produkcję energii w ciągu dnia, uwzględniając np. przejściowe zachmurzenie. W Niemczech realizowany jest projekt Solar Farm 2.0, w ramach którego testuje się sterowanie poszczególnymi łańcuchami paneli za pomocą zaawansowanych algorytmów, tak aby każdy moduł pracował w punkcie maksymalnej mocy (MPP) w sposób zoptymalizowany globalnie, a nie tylko lokalnie. AI posłuży tam do analizy danych z dwóch bliźniaczych instalacji 30 kW – jednej wyposażonej w nowy system sterowania (HiLEM), drugiej standardowej – w celu opracowania modelu zwiększania wydajności farm PV za pomocą dynamicznego przydziału obciążeń aż do poziomu pojedynczego modułu.

Wirtualne elektrownie (VPP – Virtual Power Plants): Szczególnie interesującym komercyjnym zastosowaniem AI jest zarządzanie klastrem rozproszonych zasobów energetycznych – takich jak domowe instalacje PV, magazyny energii, pompy ciepła czy samochody elektryczne – jako jednym wirtualnym organizmem. Wirtualna elektrownia agreguje setki lub tysiące małych jednostek w celu świadczenia usług systemowych i rynkowych analogicznych do tradycyjnej elektrowni. Kluczową rolę odgrywa tu centralny system sterowania oparty na sztucznej inteligencji, zdolny do podejmowania setek decyzji na sekundę. Największe tego typu projekty realizowane są m.in. w Australii, USA i Europie. Przykładem jest Virtual Power Plant South Australia (SA VPP) – inicjatywa firmy Tesla i rządu Australii Południowej, łącząca docelowo aż 50 tys. gospodarstw domowych wyposażonych w panele fotowoltaiczne i magazyny

[329] B. Martucci, NRG, Renew Home aim for 1-GW Texas VPP by 2035, Utility Dive, 2024.

(Powerwall) we wspólną sieć[330]. AI zarządza w tym systemie ładowaniem i rozładowaniem tysięcy domowych baterii tak, by w razie niedoborów mocy w sieci stanowiły one skumulowaną rezerwę o mocy porównywalnej z elektrownią konwencjonalną (planowana moc VPP to ok. 250 MW). Jednocześnie, poszczególni prosumenci korzystają finansowo, uzyskując tańszą energię i wynagrodzenie za udostępnianie swoich urządzeń do pracy VPP. Do realizacji tak złożonego zadania niezbędne jest wykorzystanie algorytmów optymalizacyjnych, które w czasie rzeczywistym bilansują setki megawatów mocy rozproszonej. Sztuczna inteligencja uczy się zachowań odbiorców i wzorców pogodowych, by przewidywać zarówno produkcję PV, jak i zużycie energii, i na tej podstawie wyznacza harmonogram działania tysięcy urządzeń. W praktyce VPP włącza się do rynku energii – może np. oferować wygenerowaną z rozproszonej fotowoltaiki moc w aukcjach na rynku bilansującym lub reagować na sygnały cenowe, ograniczając popyt w szczytach (demand response). Według analiz Rocky Mountain Institute, wdrożenie wirtualnych elektrowni na dużą skalę może zastąpić budowę kosztownych rezerw mocy – szacuje się, że 60 GW negawattów uzyskanych poprzez VPP w USA pozwoliłoby zaoszczędzić 15–35 mld USD inwestycji w tradycyjne jednostki szczytowe w ciągu dekady[331]. Szczególną kategorią wirtualnych elektrowni są te zarządzające tylko agregatem prosumentów PV. W Europie przykładem komercyjnym jest VPP operatora Next Kraftwerke, który agreguje rozproszone źródła odnawialne (w tym tysiące instalacji PV) w Niemczech i sąsiednich krajach, dostarczając usługi regulacyjne operatorowi sieci przesyłowej. System AI tej firmy przetwarza dane meteorologiczne, informacje o stanie sieci oraz sygnały cenowe z giełdy energii, by sterować rozproszoną generacją – np. z wyprzedzeniem redukuje wytwarzanie PV przed spodziewanym nadmiarem mocy w systemie lub aktywuje magazyny energii w chwilach krytycznych, stabilizując częstotliwość. Takie działania były już wykorzystywane w praktyce, np. podczas częściowego zaćmienia Słońca w Europie, kiedy to wirtualne elektrownie płynnie zastąpiły spadek generacji fotowoltaicznej mocą z magazynów, zapobiegając gwałtownym wahaniom częstotliwości w sieci. To właśnie zastosowanie AI umożliwia koordynację tysięcy

[330] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040), Warszawa, 2021.

[331] IRENA & ILO, Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2023, International Renewable Energy Agency, 2023.

urządzeń w skali sekundowej – tradycyjne systemy SCADA nie poradziłyby sobie z tak rozproszonym i szybkim sterowaniem.

AI w zarządzaniu popytem i magazynami: Innym komercyjnym aspektem jest wykorzystanie algorytmów AI po stronie odbiorców energii do lepszego wykorzystania produkcji fotowoltaicznej. Inteligentne sterowniki domowe (smart home) potrafią na podstawie prognozy nasłonecznienia decydować np. o włączeniu urządzeń domowych (pralka, boiler) w godzinach największej generacji PV, aby zminimalizować oddawanie energii do sieci. W połączeniu z dynamicznymi taryfami cenowymi, AI może zarządzać ładunkiem pojazdów elektrycznych tak, by ładowały się w południe z nadwyżek słonecznych, a nie wieczorem w szczycie obciążenia. Skala tych działań rośnie, gdy wchodzi w grę agregacja – operatorzy systemów wykorzystują platformy oparte o AI do tzw. DSR (Demand Side Response), zachęcając setki odbiorców do zmiany harmonogramu zużycia energii. Przykładem jest program Cool Rewards firmy Arizona Public Service (APS) w USA, który z pomocą algorytmów zarządza pracą ponad 80 tys. inteligentnych termostatów w domach, chwilowo redukując zużycie klimatyzatorów w szczytach zapotrzebowania (145 MW redukcji). Podobne programy mogą być sprzężone z generacją PV – np. w dzień upalny, gdy klimatyzatory silnie pracują, a jednocześnie produkcja słoneczna jest wysoka, system AI może nieco podnieść temperaturę zadawaną w budynkach (zmniejszając obciążenie klimatyzacji) w zamian za wynagrodzenie dla klientów, co pozwoli przekierować więcej energii PV do sieci ogólnej. Takie elastyczne zarządzanie popytem zwiększa bezpieczeństwo systemu w okresach szczytowych obciążeń i pełni rolę „wirtualnego magazynu" dla nadwyżek PV. Warto zaznaczyć, że komercyjne wdrożenia AI w energetyce słonecznej obejmują również obszary planowania i rynku. Zaawansowane modele uczenia maszynowego wspomagają operatorów sieci w wyznaczaniu optymalnych lokalizacji przyłączenia nowych farm PV, analizując jednocześnie wpływ na stabilność sieci. W handlu energią, algorytmy AI (w tym techniki reinforcement learning) są wykorzystywane przez firmy obrotu do automatycznego składania ofert kupna/sprzedaży energii z farm fotowoltaicznych na giełdach, maksymalizując przychody producentów przy zachowaniu ograniczeń technicznych. Istnieją też inicjatywy łączące AI z blockchain – tzw. lokalne rynki energii P2P – gdzie społeczności prosumentów PV mogą handlować energią między sobą za pomocą inteligentnych kontraktów, a AI kojarzy transakcje

i dba o stabilność mikrosieci. Takie rozwiązania testowano m.in. w projektach pilotażowych w Niemczech i Niderlandach.

Podsumowując, sztuczna inteligencja stała się nieodłącznym elementem zaawansowanych systemów fotowoltaicznych. Komercyjne przykłady – od inteligentnych sieci, przez wirtualne elektrownie, po autonomiczne farmy PV – dowodzą, że AI znacząco zwiększa zdolność integracji dużej mocy słonecznej w systemie energetycznym bez uszczerbku dla jego bezpieczeństwa. Dzięki AI fotowoltaika może funkcjonować nie jako chaotyczny, nieprzewidywalny zasób, lecz jako stabilny i sterowalny element miksu energetycznego, współpracujący z siecią na równi z konwencjonalnymi elektrowniami. W efekcie rośnie pewność zasilania nawet przy wysokim udziale PV, co jest kluczowe z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego państwa transformującego swoją energetykę w kierunku źródeł odnawialnych.

7.3. Analiza skutków gospodarczych i społecznych wybranych wdrożeń

Dynamiczny rozwój fotowoltaiki oraz wdrażanie zaawansowanych systemów PV pociągają za sobą istotne skutki zarówno gospodarcze, jak i społeczne. W tym podrozdziale przeanalizowano wybrane wdrożenia (zarówno inwestycje w duże farmy PV, programy prosumenckie, jak i projekty integrujące AI w energetyce) pod kątem ich oddziaływania na gospodarkę (m.in. rynek pracy, koszty energii, bezpieczeństwo dostaw) oraz na społeczeństwo (akceptacja społeczna, zmiany w zachowaniu konsumentów, korzyści środowiskowe). Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne i import paliw: Rozwój fotowoltaiki przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez dywersyfikację źródeł i zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych. Dobitnie ukazał to kryzys energetyczny w Europie w latach 2021–2022. Dzięki rekordowym inwestycjom w PV, wiele krajów UE znacząco podniosło produkcję energii elektrycznej ze słońca, co pozwoliło ograniczyć zakupy gazu ziemnego na rynkach światowych w czasie, gdy jego ceny gwałtownie rosły. Według analiz think-tanku Ember, w okresie od maja do sierpnia 2022 r. energia słoneczna pokryła 12,2% zapotrzebowania na energię elektryczną UE, osiągając 99,4 TWh

– to aż o 28% więcej niż latem poprzedniego roku[332]. Szacuje się, że dzięki temu uniknięto importu około 20 mld m³ gazu ziemnego, co przy ówczesnych cenach przełożyło się na oszczędność rzędu 29 mld dolarów (ok. 120 mld zł) w wydatkach na paliwo w ciągu zaledwie 4 miesięcy. Przykład ten pokazuje wymierny efekt gospodarczy: fotowoltaika, jako krajowe źródło energii, działa jak tarcza ochronna w sytuacjach szoku podażowego na rynkach paliw. Również w Polsce znaczenie PV dla bezpieczeństwa dostaw rośnie – w letnich miesiącach 2023 roku udział fotowoltaiki w krajowej produkcji energii osiągnął rekordowe poziomy (w czerwcu ok. 10%, w lipcu 5% energii elektrycznej), podczas gdy jeszcze w 2018 r. był praktycznie zerowy[333]. Oznacza to mniejsze wykorzystanie elektrowni węglowych latem, oszczędność węgla oraz obniżenie zapotrzebowania na importowany gaz do szczytowych elektrowni. Tabela 27 przedstawia gwałtowny wzrost mocy zainstalowanej PV w Polsce na przestrzeni ostatnich lat – znacznie przekraczający założenia rządowej Polityki energetycznej Polski 2040 (dla porównania, PEP2040 zakładała osiągnięcie 7 GW mocy PV dopiero w 2030 r. [334], podczas gdy w rzeczywistości poziom ten przekroczono już w roku 2021). Można zatem stwierdzić, że rozwój fotowoltaiki stał się jednym z filarów poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju, przyczyniając się do zmniejszenia deficytu energetycznego i uniezależnienia części produkcji energii od czynników geopolitycznych.

Tabela 27. Liczba prosumenckich mikroinstalacji PV oraz ich łącznej mocy zainstalowanej w Polsce w latach 2019–2023

Rok	Liczba mikroinstalacji PV (narastająco)	Łączna moc zainstalowana mikroinstalacji PV (GW)
2019	~155 tys.	~0,9 GW
2020	~457 tys.	~3,0 GW
2021	~900 tys.	~6,7 GW
2022	~1,2 mln	~9,0 GW
2023	~1,4 mln	~11,3 GW

Źródło: opracowanie własne.

[332] Ember, Record solar summer helps avoid €29bn in gas imports in EU, raport Ember Climate, 2022.

[333] Tarasewicz A., Protesty przeciwko farmom PV zdarzają się sporadycznie. Ważna jest edukacja i komunikacja, Globenergia.pl, 2022.

[334] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040), Warszawa, 2021.

Polska stanowi tu ciekawy przykład gwałtownej prosumpcyjnej transformacji energetycznej. Impuls do rozwoju mikroinstalacji dał m.in. program rządowych dotacji „Mój Prąd" (kolejne edycje od 2019 r.), oferujący gospodarstwom domowym dofinansowanie inwestycji w fotowoltaikę. W efekcie w ciągu zaledwie trzech lat liczba prosumentów wzrosła niemal dziesięciokrotnie (tabela 27), a Polska z niemal zerowego punktu startu stała się jednym z liderów UE pod względem przyrostu nowych mocy PV. Skutki gospodarcze tego zjawiska są wielorakie. Z jednej strony utworzył się nowy sektor przemysłu i usług – firmy fotowoltaiczne, producenci komponentów, instalatorzy. Według szacunków Międzynarodowej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii (IRENA) globalnie sektor energii słonecznej stał się największym pracodawcą spośród OZE: w 2022 r. w fotowoltaice było zatrudnionych około 4,9 mln osób, co stanowiło 36% wszystkich miejsc pracy w OZE. Do 2023 r. liczba ta wzrosła do ponad 7 mln (44% wszystkich etatów w OZE) wskutek rekordowych inwestycji na całym świecie[335]. W Polsce dokładne dane są szacowane, ale eksperci oceniali, że boom fotowoltaiczny wygenerował zapotrzebowanie na dziesiątki tysięcy nowych pracowników – od inżynierów projektantów, przez instalatorów, elektryków, po specjalistów ds. IT i analityki danych w branży energetycznej[336]. Rozwój PV wpisuje się więc w tworzenie zielonych miejsc pracy i stymulowanie innowacji. Z drugiej strony należy zauważyć, że subsydiowanie mikroinstalacji wiązało się z obciążeniem budżetu państwa (program „Mój Prąd" wydał w pierwszych edycjach ponad 1 mld zł na dotacje). Jednakże analiza makroekonomiczna wskazuje, że korzyści przewyższają koszty: zmniejszony import surowców energetycznych, nowe wpływy podatkowe z rozwijającego się sektora PV oraz oszczędności środowiskowe (unikanie kosztów emisji CO_2) przekładają się na dodatni bilans dla gospodarki. Co więcej, masowy przyrost prosumentów zmienił profil zapotrzebowania na energię w Polsce – w słoneczne dni południowe szczyty zapotrzebowania są teraz częściowo pokrywane przez generację rozproszoną, co odciąża sieć przesyłową i zmniejsza konieczność uruchamiania drogich rezerw mocy (np. gazowych). Operator sieci odnotował jednak również wyzwania: miejscami nadpodaż energii słonecznej w południe zmuszała do redukcji mocy konwencjonalnych

[335] Ember, Record solar summer helps avoid €29bn in gas imports in EU, Raport Ember Climate, 2022.

[336] B. Blaczkowska, Mieszkańcy w Lubuskiem nie chcą olbrzymich farm PV, Gramwzielone.pl, 26.06.2024.

bloków (tzw. minimum techniczne elektrowni węglowych zostało osiągnięte kilkakrotnie w 2022–2023). Było to zarzewiem dyskusji o kosztach regulacyjnych – ale właśnie tu wkraczają opisywane wcześniej rozwiązania smart grid i magazyny, które wdrażane są równolegle, aby zminimalizować negatywne skutki i umożliwić dalszy wzrost PV bez uszczerbku dla bezpieczeństwa sieci.

Koszty energii dla odbiorców i efekty społeczne: Upowszechnienie fotowoltaiki niesie ze sobą wymierne korzyści ekonomiczne dla obywateli, ale rodzi też pytania o sprawiedliwość i akceptację społeczną. Pozytywnym skutkiem jest z pewnością obniżenie rachunków za prąd dla prosumentów posiadających własne instalacje. W modelu net-meteringu (opustów) funkcjonującym do 2022 r. wielu prosumentów mogło zbilansować niemal całość swojej rocznej konsumpcji energią wyprodukowaną latem, co skutkowało znacznym obniżeniem kosztów utrzymania gospodarstw domowych. Jest to istotny efekt społeczny – mikroinstalacje PV stały się formą zabezpieczenia przed wzrostem cen energii dla setek tysięcy rodzin, zwiększając ich indywidualne bezpieczeństwo energetyczne. Z drugiej strony pojawiła się dyskusja o sprawiedliwości podziału kosztów – czy prosumenci korzystający z sieci jako "wirtualnego magazynu" nie przerzucają części kosztów utrzymania systemu na innych odbiorców. W odpowiedzi wprowadzono od 2022 r. nowy model rozliczeń (net-billing), w którym nadwyżki są sprzedawane po cenach rynkowych. Zmiana ta wywołała kontrowersje społeczne – część prosumentów poczuła się zaskoczona pogorszeniem warunków ekonomicznych i protestowała przeciw zmianom prawa (m.in. petycje i akcje w mediach społecznościowych w początku 2022 r.). Ostatecznie jednak rozwój PV nie zahamował, a debata uwydatniła potrzebę wypracowania długofalowego, sprawiedliwego modelu dla wszystkich uczestników rynku energii.

Akceptacja społeczna dużych inwestycji PV: Na ogół energia słoneczna cieszy się w Polsce wysokim poparciem społecznym – postrzegana jest jako czysta i nieuciążliwa. Jednak wraz z pojawianiem się projektów wielkoskalowych farm fotowoltaicznych (rzędu setek MW) zaczęły występować lokalne napięcia. Inwestycje takie zajmują duże obszary terenu, co budzi obawy mieszkańców gmin dotyczące m.in. wpływu na krajobraz, wartość gruntów, a nawet niesprecyzowane lęki o „promieniowanie" czy oddziaływanie na przyrodę. Przykładowo w 2024 r. w gminie Przewóz (woj. lubuskie) społeczność zdecydowanie zaprotestowała przeciwko planom budowy ogromnej farmy PV o mocy 300 MW (na ok.

500 ha), pomimo starań inwestora, by przedstawić korzyści przedsięwzięcia[337]. Mieszkańcy czuli się niedostatecznie poinformowani i obawiali negatywnych skutków, co doprowadziło do zorganizowanych protestów i petycji sprzeciwu. Takie sytuacje należą jednak nadal do rzadkości – eksperci wskazują, że konflikty społeczne wokół farm PV zdarzają się sporadycznie i można im zapobiegać poprzez rzetelną edukację i dialog z lokalną społecznością[338]. Ważne jest odpowiednie włączenie mieszkańców w proces planowania (np. spotkania informacyjne przez gminę, wyjaśnienie kwestii środowiskowych, przedstawienie spodziewanych korzyści dla regionu). Transparentność inwestora i uwzględnienie części postulatów mieszkańców (choćby poprzez korekty planu zagospodarowania czy oferowanie lokalnym podmiotom udziału w zyskach z farmy) znacznie zwiększają akceptację. Z perspektywy społecznej, duże projekty PV mogą również przynosić wymierne korzyści lokalne – dodatkowe wpływy z podatków do gmin, tworzenie miejsc pracy przy budowie i obsłudze, czy fundusze wspierające lokalne inicjatywy (inwestorzy często oferują takie formy rekompensaty). Tam, gdzie mieszkańcy widzą dla siebie konkretne profity, opór maleje. Ogólnie rzecz biorąc, postawy społeczne wobec fotowoltaiki są pozytywne, a poziom akceptacji znacznie wyższy niż np. wobec energetyki wiatrowej na lądzie – głównie z uwagi na mniejszą uciążliwość i praktyczny brak negatywnego wpływu farm PV na otoczenie (są ciche, nie emitują zanieczyszczeń). Niemniej jednak, istotne jest prowadzenie świadomej polityki informacyjnej i partycypacyjnej, aby utrzymać wysokie poparcie społeczne dla dalszej ekspansji PV, zwłaszcza gdy projekty wkraczają do nowych regionów i większej skali.

Efekty środowiskowe i zdrowotne: Choć fotowoltaika jest odnawialnym źródłem energii, jej masowe wdrożenie niesie także pewne wyzwania środowiskowe, co pośrednio wpływa na odbiór społeczny. Pozytywnym skutkiem jest oczywiście redukcja emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. Według danych Ministerstwa Klimatu, produkcja 1 MWh energii z PV w Polsce pozwala uniknąć emisji ok. 0,8 t CO_2 (wypierając energię z węgla). Przy obecnej skali generacji rzędu 8–10 TWh rocznie, fotowoltaika redukuje krajowe emisje o ok. 6–8 mln ton CO_2 rocznie. Dla społeczeństwa oznacza to ograniczenie negatywnych skutków zmiany klimatu w przyszłości, ale też poprawę

[337] B. Blaczkowska, Mieszkańcy w Lubuskiem nie chcą olbrzymich farm PV, Gramwzielone.pl, 26.06.2024.

[338] A. Tarasewicz, Protesty przeciwko farmom PV zdarzają się sporadycznie. Ważna jest edukacja i komunikacja, Globenergia.pl, 2022.

jakości powietrza lokalnie – mniejsza produkcja w elektrowniach węglowych to mniej pyłów i szkodliwych gazów, co przekłada się na korzyści zdrowotne (mniej chorób układu oddechowego, niższe koszty opieki zdrowotnej). Z drugiej strony pojawiają się kwestie zagospodarowania dużych powierzchni pod farmy PV – zajmowanie gruntów rolnych budzi obawy o krajobraz i bioróżnorodność. Na szczęście możliwe są rozwiązania kompromisowe: rozwija się koncepcja agrifotowoltaiki (łączenia upraw rolnych z panelami), jak i instalacje na nieużytkach czy terenach poprzemysłowych. Po zakończeniu eksploatacji (żywotność paneli ok. 25-30 lat) pojawi się wyzwanie utylizacji lub recyklingu dużej ilości paneli – już teraz branża przygotowuje systemy recyklingu krzemu, szkła i metali z modułów, co może stać się kolejnym sektorem gospodarki o obiegu zamkniętym.

Podsumowując, wdrożenia zaawansowanych systemów fotowoltaicznych niosą przeważnie pozytywne skutki gospodarcze i społeczne: tworzą miejsca pracy, obniżają koszty energii dla obywateli, wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne kraju i poprawiają stan środowiska. Wyzwania – takie jak zapewnienie akceptacji społecznej dużych inwestycji, sprawiedliwe rozłożenie kosztów transformacji czy rozwiązanie kwestii infrastrukturalnych – mogą być skutecznie adresowane poprzez odpowiednią politykę i dialog. Społeczeństwo polskie w dużej mierze utożsamia rozwój fotowoltaiki z modernizacją i niezależnością energetyczną, co jest dobrą podstawą do kontynuacji tej ścieżki rozwoju w kolejnych latach.

7.4. Czynniki sukcesu i ryzyka przy implementacji nowych rozwiązań

Implementacja nowych, zaawansowanych rozwiązań fotowoltaicznych – takich jak opisane powyżej mikrosieci, wirtualne elektrownie czy systemy AI w energetyce – zależy od szeregu czynników sprzyjających oraz napotyka różnorodne ryzyka[339]. Analiza tych uwarunkowań ma znaczenie kluczowe dla decydentów i inwestorów planujących działania zwiększające bezpieczeństwo energetyczne państwa poprzez rozwój PV. Poniżej zidentyfikowano najważniejsze czynniki sukcesu (warunki, które muszą zostać spełnione, by wdroże-

[339] N. Hatziargyriou, Microgrids: Architectures and Control, Wiley-IEEE Press, 2014.

nia powiodły się) oraz czynniki ryzyka (które mogą zahamować lub utrudnić implementację innowacji).

Czynniki sukcesu

Spójne ramy prawno-regulacyjne: Jednym z najważniejszych warunków powodzenia wdrożeń jest istnienie przejrzystego i stabilnego otoczenia prawnego. Uchwalenie przepisów umożliwiających funkcjonowanie nowych modeli (np. klastrów energii, agregatorów, mikrosieci) jest bazą do ich rozwoju. Polska doświadczyła opóźnień w implementacji niektórych dyrektyw UE (np. dotyczących społeczności energetycznych), co hamowało inicjatywy oddolne. Sukces krajów takich jak Niemcy czy Dania w rozwoju OZE wynikał m.in. z wczesnego wprowadzenia przyjaznych regulacji – prawa do wytwarzania energii na własny użytek, taryf gwarantowanych czy ram dla umów PPA. W kontekście PV, czynnikami sukcesu są np. uregulowanie zasad działania wirtualnych elektrowni (aby agregatorzy mogli uczestniczyć w rynku bilansującym) czy uproszczenie procedur przyłączania instalacji i magazynów do sieci. Stabilność prawa (brak nagłych, retroaktywnych zmian) buduje zaufanie inwestorów – przykład Hiszpanii, gdzie gwałtowne wycofanie się rządu z taryf FiT dekadę temu spowodowało krach inwestycji, jest przestrogą. Z kolei jasna strategia państwa (np. aktualizacja PEP2040 z bardziej ambitnymi celami PV, zgodnymi z realnym trendem wzrostowym) stanowi sygnał dla rynku i może stymulować napływ kapitału.

Wsparcie finansowe i mechanizmy rynkowe: Kolejnym czynnikiem jest dostępność finansowania na etapie wprowadzania nowości. Innowacyjne projekty (mikrosieci hybrydowe, systemy AI) często wymagają początkowo wsparcia publicznego – dotacji, programów NCBR, ulg podatkowych – zanim staną się opłacalne same w sobie. Sukces wielu technologii OZE nie byłby możliwy bez mechanizmów jak feed-in tariffs, aukcje czy ulgi inwestycyjne. W Polsce programy takie jak Mój Prąd (dla mikroinstalacji) czy dotacje z UE na magazyny energii okazały się efektywne w pobudzaniu rynku. Równie ważne jest stworzenie odpowiednich sygnałów rynkowych: np. rynek mocy czy rynek usług elastyczności mogą wynagrodzić za dostępność mocy z magazynów lub redukcję popytu, co zachęca do inwestycji w te rozwiązania wspomagające integrację PV. Internalizacja kosztów zewnętrznych (np. poprzez ceny uprawnień do emisji CO_2) to kolejny element – im bardziej emisje są kosztowne, tym bardziej opłaca się stawiać na fotowoltaikę i technologie wspierające jej

integrację. Długoterminowe sygnały cenowe (kontrakty CfD, umowy PPA) obniżają ryzyko inwestycyjne. Podsumowując: łatwy dostęp do kapitału (kredyty preferencyjne, inwestorzy instytucjonalni) oraz dobrze zaprojektowane mechanizmy rynkowe stanowią kręgosłup sukcesu transformacji energetycznej z PV.

Akceptacja społeczna i zaangażowanie interesariuszy: Jak wskazano w poprzednim podrozdziale, wsparcie lokalnych społeczności i interesariuszy jest warunkiem pomyślnej realizacji projektów. Czynnikami sukcesu są tu: prowadzenie dialogu z mieszkańcami, transparentność inwestycji, oferowanie współudziału (np. możliwość objęcia udziałów przez samorząd lub mieszkańców, lokalne fundusze). W krajach takich jak Dania rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej odbył się przy dużym udziale spółdzielni lokalnych – model prosumencki buduje poczucie współwłasności i dumy z projektu, co zwiększa akceptację. Również edukacja społeczeństwa na temat korzyści z OZE i rozwianie mitów (np. dotyczących rzekomego negatywnego wpływu farm PV na zdrowie czy środowisko) jest kluczowa. Im większa świadomość ludzi, tym łatwiej o poparcie dla innowacji energetycznych. Dodatkowo, wysoka akceptacja polityczna (ponad podziałami) transformacji ku OZE zapewnia ciągłość działań niezależnie od zmian rządów – to również czynnik sukcesu, gdyż projekty energetyczne mają horyzont dłuższy niż jedna kadencja.

Dojrzałość technologiczna i infrastrukturalna: Sukces wdrożeń zależy wprost od stanu technologii. W ostatnich latach fotowoltaika dojrzała – ceny paneli spadły o 80% w ciągu dekady, a sprawności ogniw wzrosły, co uczyniło projekty PV opłacalnymi rynkowo. Podobnie magazyny energii – spadek cen baterii litowo-jonowych (o ok. 85% od 2010 r.) oraz rozwój nowych typów (przepływowe, Na-Jon) sprawił, że bilansowanie PV stało się wykonalne finansowo. Czynnikami sukcesu są tu dalsze innowacje technologiczne: np. rozwój tańszych magazynów długotrwałych, postępy w materiałach PV (perowskity, ogniwa tandemowe o wyższej sprawności) czy standaryzacja systemów zarządzania energią. Równie ważna jest infrastruktura sieciowa – modernizacja sieci dystrybucyjnych (linie, transformatory, systemy teleinformatyczne) tak, by mogły przyjąć duży procent generacji rozproszonej. Inwestycje w cyfryzację sieci (smart metering, zdalne sterowanie) to czynnik umożliwiający skalowanie rozwiązań opartych na AI. Wreszcie, wysoko wykwalifikowane kadry – sukces zależy od dostępności ekspertów w dziedzinie energetyki, IT, telekomunikacji, którzy zaprojektują, wdrożą i będą utrzymywać nowe systemy.

W Polsce rośnie liczba programów kształcenia w obszarze OZE i inteligentnych sieci, co sprzyja budowaniu zasobów ludzkich dla transformacji.

Współpraca międzynarodowa i standaryzacja: Zaawansowane systemy energetyczne mają charakter globalny – sukces wdrożeń w jednym kraju często zależy od doświadczeń i standardów wypracowanych gdzie indziej. Udział Polski w inicjatywach UE (np. projektach Horyzont Europa dotyczących integracji OZE, wymianie danych w ramach ENTSO-E) pozwala czerpać z najlepszych praktyk. Standaryzacja protokołów komunikacyjnych (np. IEEE 2030.5 dla DER) i interoperacyjność urządzeń to czynniki ułatwiające implementację (zmniejszają ryzyko wiązania się z jednym dostawcą i obniżają koszty). Również dostęp do funduszy UE (Fundusz Modernizacyjny, środki na transformację) znacząco zwiększa szanse powodzenia ambitnych projektów, redukując obciążenia krajowe.

Czynniki ryzyka

Ryzyko regulacyjne i polityczne: Największym zagrożeniem dla ciągłości wdrożeń jest niestabilność prawa lub niekorzystne decyzje polityczne. Przykłady z przeszłości (jak wspomniane wycofanie wsparcia w Hiszpanii, czy niepewność co do kształtu systemu opustów w Polsce) pokazują, że zmiana regulacji może zahamować inwestycje niemal z dnia na dzień. Inwestorzy obawiają się ryzyka retroaktywnych zmian (np. dodatkowego opodatkowania instalacji PV – tzw. „podatek od słońca" był kiedyś rozważany w niektórych krajach). Również przedłużające się procedury administracyjne stanowią ryzyko – jeśli uzyskanie pozwoleń na farmę PV trwa wiele lat, inwestycja może stracić sens ekonomiczny[340]. W Polsce barierą bywa długotrwałe oczekiwanie na warunki przyłączenia i pozwolenia środowiskowe. Zahamowanie woli politycznej dla OZE (np. pod wpływem lobby konwencjonalnego) także może spowolnić transformację – ryzykiem jest np. wprowadzenie nieproporcjonalnych opłat lub ograniczeń dla prosumentów, co podważy opłacalność nowych projektów. Dlatego tak ważkie jest utrzymanie szerokiego konsensusu co do kierunku rozwoju energetyki.

Ryzyko finansowe i rynkowe: Mimo że koszty fotowoltaiki spadły, to wciąż rozwój nowych rozwiązań (mikrosieci, VPP) wymaga znacznych inwestycji

[340] PKP Energetyka, Wodorowa rewolucja na kolei coraz bliżej – powstanie pierwsza polska mikrosieć trakcyjna z wykorzystaniem elektrolizerów, Komunikat prasowy, 03.02.2022.

kapitałowych. Wysokie stopy procentowe lub ograniczony dostęp do kredytów mogą spowolnić tempo wdrożeń – inwestorzy mogą odkładać decyzje, jeśli koszt kapitału rośnie. Wahania cen surowców (np. krzemu, litu) wpływają na ceny paneli i baterii – jak pokazał rok 2021, przerwy w łańcuchach dostaw (przez pandemię) chwilowo odwróciły trend spadkowy cen modułów. Koncentracja geograficzna produkcji komponentów stanowi tu ryzyko strategiczne: obecnie ponad 80% światowej produkcji polikrzemu i ogniw PV odbywa się w Chinach[341]. W razie napięć handlowych lub innych zakłóceń dostawy mogą zostać ograniczone, co dla importujących krajów (jak Polska) oznaczałoby opóźnienia w projektach i wzrost kosztów. Odpowiedzią może być dywersyfikacja dostaw i rozwój własnego przemysłu (UE tworzy programy wspierające budowę fabryk paneli w Europie). Kolejnym ryzykiem rynkowym jest zmienność cen energii – paradoksalnie, duża podaż z PV w słoneczne dni prowadzi do spadku cen hurtowych, co obniża przychody producentów (tzw. efekt kanibalizacji). Jeśli model biznesowy farm PV nie uwzględnia tego zjawiska, może dojść do rozczarowań inwestorów. Rozwiązaniem są kontrakty PPA po stałych cenach lub uzupełnienie instalacji o magazyny, by sprzedawać energię drożej poza szczytem nasłonecznienia.

Ryzyko technologiczne i operacyjne: Wdrażanie nowych technologii zawsze niesie ryzyko, że nie spełnią one pokładanych w nich oczekiwań albo wystąpią nieprzewidziane problemy. Przykładowo, algorytmy AI mogą działać dobrze w warunkach testowych, ale w rzeczywistym środowisku sieci mogą pojawić się skrajne przypadki, z którymi sobie nie poradzą (tzw. ryzyko „czarnej skrzynki" – trudność przewidzenia wszystkich decyzji podejmowanych przez uczący się system)[342]. Cyberbezpieczeństwo to tu krytyczne zagadnienie: im bardziej polegamy na cyfrowym sterowaniu i komunikacji, tym bardziej system narażony jest na ataki hakerskie. Już odnotowano przypadki włamań do inwerterów fotowoltaicznych czy ładowarek EV – skoordynowany atak mógłby teoretycznie zdestabilizować sieć. Dlatego brak odpowiednich zabezpieczeń stanowi istotne ryzyko. Również awarie sprzętu lub klęski żywiołowe mogą zagrozić nowym systemom – np. długotrwała seria pochmurnych dni przy niewystarczających rezerwach energii mogłaby przetestować granice lo-

[341] IRENA & ILO, Renewable Energy and Jobs-Annual Review 2023, International Renewable Energy Agency, 2023.

[342] Magazyn Fotowoltaika, Sztuczna inteligencja jako katalizator dynamicznego rozwoju fotowoltaiki w 2025 roku, 2023.

kalnej mikrosieci zasilanej głównie PV. Konieczne jest zatem projektowanie z pewnym nadmiarem i planowanie scenariuszy awaryjnych (generatory rezerwowe, połączenia z siecią nadrzędną). Kolejnym wyzwaniem technicznym jest skalowalność – rozwiązania działające w małej skali muszą zostać odpowiednio zaadaptowane do skali krajowej. Np. zarządzanie tysiącem urządzeń może się powieść, ale czy tym samym systemem da się sterować milionem? To pytanie, na które praktyka dopiero odpowie – a w międzyczasie trzeba być przygotowanym na optymalizację lub zmianę podejścia.

Ryzyko społeczne i środowiskowe: Choć akceptacja społeczna została wymieniona jako czynnik sukcesu, istnieje też ryzyko jej utraty. Może się tak stać, jeśli np. koszty transformacji zostaną odebrane jako nadmierne obciążenie gospodarstw domowych (np. wzrost opłat sieciowych w rachunkach prądu w związku z modernizacją sieci dla PV). Jeżeli narracja publiczna zostanie zdominowana przez negatywne przekazy (czasem oparte na dezinformacji), poparcie dla OZE może słabnąć. Ryzykiem jest też zmęczenie społeczne ciągłymi zmianami – np. prosumenci zniechęceni zmianą systemu opustów mogą mniej entuzjastycznie podchodzić do nowych programów. Dlatego tak ważne jest prowadzenie spójnej polityki informacyjnej i pokazywanie sukcesów (np. konkretnych oszczędności, nowych miejsc pracy, unikania kryzysów). Od strony środowiskowej, potencjalnym ryzykiem są niewłaściwe praktyki utylizacji paneli po okresie ich życia – jeżeli nie zostaną zorganizowane systemy recyklingu, za 20-30 lat może powstać problem odpadów fotowoltaicznych, co wykorzystają oponenci transformacji jako argument przeciw (mimo że skala problemu jest nieporównanie mniejsza niż np. odpady górnicze czy popioły z elektrowni). Należy zatem już teraz budować łańcuch recyklingu PV, by zneutralizować to ryzyko.

Podsumowując, implementacja zaawansowanych systemów fotowoltaicznych powiedzie się, jeśli zostaną spełnione kluczowe warunki: stabilne i sprzyjające regulacje, zapewnione finansowanie i bodźce rynkowe, akceptacja i udział społeczny, dojrzałość technologiczna i wzmocniona infrastruktura sieciowa. Jednocześnie, konieczna jest stała monitoring i zarządzanie ryzykiem – zarówno regulacyjnym (przewidywanie skutków decyzji politycznych), finansowym (ubezpieczenia, dywersyfikacja dostaw), technologicznym (cyberbezpieczeństwo, testy niezawodności) jak i społecznym (transparentność, edukacja). Państwo może odegrać tu rolę katalizatora sukcesu, koordynując działania i usuwając bariery. W kontekście bezpieczeństwa energetycznego, korzyści

z rozwoju innowacji fotowoltaicznych – w postaci czystszej, tańszej i bardziej suwerennej energetyki – znacznie przewyższają potencjalne zagrożenia. Niemniej jednak, tylko świadome zarządzanie wymienionymi czynnikami sukcesu i ryzyka pozwoli w pełni zrealizować ten potencjał i zapewnić pomyślną kontynuację transformacji energetycznej opartej na zaawansowanych systemach PV.

VIII Perspektywy i kierunki rozwoju

8.1. Prognozy globalne i krajowe rozwoju fotowoltaiki do 2050 roku

Globalny rozwój fotowoltaiki (PV) w pierwszej połowie XXI wieku cechuje się wykładniczym trendem wzrostowym, napędzanym spadkiem kosztów technologii, politykami wspierającymi OZE oraz koniecznością redukcji emisji CO₂. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) szacuje, że moc zainstalowana systemów PV zwiększyła się 20-krotnie między 2010 a 2020 rokiem, z ok. 40 GW do ponad 710 GW[343]. W 2022 r. całkowita moc fotowoltaiki na świecie przekroczyła 1 185 GW, co odpowiada >6% globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Dynamiczny rozwój odzwierciedla również gwałtowny spadek kosztów: średni koszt wytwarzania energii elektrycznej z PV zmalał o ok. 82% w latach 2010–2019. Dzięki temu fotowoltaika z niszowej technologii stała się mainstreamowym źródłem energii, konkurencyjnym kosztowo z paliwami kopalnymi na wielu rynkach.

[343] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Capacity Statistics 2023, Abu Dhabi 2023.

Tabela 28. Porównanie scenariuszy rozwoju fotowoltaiki – świat vs Polska (wybrane punkty w czasie)

Rok	Świat – moc PV (scenariusz *Net Zero*)	Świat – moc PV (scenariusz *Stated Policies*)	Polska – moc PV (wg PEP2040)
2020	710 GW	710 GW	3,9 GW
2022	1 185 GW	1 185 GW	12,4 GW
2030	~4 000 GW	~3 000 GW (przy obecnych zobowiązaniach)	27 GW (cel PEP2040)
2040	~10 000 GW (Neutralność klimatyczna)	~4 000–5 000 GW (biznes-jak-zwykle)	45 GW (cel PEP2040)
2050	~14 000 GW (dominacja OZE)	~5 000 GW (ograniczony rozwój)	– (brak oficjalnego celu)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IEA, IRENA oraz PEP2040.[344,345,346,347]

Prognozy długoterminowe do 2050 r. rozpatrywane przez instytucje międzynarodowe wskazują na możliwość dalszego 20-krotnego wzrostu mocy PV względem stanu obecnego. W scenariuszu Net Zero 2050 (osiągnięcia neutralności klimatycznej) IEA zakłada, że łączna moc fotowoltaiki może osiągnąć nawet *~14 TW* (14 000 GW) około 2050 r.. Oznacza to, że fotowoltaika stałaby się największym pojedynczym źródłem energii elektrycznej na świecie, dostarczając ponad 20% całkowitej podaży energii. Równolegle Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w scenariuszu 1.5°C przewiduje zbliżony rząd wielkości – ~14 TW mocy PV w 2050 przy realizacji ambitnych celów klimatycznych. Dla porównania, scenariusze konserwatywne zakładające realizację tylko dotychczas zadeklarowanych polityk (tzw. *Stated Policies*) wskazują na wolniejszy wzrost – rzędu 4–5 TW do 2050 r.. Należy jednak podkreślić, że historycznie oficjalne projekcje często nie doszacowywały faktycznego przyrostu mocy PV – przykład stanowią raporty IEA z minionej dekady, które systematycznie korygowano w górę wraz z szybszym niż przewidywano rozwojem fotowoltaiki. Na poziomie regionalnym

[344] International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway, Abu Dhabi 2022.

[345] Forum Energii, Polska energetyka 2050 – 4 scenariusze, Raport, Warszawa 2019.

[346] International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway, Abu Dhabi 2022.

[347] S. Cevik, M. Toure, Energy Security and the Green Transition, IMF Working Paper WP/24/6, Waszyngton 2024.

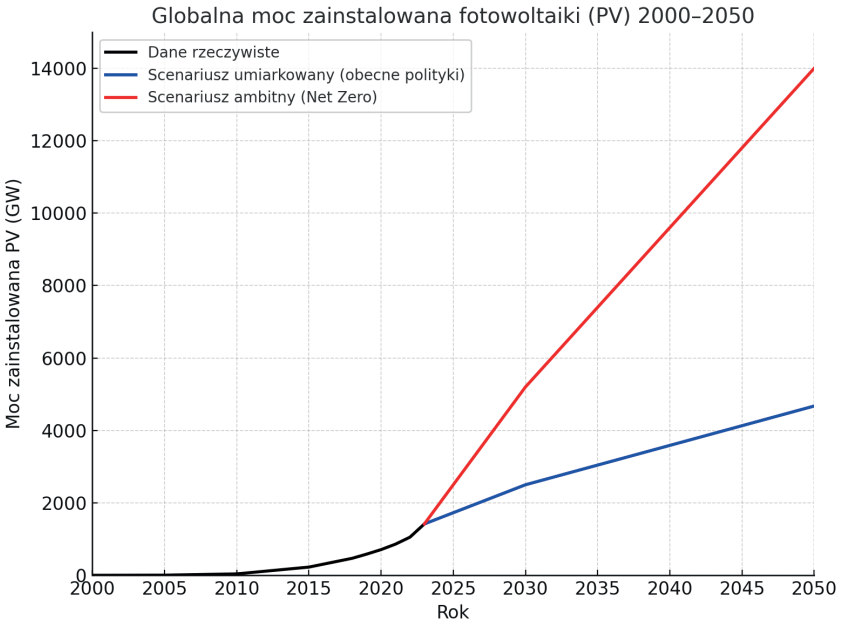
i krajowym trend przyspieszenia inwestycji w PV również jest wyraźny. Unia Europejska, dążąc do realizacji pakietu *Fit for 55* i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, stawia na masowy rozwój OZE. Nowelizacja dyrektywy EPBD (Energy Performance of Buildings) zakłada, że od 2028 r. wszystkie nowe budynki użyteczności publicznej, a od 2030 r. wszystkie nowe budynki mieszkalne w UE będą zeroemisyjne, co de facto wymusza integrację paneli fotowoltaicznych lub równoważnych źródeł na budynkach. W rezultacie potencjał rozproszonych mikroinstalacji PV wzrośnie. Prognozy dla UE wskazują możliwość osiągnięcia ok. 1 000 GW mocy PV już w 2030 r. (wobec ~165 GW w 2022 r.), jeśli wdrożone zostaną cele REPowerEU. Liderem światowym jest obecnie Chiny – w 2022 r. zainstalowały ponad 100 GW nowych mocy (ok. 60% przyrostu globalnego), a ich łączna moc PV (~390 GW) stanowi 1/3 światowej. Tak dynamiczny rozwój w Azji przekłada się także na inicjatywy przemysłowe – Chiny kontrolują ok. 80% łańcucha dostaw paneli słonecznych (produkcja polikrzemu, ogniw i modułów), co stanowi wyzwanie dla dywersyfikacji dostaw technologii.

Polska doświadczyła bezprecedensowego boomu fotowoltaicznego w latach 2018–2023. Moc zainstalowana PV wzrosła z poziomu ok. *0,1 GW w 2010 r.* do *~3,9 GW w 2020 r.*, by następnie przyspieszyć do *~7 GW w 2021* i ~12,4 GW na koniec 2022 r.. Według danych Agencji Rynku Energii łączna moc PV w Polsce przekroczyła już 19 GW w połowie 2024 r., co oznacza, że Polska należy do najszybciej rozwijających się rynków PV w Europie (obok Niemiec, Hiszpanii i Holandii). Głównym motorem wzrostu był program prosumencki *Mój Prąd* oraz ulga termomodernizacyjna, które spowodowały lawinowy przyrost mikroinstalacji na dachach gospodarstw domowych. Polityka energetyczna Polski do 2040 (PEP2040) w pierwotnej wersji zakładała osiągnięcie *5–7 GW PV do 2030* i *10–16 GW do 2040*, jednak cele te zostały już znacznie przekroczone. W zaktualizowanych założeniach (2022) przyjęto ambitniejsze wartości: 27 GW w 2030 i 45 GW w 2040 r.. Mimo to analizy wskazują, że nawet te prognozy mogą okazać się zachowawcze – tempo instalacji z lat 2020–2023 sugeruje możliwość osiągnięcia ~30 GW jeszcze przed 2030 r. W dłuższej perspektywie transformacja ku neutralności klimatycznej do 2050 r. będzie wymagać dalszej ekspansji OZE. Scenariusze eksperckie zakładają, że dla zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną (330–360 TWh w 2050 przy pełnej elektryfikacji gospodarki, wobec ~170 TWh w 2020) udział źródeł odnawialnych w wytwarzaniu prądu

powinien przekroczyć 70%. Oznacza to konieczność zainstalowania dziesiątek gigawatów mocy PV i wiatrowych. Według Instytutu Energetyki Odnawialnej potencjał fotowoltaiki w Polsce w 2050 r. może wynieść nawet ~100 GW, jeśli wykorzystane zostaną dostępne przestrzenie (dachy, farmy na gruntach marginalnych) i magazyny energii umożliwiające pracę systemu ze znacznym udziałem niesterowalnych źródeł PV oraz wiatru[348]. Dla porównania, w scenariuszu zachowawczym (kontynuacja miksu opartego w dużej mierze na gazie i węglu) moc PV mogłaby osiągnąć tylko 20–30 GW, co oznacza niewykorzystany potencjał i konieczność utrzymania dużego importu paliw kopalnych.

Podsumowując, globalne i krajowe prognozy rozwoju fotowoltaiki do 2050 r. wskazują na utrzymanie trendu wzrostowego**,** przy czym skala tego wzrostu zależeć będzie od polityk i scenariuszy. Rysunek 18 ilustruje historyczny wzrost mocy PV oraz możliwe ścieżki do 2050 r. dla świata w scenariuszu umiarkowanym vs. ambitnym. W Polsce fotowoltaika z marginalnego źródła stała się w ciągu dekady istotnym elementem miksu energetycznego, a realizacja długofalowych celów bezpieczeństwa i klimatycznych będzie wymagała dalszej intensyfikacji inwestycji w PV. Co ważne, wyzwania związane z tak dynamicznym rozwojem (np. integracja z siecią, magazynowanie, zapewnienie elastyczności) są przedmiotem kolejnych podrozdziałów niniejszego rozdziału. Historyczne dane (czarna linia) – Globalna moc zainstalowana PV wzrosła z zaledwie 1,5 GW w 2000 r. do ponad 1 TW na koniec 2022 r., osiągając około 1,4 TW (1419 GW) na koniec 2023 r.. To efekt dynamicznych przyrostów mocy w ostatnich latach (np. +346 GW w samym 2023 r.), napędzanych spadkiem kosztów i politykami wspierającymi OZE.

[348] Forum Energii, *Polska energetyka 2050 – 4 scenariusze*, Raport, Warszawa 2019.



Rysunek 18. Globalna moc zainstalowanej fotowoltaiki (PV) w latach 2000–2050

Źródło: opracowanie własne danych IEA i IRENA.[349,350]

Scenariusz umiarkowany – obecne polityki (niebieska linia) – Przy kontynuacji obecnych trendów i zobowiązań politycznych tempo wzrostu mocy PV stopniowo słabnie. Prognozy oparte na dotychczasowych planach rządowych sugerują osiągnięcie ok. 4,5–4,7 TW zainstalowanej mocy słonecznej do 2050 r.. Taki scenariusz oznaczałby, że udział energii słonecznej nadal rośnie, ale nie wystarczająco szybko, by osiągnąć cele klimatyczne.

Scenariusz ambitny – Net Zero 2050 (czerwona linia) – Aby osiągnąć neutralność klimatyczną, wymagany jest bezprecedensowy rozwój PV**.** Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) i IRENA wskazują, że moc PV musiałaby zwiększyć się ~20-krotnie między 2020 a 2050 rokiem. Według tej ścieżki już w 2030 r. globalna fotowoltaika powinna przekroczyć 5 000 GW, a w 2050 r. sięgnąć nawet 14 000 GW – co uczyniłoby energię słoneczną największym źródłem energii na świecie.

[349] International Energy Agency (IEA), *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*, Paris 2021.

[350] International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway, Abu Dhabi 2022.

8.2. Nowe obszary badawcze

Rozwój fotowoltaiki wchodzi w fazę dojrzałą, jednak wciąż istnieje duży potencjał innowacji mogących zwiększyć efektywność, obniżyć koszty i rozszerzyć zakres zastosowań tej technologii. Do kluczowych nowych obszarów badawczych należą: ogniwa perowskitowe**,** fotowoltaika zintegrowana z budynkami (BIPV) oraz wykorzystanie sztucznej inteligencji na poziomie krawędzi (Edge AI) w systemach PV. Każdy z tych kierunków adresuje inne wyzwania – odpowiednio: materiałowe i wydajnościowe, architektoniczno-infrastrukturalne oraz związane z inteligentnym zarządzaniem i integracją źródeł PV.

Ogniwa perowskitowe

Perowskity to rodzina materiałów o strukturze krystalicznej, w których warstwą absorbującą światło jest halogenkowy związek metaloorganiczny (np. metylamoniowy ołowiowy trójjodek). Badania nad perowskitowymi ogniwami PV trwają od kilkunastu lat, a uzyskane postępy są imponujące: sprawność konwersji energii wzrosła z ~3,5% w 2009 r. do ponad 25% w 2021 r. dla ogniw pojedynczych. Oznacza to, że perowskity dogoniły już krzem pod względem wydajności laboratoryjnej – rekordowe ogniwo perowskitowe osiągnęło 26% sprawności (porównywalnie do monokrystalicznego krzemu ~26,5%), zaś tandem perowskit-krzem przekroczył 32%. Perowskity są atrakcyjne z kilku powodów: można je wytwarzać metodami niskotemperaturowymi (np. drukiem atramentowym), są półprzezroczyste i lekkie, co pozwala na nakładanie cienkich warstw PV na różnorodne powierzchnie (folie, szkło, tekstylia). Ponadto mają wysoki współczynnik absorpcji – efektywnie wykorzystują rozproszone i słabe światło, dzięki czemu dobrze sprawdzają się przy niższym nasłonecznieniu lub na elewacjach (gdzie kąt padania promieni jest daleki od prostopadłego). *Tabela 29* porównuje wybrane właściwości klasycznych ogniw krzemowych i perowskitowych.

Tabela 29. Porównanie cech tradycyjnych ogniw krzemowych i nowych ogniw perowskitowych

Cecha	Ogniwa krzemowe (Si)	Ogniwa perowskitowe (PSC)
Sprawność lab. (2023)	~26–27% (single-junction, rekord)	~26% (single-junction); ~32% (tandem perowskit+Si)
Technologia wytwarzania	Wysokotemperaturowa (krystalizacja wafli Si ~1500°C)	Niskotemperaturowa (chemiczna depozycja/druk na podłożu)
Koszt modułów	niski (ok. 0,2–0,3 $/W efekt skali Chin)	potencjalnie bardzo niski (prosta produkcja roll-to-roll)
Gęstość mocy / waga	~20 kg/m² modułu (sztywne panele na szkle)	<5 kg/m² (ultracienkie warstwy na folii lub szkle cienkim)
Elastyczność	Ograniczona (sztywne moduły, kruche ogniwa)	Wysoka (możliwe elastyczne, półprzezroczyste ogniwa na foliach)
Działanie przy słabym oświetleniu	Umiarkowane (niższa absorpcja przy rozproszonym świetle)	Dobre (wysoka absorpcja, skuteczne przy świetle rozproszonym)
Trwałość (stabilność)	Bardzo wysoka (żywotność modułów >25 lat)	Wyzwanie: podatność na wilgoć, UV; wymagane uszczelnienie (postęp w lasta)
Materiały krytyczne	Krzem (powszechny), srebro (kleje przewodzące)	Ołów (toksyczny, ale mała ilość; trwają prace nad jego zastąpieniem)

Źródło: opracowanie własne.

Mimo olbrzymich zalet, perowskity borykają się wciąż z problemem stabilności**.** Ogniwa te ulegają degradacji pod wpływem wilgoci, promieniowania UV oraz podwyższonej temperatury, co skraca ich żywotność. Aktualne prace badawcze koncentrują się na poprawie trwałości poprzez ulepszanie warstw transportujących ładunki, stosowanie pasywacji powierzchni i hermetycznych powłok zabezpieczających. Już osiągnięto znaczący postęp – prototypowe moduły perowskitowe przeszły 1000 godzin testów starzeniowych IEC bez istotnej degradacji. Ponadto prowadzone są badania nad eliminacją toksycznego ołowiu z perowskitów (np. poprzez użycie cyny – jednak kosztem niższej wydajności). Jeśli uda się rozwiązać te kwestie, ogniwa perowskitowe mogą zrewolucjonizować rynek PV jako tańsza i bardziej wszechstronna alternatywa krzemu. Już teraz wdrażane są pilotażowe linie produkcyjne – m.in. polska firma Saule Technologies uruchomiła w 2021 r. pierwszą na świecie fabrykę

drukowanych ogniw perowskitowych o mocy 100 MW/rok w woj. podlaskim, celując w zastosowania BIPV i elektronikę IoT[351].

Fotowoltaika zintegrowana z budynkami (BIPV)

Tradycyjna fotowoltaika instalowana jest najczęściej jako moduły na dachach lub w formie wolnostojących farm[352]. BIPV natomiast polega na integracji materiałów fotowoltaicznych bezpośrednio w elementy budynku – fasady, elewacje, pokrycia dachowe, okna czy balustrady. Dzięki temu PV staje się częścią konstrukcji (pełni podwójną funkcję: budowlaną i generacyjną), co pozwala oszczędzić przestrzeń i poprawić estetykę. Przykłady BIPV to dachówki solarne, szkło zespolone z ogniwami cienkowarstwowymi, czy żaluzje fasadowe produkujące prąd. Zastosowanie BIPV rośnie wraz z upowszechnieniem koncepcji budynków zero- i plus-energetycznych (ZEB), wspieranych regulacjami UE.

Polska również może pochwalić się pionierskimi wdrożeniami BIPV[353]. W 2018 r. firma Skanska we współpracy z Saule Tech[354]. zainstalowała pierwsze na świecie perowskitowe ogniwa na fasadzie biurowca (budynek Spark w Warszawie) – półprzezroczyste elastyczne moduły pełnią tam rolę żaluzji przeciwsłonecznych, jednocześnie generując energię. Z kolei w 2021 r. uruchomiono prototypową instalację perowskitowych lameli fotowoltaicznych na ścianie fabryki Aliplast w Lublinie. Automatycznie regulowane żaluzje dostosowują kąt nachylenia do położenia słońca, zapewniając optymalne nasłonecznienie modułów i jednocześnie osłaniając wnętrze budynku przed przegrzaniem. Realne przykłady dowodzą, że BIPV jest technologią dojrzałą do komercyjnego zastosowania – coraz więcej biurowców, szkół czy budynków użyteczności publicznej integruje fotowoltaikę w elewacjach (np. szkoła Lake Area High School w Nowym Orleanie z fasadą PV). Mimo wyższych kosztów początkowych, BIPV oferuje długoterminowe korzyści: unikanie kosztu tradycyjnych materiałów elewacyjnych (zastąpionych panelami PV), produkcję

[351] S. Liang, S. Jin, Y. Chen, A Review of Edge Computing Technology and Its Applications in Power Systems, Energies, 17(13), 3230.

[352] A. Grundy, Oxford PV celebrates 29.5% conversion rate with perovskite solar cell, Solar Power Portal, 22.12.2020.

[353] E. Bellini, Photovoltaic sunshade based on perovskite solar cells, PV Magazine, 27.08.2021.

[354] Saule Technologies, Saule Technologies and Skanska change construction industry with perovskite solar panels, Komunikat prasowy, 13 grudnia 2018.

energii na miejscu (redukcja rachunków) oraz poprawę charakterystyki energetycznej budynku (spełnienie wymogów Nearly Zero Energy Buildings)[355]. Według analiz rynkowych, globalny rynek BIPV rośnie w tempie >20% rocznie i do 2030 r. osiągnie wartość kilkudziesięciu mld USD. W perspektywie 2050 r. BIPV może stać się standardem w nowych budynkach, znacząco zwiększając rozproszone moce PV w gęsto zabudowanych obszarach miejskich.

Edge AI w fotowoltaice

Trzecim obszarem intensywnych innowacji jest zastosowanie sztucznej inteligencji na tzw. krawędzi sieci (*edge AI*) w systemach fotowoltaicznych. Chodzi o implementację algorytmów AI bezpośrednio w urządzeniach lokalnych (inwerterach, sterownikach, sensorach) zamiast w chmurze obliczeniowej. Dzięki temu możliwe jest lokalne przetwarzanie danych w czasie rzeczywistym – np. predykcja nasłonecznienia, wykrywanie uszkodzeń paneli czy optymalizacja pracy magazynów energii – z minimalnymi opóźnieniami i bez konieczności stałego łącza internetowego[356]. W kontekście mikroinstalacji i rozproszonych farm PV oznacza to większą autonomię i odporność systemu na zakłócenia sieciowe.

Przykładem zastosowania edge AI jest lokalne prognozowanie generacji PV. Tradycyjne prognozy oparte na danych meteorologicznych mogą być usprawnione poprzez uczenie maszynowe działające na sterowniku farmy fotowoltaicznej. Badania pokazują, że sieci neuronowe osadzone na urządzeniach brzegowych potrafią przewidywać produkcję mocy z dokładnością wyższą o kilkanaście procent, a także szacować niepewność tej prognozy. Na przykład w Holandii wdrożono system, gdzie czujniki nasłonecznienia na panelach PV, przetwarzane przez lokalny moduł AI, dostarczają operatorowi mikrosieci w ciągu milisekund informacji o spodziewanej generacji – pozwala to natychmiast dostosować obciążenie lub pracę magazynów energii. Innym zastosowaniem edge AI jest detekcja uszkodzeń i anomalii w instalacjach fotowoltaicznych. Rozproszone algorytmy mogą analizować charakterystyki elektryczne modułów (napięcia, prądy) i na bieżąco wykrywać np. hot-spoty, zabrudzenia

[355] R. A. Afre, D. Pugliese, Perovskite Solar Cells: A Review of the Latest Advances in Materials, Fabrication Techniques, and Stability Enhancement Strategies, Micromachines, 15(2), 192.

[356] International Energy Agency (IEA), Solar PV Global Supply Chains – Special Report, Paryż 2022.

czy awarie stringów, zanim spowodują one poważniejszy spadek wydajności. Dzięki temu konserwacja może być prowadzona *predykcyjnie*, zwiększając dyspozycyjność źródła. Wreszcie, AI na krawędzi wspomaga zarządzanie przepływami energii w inteligentnych sieciach z udziałem PV. Lokalne kontrolery wyposażone w algorytmy uczenia wzmacnianego uczą się optymalnie sterować np. ładowaniem baterii w domu prosumenta tak, by zmaksymalizować autokonsumpcję energii solarnej i zminimalizować obciążenie sieci w szczytach. Wyzwania stojące przed edge AI to przede wszystkim ograniczona moc obliczeniowa i pamięć urządzeń brzegowych oraz konieczność zapewnienia cyberbezpieczeństwa (lokalne urządzenia mogą być celem ataku). Niemniej, postęp w dziedzinie hardware (energooszczędne układy AI, np. NVIDIA Jetson, Google Coral) oraz rozwój algorytmów *TinyML* sprawiają, że nawet złożone modele (np. sieci konwolucyjne do analizy obrazów z dronów inspekcyjnych PV) mogą działać lokalnie. Według przeglądu literatury technologie edge computing w energetyce pozwalają na redukcję opóźnień o 50–80% oraz odciążenie chmury, co ma znaczenie przy sterowaniu farmami PV w czasie rzeczywistym[357]. W perspektywie kilku lat można się spodziewać, że standardowe falowniki fotowoltaiczne będą wyposażone w moduły AI dostarczane przez producentów, realizujące funkcje *monitoringu, optymalizacji i komunikacji* w ramach inteligentnych sieci (VPP – wirtualnych elektrowni). Edge AI stanie się tym samym integralnym elementem zaawansowanych systemów PV, zwiększając ich efektywność i autonomiczność.

Podsumowując, nowe obszary badawcze w fotowoltaice otwierają drogę do kolejnej generacji systemów PV – bardziej wydajnych, zintegrowanych i inteligentnych. Perowskity mogą znacząco obniżyć koszty modułów i umożliwić fotowoltaikę na każdej powierzchni, BIPV wprowadza generację energii do tkanki architektonicznej miast, a edge AI pozwala na efektywne zarządzanie rozproszonymi źródłami. Synergia tych innowacji może w przyszłości zapewnić, że fotowoltaika sprosta rosnącym wymaganiom energetycznym, wpisując się w koncepcję smart grid oraz zrównoważonego budownictwa (smart building). W kolejnym podrozdziale omówiono, jak fotowoltaika łączy się z innymi technologiami OZE – w tym z magazynami energii i energetyką wodorową – tworząc kompleksowe rozwiązania dla stabilnej i czystej energetyki.

[357] L. Lv, Z. Wu, L. Zhang, et al., An Edge-AI based forecasting approach for improving smart microgrid efficiency, Heliyon, 9, e21475.

8.3. Integracja fotowoltaiki z innymi rozwiązaniami OZE (m.in. energetyka wodorowa)

Ze względu na swój niesterowalny charakter (uzależnienie od warunków pogodowych i pory dnia), fotowoltaika osiąga pełen potencjał w systemie energetycznym dopiero w połączeniu z innymi technologiami odnawialnymi oraz magazynami energii. Integracja różnych źródeł OZE pozwala wzajemnie kompensować ich wady i wykorzystać synergię: nadwyżki energii z PV mogą zasilać elektrolizery produkujące wodór lub ładować baterie, a gdy słońce nie świeci – dostawę mocy zapewnia np. wiatr czy zmagazynowany wcześniej wodór[358]. Różne aspekty takich połączonych rozwiązań zestawiono w tabeli 30.

Tabela 30. Przykładowe kierunki integracji fotowoltaiki z innymi technologiami oraz ich znaczenie

Integracja PV z:	Cel i korzyści dla systemu energetycznego
Farmami wiatrowymi	Komplementarność profilu produkcji – wiatr często dostarcza energię nocą lub zimą, gdy PV nie pracuje; wspólna infrastruktura przy projektach hybrydowych (przyłącze, teren) obniża koszty na jednostkę mocy.
Magazynami energii (bateryjnymi)	Bilansowanie krótkoterminowe – gromadzenie nadwyżek południowych z PV i oddawanie energii wieczorem; zwiększenie autokonsumpcji u prosumentów; poprawa jakości i niezawodności zasilania (redukcja wahań napięcia).
Elektrolizerami (produkcja H_2)	Magazynowanie długoterminowe i sektor coupling – konwersja okresowych nadwyżek energii słonecznej w zielony wodór, który może być zmagazynowany sezonowo lub wykorzystany jako paliwo w transporcie i przemyśle; unikanie zjawiska odłączania farm PV przy nadprodukcji (*curtailment*).
Siecią elektroenergetyczną (smart grid)	Agregacja rozproszonych źródeł – inteligentne sterowanie popytem (DSM) i podażą pozwala integrować tysiące małych instalacji PV bez utraty stabilności systemu; wykorzystanie samochodów elektrycznych (V2G) jako bufora dla energii z PV; tworzenie wirtualnych elektrowni obejmujących PV, co zwiększa pewność dostaw.
Innymi OZE (biogazownie, hydro)	Synergia operacyjna – np. biogazownie stabilizują lokalnie pracę farm PV, dostarczając moc w okresach niskiej produkcji; elektrownie szczytowo-pompowe magazynują energię z fotowoltaiki w skali systemowej.

Źródło: opracowanie własne.

[358] International Energy Agency (IEA), Global Hydrogen Review 2022, Paryż 2022.

W kontekście bezpieczeństwa energetycznego szczególnie obiecującą formą integracji jest powiązanie fotowoltaiki z energetyką wodorową[359]. Zielony wodór, wytwarzany w procesie elektrolizy z użyciem energii odnawialnej, postrzegany jest jako brakujące ogniwo transformacji – umożliwia dekarbonizację sektorów trudnych do zelektryfikowania (przemysł ciężki, transport dalekobieżny) oraz pełni rolę magazynu sezonowego energii[360]. W miesiącach letnich, gdy często występują nadwyżki produkcji ze słońca, nadmiar ten może zostać zużyty przez elektrolizery do rozkładu wody na wodór i tlen. Wodór magazynuje się w zbiornikach lub kawernach (np. w formie sprężonej lub skroplonej), a następnie zimą – gdy generacja PV spada – może zostać wykorzystany w ogniwach paliwowych do generacji energii elektrycznej lub jako paliwo grzewcze. Dzięki temu możliwe jest zbilansowanie sezonowej zmienności charakterystycznej dla energii słonecznej (wysoka latem, niska zimą). *Rysunek 19* obrazuje schemat takiego zintegrowanego systemu energetycznego, łączącego instalację PV, magazyn bateryjny oraz układ wodorowy (elektrolizer + zbiornik H_2 + ogniwo paliwowe) w celu zapewnienia ciągłości zasilania budynku jednorodzinnego. (energia z instalacji PV zasila odbiorniki domowe oraz ładuje domowy magazyn baterii; nadwyżki są przetwarzane w elektrolizerze na zielony wodór, gromadzony w zbiornikach. W okresach niedoboru słońca wodór jest zużywany w ogniwie paliwowym do generacji energii elektrycznej. Ciepło odpadowe z ogniwa i elektrolizera ogrzewa zasobnik wody użytkowej).

W ostatnich latach na świecie powstają pierwsze wielkoskalowe projekty typu PV-wodór. Przykładem jest megaprojekt NEOM w Arabii Saudyjskiej – planowane futurystyczne miasto z zasilaniem w 100% OZE. Realizowany tam hub wodorowy (konsorcjum ACWA Power i Air Products) zakłada budowę farm fotowoltaicznych o mocy ok. 2,5 GW i wiatrowych 1,5 GW, zasilających elektrolizery łącznie 4 GW. Docelowo ma to umożliwić produkcję ~650 ton zielonego wodoru dziennie (przetwarzanego na 1,2 mln ton rocznie zielonego amoniaku na eksport). Również w Europie powstają takie inicjatywy: Hiszpania uruchomiła w 2022 r. największą jak dotąd instalację do produkcji H_2 dla przemysłu – kompleks w Puertollano obejmujący 100 MW farmę PV, 20 MW

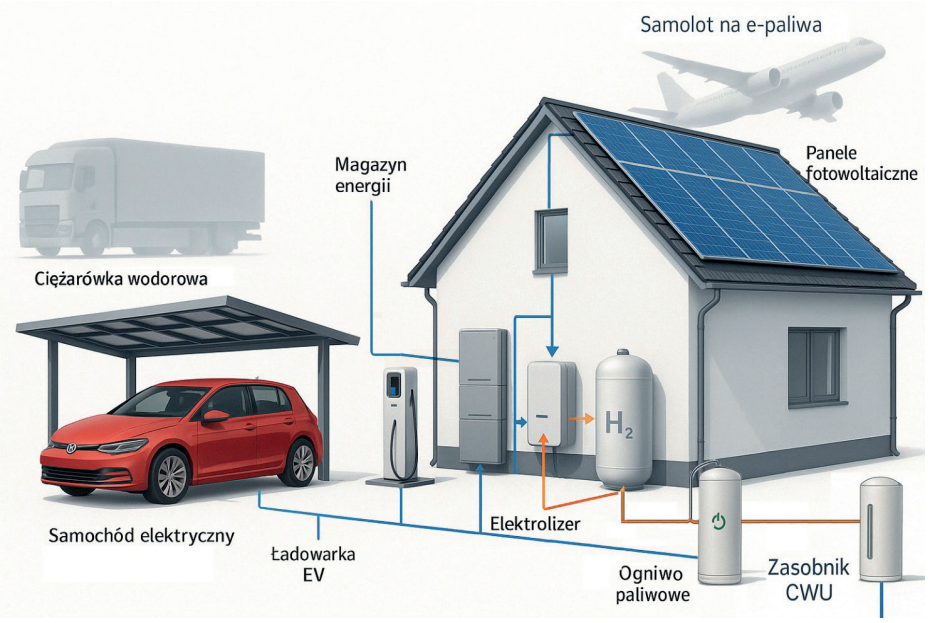
[359] W. Jakóbik, Saudyjczycy mogą zastąpić ropę wodorem i pomóc Europie, BiznesAlert.pl, 16 kwietnia 2022.

[360] Iberdrola, Puertollano: Europe's largest green hydrogen plant begins operation, 2022.

elektrolizer PEM oraz baterię 20 MWh do buforowania mocy. Zakład ten ma wytwarzać ~3000 ton wodoru rocznie, wykorzystywanych w pobliskiej fabryce nawozów (zastępując wodór z gazu ziemnego). Projekty tego typu pokazują, że integracja PV z elektrolizerami już dziś jest technicznie wykonalna, choć na opłacalność wciąż wpływają wysokie koszty elektrolizerów i nie w pełni zagospodarowany popyt na H_2. Prognozy IEA przewidują jednak spadek kosztów elektrolizerów o ~70% do 2030 r., co wraz z taniejącą energią solarną stworzy warunki do masowej produkcji taniego zielonego wodoru.

Kolejnym aspektem integracji jest łączenie fotowoltaiki z magazynami energii różnego typu. Poza wodorem, który jest magazynem chemicznym, kluczową rolę odgrywają magazyny elektrochemiczne (baterie litowo-jonowe i ich następcy). Już dziś duże farmy słoneczne coraz częściej wyposaża się w magazyny na skalę przemysłową (setki MWh), tworząc farmy hybrydowe PV+storage. Pozwala to operatorom wydłużyć czas dostarczania energii po zachodzie słońca oraz świadczyć usługi regulacyjne (błyskawiczne oddanie mocy z baterii pomaga stabilizować częstotliwość w sieci). Magazyny kompensują też krótkotrwałe wahania produkcji PV spowodowane np. przez przemieszczające się zachmurzenie. Koszty magazynowania szybko maleją – cena baterii litowo-jonowych spadła z ~1200 $/kWh w 2010 r. do ~132 $/kWh w 2021 r. (spadek o ~89%) – co sprawia, że integracja magazynów z PV staje się uzasadniona ekonomicznie. Oczekuje się, że do 2030 r. na świecie będzie już zainstalowane ponad 1 TWh pojemności bateryjnych, z czego znaczna część w systemach powiązanych z OZE. Polska również dostrzega tę potrzebę – w 2022 r. uruchomiono pierwszy duży magazyn (50 MW/50 MWh) stabilizujący pracę farmy słonecznej i wiatrowej w woj. opolskim, a do 2030 r. planowane są magazyny o łącznej mocy 1 GW w ramach rządowego Programu Magazynowania Energii.

Warto także wspomnieć o integracji fotowoltaiki z sektorem transportu**.** Nadwyżki energii słonecznej w ciągu dnia mogą służyć do bezpośredniego ładowania pojazdów elektrycznych – zarówno osobowych (w formule prosument + EV), jak i komunikacji publicznej. Coraz popularniejsze stają się carporty solarne – wiaty parkingowe pokryte panelami PV, dostarczające energii do stacji ładowania. W szerszej skali rozważa się wykorzystanie wodoru z PV do zasilania ciężarówek (ogniwa paliwowe) lub produkcji syntezowanych paliw (e-paliwa) dla lotnictwa i żeglugi. Takie powiązanie sektorów (tzw. *sector coupling*) zwiększa elastyczność całego systemu energetycznego – energia słoneczna znajduje odbiorców w wielu postaciach, minimalizując straty.



Rysunek 19. Schemat zintegrowanego systemu energetycznego z udziałem fotowoltaiki

Źródło: opracowanie własne.

Integracja fotowoltaiki z innymi rozwiązaniami OZE przynosi wymierne efekty w skali makro. System energetyczny oparty w dużej części na zmiennych źródłach (PV, wiatr) może funkcjonować stabilnie dzięki zasobnikom energii i sterowalnym technologiom uzupełniającym. Jak wskazano, komplementarność profilu produkcji słońca i wiatru zmniejsza zapotrzebowanie na rezerwy mocy – w skali roku krzywe generacji tych źródeł zazwyczaj się uzupełniają (np. w Europie lato obfituje w energię słoneczną, zaś zimą dominuje wietrzność). Analizy klimatyczne dla Polski pokazują, że maksima wietrzności występują często nocą i w miesiącach zimowych, gdy produkcja PV jest znikoma – co potwierdza potrzebę hybrydyzacji farm dla uzyskania bardziej płaskiej, przewidywalnej generacji. Magazyny energii, zarówno te krótko-, jak i długoterminowe (H_2), pełnią rolę bufora zwiększającego bezpieczeństwo dostaw. Dzięki nim system z dużym udziałem PV może ograniczyć zjawisko niewykorzystanej energii (w sytuacjach nadmiaru) oraz uniknąć deficytów mocy w okresach niekorzystnych warunków pogodowych. Wreszcie, integracja na poziomie odbiorców końcowych (prosumentów) – poprzez magazyny domowe, ładowarki EV czy pompę ciepła sprzężoną z PV – przyczynia się

do odciążenia sieci przesyłowych i poprawy lokalnego bezpieczeństwa energetycznego (mikrosieci zdolne do pracy wyspowej).

8.4. Możliwe scenariusze dla bezpieczeństwa energetycznego państwa

Dynamiczny rozwój zaawansowanych systemów fotowoltaicznych oraz ich integracja z innymi technologiami OZE rodzi pytanie: jak różne warianty transformacji energetycznej przekładają się na bezpieczeństwo energetyczne państwa? Pojęcie to obejmuje zdolność do zapewnienia stabilnych dostaw energii po akceptowalnej cenie, odporność systemu na zakłócenia (techniczne i geopolityczne) oraz kontrolę nad strategicznymi zasobami i infrastrukturą. W kontekście fotowoltaiki kluczowe czynniki to m.in.: dywersyfikacja miksu energetycznego**,** zależność od importu paliw vs. technologii**,** elastyczność i stabilność sieci przy dużym udziale PV, a także aspekty ekonomiczne (koszty energii dla gospodarki).

Możemy nakreślić dwa skrajne scenariusze oraz wariant pośredni, aby zobrazować wpływ fotowoltaiki na bezpieczeństwo energetyczne[361]:

- Scenariusz fosylny (status quo) – Polska (lub analogicznie inne państwo) utrzymuje wysoki udział paliw kopalnych w miksie, rozwój OZE jest powolny. W 2040 r. energetyka nadal opiera się w znacznym stopniu na węglu i gazie (OZE <30%). W takim wariancie bezpieczeństwo energetyczne jest ambiwalentne: z jednej strony istnieje ciągłość wewnętrznych dostaw (węgiel krajowy, choć malejący, nadal odgrywa rolę; elektrownie systemowe zapewniają sterowalną moc), z drugiej strony kraj pozostaje silnie narażony na ryzyka zewnętrzne i cenowe. Importowany gaz ziemny i ropa naftowa (oraz potencjalnie węgiel w razie krajowych niedoborów) stanowią istotne obciążenie – np. kryzys dostaw gazu z Rosji w 2022 r. ujawnił podatność wielu państw UE na szantaż energetyczny. W scenariuszu fosylnym Polska musiałaby importować rocznie dziesiątki mld gazu, co wiąże się z ekspozycją na wahania cen surowca na rynkach globalnych i napięcia geopolityczne. Ponadto utrzymywanie przestarzałej infrastruktury

[361] Forum Energii, Polska energetyka 2050 – 4 scenariusze, Raport, Warszawa 2019.

węglowej generuje ryzyka awarii (wzrost niesprawności bloków), a rosnące koszty uprawnień CO₂ przekładają się na wysokie ceny energii dla przemysłu i gospodarstw domowych. Podsumowując – scenariusz ten oznacza malejącą autonomię (wygaszanie własnych kopalń węgla bez alternatywy OZE skutkuje zależnością od importu) oraz rosnące koszty i emisje, co pośrednio może osłabiać bezpieczeństwo energetyczne.

- Scenariusz odnawialny (pro-OZE) – zakłada maksymalne wykorzystanie potencjału fotowoltaiki, wiatru i innych OZE oraz magazynów, przy szybkim odchodzeniu od paliw kopalnych. Do 2040 r. OZE mogłyby pokrywać >70% produkcji energii elektrycznej, a do 2050 r. system energii elektrycznej mógłby być niemal zeroemisyjny. W tym wariancie państwo staje się w dużej mierze samowystarczalne energetycznie w zakresie elektryczności – import paliw kopalnych zostaje zredukowany do minimum (pozostaje pewna ilość gazu lub paliw dla równoważenia w okresach szczytowego zapotrzebowania, ewentualnie import biomasy lub zielonego H_2 w handlu z innymi krajami). Z punktu widzenia bezpieczeństwa następuje znaczna poprawa: uniezależnienie od dostaw gazu i ropy eliminuje ryzyko geopolityczne związane z ich dostępnością. Środki wcześniej wydatkowane na zakup surowców mogą być lokowane we własną infrastrukturę OZE, stymulując gospodarkę. Dodatkowo rozproszony charakter fotowoltaiki i energetyki wiatrowej sprawia, że system jest mniej narażony na pojedyncze punkty awarii lub ataku (trudniej zakłócić działanie tysięcy rozproszonych instalacji niż np. jedynej elektrowni o mocy 2 GW). Wyzwaniem jest jednak stabilność dostaw – przy udziale PV >50% konieczne są bardzo duże zdolności magazynowe i elastyczne zarządzanie popytem. W praktyce oznacza to inwestycje w sieci inteligentne, magazyny energii i interkonektory międzysystemowe. Jeśli te warunki zostaną spełnione, scenariusz odnawialny oferuje najwyższy poziom bezpieczeństwa: energia jest produkowana lokalnie z darmowego promieniowania słonecznego i wiatru, co czyni gospodarkę odporną na szoki podażowe i cenowe na rynkach surowców. Jak podaje Międzynarodowy Fundusz Walutowy, przyspieszona inwestycja w OZE jest *win-win* – jednocześnie sprzyja bezpieczeństwu energetycznemu i celom klimatycznym, zmniejszając zależność od importu

paliw oraz ekspozycję na ich cenową zmienność. Przykład 2022 roku wskazuje, że kraje z większym udziałem OZE (np. Hiszpania czy Dania) doświadczyły mniejszej presji kosztowej niż te polegające głównie na gazie (jak Niemcy). Zatem OZE stały się synonimem odporności energetycznej. Należy jednak pamiętać, że nawet scenariusz pro-OZE niesie pewne nowe wyzwania dla bezpieczeństwa: konieczność zapewnienia dostaw krytycznych surowców dla technologii (np. lit, kobalt dla baterii, pierwiastki ziem rzadkich dla turbin wiatrowych, srebro dla paneli PV). Na szczęście fotowoltaika krzemowa nie wymaga wielu rzadkich materiałów (głównie krzem, aluminium, szkło – powszechnie dostępne), choć koncentracja produkcji modułów w Azji rodzi ryzyko zależności od importu technologii. Możliwością jego mitigacji jest rozwój krajowego przemysłu PV – budowa fabryk paneli, inwerterów, a także recykling zużytych modułów (co do 2050 r. stanie się istotnym źródłem surowców wtórnych: szkło, metale, krzem).

- Scenariusz zrównoważony (mix OZE + atom) – pośredni wariant zakładający, że państwo inwestuje zarówno w odnawialne źródła (PV, wiatr), jak i w stabilne źródła bezemisyjne, jak energetyka jądrowa lub duże elektrownie wodne. Przykładowo, Polska realizuje program budowy elektrowni jądrowych (6–9 GW do 2043 r.), jednocześnie rozwijając PV i wiatr na Bałtyku. W efekcie w 2040 r. miks mógłby wyglądać następująco: ~50% OZE, ~20% atom, ~30% reszta (gaz, węgiel w rezerwie). Taki układ zapewnia wysoką dywersyfikację źródeł, co jest korzystne dla bezpieczeństwa: ryzyko niedoboru energii z powodu braku wiatru/słońca jest ograniczane przez pracę reaktorów jądrowych, a jednocześnie zapotrzebowanie na gaz jako paliwo przejściowe jest mniejsze (redukcja importu). Koszyk energii jest zbilansowany, więc zarówno czynniki pogodowe, jak i ewentualne opóźnienia w jednym z segmentów (np. awaria reaktora) nie powodują krytycznych blackoutów – inne źródła przejmują obciążenie. W tym scenariuszu państwo osiąga większość korzyści scenariusza odnawialnego (niska zależność od paliw kopalnych, umiarkowane koszty zmienne) przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnej podaży mocy podstawowej z atomu. Oczywiście pojawiają się inne wyzwania: energetyka jądrowa wymaga importu paliwa (choć uran jest łatwo dostępny na

globalnym rynku, a potrzeby masowe niewielkie w porównaniu z gazem) oraz budowy skomplikowanej infrastruktury, co rodzi ryzyka opóźnień i przekroczeń budżetów. Jednak z perspektywy bezpieczeństwa, posiadanie własnych elektrowni jądrowych sterowalnych 24/7 uzupełniających niestabilne PV/wiatr stanowi solidne zabezpieczenie przed niedoborami. Wiele krajów (Francja, UK, a ostatnio także kraje Azji) przyjmuje strategię *RES + nuclear* jako filar bezpiecznej dekarbonizacji.

Analizując powyższe scenariusze, widać wyraźnie, że wysoki udział fotowoltaiki nie musi być zagrożeniem dla bezpieczeństwa energetycznego – przeciwnie, w odpowiedniej konfiguracji może stać się jego gwarantem. Kluczowe jest jednak zapewnienie elastyczności i rezerw w systemie. Państwo, którego miks opiera się w 50% czy 70% na PV, musi dysponować adekwatnymi rozwiązaniami uzupełniającymi: magazynami energii, źródłami szczytowymi (np. elektrownie szczytowo-pompowe lub gazowe w trybie rezerwowym), połączeniami transgranicznymi umożliwiającymi import/eksport energii w razie potrzeby. Konieczne jest też posiadanie nadmiarowych mocy zainstalowanych – z racji niskiego współczynnika wykorzystania mocy PV (~10–20% w skali roku w zależności od regionu), sumaryczna moc systemu musi znacząco przekraczać szczytowe zapotrzebowanie, aby w okresach niskiej produkcji słonecznej inne źródła pokryły różnicę.

Z punktu widzenia polityki energetycznej państwa, rozwój fotowoltaiki wpływa na bezpieczeństwo na kilku płaszczyznach. Po pierwsze, redukuje zależność od importu paliw kopalnych, zwłaszcza gazu ziemnego wykorzystywanego dotąd do bilansowania systemu. Według analiz Komisji Europejskiej pełna realizacja celów OZE do 2030 (40-45% udziału OZE w UE) może zmniejszyć import gazu o 30–35%, co nabrało szczególnego znaczenia po inwazji Rosji na Ukrainę w 2022 r. Program REPowerEU akcentuje przyspieszenie inwestycji w PV jako element uniezależnienia Europy od rosyjskich surowców. Po drugie, fotowoltaika sprzyja unowocześnieniu i decentralizacji sektora energii, co zwiększa jego odporność na zakłócenia (w tym cyberataki). Mikrosieci i generacja rozproszona mogą podtrzymać zasilanie krytycznych odbiorców lokalnych nawet w razie awarii dużych sieci przesyłowych. Po trzecie, inwestycje w PV stymulują rozwój przemysłów pokrewnych (elektrotechnika, IT, magazyny), zmniejszając ryzyko wąskich gardeł. Oczywiście pojawiają się też nowe zależności – np. na dostawy modułów i komponentów elektronicznych

z Azji. Jednak wiele państw inicjuje programy wspierania rodzimych mocy produkcyjnych PV (USA – ustawa IRA 2022, UE – plan Solar Europe), aby dywersyfikować łańcuch dostaw i zwiększać własną kontrolę nad technologią. Polska posiada zaplecze w postaci fabryk paneli (np. Selfa, Bruk-Bet Solar), lecz ich skala jest wciąż niewielka w porównaniu z zapotrzebowaniem. Dlatego istotnym elementem scenariuszy zwiększających bezpieczeństwo będzie rozwój krajowego przemysłu fotowoltaicznego – od produkcji krzemu i ogniw, po recycling. Pozwoli to nie tylko uniezależnić się od importu technologii, ale też stworzyć miejsca pracy i zwiększyć PKB (co z kolei przekłada się na zdolność finansowania bezpieczeństwa energetycznego)[362].

Podsumowując, fotowoltaika może odgrywać centralną rolę w zapewnieniu długofalowego bezpieczeństwa energetycznego państwa, o ile jej rozwój jest prowadzony rozważnie i w synergii z innymi elementami systemu. Scenariusz zakładający wysoki udział PV, wsparcie ze strony magazynów energii i ewentualnie energetyki jądrowej wydaje się najbardziej korzystny: minimalizuje ryzyka geopolityczne i ekonomiczne związane z paliwami kopalnymi, a jednocześnie gwarantuje stabilność dostaw dzięki dywersyfikacji źródeł. Warunkiem jest kontynuacja inwestycji w infrastrukturę sieciową, cyfrową oraz krajowe łańcuchy dostaw technologii OZE. Jak stwierdza IEA, *"przyspieszona transformacja w kierunku czystej energii to najlepsza strategia dla bezpieczeństwa energetycznego – zmniejsza ekspozycję na nieprzewidywalne rynki paliw kopalnych i tworzy system oparty na lokalnych, odnawialnych zasobach"*. Polska stojąca u progu przyjęcia nowej polityki energetycznej również musi wybrać między scenariuszami – dotychczasowe analizy (Forum Energii, PEP, CEPA) jednoznacznie wskazują, że scenariusz wysokich OZE (w tym fotowoltaiki) jest bardziej opłacalny i bezpieczny niż trwanie przy węglu i gazie[363,364]. W dobie globalnych napięć oraz zmian klimatu, inwestycja w zaawansowane systemy fotowoltaiczne jawi się nie tylko jako wymóg ekologiczny, ale i strategiczny imperatyw dla bezpieczeństwa państwa.

[362] International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2022, Paryż 2022.

[363] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 (PEP2040), Warszawa 2021.

[364] Komisja Europejska, Plan REPowerEU, COM(2022) 230 final, Bruksela 2022.

IX Wnioski końcowe

9.1. Synteza rezultatów pracy

Przeprowadzone badania potwierdzają, że wysoka penetracja fotowoltaiki istotnie zmienia paradygmat funkcjonowania systemu energetycznego kraju. Z jednej strony, rozproszone źródła PV wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne państwa dzięki uniezależnieniu się od paliw kopalnych i zwiększeniu udziału rodzimej energii odnawialnej w bilansie[365]. Innymi słowy, rozwój fotowoltaiki sprzyja dywersyfikacji miksu i redukcji ryzyka związanego z przerwaniem dostaw surowców energetycznych – co znajduje potwierdzenie w obserwacjach, iż OZE zwiększają odporność systemu poprzez decentralizację i oparcie na krajowych zasobach energii[366,367]. Z drugiej strony jednak, masowe przyłączenie instalacji PV do sieci stawia nowe wymagania techniczne związane ze stabilnością i jakością zasilania. Jak zauważa Międzynarodowa Agencja Energetyczna, boom energetyki prosumenckiej podnosi złożoność zarządzania przepływami mocy i utrzymania stabilności sieci[368]. Bez odpowiednich działań adaptacyjnych, duża ilość rozproszonych źródeł niesterowalnych może

[365] L. Berenyi, E. Pinter, N. Deutsch, Dependency and diversity – Electricity transition and security in the Visegrad Group countries (V4). The Electricity Journal, 37(7-10), 107439.

[366] M. Maj, Energy Without Russia: The Case of Poland, Friedrich Ebert Stiftung, Warszawa 2022.

[367] O.R. Man, R.I. Radu, I.O. Mihai, C.M. Enache, S. David, F. Moisescu, M.C. Onica Ibinceanu, M.L. Zlati, Approaches to a New Regional Energy Security Model in the Perspective of the European Transition to Green Energy. Economies, 12(3), 61.

[368] IEA, World Energy Outlook 2022, International Energy Agency, Paris 2022.

prowadzić do wahań napięć, przeciążeń lub konieczności ograniczania produkcji PV, co w skrajnym przypadku zagraża niezawodności dostaw[369].

Kluczowym wnioskiem płynącym z pracy jest stwierdzenie, że opisane wyzwania da się skutecznie przezwyciężyć za pomocą odpowiednich rozwiązań technicznych i organizacyjnych. Szczegółowa analiza wykazała, iż aktywna integracja prosumentów z systemem elektroenergetycznym jest warunkiem sukcesu – należy uczynić z użytkowników energii część rozwiązania, a nie problemu. Monografia wskazuje, że zastosowanie inteligentnych technologii (np. nowoczesnych inwerterów obsługujących sterowanie mocą bierną, domowych magazynów energii, pojazdów elektrycznych z funkcją vehicle-to-grid czy systemów zarządzania energią HEMS/BMS) pozwala złagodzić negatywny wpływ fluktuacji generacji PV na sieć poprzez lokalną regulację i buforowanie nadwyżek energii. Takie nowoczesne systemy zarządzania – obejmujące algorytmy optymalizacyjne, sterowanie hierarchiczne w ramach mikro- i makrosieci, czy tworzenie klastrów energii – umożliwiają utrzymanie bilansu i parametrów jakościowych energii na poziomie lokalnym, odciążając tym samym sieć nadrzędną. Równie istotne są rozwiązania pozatechniczne: właściwie zaprojektowane mechanizmy rynkowe i regulacyjne stwarzają bodźce ekonomiczne do zachowań prosumentów korzystnych z punktu widzenia systemu. Przykładowo, taryfy dynamiczne i usługi elastyczności skłaniają do konsumpcji energii w okresach jej nadpodaży, modele peer-to-peer i rola agregatorów zachęcają do dzielenia się energią i bilansowania lokalnego, zaś odpowiednie kodeksy sieci i programy wsparcia (np. dla magazynów energii) umożliwiają włączenie nowych technologii do mainstreamu[370]. Co istotne, według najnowszych analiz wysokowydajnych modułów PV, ich łączenie z magazynami oraz zróżnicowane strategie zarządzania produkcją i popytem mogą ograniczyć obciążenia sieci nawet o 30–40%, jednocześnie zapewniając większą elastyczność w reakcji na lokalne fluktuacje zapotrzebowania[371]. Tego typu

[369] European Union Agency for Cybersecurity (ENISA), Cybersecurity in the Energy Sector: Challenges and Opportunities, 2023.

[370] D. Niedziółka, Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies, International Journal of Management and Economics, 60(1), 12-21.

[371] M.L. Di Silvestre, S. Favuzza, E. Riva Sanseverino, An integrated approach to solar prosumers for grid stability: Advanced PV and demand-response synergy, Applied Energy, 335, 120737.

dane potwierdzają, że głębsza integracja PV sprzyja utrzymaniu stabilnych dostaw energii – pod warunkiem wdrożenia odpowiednich środków technicznych i regulacyjnych[372].

Podsumowując, rozproszone systemy PV – jeśli są właściwie zarządzane i sprzężone z rynkiem energii – nie tylko nie stanowią zagrożenia dla stabilności KSE, ale mogą wręcz aktywnie wspierać pracę sieci. Przeprowadzone badania wykazały, że lokalne bilansowanie produkcji i zużycia energii zmniejsza obciążenia przesyłowe, zdecentralizowane magazyny energii i pojazdy elektryczne zapewniają elastyczność potrzebną do kompensowania wahań generacji, a rozproszenie źródeł podnosi odporność systemu na awarie i kryzysy. Co więcej, mechanizmy angażujące odbiorców w zarządzanie energią tworzą nowy model rynku – prosument staje się świadomym uczestnikiem dbającym o stabilność dostaw, czerpiąc jednocześnie korzyści ekonomiczne ze swojego udziału. W kontekście polskim, który stoi u progu głębokiej transformacji energetycznej i dalszego szybkiego wzrostu liczby prosumentów (prognozy sięgają 2–3 milionów mikroinstalacji PV w nadchodzących latach), pilne jest wdrożenie opisanych mechanizmów integracyjnych na szeroką skalę. Obiecujące jest to, że kierunek ten został już zarysowany – trwają prace nad dostosowaniem regulacji (np. umożliwienie pracy wyspowej fragmentów sieci, rozwój operatorów informacji pomiarowej dla rynku lokalnego), a liczne projekty pilotażowe (klastry energii, magazyny przyłączone do sieci, wirtualne elektrownie) dostarczają praktycznych doświadczeń[373]. Bezpieczeństwo energetyczne państwa w warunkach coraz bardziej rozproszonej struktury wytwarzania będzie w rosnącym stopniu zależeć od tego, jak efektywnie zintegrujemy miliony małych źródeł w jeden spójny i stabilny układ[374]. Niniejsza praca dowodzi, że istnieją ku temu realne narzędzia – zarówno techniczne, jak i rynkowo-regulacyjne – a ich synergiczne zastosowanie umożliwi bezpieczny rozwój zaawansowanych systemów fotowoltaicznych z korzyścią dla prosumentów, operatorów sieci oraz całego społeczeństwa. Wyniki uzyskane w monografii stanowią tym samym istotny wkład w wiedzę na temat integracji OZE z systemem

[372] K.E.H. Jenkins, A. Pfeiffer, M. Duygan, Energy transitions and security: A systematic review of the literature, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 168, 112885, 2023.

[373] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (aktualizacja), Warszawa 2023.

[374] International Renewable Energy Agency (IRENA), Geopolitics of the Energy Transition: Energy Security, IRENA, Abu Dhabi 2024.

energetycznym oraz dostarczają praktycznych wskazówek, jak kształtować politykę energetyczną i rozwiązania technologiczne, aby maksymalizować pozytywny wpływ fotowoltaiki na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

9.2. Ocena skuteczności i opłacalności rozwiązań opartych na AI

Sztuczna inteligencja (AI) odgrywa coraz większą rolę w sektorze energii, stając się kluczowym elementem usprawniającym zarządzanie nowoczesną elektroenergetyką. Wraz ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych i zdecentralizowanych zasobów, tradycyjne metody sterowania systemem przestają wystarczać – potrzebne są inteligentne algorytmy zdolne do przetwarzania ogromnych ilości danych i podejmowania decyzji w czasie rzeczywistym[375]. Eksperci podkreślają, że globalna transformacja ku OZE wymaga AI do efektywnego zarządzania złożonymi, rozproszonymi sieciami energetycznymi. Algorytmy uczące się są w stanie balansować podaż i popyt energii w ułamkach sekund, optymalizować wykorzystanie magazynów energii oraz zarządzać obciążeniem sieci, co przekłada się na większą stabilność i niższe koszty operacyjne systemu[376]. Innymi słowy, AI potrafi na bieżąco równoważyć system energetyczny, zwiększając jego elastyczność – coś, co w dobie wzrastającej ilości źródeł niestabilnych (jak PV czy wiatr) jest niezbędne dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw.

Jednym z najbardziej rozwiniętych obszarów zastosowań AI w energetyce jest prognozowanie podaży i popytu. Zaawansowane modele uczące się (korzystające z danych meteorologicznych, historycznych wzorców zużycia itp.) pozwalają z dużą dokładnością przewidywać generację ze źródeł słonecznych i wiatrowych oraz profil zapotrzebowania odbiorców[377]. Przekłada się to na lepsze planowanie pracy systemu i ograniczenie negatywnych skutków intermitencji OZE – operatorzy mogą wcześniej reagować na spodziewane niedobory lub nadwyżki energii, zmniejszając potrzebę utrzymywania kosztownych rezerw

[375] V. Soni, P. Sharma, A. Singh, Indexing economic performance of energy security towards alternative sustainable strategies and reforming policies: The evidence from Indian rural segment, Next Research, 2, 100136.

[376] J. Kim, A. Panton, G. Schwerhoff, Energy Security and the Green Transition, IMF Working Paper WP/24/6, International Monetary Fund 2024.

[377] Statista, Forecasting market for solar and wind power generation, 2023.

mocy. Równolegle sztuczna inteligencja usprawnia utrzymanie infrastruktury wytwórczej i sieciowej. Dzięki metodom machine learning możliwe stało się wdrożenie prewencyjnego monitoringu i diagnostyki urządzeń, czyli tzw. utrzymania predykcyjnego (predictive maintenance). Systemy AI analizują w czasie rzeczywistym dane z turbin wiatrowych, paneli fotowoltaicznych czy stacji transformatorowych, wykrywając anomalie i symptomy awarii zanim do nich dojdzie[378]. Pozwala to zminimalizować nieplanowane przestoje i wydłużyć żywotność sprzętu – szacunki wskazują, że zastosowanie algorytmów predykcyjnych może zwiększyć produktywność farm słonecznych o ok. 25%, zredukować liczbę awarii o 70% oraz obniżyć koszty konserwacji o 25%[379]. Zdaniem niektórych badań, dynamiczne sterowanie parametrami pracy falowników z wykorzystaniem AI może także ograniczyć straty na poziomie sieci niskiego i średniego napięcia o dodatkowe 10–15%[380].

Ważnym polem, na którym rozwiązania AI dowiodły swojej skuteczności, jest również zarządzanie magazynowaniem energii i popytem. Za pomocą uczenia maszynowego optymalizuje się harmonogramy ładowania i rozładowania magazynów energii elektrycznej tak, aby maksymalizować wykorzystanie taniej energii z PV oraz zminimalizować straty. Inteligentne systemy łączące farmy słoneczne z bateryjnymi magazynami oraz analizujące dane rynkowe potrafią w sposób automatyczny dokonywać tzw. tradingu energią – czyli decydować, kiedy energię gromadzić, a kiedy oddawać do sieci lub na rynek, by uzyskać najlepszą cenę[381]. Takie transakcyjne wykorzystanie AI zwiększa rentowność inwestycji OZE i jednocześnie pomaga stabilizować rynek energii: nadwyżki z okresów dużego nasłonecznienia są magazynowane i uwalniane podczas szczytów zapotrzebowania. Możliwość reagowania w czasie rzeczywistym na zmiany cen i obciążenia sieci sprawia, że dostawcy energii mogą obniżyć koszty bilansowania oraz ograniczyć zjawisko wymuszonego odcinania źródeł odnawialnych (curtailment). W sumie, AI przyczynia się do podniesienia efek-

[378] L. Gitelman, E. Magaril, M. Kozhevnikov. Energy Security: New Threats and Solutions, *Energies,* 16(6), 2869.

[379] PwC, AI in the Power Sector: Predictive Maintenance Gains, 2022.

[380] M.Q. Raza, A. Khosravi, S. Nahavandi, Improving photovoltaic system performance through real-time AI-based inverter control, Solar Energy, 256, 86-97.

[381] K. Lin, S. Ghosh, S. Abbas, M. Shahbaz, D. Ferraz, B. Doğan, Heterogenous impact of energy security and environmental regulations on energy transition: Exploring the disparity between high-income and middle-income countries, Renewable Energy, 237, 121610.

tywności i opłacalności całego ekosystemu energetycznego opartego na OZE – od wyższych uzysków energii i mniejszych strat, po bardziej opłacalne decyzje rynkowe i niższe koszty utrzymania sieci.

Analiza istniejących wdrożeń i badań pokazuje, że skuteczność rozwiązań AI w energetyce jest już dziś wysoka, a wiele projektów pilotażowych stało się rozwiązaniami komercyjnymi przynoszącymi wymierne korzyści. Operatorzy systemów wykorzystują sztuczną inteligencję do detekcji stanów awaryjnych i automatycznej rekonfiguracji sieci w razie zakłóceń, dostawcy energii zarządzają popytem odbiorców poprzez inteligentne sieci (smart grid) i dynamiczne taryfy, a przedsiębiorstwa energetyczne z powodzeniem stosują AI do planowania rozwoju infrastruktury (np. wyznaczania optymalnych lokalizacji nowych źródeł i magazynów na podstawie big data)[382]. To wszystko przekłada się na poprawę bezpieczeństwa energetycznego – system staje się bardziej odporny na nieprzewidziane wahania i efektywniej wykorzystuje dostępne zasoby. Trzeba jednak podkreślić, że wdrażaniu AI towarzyszą pewne ograniczenia i wyzwania, które wymagają uwzględnienia. Jednym z poważnych zagrożeń jest zwiększona podatność krytycznej infrastruktury na cyberataki – jako przykład może posłużyć głośny atak na ukraiński system elektroenergetyczny w 2015 r., który pozbawił prądu około 230 tysięcy odbiorców[383]. Incydent ten unaocznia, że wraz z postępującą cyfryzacją i automatyzacją sieci, konieczne jest równoległe wzmacnianie zabezpieczeń teleinformatycznych oraz systemów detekcji zagrożeń. Kolejnym wyzwaniem jest kwestia jakości i interoperacyjności danych – efektywność algorytmów AI silnie zależy od wiarygodności danych wejściowych, tymczasem w energetyce dane pochodzą z wielu rozproszonych źródeł i często są niejednorodne[384]. Niektóre inicjatywy badawcze postulują zatem stworzenie jednolitych standardów wymiany danych w obszarze odnawialnych źródeł, co pozwoliłoby na jeszcze pełniejsze wykorzystanie potencjału sztucznej inteligencji[385].

Podsumowując, rozwiązania oparte na sztucznej inteligencji cechują się wysoką skutecznością w zarządzaniu współczesną energetyką oraz w integracji fotowoltaiki z systemem – potrafią znacząco zwiększyć stabilność dostaw

[382] Google/DeepMind, Whitepaper: AI-driven solutions in solar farm optimization, 2023.
[383] ICS-CERT, Analysis of the Cyber Attack on the Ukrainian Power Grid, 2016.
[384] ENTSO-E, Data Interoperability in European Power Systems, 2023.
[385] Smart Energy Europe, AI standardization for Renewables: White Paper, 2024.

i efektywność ekonomiczną poprzez lepsze prognozowanie, optymalizację pracy zasobów oraz automatyzację reakcji na zmiany warunków. Opłacalność tych rozwiązań jest coraz lepiej udokumentowana: korzyści w postaci obniżonych kosztów operacyjnych, wydłużonej żywotności urządzeń, mniejszych strat energii czy dodatkowych przychodów z usług elastyczności często przewyższają nakłady na wdrożenie algorytmów i infrastruktury cyfrowej[386]. Przykładowo, zastosowanie smart inverters (inteligentnych falowników) zdolnych do regulacji parametrów sieci może przynieść setki milionów dolarów oszczędności rocznie dzięki poprawie jakości i niezawodności zasilania, a łączenie PV z magazynami sterowanymi przez AI pozwala niemal o połowę zredukować straty spowodowane wymuszonym ograniczaniem produkcji energii[387,388]. Mimo pewnych barier (m.in. cyberbezpieczeństwo, standaryzacja danych, kompetencje), aktualny stan wiedzy i praktyki wskazuje jasno, że AI staje się nieodzownym elementem nowoczesnej energetyki, w tym sektora fotowoltaiki. Jej umiejętne wykorzystanie przekłada się na bardziej bezpieczny i odporny system energetyczny, zdolny sprostać rosnącym wymaganiom transformacji energetycznej.

[386] Deloitte, Market study on cost-benefit of AI in the renewables sector, 2023.

[387] US DoE, Smart Inverter Technologies for Distributed Generation, Washington, 2022.

[388] Carbon Tracker, Curtailment Losses in PV: AI-based Mitigation, 2023.

Literatura

1. Abdel-Basset, M., Mohamed, R., Hezam, I. M., Sallam, K. M., & Hameed, I. A. (2024). Parameters identification of photovoltaic models using Lambert W-function and Newton-Raphson method collaborated with AI-based optimization techniques: A comparative study. *Expert Systems with Applications, 255*, 124777. https://doi.org/10.1016/j.eswa.2024.124777
2. Adamek, A. (2021). Mikrosieci a otoczenie formalno-prawne w Polsce. *Rynek Energii*, *6(157)*, 19-21.
3. Afre, R. A., & Pugliese, D. (2024). Perovskite solar cells: A review of the latest advances in materials, fabrication techniques, and stability enhancement strategies. *Micromachines, 15*(2), 192. https://doi.org/10.3390/mi15020192
4. Akrofi, M. (2021). An analysis of energy diversification and transition trends in Africa. *International Journal of Energy and Water Resources*. https://doi.org/10.1007/s42108-020-00101-5
5. Alla, R. K., Kandipati, R., Yadlapalli, R. T., & Vunnam, S. (2024). Monocrystalline photovoltaic material based symmetrical and unsymmetrical triple-series parallel-ladder configuration for harvesting maximum power under partial shading conditions. *Results in Optics, 16*, 100682. https://doi.org/10.1016/j.rio.2024.100682
6. American Physical Society. (2009). April 25, 1954: Bell Labs demonstrates the first practical silicon solar cell. *APS News*.
7. Ang, B. W., Choong, W. L., & Ng, T. S. (2015). Energy security: Definitions, dimensions and indexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 42*, 1077-1093. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.064

8. Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., de Pison, F. M., & Antonanzas-Torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy, 136*, 78-111. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.069
9. Asia Pacific Energy Research Centre. (2007). *Quest for energy security in the 21st century: Resources and constraints*. Tokyo: APERC.
10. Assareh, E., Keykhah, A., Bedakhanian, A., et al. (2024). Optimizing solar PV farm-based cogeneration systems with AI and cascade compressed air energy storage for stable power generation and peak shaving: A Japan-focused case study. *Applied Energy, 377*, 124468. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124468
11. Atchike, D. W., Ahmad, M., & Zhang, Q. (2024). Multifaceted natural resources and green energy transformation for sustainable industrial development. *Geoscience Frontiers, 15*, 101265. https://doi.org/10.1016/j.gsf.2024.101265
12. Barceló, E., Dimic-Misic, K., Imani, M., Hummel, M., & Gane, P. (2023). Regulatory paradigm and challenge for blockchain integration of decentralized systems: Example –
13. Renewable energy grids. *Sustainability, 15*(3), 2571. https://doi.org/10.3390/su15032571
14. Baricchio, M., Korevaar, M., Babal, P., & Ziar, H. (2024). Modelling of bifacial photovoltaic farms to evaluate the profitability of East/West vertical configuration. *Solar Energy, 272*, 112457. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.112457
15. Battaglia, V., Vanoli, L., & Zagni, M. (2024). Economic benefits of renewable energy communities in smart districts: A comparative analysis of incentive schemes for NZEBs. *Energy and Buildings, 305*, 113911. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.113911
16. Bellini, E. (2021, August 27). Photovoltaic sunshade based on perovskite solar cells. *PV Magazine*.
17. Benalcazar, P., Kalka, M., & Kamiński, J. (2024). From consumer to prosumer: A model-based analysis of costs and benefits of grid-connected residential PV-battery systems. *Energy Policy, 191*, 114167. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114167
18. Benda, V. (2012). Photovoltaics after 40 years of development. *Journal of Engineering Science and Technology Review, 5*(4), 1-8.

19. Berenyi, L., Pinter, É., & Deutsch, N. (2024). Dependency and diversity – Electricity transition and security in the Visegrad Group countries (V4). *The Electricity Journal*. https://doi.org/10.1016/j.tej.2024.107439
20. Blaczkowska, B. (2024, June 26). Mieszkańcy w Lubuskiem nie chcą olbrzymich farm PV. *Gramwzielone.pl*.
21. Borgosz-Koczwara, M., & Herlender, K. (2008). Bezpieczeństwo energetyczne a rozwój odnawialnych źródeł energii. *Energetyka, 2008*, 194-197.
22. Braun, J. (2018). Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne — miary i czynniki wpływające na jego poziom. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*, 23-32.
23. Brodny, J., & Tutak, M. (2023). Assessing the energy security of European Union countries from two perspectives - A new integrated approach based on MCDM methods. *Applied Energy*, *347,* 121443. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121443
24. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 – Begründung*. Berlin.
25. California Independent System Operator (CAISO). (2023). *What the duck curve tells us about managing a green grid*.
26. Carbon Tracker. (2023). *Curtailment losses in PV: AI-based mitigation*.
27. Carroll, D. (2025, January 28). Australian researchers set world record with kesterite solar cell. *PV Magazine*.
28. Cevik, S., & Toure, M. (2024). *Energy security and the green transition* (IMF Working Paper WP/24/6). International Monetary Fund.
29. Chantana, J., Imai, Y., Kawano, Y., Hishikawa, Y., Nishioka, K., & Minemoto, T. (2020). Impact of average photon energy on spectral gain and loss of various-type PV technologies at different locations. *Renewable Energy, 145*, 1317-1324. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.076
30. Chen, X., Du, Y., & Liu, Y. (2023). P2P transaction method for distributed energy prosumers based on reputation value. *Global Energy Interconnection, 6*(3), 308-323. https://doi.org/10.1016/j.gloei.2023.06.004
31. China National Energy Administration (NEA). (2024). *Statystyki instalacji farm PV*.
32. Clean Energy Wire. (2024, July 29). Germany sees 30% increase in PV units, achieves record solar share in total electricity feed-in. *CLEW*.

33. Corti, P., Follo, A., & Bonomo, P. (2024). Workflow to support cost-benefits comparison and sensitivity analysis of BIPV case studies: Three examples of BIPV facades in the south of Switzerland. *Energy and Buildings, 322*, 114732. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114732

34. Costa, V. B. F., Scianni, L., Miranda, R. C., & Bonatto, B. (2023). Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing. *Solar Energy, 249*, 694-711. https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.12.038

35. Cziomer, E. (Ed.). (2008). *Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku*. Kraków.

36. Deloitte. (2023). *Market study on cost-benefit of AI in the renewables sector*.

37. Di Silvestre, M. L., Favuzza, S., & Riva Sanseverino, E. (2023). An integrated approach to solar prosumers for grid stability: Advanced PV and demand-response synergy. *Applied Energy, 335*, 120737. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120737

38. Dimić-Mišić, K., Barceló, E., Spasojević-Brkić, V., & Gane, P. A. C. (2019). Identifying the challenges of implementing a European bioeconomy based on forest resources: Reality demands circularity. *FME Transactions, 47*, 60–69. https://doi.org/10.5937/fmet1901060D

39. Dipta, S. S., et al. (2024). Evaluating different alkylammonium bromide passivation films to stabilize and enhance PV performance of perovskite solar cells. *Solar Energy, 286*, 113195. https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.113195

40. Dong, L., Zhang, S., Zhang, T., Wang, Z., Qiao, J., & Pu, T. (2024). DSO-prosumers dual-layer game optimization based on risk price guidance in a P2P energy market environment. *Applied Energy, 361*, 122893. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122893

41. Dorić, B. (2024). Economic perspective of renewable energy sources: Security of supply, innovations, and challenges. *Croatian Regional Development Journal*, 5(1), 59-74. https://doi.org/10.2478/crdj-2024-0005

42. Dou, Y., Tan, S., & Xie, D. (2023). Comparison of machine learning and statistical methods in renewable energy power generation forecasting: A mini review. *Frontiers in Energy Research, 11*, 1218603. https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1218603

43. e-magazyny.pl. (2023). *Technologie magazynowania energii*.
44. Electrek. (2022). All-electric solar-and-battery-powered community in California.
45. Elshurafa, A. M., Hasanov, F. J., & Hunt, L. C. (2024). Macroeconomic, energy, and emission effects of solar PV deployment at utility and distributed scales in Saudi Arabia. Energy Strategy Reviews, 53, 101423-101423. https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101423
46. Ember. (2022). *Record solar summer helps avoid €29bn in gas imports in EU*. Ember Climate.
47. Enkhardt, S. (2022, October 28). EPFL sets new efficiency record for DSSC. *Pv Magazine*.
48. ENTSO-E. (2023). *Data interoperability in European power systems*.
49. European Commission. (2000). *Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply*.
50. European Commission. (2022). *REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy* (COM(2022) 108). Brussels.
51. European Commission. (2023). *Informacje nt. Fit for 55 oraz planu REPowerEU*. Brussels.
52. European Environment Agency (EEA). (2024). *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*.
53. European Union. (2004). *Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply*.
54. European Union Agency for Cybersecurity (ENISA). (2023). *Cybersecurity in the energy sector: Challenges and opportunities*.
55. Eurostat. (2022). EU overachieves 2020 renewable energy target – Poland: Share increased by more than 3 p.p. *Eurostat News*.
56. Eurostat. (2022). *EU overachieves 2020 renewable energy target*. *Eurostat News*.
57. Farmy.pl. (2023). *AI w fotowoltaice. Jak sztuczna inteligencja i uczenie maszynowe wspierają branżę?*
58. Farooq, A., Khan, M. U., Anwar, A., Ali, B., Ul Hassan, A., & Alhokbany, N. (2024). Predicting high performance optoelectronic attributes containing iso-indacenodithiophene-based photovoltaic materials for future solar

cell technology. Computational and Theoretical Chemistry, 1234, 114549. https://doi.org/10.1016/j.comptc.2024.114549

59. Forum Energii. (2021). *Poland needs 2 GW of new PV annually – that's why prosumers should be supported*.
60. Forum Energii. (2019). *Polska energetyka 2050 – 4 scenariusze*.
61. Fraunhofer ISE. (2022). *Photovoltaics report*.
62. Fraunhofer ISE. (2024). *Net public electricity generation in Germany*.
63. Gajdzik, B., et al. (2023). Barriers to renewable energy source (RES) installations as determinants of energy consumption in EU countries. *Energies, 16*(21), 7364. https://doi.org/10.3390/en16217364
64. Ganne, E. (2018). *Can blockchain revolutionize international trade?* World Trade Organization.
65. Gasser, P. (2020). A review on energy security indices to compare country performances. *Energy Policy, 139*, 111339. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111339
66. Gitelman, L., Magaril, E., & Kozhevnikov, M. (2023). Energy security: New threats and solutions. *Energies, 16*(6), 2869. https://doi.org/10.3390/en16062869
67. Giuli, M., & Oberthür, S. (2023). Third time lucky? Reconciling EU climate and external energy policy during energy security crises. *Journal of European Integration, 45*(3), 395-412. https://doi.org/10.1080/07036337.2023.2187574
68. Global Market Insights. (2022). *Microgrid market size report*.
69. Globenergia.pl. (2024). Niemcy: ponad milion nowych systemów PV w 2023.
70. Globenergia. (2022, July 19). TAURON reaguje na wyłączenia fotowoltaiki – powstał magazyn energii do regulacji sieci. *Globenergia.pl*.
71. Główny Urząd Statystyczny (GUS). (2023). *Energia ze źródeł odnawialnych w 2023 roku w Polsce*. Warszawa.
72. Gnansounou, E. (2009). Indicators of energy vulnerability. *World Energy Council*, 3734-3744. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.004
73. Google/DeepMind. (2023). *Whitepaper: AI-driven solutions in solar farm optimization*.

74. Gozgor, G., Ho, T., Li, J., & Mousavi, M. M. (2024). The impact of energy diversification on firm performance: The moderating role of corporate social responsibility. *International Review of Financial Analysis*. https://doi.org/10.1016/j.irfa.2024.103189
75. Gramwzielone.pl. (2023). Doniesienia o mikrosieci w Bytomiu (projekt TAURON).
76. Gramwzielone.pl. (2023). Dane dotyczące rozłożenia celów OZE w państwach UE.
77. Gramwzielone.pl. (2023). Dane nt. metodologii GUS i osiągnięcia 16,1% w 2020 r.
78. Gramwzielone.pl. (2023). Dane z 2021 r. – 15,6% w Polsce vs 21,8% w UE.
79. Gramwzielone.pl. (2018). Eurostat: Polska dalej od celu OZE na 2020 r.
80. Gramwzielone.pl. (2020). Informacja nt. pakietu „20-20-20" i celu OZE.
81. Gramwzielone.pl. (2023). Polska w ogonie UE w wykorzystaniu energii z OZE.
82. Gramwzielone.pl. (2023, December 11). Polskie perowskity z certyfikatem TÜV.
83. Gramwzielone.pl. (2023). Potwierdzenie osiągnięcia 15% OZE w 2020 dzięki korekcie statystycznej.
84. Gramwzielone.pl. (2022). Magazynowanie nadwyżek energii z PV w cieple. Analizy IEO.
85. Greendealflow. (2022). *Overcoming NIMBY – Public opposition survey in Denmark*. Greendealflow.com
86. Gridcognition. (2022). *Accelerating the electrification of UK homes: Blog projektu mikrosieci osiedlowej w Kent*.
87. Grundy, A. (2020, December 22). Oxford PV celebrates 29.5% conversion rate with perovskite solar cell. *Solar Power Portal*.
88. Habib, S. (2023). Robust load and energy management in smart grids with prosumer-integrated distributed energy resources. *Journal of Cleaner Production, 382*, 135266. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135266
89. Hachemi, A. T., et al. (2022). Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration. *International Journal of*

Electrical Power & Energy Systems, 142, 108275. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108275

90. Han, Z., Lu, H., & Zhao, W. (2024). Effect of different PV modules surface energies and surface types on the particle deposition characteristics and PV efficiency. *Renewable Energy, 237*, 121614. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121614
91. Harrou, F., Taghezouit, B., Bouyeddou, B., & Sun, Y. (2023). Cybersecurity of photovoltaic systems: Challenges, threats, and mitigation strategies – A short survey. *Frontiers in Energy Research, 11*, 1274451. https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1274451
92. Hatziargyriou, N. (2014). *Microgrids: Architectures and control*. Wiley-IEEE Press.
93. Hoque, M. M., Khorasany, M., Azim, M. I., Razzaghi, R., Jalili, M. (2024). A framework for prosumer-centric peer-to-peer energy trading using network-secure export–import limits. *Applied Energy, 361*, 122906. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122906
94. Iberdrola. (2022). *Puertollano: Europe's largest green hydrogen plant begins operation*.
95. Ibrahim, M., Harkouss, F., Biwole, P., Fardoun, F., & Ouldboukhitine, S. (2024). Building retrofitting towards net zero energy: A review. *Energy and Buildings, 322*, 114707. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114707
96. Iheanetu, K. J. (2022). Solar photovoltaic power forecasting: A review. *Sustainability, 14*(24), 17005. https://doi.org/10.3390/su142417005
97. ICS-CERT. (2016). *Analysis of the cyber attack on the Ukrainian power grid*.
98. IDTechEx. (2020). *Redox flow vs. lithium-ion batteries*. *Solar Builder Magazine*.
99. International Energy Agency (IEA). (2021). *Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*. Paris.
100. International Energy Agency (IEA). (2022). *Global hydrogen review 2022*. Paris.
101. International Energy Agency (IEA). (2022). *Renewables 2022*. Paris.
102. International Energy Agency (IEA). (2022). *Solar PV global supply chains – Special report*. Paris.

103. International Energy Agency (IEA). (2022). *Why AI and energy are the new power couple*. Paris.

104. International Energy Agency (IEA). (2022). *World energy outlook 2022*. Paris.

105. International Energy Agency. (2023). *Brazil – Energy sector overview*. IEA Country Profile.

106. International Energy Agency. (2023). *Brazil's ethanol production programme "Proálcool" – Policies database*.

107. International Energy Agency (IEA). (2023). *Electricity grids and secure energy transitions*. Paris.

108. International Energy Agency (IEA). (2023). *Emergency response and energy security*. Paris.

109. International Energy Agency (IEA). (2023). *Energy security – Ensuring the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price*.

110. International Energy Agency (IEA). (2024). *Renewables 2024 – Global outlook*.

111. International Energy Agency (IEA). (2024). *Trends in photovoltaic applications 2024*. IEA PVPS Programme, Paris.

112. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2013). *Smart grids and renewables – A guide for effective deployment.* Abu Dhabi.

113. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *Artificial intelligence and big data*. Innovation Landscape Brief.

114. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). *Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading*. Abu Dhabi.

115. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). *Renewable power generation costs in 2020*. Abu Dhabi.

116. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *World energy transitions outlook 2022: 1.5°C pathway*. Abu Dhabi.

117. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Renewable capacity statistics 2023*. Abu Dhabi.

118. International Renewable Energy Agency (IRENA), & International Labour Organization (ILO). (2023). *Renewable energy and jobs – Annual review 2023*.

119. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway*. Abu Dhabi.

120. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *irena.org* (dostęp: listopad 2024).

121. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Geopolitics of the energy transition: Energy security*. Abu Dhabi.

122. Inżynier Budownictwa. (2022, July). *PGE zbuduje największy magazyn energii w Europie*.

123. Jailani, N. L. M., Dhanasegaran, J. K., Alkawsi, G., et al. (2023). Investigating the power of LSTM-based models in solar energy forecasting. *Processes, 11*(5), 1382. https://doi.org/10.3390/pr11051382

124. Jakóbik, W. (2022, April 16). Saudyjczycy mogą zastąpić ropę wodorem i pomóc Europie. *BiznesAlert.pl*.

125. Jathar, L. D., Nikam, K., Awasarmol, U. V., Gurav, R., Patil, J. D., Shahapurkar, K., Hoang, A. T. (2024). A comprehensive analysis of the emerging modern trends in research on photovoltaic systems and desalination in the era of artificial intelligence and machine learning. *Heliyon, 10*, e25407. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25407

126. Jäger-Waldau, A. (2021). *PV status report*. European Commission.

127. Jenkins, K. E. H., Pfeiffer, A., & Duygan, M. (2023). Energy transitions and security: A systematic review of the literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 168*, 112885. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112885

128. Jowett, P. (2024). Oxford PV starts commercial distribution of perovskite solar modules. *PV Magazine*.

129. Kaczmarski, M. (2010). *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*. Wydawnictwa Akademickie i Profesjonalne.

130. Kalani, M. J., & Kalani, M. (2024). Controlling the energy supply and demand of grid-connected building integrated photovoltaics considering real-time electricity prices to develop more sustainable and smarter cities. *Optik, 300*, 171629. https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2023.171629

131. Kalogirou, S. A. (2002). Artificial intelligence in renewable energy systems modelling and prediction. In *Proc. of World Renewable Energy Congress VII (WREC2002)*.

132. Kazemian, A., Mahmud, S., Zainudin, A., & Ahmed, N. (2023). Novel approach to PV cooling with PCM and advanced doping. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *145*, 111164. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111164

133. Kim, J., Panton, A., & Schwerhoff, G. (2024). *Energy security and the green transition* (IMF Working Paper WP/24/6). International Monetary Fund.

134. KOBiZE. (2023). *Raport. Udział OZE w krajowym miksie energetycznym*. Warszawa.

135. Komisja Europejska. (2023). *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023*.

136. Komisja Europejska. (2022). *Plan REPowerEU* (COM(2022) 230 final). Bruksela.

137. Kostecka-Jurczyk, D., Struś, M., & Marak, K. (2024). The role of energy cooperatives in ensuring the energy and economic security of Polish municipalities. *Energies, 17*(13), 3082. https://doi.org/10.3390/en17133082

138. Lamnatou, Ch., Cristofari, C., & Chemisana, D. (2024). Artificial intelligence (AI) in relation to environmental life-cycle assessment, photovoltaics, smart grids and small-island economies. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 71*, 104005. https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.104005

139. Lamnatou, Ch., Cristofari, C., & Chemisana, D. (2024). Photovoltaic/wind hybrid systems: Smart technologies, materials and avoided environmental impacts considering the Spanish electricity mix. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 70*, 103920. https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103920

140. Lari, K., Bruce, A., Sadatifar, S., & Evins, R. (2023). Techno-economic analysis to determine the potential of perovskite-based PV blinds for buildings. *Solar Energy, 265*, 112052. https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.112052

141. Lăzăroiu, A. C., Osman, M. G., Strejoiu, C.-V., & Lăzăroiu, G. (2023). A comprehensive overview of photovoltaic technologies and their efficiency for climate neutrality. *Sustainability, 15*(23), 16297. https://doi.org/10.3390/su152316297

142. Liang, S., Jin, S., & Chen, Y. (2024). A review of edge computing technology and its applications in power systems. *Energies, 17*(13), 3230. https://doi.org/10.3390/en17133230

143. Lin, K., Ghosh, S., Abbas, S., Shahbaz, M., Ferraz, D., & Doğan, B. (2024). Heterogeneous impact of energy security and environmental regulations on energy transition: Exploring the disparity between high-income and middle-income countries. *Renewable Energy, 237*, 121610. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121610

144. Liu, S., Tan, D., Chen, Z., & Zhang, X. (2024). Bi-level optimal scheduling of distribution networks with the photovoltaic prosumer groups based on contract theory. *Journal of Electrical Engineering & Technology, 19*, 4791-4802.

145. Lv, L., Wu, Z., Zhang, L., et al. (2023). An edge-AI based forecasting approach for improving smart microgrid efficiency. *Heliyon, 9*, e21475. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21475

146. López-Álvarez, J. A., et al. (2023). Assessing the feasibility of retrofitting parabolic trough power plants with integrated photovoltaic systems for grid integration. *Renewable Energy, 205*, 40–54.

147. Maisch, M. (2024). A battery worth its salt. *PV Magazine*.

148. Maisch, M. (2023). One year of net billing in Poland. *PV Magazine International*.

149. Madani, S., & Pineau, P. O. (2024). Investment in vehicle-to-grid and distributed energy resources: Distributor versus prosumer perspectives and the impact of rate structures. *Utilities Policy, 88*, 101736. https://doi.org/10.1016/j.jup.2024.101736

150. Magazyn Fotowoltaika. (2023). Sztuczna inteligencja jako katalizator dynamicznego rozwoju fotowoltaiki w 2025 roku.

151. Maguire, G. (2024, May 15). Germany solar power output jumps to record highs. Reuters. https://www.reuters.com/business/energy/germany-solar-power-output-jumps-record-highs-maguire-2024-05-14/

152. Maj, M. (2022). *Energy without Russia: The case of Poland*. Friedrich Ebert Stiftung.

153. Man, O. R., Radu, R. I., Mihai, I. O., Enache, C. M., David, S., Moisescu, F., Onica Ibinceanu, M. C., & Zlati, M. L. (2024). Approaches to

a new regional energy security model in the perspective of the European transition to green energy. *Economies, 12*(3), 61. https://doi.org/10.3390/economies12030061

154. Martucci, B. (2024). NRG, Renew Home aim for 1-GW Texas VPP by 2035. *Utility Dive*.
155. Masterson, V. (2021). Renewables were the world's cheapest source of energy in 2020, new report shows. *World Economic Forum*.
156. Mellit, A., & Kalogirou, S. A. (2008). Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review. *Progress in Energy and Combustion Science, 34*(5), 574–632. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2008.01.003
157. Michalik, S. (2024). Green energy in Poland: Challenges and opportunities – Interview. *Blue Europe*.
158. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2021). *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040)*. Warszawa.
159. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2023). *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (aktualizacja)*. Warszawa.
160. Mirzaei, M., & Mohiabadi, M. Z. (2017). A comparative analysis of long-term field test of monocrystalline and polycrystalline PV power generation in semi-arid climate conditions. *Energy for Sustainable Development, 38*, 93-101. https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.002
161. Mrozowska, S., Wendt, J., & Tomaszewski, K. (2021). The challenges of Poland's energy transition. *Energies, 14*(23). https://doi.org/10.3390/en14238165
162. Nagaraja, M. R., Biswas, W. K., et al. (2024). Advancements and challenges in solar photovoltaic technologies: enhancing technical performance for sustainable clean energy – A review. *Solar Energy Advances, 5, 100077*. https://doi.org/10.1016/j.seja.2024.100084
163. Nakabi, T. A., & Toivanen, P. (2021). Deep reinforcement learning for energy management in a microgrid with flexible demand. *Sustainable Energy, Grids and Networks, 25*, 100413. https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100413
164. Nanyang Technological University (NTU Singapore). (2022). Renewable Energy Integration Demonstrator, Singapore (REIDS). Official project website.

165. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2019). *Renewable energy to support energy security: Fact sheet*.

166. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2020). *Resilient energy platform: Energy storage integration.*

167. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2023). *Supply chain cybersecurity recommendations for solar photovoltaics* (NREL/TP-5R00-87135).

168. Natural Resources Canada. (2022). Slemon Park microgrid project (Prince Edward Island). *Informacja o dofinansowaniu rządowym*.

169. Next10. (2023). *California Green Innovation Index 2023: Renewable Energy – Figure 47ab*.

170. Niedziółka, D. (2024). Opportunities and threats to shaping energy security in the conditions of development and use of new technologies. *International Journal of Management and Economics, 60*(1), 10.2478/ijme-2023-0023. https://doi.org/10.2478/ijme-2023-0023

171. OECD Nuclear Energy Agency. (2010). *The security of energy supply and the contribution of nuclear energy* (NEA Report No. 6358). Paris.

172. Olabi, A. G., Abdelghafar, A. A., Maghrabie, H. M., Sayed, E. T., Rezk, H., Al Radi, M., Obaideen, K., & Abdelkareem, M. A. (2023). Application of artificial intelligence for prediction, optimization, and control of thermal energy storage systems. *Thermal Science and Engineering Progress, 39*, 101730. https://doi.org/10.1016/j.tsep.2023.101730

173. Oliveira, F. A. F., Pereira, R. G. S., Porto, M. P., & Ferreira, R. A. M. (2024). Long-wavelength infrared optical properties of polycrystalline silicon PV modules under clean and soiled conditions for thermography analysis. *Solar Energy, 284*, 113028. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.113028

174. Ouédraogo, A., Zouma, B., Ouédraogo, E., Guissou, L., & Bathiébo, D. J. (2021). Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature. *Results in Optics, 4*, 100101. https://doi.org/10.1016/j.rio.2021.100101

175. Pach-Gurgul, A. (2012). *Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski*. Difin.

176. Pang, L., Liu, L., Zhou, X., Hafeez, M., Ullah, S., & Sohail, M. T. (2024). How does natural resource depletion affect energy security risk? New insights from major energy-consuming countries. *Energy Strategy Reviews, 54*, 100852. https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.100852

177. Paraschiv, L. S., & Paraschiv, S. (2023). Contribution of renewable energy (hydro, wind, solar and biomass) to decarbonization and transformation of the electricity generation sector for sustainable development. *Energy Reports, 9*, 535-544. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.07.024

178. Peprah, F., Gyamfi, S., Effah-Donyina, E., & Amo-Boateng, M. (2022). Evaluation of reactive power support in solar PV prosumer grid. *e-Prime, Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, 2*, 100057. https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.10005

179. Piotrowski, M., & Gislén, M. (2024). How permitting processes are hampering Europe's energy transition. *World Economic Forum*.

180. PKP Energetyka. (2022, February 3). *Wodorowa rewolucja na kolei coraz bliżej – powstanie pierwsza polska mikrosieć trakcyjna z wykorzystaniem elektrolizerów*. Komunikat prasowy.

181. Poprawska-Borowiec, K. (2024, April 10). Fotowoltaika i magazyny energii powstaną na dachu stołecznej uczelni. *Gramwzielone.pl*.

182. Prawo.pl. (2022). Wyliczenia dot. 42,5% OZE w UE i ~31,5% w Polsce.

183. Prawo.pl. (2023). Dodatkowe omówienie raportu Forum Energii i pozycji Polski w UE.

184. Prawo.pl. (2023). Omówienie zrewidowanej dyrektywy RED III.

185. PRIMES (EC), & ReEDS (NREL). (2024). Modele planowania mocy, scenariusze dla UE i USA.

186. Pronińska, K. (2012). *Bezpieczeństwo energetyczne w stosunkach UE–Rosja*. Wydawnictwo Elipsa.

187. Puthod, F. (2023). French startup offers AI algorithm package for rooftop PV monitoring. *PV Magazine International*.

188. PV Magazine USA. (2023, October 31). California is curtailing more solar power than ever before.

189. PV-Tech. (2024, September 5). *Oxford PV ships first commercial perovskite tandem modules*. https://www.pv-tech.org/oxford-pv-ships-first-commercial-perovskite-tandem-modules/

190. PwC. (2022). *AI in the power sector: Predictive maintenance gains*.

191. Rada Europejska. (2021). *Wskaźniki zależności energetycznej państw UE*.

192. Raport Światowej Komisji ds. Środowiska i Rozwoju ONZ (Komisja Brundtland). (1987). *Our Common Future*. ONZ.

193. Raza, M. Q., Khosravi, A., & Nahavandi, S. (2024). Improving photovoltaic system performance through real-time AI-based inverter control. *Solar Energy, 256*, 86-97. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.05.034

194. Red Eléctrica de España (REE). (2024, October 7). La energía solar fotovoltaica en España ha superado la producción de todo 2023 – nota prasowa REE.

195. Reuters. (2022). Germany's 2022 renewable power output rises but still behind target.

196. Reuters. (2023). Perovskite solar goes commercial as yield gains align with market forces. *Insight*.

197. Reuters. (2024). China invests in record 120 GW solar farms.

198. Rey-Hernandez, J. M., Rey-Martínez, F. J., Sala-Lizarraga, J. M., & Picallo-Perez, A. (2024). Innovative exergy indicators for analyzing an nZEB building to promote new areas of improvement. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 69*, 103917. https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103917

199. Rice University News. (2024, June 13). Major gains in perovskite solar cell stability.

200. Romero, H. F. M., González Rebollo, M. Á., Cardeñoso-Payo, V., et al. (2022). Applications of artificial intelligence to photovoltaic systems: A review. *Applied Sciences, 12*(19), 10056. https://doi.org/10.3390/app121910056

201. Ruszel, M. (2014). *Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Wymiar teoretyczny i praktyczny*. Wydawnictwo Rambler.

202. Rząd Federalny Niemiec. (2022, July). *Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) – komunikat prasowy*. Berlin.

203. Sabori, B., Goltabar, S., & Ranjbar, O. (2023). Rethinking diversification: Assessing the impact of energy concentration on climate change in rentier and non-rentier countries. *Energy*. https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.10156

204. Sadamori, K. (IEA). (2024, September 20). 50Hz: Accelerating Integration of Variable Renewable Energy. *komunikat prasowy/pv-magazine.com*.

205. Saule Technologies. (2018, December 13). *Saule Technologies and Skanska change construction industry with perovskite solar panels*. Komunikat prasowy.

206. ScienceDaily. (2023, June 1). Record 19.31% efficiency with organic solar cells.

207. Sepúlveda-Oviedo, E. H., Subias, A., Pavlov, M., & Alonso, C. (2023). Fault diagnosis of photovoltaic systems using artificial intelligence: A bibliometric approach. *Heliyon, 9(11),* e21491. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21491

208. Serat, Z., et al. (2022). Design strategies for building rooftop photovoltaic systems: Efficiency and grid integration. *Alexandria Engineering Journal, 61*, 7447-7461.

209. Shah, A. U. I., & Meyer, E. L. (2024). Perovskite-based solar cells in photovoltaics for commercial scalability: Current progress, challenges, mitigations and future prospectus. *Solar Energy, 286*, 113172. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.113172

210. Shubbak, M. H. (2019). Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends. *Renewable and sustainable energy reviews*, *115*, 109383. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109383

211. Singh, A. R., et al. (2024). Electric vehicle charging technologies, infrastructure expansion, grid integration strategies, and their role in promoting sustainable e-mobility. *Alexandria Engineering Journal, 105*, 300-330.

212. Skandalos, N., & Karamanis, D. (2023). Decarbonizing operational emissions in urban neighborhoods with the integration of rooftop photovoltaics and green infrastructure under current and future climate conditions. *Sustainable Cities and Society, 97*, 102962. https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.102962

213. Smart Energy Europe. (2024). *AI standardization for renewables: White paper*.

214. SolarPower Europe. (2023). *#MakeSolarEU – Why does European solar manufacturing matter?*

215. Soni, V., Sharma, P., Singh, A., Dash, A. P., Dey, P. K. (2025). Indexing economic performance of energy security towards alternative sustainable strategies and reforming policies: The evidence from Indian rural segment. *Next Research, 2*.

216. Statista. (2023). Forecasting market for solar and wind power generation.

217. Strielkowski, W., Chygryn, O., Drozd, S., Koibichuk, V. (2024). Sustainable transformation of energy sector: Cluster analysis for the sustainable development strategies of selected European countries. *Heliyon, 10*(1), e38930. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e38930.

218. Tarasewicz, A. (2022). Protesty przeciwko farmom PV zdarzają się sporadycznie. Ważna jest edukacja i komunikacja. *Globenergia.pl*.

219. TAURON. (2022, March 11). *Mikrosieć TAURONA w Bytomiu*. Informacja prasowa.

220. Tech. Networks. (2024, February 23). World's most efficient quantum dot solar cells – 18.1%.

221. Teklebrhan, N., et al. (2023). Strategies for integrating residential PV and wind energy in Eritrea's electricity grid by imposing feed-in constraints in low voltage network. *Renewable Energy, 205*, 332–345. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.03.063

222. Teraz-srodowisko.pl. (2022). Informacje o wzroście udziału OZE.

223. Tian, X., Foong, A., & Nguyen, T. (2024). Artificial intelligence applications in photovoltaic systems: A comprehensive review. *CAAI Artificial Intelligence Research, 11*(2), 146–160.

224. Togun, H., Basem, A., Jweeg, M. J., Biswas, N., Abed, A. M., Paul, D., Mohammed, H. I., Chattopadhyay, A., Sharma, B. K., Abdulrazzaq, T. (2024). Advancing organic photovoltaic cells for a sustainable future: The role of artificial intelligence (AI) and deep learning (DL) in enhancing performance and innovation. *Solar Energy, 291*, 113378. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.113378

225. Trabish, H. (2015). Utility-scale solar is significantly cheaper than rooftop solar. *Utility Dive*.

226. Tsuchida, S., Nonaka, H., & Yamada, N. (2022). Deep reinforcement learning for the optimal angle control of tracking bifacial photovoltaic systems. *Energies, 15(21), 8083*. https://doi.org/10.3390/en15218083

227. U.S. Commercial Service. (2023). *Poland onshore wind energy 10H distance rule liberalized*. Trade.gov – Market Intelligence.

228. United Nations. (2015). *Agenda 2030 for sustainable development*. United Nations.

229. United Nations. (2022). *Renewable energy – powering a safer future*. UN Climate Change Campaign.

230. United Nations Environment Programme (UNEP). (2023). *Global trends in renewable energy investment 2023*. Frankfurt School–UNEP Centre/BNEF.

231. United Nations Environment Programme (UNEP). (2023). *Global trends in renewable energy investment 2023*.

232. University of Technology Sydney (UTS). (2022). *MyTown Microgrid Heyfield Victoria*. Projekt demonstracyjny mikrosieci.

233. Urząd Regulacji Energetyki (URE). (2024). *Komunikat nt. rozbudowy sieci dystrybucyjnych i konieczności inwestycji w infrastrukturę*.

234. Urząd Regulacji Energetyki (URE). (2024). *Magazynowanie energii elektrycznej – pierwszy raport Prezesa URE*. Warszawa.

235. Urząd Regulacji Energetyki (URE). (2024). *Raport: energia wytworzona z OZE w mikroinstalacjach i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2023 r.*

236. Urząd Regulacji Energetyki (URE). (2024). *Raport o mikroinstalacjach 2023*.

237. Urząd Regulacji Energetyki (URE). (2024). *Raport prosumencki*.

238. US DoE. (2022). *Smart inverter technologies for distributed generation*. Washington.

239. Viscondi, G. de F., & Alves-Souza, S. N. (2019). A systematic literature review on big data for solar photovoltaic electricity generation forecasting. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 31*, 54-63. https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.11.008

240. Vubangsi, M., Mubarak, A. S., & Al-Turjman, F. (2024). Enhancing predictive modeling of photovoltaic materials' solar power conversion efficiency using explainable AI. *Energy Reports, 11*, 3824-3835.

241. Walcha, A., Castelloa, R., Mohajerib, N., Scartezzinia, J.-L. (2020). Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy, 262*, 114404.

242. Wang, W., Xu, K., Song, S., Bao, Y., & Xiang, C. (2024). From BIM to digital twin in BIPV: A review of current knowledge. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 67*, 103855. https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103855

243. Wang, Y., Liu, B., Peng, H., & Jiang, Y. (2024). Locating the suitable large-scale solar farms in China's deserts with environmental considerations. *Science of The Total Environment, 955*, 176911. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.176911

244. Wasiak, I., Szypowski, M., Kelm, P., Mieński, R., Wędzik, A., et al. (2022). Innovative energy management system for low-voltage networks with distributed generation based on prosumers' active participation. *Applied Energy, 312*, 118705.

245. Wiśniewska, M. (2017). Bezpieczeństwo — pojęcie, istota, typologia. *Problemy Jakości, 2*, 2-9.

246. World Economic Forum. (2023, February 17). *Can Europe's rush for renewables solve its energy crisis?*

247. WysokieNapiecie.pl. (2021). Dane GUS 2020 nt. biomasy stałej.

248. WysokieNapiecie.pl. (2022). Udział energii wiatru w polskim OZE.

249. WysokieNapiecie.pl. (2023). Udział fotowoltaiki (ok. 2%) i dynamika wzrostu.

250. Xie, F., Zhang, W., Zhou, D., & et al. (2018). Critical review on stability issue of the halide perovskite solar cells. *Journal of Energy Chemistry, 27*(3), 746-785.

251. Xuefeng, Z., Xin, L., Tianyuan, L., & Guibin, S. (2024). How photovoltaic industry policies foster the development of silicon solar cell manufacturing technology: Based on self-attention mechanism. *IDEAS, 308*, 132866.

252. Yahya Salih, E. (2024). Characterization and performance evaluation of nanostructured rod-like CdTe/Si fast-response visible light photodetector. *Physica B: Condensed Matter, 685*, 1416056.

253. Zheng, S., Jin, X., Huang, G., Lai, A. C. K. (2022). Coordination of commercial prosumers with distributed demand-side flexibility in energy sharing and management system. *Energy, 248*, 123634.

254. Zulfauzi, I. A., Dahlan, N. Y., Sintuya, H., & Setthapun, W. (2023). Anomaly detection using K-Means and long-short term memory for predictive maintenance of large-scale solar (LSS) photovoltaic plant. *Energy Reports, 9*(Supplement 12).

255. Zulu, M. L. T., Carpanen, R. P., & Tiako, R. (2023). A comprehensive review: AI optimization in a hybrid microgrid under faults. *Energies, 16*(4), 1786.

Spis rysunków

Rysunek 1. Potencjalne źródła, umożliwiające dywersyfikację zasobów energetycznych dla Polski - 32

Rysunek 2. Ograniczenia istniejącej infrastruktury energetycznej w Polsce - 59

Rysunek 3. Wyzwania transformacji opartej o nowoczesne technologie - 64

Rysunek 4. Idea energetyki rozproszonej i prosumenckiej - - - - - - - - 85

Rysunek 5. Przykład wielkoskalowej farmy solarnej opartej o panele bifacialne - 86

Rysunek 6. Popularne rozwiązania fotowoltaiki typu off-grid - - - - - - - 88

Rysunek 7. Budownictwo zintegrowane z fotowoltaiką (BIPV) - - - - - - 90

Rysunek 8. Magazyny termiczne w systemach PV - - - - - - - - - - - 112

Rysunek 9. Alternatywne magazyny energii PV - - - - - - - - - - - - 113

Rysunek 10. Przykładowa „krzywa kaczki”. Dobowy profil obciążenia netto (pomarańczowy) w systemie z dużym udziałem PV w porównaniu z zapotrzebowaniem całkowitym (niebieski). W południe występuje nadwyżka generacji słonecznej (szare pole), a po zachodzie słońca konieczne jest szybkie uruchomienie źródeł konwencjonalnych (stroma krawędź po prawej) - - - - - - - - - - 123

Rysunek 11. Ujemne ceny energii skutkiem ubocznym dużej generacji PV - 124

Rysunek 12. Schemat koncepcji wirtualnej elektrowni (VPP) - - - - - 147

Rysunek 13. Sezonowy rozkład produkcji energii z fotowoltaiki w Niemczech w latach 2021-2024 - - - - - - - - - - - - - - - - - 162

Rysunek 14. Prognozowana (linia przerywana) vs. rzeczywista (linia ciągła) generacja mocy PV w trakcie dnia dla modelu uczącego się 174

Rysunek 15. Koncepcyjny schemat sterowania farmą PV - - - - - - - 178

Rysunek 16. Koncepcyjny diagram architektury IoT w instalacji PV - - 181

Rysunek 17. Schemat pilotażowej mikrosieci energetycznej TAURON w Bytomiu - 185

Rysunek 18. *Globalna moc zainstalowanej fotowoltaiki (PV) w latach 2000–2050* - 210

Rysunek 19. Schemat zintegrowanego systemu energetycznego z udziałem fotowoltaiki - 219

Spis tabel

Tabela 1. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej a zależność od importu energii w wybranych krajach, - - - - - - - - - - - - - - - 35

Tabela 2. Wybrane wskaźniki transformacji energetycznej i emisji dla wybranych państw świata (dane 2022 r.) - - - - - - - - - - - - - - - 47

Tabela 3. Zatrudnienie w sektorze odnawialnych źródeł energii na świecie (2023) - 53

Tabela 4. Kategorie barier w rozwoju OZE wraz z przykładami - - - - - - 56

Tabela 5. Porównanie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto Polski i UE w wybranych latach - 69

Tabela 6. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce za rok 2020 - 72

Tabela 7. Porównanie wybranych technologii ogniw fotowoltaicznych – sprawność, koszt, trwałość, komercjalizacja i potencjał rozwoju - - 84

Tabela 8. Podstawowe parametry wybranych technologii PV - - - - - - 96

Tabela 9. Udział technologii w rynku PV - - - - - - - - - - - - - - - - - 98

Tabela 10. Przykładowe technologie ogniw fotowoltaicznych – rekordowa sprawność, stabilność i dostępność materiałowa - - - - 103

Tabela 11. Główne kierunki innowacji w fotowoltaice oraz ich potencjalne korzyści i wyzwania - - - - - - - - - - - - - - - - - 104

Tabela 12. Orientacyjne parametry wybranych technologii bateryjnych stosowanych w systemach PV - - - - - - - - - - - - - - - - - - - 110

Tabela 13. Charakterystyczne cechy wybranych rodzajów magazynów ciepła - 113

Tabela 14. Przegląd wybranych środków technicznych i operacyjnych wspierających integrację fotowoltaiki z systemem elektroenergetycznym - 130

Tabela 15. Przykłady integracji fotowoltaiki w wybranych krajach – porównanie mocy, udziałów oraz zastosowanych środków zapewniających stabilność systemu - - - - - - - - - - - - - - - - 139

Tabela 16. Przykładowe podejścia do integracji prosumentów i ich efekty dla stabilności sieci - 150

Tabela 17. Wybrane przykłady wdrożeń rozproszonych systemów i inicjatyw prosumenckich oraz ich wpływ na pracę sieci - - - - - 152

Tabela 18. Porównanie wybranych cech mikroinstalacji i makroinstalacji fotowoltaicznych (PV) z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego państwa - 159

Tabela 19. Rozwój fotowoltaiki w Polsce – mikroinstalacje vs duże instalacje (moc i liczba) - 160

Tabela 20. Udział energii słonecznej (PV) w miksie energetycznym wybranych krajów w 2023 r. - 166

Tabela 21. Przegląd wybranych technik sztucznej inteligencji i ich zastosowań w systemach PV - - - - - - - - - - - - - - - - - - - 169

Tabela 22. Porównanie cech systemów ekspertowych i metod uczenia maszynowego w zastosowaniach PV - - - - - - - - - - - - - - - 170

Tabela 23. Klasyfikacja prognoz produkcji PV wg horyzontu czasowego 172

Tabela 24. Wybrane algorytmy MPPT i ich charakterystyka - - - - - - 177

Tabela 25. Typowe dane pomiarowe w systemach PV z IoT - - - - - - 180

Tabela 26. Wyzwania Big Data/IoT w fotowoltaice i rozwiązania - - - 182

Tabela 27. Liczba prosumenckich mikroinstalacji PV oraz ich łącznej mocy zainstalowanej w Polsce w latach 2019–2023 - - - - - - - 195

Tabela 28. Porównanie scenariuszy rozwoju fotowoltaiki – świat vs Polska (wybrane punkty w czasie) - - - - - - - - - - - - - - - - 207

Tabela 29. Porównanie cech tradycyjnych ogniw krzemowych i nowych ogniw perowskitowych - 212

Tabela 30. Przykładowe kierunki integracji fotowoltaiki z innymi technologiami oraz ich znaczenie - - - - - - - - - - - - - - - - - 216



WYDAWNICTWO AB JPII

ISBN 978-83-68103-17-5