



**RYNEK  
FOTOWOLTAIKI  
W POLSCE**

XII EDYCJA  
CZERWIEC  
2024  
WARSZAWA



**INSTYTUT ENERGETYKI ODNAWIALNEJ**

ul. Mokotowska 4/6

00-641 Warszawa

Tel.: 22 875 86 78

Fax: 22 825 46 52

biuro@ieo.pl

[www.ieo.pl](http://www.ieo.pl)

[www.sklepiao.pl](http://www.sklepiao.pl)

[www.odnawialny.blogspot.com](http://www.odnawialny.blogspot.com)

ⓧ [www.x.com/InstEneregOdnaw](http://www.x.com/InstEneregOdnaw)

ⓧ [www.x.com/Odnawialny](http://www.x.com/Odnawialny)

Ⓜ [instytut.energetyki.odnawialnej](http://instytut.energetyki.odnawialnej)

## ZŁOCI PARTNERZY



**IBC SOLAR** to wiodący dostawca kompleksowych rozwiązań i usług w dziedzinie fotowoltaiki oraz magazynowania energii. Oferujemy pełen zakres usług: od planowania inwestycji, przygotowania projektów i dokumentacji, po dostarczenie systemów fotowoltaicznych pod klucz, dla domów prywatnych, handlu, przemysłu i elektrowni fotowoltaicznych. Wraz z Partnerami Premium zapewniamy wysokiej jakości wykonanie systemów PV. Od powstania firmy w 1982 roku zainstalowaliśmy łącznie 7 GW mocy na całym świecie.



**OX2** rozwija, buduje i oferuje inwestorom lądowe oraz morskie farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne. Firma oferuje także zarządzanie farmami wiatrowymi i słonecznymi po zakończeniu budowy. Portfel projektów deweloperskich OX2 obejmuje inwestycje wiatrowe oraz fotowoltaiczne własne i nabyte. Firma jest również aktywna w obszarze rozwoju technologii, takich jak wodór i magazynowanie energii. OX2 prowadzi działalność na 12 rynkach i zatrudnia około 500 pracowników.

## SREBRNI PARTNERZY



**Grupa ERGO Hestia** to pionier najbardziej innowacyjnych rozwiązań w sektorze ubezpieczeniowym. Od ponad 30 lat pozostaje wiarygodnym i niezawodnym partnerem oferującym najwyższej jakości produkty i usługi. W 2024 roku Agencja Fitch określiła rating siły finansowej sopockiego ubezpieczyciela (IFS) na poziomie AA z perspektywą stabilną, a także rating wiarygodności kredytowej (IDR) na poziomie AA- z perspektywą stabilną. To najwyższe wskaźniki wśród polskich ubezpieczycieli.



**Next2Sun Polska** specjalizuje się w pionowych instalacjach fotowoltaicznych. Ich innowacyjne podejście do agrofotowoltaiki pozwala na integrację energii słonecznej z działalnością rolniczą, umożliwiając rolnikom wydajną produkcję energii elektrycznej, jednocześnie wspierając zrównoważony rozwój gospodarczy. Dzięki zaawansowanym technologiom, firma oferuje efektywne rozwiązania oparte na odnawialnych źródłach energii, co pomaga w walce ze zmianami klimatycznymi i redukcją emisji gazów cieplarnianych.



**Polenergia Fotowoltaika** – spółka należąca do Grupy Polenergia dostarczająca innowacyjne rozwiązania z zakresu fotowoltaiki, pomp ciepła, magazynowania energii i stacji ładowania do aut elektrycznych. Oferuje produkty i usługi skierowane zarówno do osób szukających oszczędności w swoich gospodarstwach domowych, jak i firm, które liczą się ze swoimi wydatkami i chcą mieć realny wkład w ekologię.

## PATRONI HONOROWI



KRAJOWA IZBA GOSPODARCZA



Polska Agencja  
Inwestycji i Handlu  
Grupa PFR



ZWIĄZEK BANKÓW POLSKICH

## PATRONI MEDIALNI

BANK.PL

 **CIRE.PL**  
Centrum Informacji o Ryнку Energii

 **GRAMWZIELONE.PL**

 **fotowoltaika**  
magazyn

nowa  
**Energia**

PORTAL  
**Komunalny.pl**

**PRZEGLĄD**  
**Komunalny**  
GOSPODARKA KOMUNALNA I OCHRONA ŚRODOWISKA

 **światOZE.pl**

 **TERAZ ŚRODOWISKO**

 **wysokie  
napięcie.pl**

**Dziękujemy czołowym firmom z branży  
fotowoltaicznej, które na potrzeby  
raportu wzięły udział w badaniu rynku PV**



Grzegorz Wiśniewski – redakcja naukowa

Michał Kwasiborski – kierownik projektu

#### ZESPÓŁ AUTORSKI:

mgr inż. Grzegorz Wiśniewski, mgr inż. Michał Kwasiborski, dr inż. Jacek Gajkowski, dr inż. Tomasz Kowalak, mgr Krzysztof Kalinowski, mgr inż. Sebastian Orzechowski, dr inż. Konrad Wiśniewski, mgr Marta Skowrońska, dr inż. Mariusz Twardawa, mgr Piotr Dziamski, mgr Piotr Urbański, mgr Agnieszka Wycisk

#### REDAKCJA I KOREKTA

Beata Jaworowska

#### SKŁAD I ŁAMANIE TEKSTÓW

Grażyna Dymel-Piotrowska

#### ZATWIERDZIŁ

Prezes IEO, Grzegorz Wiśniewski

Kontakt: [biuro@ieo.pl](mailto:biuro@ieo.pl)

Copyright© EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

**Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO)** założony został w 2001 roku jako niezależna grupa badawcza/think tank. Jest pierwszym prywatnym instytutem naukowym w Polsce posiadającym głęboką znajomość całokształtu zagadnień z zakresu energetyki odnawialnej, poczynając od polityki energetycznej i prawa, prognoz cen i taryf energii elektrycznej, umów PPA, analiz ekonomicznych i finansowych w elektroenergetyce (energetyka słoneczna i wiatrowa) oraz ciepłownictwie (OZE, magazyny ciepła, integracja sektorów), a kończąc na kwestiach technicznych i projektowych. W sposób ciągły monitoruje rynek OZE i działania administracji państwowej, jak również instytucji unijnych w formule „watchdog”.

IEO ma bardzo duże doświadczenie w pracach o charakterze doradcy technicznego i biznesowego (due diligence, założenia rozwiązań technicznych, programy funkcjonalno-użytkowe, studia wykonalności, biznesplany, wprowadzanie innowacji w przedsiębiorstwie) w procesach inwestycyjnych w energetyce odnawialnej realizowanych przez firmy i samorządy oraz w projektach

badawczych i demonstracyjnych realizowanych w programach badawczych UE.

IEO prowadzi studia podyplomowe Energetyka Odnawialna dla Biznesu i szkolenia z zakresu technologii, rynku, ekonomiki i prawa OZE dla krajowych przedsiębiorstw energetycznych oraz zagranicznych (izby gospodarcze, banki oraz firmy energetyczne).

IEO zrealizował kilkadziesiąt ekspertyz i analiz nt. rynku energii, modeli biznesowych w energetyce odnawialnej i w przemyśle produkcji urządzeń dla OZE oraz analiz ekonomicznych i prognoz dla instytucji rządowych, publicznych, Komisji Europejskiej, klientów biznesowych, jak również dziesiątki krajowych i międzynarodowych projektów badawczych. Od 2020 roku realizuje poprzez spółkę GigaPV S.A. projekt budowy gigafabryki ogniw słonecznych nowej generacji.

Od dwunastu lat IEO wydaje coroczny raport „Rynek fotowoltaiki w Polsce”.



## KOMENTARZ PREZESA IEO

Pomimo wyzwań – nasilające się odmowy przyłączania do sieci, pierwsze ograniczenia pracy źródeł PV przyłączonych do sieci, uciążliwe procedury administracyjne, kryzys na rynku dostawców technologii, spadające ceny energii – sektor fotowoltaiczny w Polsce w 2023 roku nadal rozwijał się prężnie. Polska fotowoltaika stała się jednym z liderów Europy i świata.

Sektor PV, jak dotychczas, okazuje się odporny na wielorakie zakłócenia płynące z globalnych łańcuchów dostaw oraz zawirowań na rynku energii. Ale dane z rynku wskazują na konieczność działania w poszukiwaniu rozwiązań nie tylko bezpośrednich uczestników rynku (firm), ale też administracji krajowej i agend UE. Chodzi zarówno o szybkie i systemowo efektywne wykorzystanie dotychczas dostępnych instrumentów finansowych (KPO, TCTF), sprawne wdrożenie w Polsce uchwalonych już przepisów unijnych (RED III), jak i przygotowanie się – pod kątem pilnych potrzeb branży i przemysłu PV – do skutecznego wdrożenia europejskich rozwiązań NZIA i CBAM.

Instrumenty rozwoju PV powinny być w pełni skorelowane z regulacjami wewnętrznego rynku energii UE. Jako jeden z liderów europejskiego rynku fotowoltaiki możemy dokonać przeglądu prawa unijnego, w szczególności dyrektywy o wewnętrznym rynku energii elektrycznej i sposobu jej wdrożenia w Polsce. Zaangażowania administracji i planu wdrożenia wymagają takie nowe, szeroko zakrojone inicjatywy europejskie, jak: „sector coupling” (szansa w łączeniu generacji PV i potrzeb oraz możliwości ciepłownictwa w zakresie magazynowania nadwyżek energii PV), agrofotowoltaika (wielofunkcyjne wykorzystanie gruntów, korzyści dla rolnictwa i walka z suszą), instrument IPCEI (projekty wspólnych wdrożeń w zakresie innowacji w przemyśle PV).

Raport „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024” służy celebracji sukcesu rynkowego, pokazuje, że jest dobrze, a przynajmniej – że nie jest źle. Ale identyfikuje problemy, które mogą narastać, o ile odpowiednie działania nie zostaną podjęte szybko. W 2023 roku obroty handlowe fotowoltaiki wyniosły 21,6 mld zł, a wartość rynku inwestycji PV kształtowała się na poziomie 15,6 mld zł (najwięcej w całej energetyce!), ale mimo wzrostu nowych mocy o 4,6 GW, przychody branży PV były niższe niż w 2022 roku.

Ubiegłoroczne redukcje OZE dotyczyły tylko 0,2%, ale w roku bieżącym (do 27 maja) przekroczyły 2,5%. Od początku roku 2024 zostało ograniczone (utracone) ponad 500 GWh energii z OZE, w tym 460 GWh energii z elektrowni PV (wyłączenia trwały 131 godzin). Paradoksem wysokiego tempa rozwoju branży i sukcesów statystycznych jest fakt, że instalatorzy w segmencie mikroinstalacji odnotowali spadek obrotów o 44% (ogólnie o 17%). Firmy instalacyjne w 2023 roku straciły ogółem 3% przychodów w porównaniu z rokiem poprzednim, ale w segmencie mikroinstalacji było to już 37%, a producenci i dystrybutorzy paneli PV odnotowali zmniejszenie przychodów aż o 47%.

Te problemy same się nie rozwiążą. Wiele w tych sprawach może zrobić rynek, o ile daje właściwe sygnały cenowe i o ile nie jest zakłócany przez nieuczciwe praktyki, które są widoczne downstream (niejasne sygnały i wątpliwe oferty wysyłane do prosumentów) i upstream (trwający latami dumping cenowy na komponenty PV z importu) oraz na rynku energii (ciągle słaba pozycja niezależnego wytwórcy energii z OZE). Rozwiązanie tych problemów wymaga szerokiej współpracy.

Raport wskazuje na instrumenty takiej współpracy. 15 kwietnia br. podpisana została Europejska Karta Słoneczna, która wyraża konsensus pomiędzy Komisją Europejską, rządami krajów członkowskich i branżą PV. Rząd RP jest sygnatariuszem Karty i dzięki temu chce budować krajową strategię przemysłową. Przedstawiciele organów administracji (koordynuje Ministerstwo Klimatu i Środowiska) i przedsiębiorców kontynuują wdrażanie postanowień „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju sektora fotowoltaiki w Polsce”, które zawiera wskazówki, jak wykorzystać sukces polskiej fotowoltaiki.

Tylko wspólny i spójny wysiłek rządu i branży może utorować ambitne perspektywy rozwoju fotowoltaiki na kolejne lata i dekady.

# SPIS TREŚCI

|                                                                                                                                  |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Komentarze Partnerów Raportu .....</b>                                                                                        | <b>10</b>  |
| <b>Streszczenie raportu „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024” .....</b>                                                             | <b>11</b>  |
| <b>1 Strategiczne otoczenie regulacyjne i rola fotowoltaiki<br/>w realizacji celów w zakresie energii z OZE na 2030 rok.....</b> | <b>14</b>  |
| <b>2 Rynek fotowoltaiki .....</b>                                                                                                | <b>22</b>  |
| 2.1. Krajowy rynek fotowoltaiki .....                                                                                            | 23         |
| 2.2. Rynek fotowoltaiki w Unii Europejskiej.....                                                                                 | 28         |
| <b>3 Rynek mikroinstalacji.....</b>                                                                                              | <b>33</b>  |
| 3.1. Rozwój mikroinstalacji .....                                                                                                | 34         |
| 3.2. Programy wsparcia finansowego dla prosumentów .....                                                                         | 36         |
| <b>4 Rynek małych i dużych instalacji .....</b>                                                                                  | <b>40</b>  |
| 4.1. Rozwój farm fotowoltaicznych .....                                                                                          | 41         |
| 4.2. Wpływ systemu aukcyjnego na rozwój farm fotowoltaicznych.....                                                               | 43         |
| 4.3. Ograniczenia w dostępie do sieci – przyłączenia do sieci .....                                                              | 49         |
| 4.4. Ograniczenia źródeł PV w sieci .....                                                                                        | 54         |
| <b>5 Nakłady inwestycyjne i obroty na rynku energii .....</b>                                                                    | <b>60</b>  |
| <b>6 Wyniki badań firm w łańcuchu dostaw dla krajowego rynku fotowoltaiki .....</b>                                              | <b>64</b>  |
| <b>7 Perspektywy rozwoju technologii dla fotowoltaiki .....</b>                                                                  | <b>77</b>  |
| <b>Firmy biorące udział w badaniu rynku PV .....</b>                                                                             | <b>96</b>  |
| <b>Produkty i usługi IEO .....</b>                                                                                               | <b>98</b>  |
| <b>Zastrzeżenia prawne .....</b>                                                                                                 | <b>101</b> |

## KOMENTARZE PARTNERÓW RAPORTU



### IBC SOLAR POLAND

W 2024 roku obserwujemy spowolnienie na rynku instalacji domowych, wynikające z oczekiwania na uruchomienie kolejnej edycji programu „Mój Prąd” i wstrzymania nowych inwestycji. Jednocześnie rośnie zainteresowanie elektrowniami fotowoltaicznymi i instalacjami dla biznesu. Firmy zobowiązane do spełnienia norm środowiskowych kierują się w stronę energii z OZE, a odpowiedź na ich specyficzne potrzeby będzie wymagać od całej branży ciągłej edukacji i poszukiwania nowych rozwiązań. W kontekście technologii widzimy rosnące zainteresowanie, zarówno ze strony klientów biznesowych, jak i prywatnych, inwerterami hybrydowymi o mocach większych niż 10 kW, połączonymi z magazynami energii. Odczuwamy też zwrot klientów w stronę kryterium najwyższej jakości, a nie jak dotąd – najniższej ceny. Mimo chwilowego spowolnienia, polski rynek PV znajduje się w europejskiej czołówce, aby jednak utrzymać dobrą passę w nadchodzących latach, niezbędne są długofalowe, strategiczne działania ze strony rządu.



### OX2 POLAND

Sektor fotowoltaiczny z roku na roku rozwija się coraz bardziej, pomimo trudności, z jakimi musi się borykać, a do których należą m.in. odmowy dotyczące przyłączy czy ograniczenia administracyjne. Potwierdzają to dane opracowane przez Instytut Energetyki Odnawialnej, które pokazują, jak duży potencjał drzemie w polskiej fotowoltaice. Szanse zawsze idą jednak w parze z wyzwaniami. Wyzwania te dotyczą w szczególności dużych farm fotowoltaicznych, w okresach zwiększonej produktywności niejednokrotnie wyłączanych przez Operatora Systemu Przesyłowego z powodu niewystarczającej elastyczności sieci. W OX2 wierzymy, że temu zjawisku mogą zaradzić magazyny energii, które pracując wraz z dużymi instalacjami PV są szansą na stabilną sieć elektroenergetyczną i gwarancję dostaw zielonej energii. To właśnie one, wraz z przyspieszeniem procedur inwestycyjnych i promocją innowacyjnych rozwiązań z zakresu OZE, są przyszłością fotowoltaiki w Europie.

# STRESZCZENIE RAPORTU

„Rynek fotowoltaiki  
w Polsce 2024”

Polska fotowoltaika na koniec roku 2023 osiągnęła moc zainstalowaną 17,08 GW, a 17,73 GW na koniec pierwszego kwartału 2024 roku. W porównaniu z rokiem 2022 przyrost nowych mocy w wartościach bezwzględnych był podobny i wynosił ok. 4,6 GW, jednak wyraźnej zmianie uległa struktura rynku. Zmieniły się relacje instalowanych mikroinstalacji (do 50 kW), małych instalacji (powyżej 50 kW) oraz rozpoznawanych jako „farmy” instalacji powyżej 1 MW. Zmieniły się też obroty i przychody firm będących na różnych etapach łańcucha dostaw.

Wzrost rynku w 2023 roku w dużej mierze opierał się na mikroinstalacjach prosumenckich (43% przyrostu nowych mocy), stanowiących 66,3% całkowitej mocy zainstalowanej w PV. W porównaniu z rokiem 2022 widać jednak spowolnienie przyrostu w tej grupie. Analiza pierwszego kwartału 2024 roku wskazuje również, że – z dużym prawdopodobieństwem – możemy się spodziewać dalszego wyhamowania lub ustabilizowania przyrostu mikroinstalacji w 2024 roku. Przyczyny to utrzymujące się „mrożenie” cen energii dla odbiorców indywidualnych, ciągle wysoki poziom inflacji oraz wynikające z niego wyższe koszty kredytów bankowych i osłabienie pozycji ekonomicznej klasy średniej. To skutkuje wstrzymywaniem się małych inwestorów lub odraczaniem decyzji zakupowych przez prosumentów.

Spowolnienie w tej grupie zrekompensował jednak wzrost instalowanych mocy w małych instalacjach oraz farmach powyżej 1 MW, wynosząc odpowiednio: 24,3% i 9,4%. Był to dla tej grupy inwestorów rekordowy rok, zarówno pod względem liczby oddanych do użytku instalacji, jak i łącznej mocy urządzeń – przyłączono 1417 małych instalacji (od 50 kW do 1 MW) o łącznej mocy 1,1 GW oraz 80 farm powyżej 1 MW o łącznej mocy 0,77 GW. Fotowoltaika dalej pozostaje więc zdecydowanym liderem wśród wszystkich innych OZE w naszym kraju, jeśli chodzi o tempo rozwoju i moce zainstalowane. Obecnie moce PV stanowią około 60% mocy zainstalowanej w całym sektorze odnawialnych źródeł energii (OZE). Na tle innych krajów Unii Europejskiej Polska zajęła czwarte miejsce pod względem przyrostu mocy PV w 2023 roku i awansowała na szóste miejsce pod względem skumulowanej mocy zainstalowanej.

Rok 2023 oraz początek roku 2024 przyniosły również istotne zmiany w otoczeniu regulacyjnym, mające na celu dalsze wspieranie rozwoju fotowoltaiki oraz innych OZE w Polsce i Unii Europejskiej. Wśród najważniejszych krajowych aktów prawnych należy wymienić nowelizację ustawy Prawo energetyczne, przyjętą w lipcu 2023 roku. Ustawa ta z opóźnieniem zaimplementowała zapisy poprzednich dyrektyw z 2019 roku, w tym dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii regulując m.in. kwestie magazynowania energii oraz częściowo wdraża poprzednią dyrektywę o odnawialnych źródłach energii (RED II), której czas transpozycji minął w czerwcu 2021 roku. Dopiero w sierpniu 2023 roku znowelizowano również ustawę o odnawialnych źródłach energii, która także częściowo wdraża zapisy RED II.

Tymczasem w październiku 2023 roku Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły już nową dyrektywę – RED III, zakładającą ambitniejsze cele w zakresie zwiększenia udziału energii z OZE w ogólnym zużyciu energii w UE do 2030 roku. Podczas gdy RED II zakładała zwiększenie udziału przynajmniej do 32%, RED III stawia cel na poziomie 42,5% z zamiarem osiągnięcia 45%. Kraje członkowskie mają 18 miesięcy na transpozycję zapisów tej dyrektywy do swoich porządków prawnych.

Wśród nowych aktów prawnych, które będą miały znaczenie dla branży, nie sposób nie wymienić również, zatwierdzonego przez Parlament Europejski w kwietniu 2024 roku, rozporządzenia o przemyśle o zerowej emisji netto (Net-Zero Industry Act). Rozporządzenie to zakłada osiągnięcie unijnej zdolności produkcyjnej w zakresie strategicznych technologii neutralnych emisyjnie, w tym fotowoltaiki, na poziomie co najmniej 40% rocznych potrzeb do 2030 roku. Net-Zero Industry Act zawiera konkretne środki, takie jak: przyspieszone wydawanie pozwoleń oraz ułatwianie dostępu do rynku poprzez stosowanie kryteriów pozacenowych preferujących lokalną produkcję urządzeń PV, komponentów i usług w zamówieniach publicznych, aukcjach energii odnawialnej i innych systemach wsparcia.

Nowym zjawiskiem w Polsce jest narastający w latach 2023–2024 problem tzw. curtailmentu – czyli czasowe ograniczenia pracy farm PV przyłączonych do sieci, szczególnie w szczytach generacji. Do tej rynkowej formy zarządzania krzywą podaży energii coraz częściej ucieka się bowiem Operator Systemu

Przesyłowego. Zjawisko to dotyczy głównie instalacji PV innych niż mikroinstalacje (te są ograniczane przez automatykę ponadnapięciową) i występuje w okresach najwyższej produktywności, szczególnie w godzinach okołopołudniowych, początkowo w dni świąteczne w efekcie głębokiego spadku zapotrzebowania na energię, a obecnie także w dni robocze.

Mitygacja tego problemu wymaga nowych strategicznych działań i rozwoju innowacyjnych rozwiązań. Przy stosunkowo dużym nasyceniu rynku znaczenia nabiorą rozwiązania zapewniające bardziej rozłożony w ciągu dnia profil produkcji energii, w tym np. systemy PV o ekspozycji wschód–zachód, bezpośrednie wykorzystywanie nadmiaru generowanej energii oraz odraczanie w czasie wykorzystania energii dzięki jej magazynowaniu w krótkoterminowych magazynach energii elektrycznej („load shifting” o 2–4 godziny z pory południowej na popołudniową) i magazyny ciepła (dobowe i sezonowe).

Rozwiązanie problemów braku przyłączy PV do sieci według modelu „PV hosting capacity” (otwierania się systemu energetycznego na nowe źródło energii) i ograniczanie skali wyłączeń generacji PV z sieci, przyśpieszenie (skrócenie) procedur administracyjnych dla inwestorów inwestycyjnych oraz promocja innowacyjnych rozwiązań i reindustrializacja europejskiego przemysłu PV będą kluczowymi wyzwaniami, z którymi zmierzy się już w najbliższym czasie branża PV. Wszystkie z tych wyzwań są ważne i łącznie stanowią też generalnie wyzwanie dla administracji rządowej, która wyznacza kierunki rozwoju energetyki i przemysłu oraz dla branży PV, która urosła i uodporniła się na różnego typu zakłócenia, ale ciągle jest poddawana wstrząsom.

W raporcie „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024”, poza tradycyjną analizą rynku technologii, dostawców, instalatorów, operatorów oraz analizą regulacji i programów, znalazły się nowe rozdziały poświęcone możliwej skali i skutkom ujemnych cen energii curtailmentów (to zjawisko nasiliło się w 2024 roku), problemom rozwoju przemysłu PV (nierównowaga podaży-popytu w efekcie wieloletniego zaburzenia rynku ujawniła się z początkiem 2023 roku), szansom dla branży i rolnictwa oferowanym przez agrofotowoltaikę oraz systemowemu podejściu do magazynowania energii z PV, w szczególności w postaci magazynów ciepła (sector coupling) i energii elektrycznej.

Raport identyfikuje problemy, ale wskazuje też kierunki działania w najbliższej perspektywie 2025 roku w taki sposób, aby możliwe było zrealizowanie celów na 2030 rok wraz z odpowiednią wartością dodaną dla polskiej branży PV i całego krajowego łańcucha dostaw.

# 1 STRATEGICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE I ROLA FOTOWOLTAIKI

w realizacji celów w zakresie  
energii z OZE na 2030 rok

Polska zrealizowała z nadwyżką swój wiążący 15% cel OZE na 2020 rok, osiągając 16,1% udziału energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto, choć już w 2021 roku udział OZE spadł do 15,6%<sup>1</sup>, budząc niepokój o dalsze tempo rozwoju OZE. W 2022 roku średnia unijna udziału energii z OZE przekroczyła 23%, a i w Polsce nastąpiło ponowne odbicie, do poziomu 16,9%. Wzrost ten w szczególności zapewnił trwający od kilku lat spektakularny rozwój fotowoltaiki. Istnieją przesłanki utrzymania tego wzrostu OZE i fotowoltaiki w kolejnych latach w Polsce. UE w obecnej dekadzie odchodzi od prawnie wiążących celów dla OZE, a tym bardziej celów dla poszczególnych technologii, ale spadek cen energii z PV oraz nowe strategiczne i kompleksowe ramy polityki energetyczno-klimatycznej mogą istotnie przyspieszyć dalszy rozwój OZE, a w szczególności inwestycje w fotowoltaikę.

Wojna w Ukrainie oraz poprzedzający ją szantaż gazowy Rosji, a także związany z wojną kryzys energetyczny spowodowały, że cele klimatyczne UE, oparte na szybkim rozwoju OZE (tzw. pakiet Fit for 55), zostały skorelowane z celami związanymi z bezpieczeństwem energetycznym (tzw. pakiet REPowerEU), które w Europie są realizowane przede wszystkim poprzez wykorzystanie własnych, odnawialnych zasobów energii, w tym w szczególności energii słonecznej. Różne inicjatywy polityczne UE z lat 2022–2023, takie jak: EU Solar Energy Strategy (Strategia UE na rzecz energii słonecznej), European Solar Rooftops Initiative (Inicjatywa na rzecz słonecznych dachów), European Solar Industry Alliance (Inicjatywa na rzecz odbudowy przemysłu PV, realizowana w ramach REPowerEU) kształtowały kierunki rozwoju fotowoltaiki.

Ostatnim z sektorowych dokumentów strategicznych, przyjętym 15 kwietnia 2024 roku, jest European Solar Charter (Europejska Karta Słoneczna)<sup>2</sup>, która stanowi najwyższy poziom konsensu pomiędzy Komisją Europejską,

rządami krajów członkowskich i branżą PV (inwestorzy, instalatorzy i producenci urządzeń) na rzecz współdziałania w celu kompleksowego i dalszego dynamicznego rozwoju fotowoltaiki w UE. Rząd RP jest sygnatariuszem Karty. Krzysztof Bolesta, sekretarz stanu w ministerstwie ds. energii, podpisując dokument stwierdził, że to kolejny ruch w kierunku budowy strategii przemysłowej, której brakowało jako nieodłącznego towarzysza polityki klimatycznej. Rządy zobowiązały się m.in. do wykorzystania możliwości finansowania w ramach State aid Temporary Crisis and Transition Framework (TCTF), aby zapewnić wsparcie dla nowych inwestycji w łańcuchu dostaw energii słonecznej. Komisja Europejska z kolei zobowiązała się m.in. do zwiększania wsparcia dla inwestycji w łańcuch wartości produkcji energii słonecznej, w tym za pośrednictwem InvestEU, wykorzystania instrumentu wspólnych wdrożeń (IPCEI) w celu wspierania innowacji i ich pierwszego wdrożenia przemysłowego w łańcuchu wartości produkcji fotowoltaiki oraz do wsparcia państw członkowskich we włączaniu przejrzystych i obiektywnych kryteriów pozacenowych w systemach wsparcia OZE i zamówieniach publicznych do promowania innowacyjnych form wykorzystania energii słonecznej.



Fot. OX2

<sup>1</sup> Eurostat. Share of energy from renewable sources. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_IND\\_REN/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_REN/default/table?lang=en)

<sup>2</sup> Europejska Karta Energii Słonecznej, wersja w języku polskim <https://ieo.pl/aktualnosci/1680-europejska-karta-energii-slonecznej>

Europejska Karta Słoneczna w części przemysłowej ma oparcie w takich instrumentach, jak Border Adjustment Mechanism – CBAM (Mechanizm Granicznego Podatku Węglowego), czyli mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub>, który wszedł w życie 1 października 2023 roku, a efektywnie od początku 2026 roku będzie stanowił dodatkowy koszt dla wybranych towarów wytworzonych np. w branżach wysokoemisyjnych, pochodzących z państw trzecich o wysokim śladzie węglowym w wytwarzaniu energii elektrycznej. Osłabi to konkurencyjność pozaeuropejskich dostawców krzemu, ogniw i modułów. 25 kwietnia 2024 roku Parlament Europejski przyjął (przedostatni etap legislacyjny w UE) treść Rozporządzenia Parlamentu i Rady w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie (akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie – tzw. NZIA). Uznaje on fotowoltaikę za technologię o specjalnym znaczeniu. Zobowiązuje do dążenia do osiągnięcia do 2030 roku co najmniej 30 GW zdolności europejskiego przemysłu produkcji fotowoltaicznej w całym łańcuchu wartości fotowoltaiki

oraz do tego, by roczna unijna zdolność produkcji technologii neutralnych emisyjnie (w tym PV) zbliżyła się do co najmniej 40% rocznych inwestycji w zakresie tych technologii.

Jak łatwo zauważyć, Unia Europejska w okresie do 2030 roku nie stawia konkretnych nowych celów ilościowych, jeśli chodzi o wzrost udziałów energii z OZE<sup>3</sup>, w tym energii z PV, poza celami związanymi z rozwojem przemysłu i technologii. Zakłada, że OZE będą rozwijały się rynkowo (ew. w ramach dostępnych i zgodnych z zasadami pomocy publicznej instrumentów wsparcia). Polityka UE orientuje się na cele związane z bezpieczeństwem ener-

gicznym, technologicznym i klimatycznym, w które w pełni wpisuje się fotowoltaika, jako jedna ze strategicznych i specjalnie promowanych technologii neutralnych emisyjnie, oraz na elektryfikację, w szczególności ciepłownictwa.

W lutym 2024 roku, w perspektywie 2040 roku Komisja Europejska zaproponowała cele redukcji emisji CO<sub>2</sub> o 90% w porównaniu z poziomami z 1990 roku<sup>4</sup>. W realizacji tego celu głównym motorem transformacji energetycznej będzie elektryfikacja sektorów (przy założeniu osiągnięcia w pełni zdekarbonizowanego systemu elektroenergetycznego do 2040 roku), a udział energii elektrycznej w zużyciu energii końcowej ma się podwoić z obecnych 25% do około 50% w 2040 roku. Wtedy energia z OZE (ew. uzupełniona atomem), będzie zdaniem Komisji generować ponad 90% zużycia energii elektrycznej w UE. Jest to szansa na przestawienie fotowoltaiki na nowe tory, uczestnictwo w elektryfikacji ciepłownictwa i transportu, zapewnienie długoterminowego wzrostu branży PV.

Szczególnym instrumentem promocji rozwoju OZE w najbliższych latach ma być przyspieszenie procedur lokalizacyjnych i administracyjnych dla inwestycji. Dyrektywa RED III z 31 października 2023 roku (odpo-

<sup>3</sup> Poza wymogami wzrostu udziałów OZE w sektorach ogrzewania i chłodzenia, na który dyrektywa RED III nakłada (wprost na rządy i pośrednio na przedsiębiorstwa ciepłownicze) wymagania w zakresie wzrostu udziałów energii z OZE do 2030 roku.

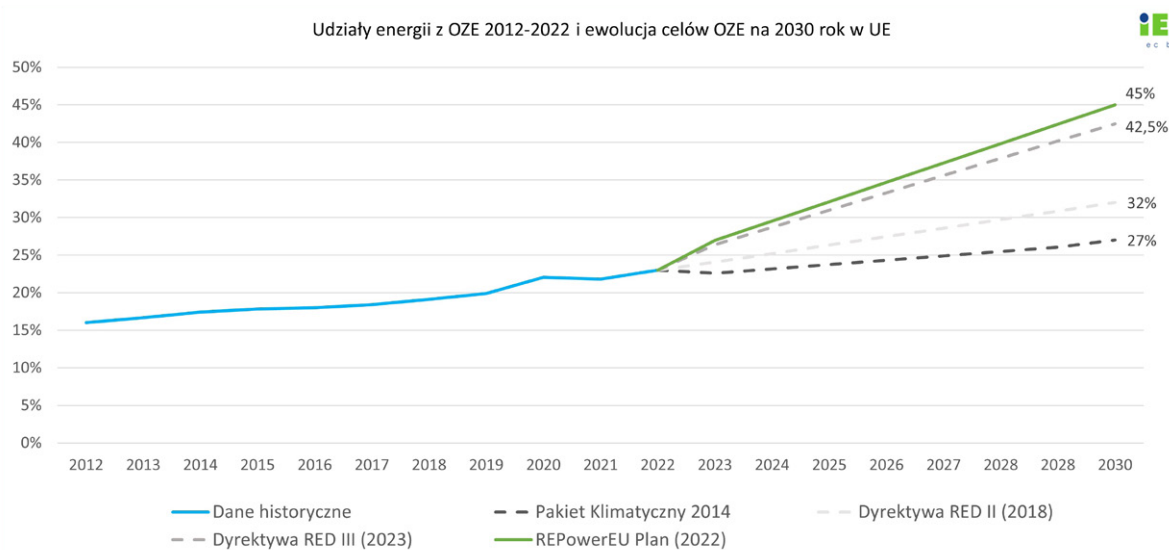
<sup>4</sup> Komisja Europejska: Cel na 2040 r. dotyczący osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. – zalecenie. Cel klimatyczny na 2040 r. i droga ku neutralności klimatycznej do 2050 r. jako fundamenty zrównoważonego, sprawiedliwego i dostępnego społeczeństwa. URL: [https://commission.europa.eu/news/recommendation-2040-target-reach-climate-neutrality-2050-2024-02-06\\_pl](https://commission.europa.eu/news/recommendation-2040-target-reach-climate-neutrality-2050-2024-02-06_pl)



Fot. OX2

wiednio NZIA ureguluje to dla strategicznych inwestycji przemysłowych) wyznacza maksymalne terminy wydawania pozwoleń na pełne zrealizowanie przez inwestorów OZE procedur administracyjnych na tzw. obszarach przyspieszanego rozwoju i na pozostałych obszarach. Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie to tego, aby procedura wydawania zezwoleń w odniesieniu do instalacji PV na obszarach przyspieszanego rozwoju i położonych na tym samym obszarze magazynach energii, w tym instalacji wytwarzających energię słoneczną zintegrowanych z budynkiem, w istniejących lub przyszłych sztucznych konstrukcjach, nie trwała dłużej niż 3 miesiące (dla źródeł poniżej 100 kW tylko jeden miesiąc). Przepisy te powinny być wdrożone do 1 lipca 2024 roku. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zapowiedziało przyspieszenie wydawania zezwoleń w obszarze OZE w nowelizacji ustawy o OZE, która ma objąć m.in. weryfikację następujących procedur: decyzji o pozwoleniu na budowę, warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (oraz ciepłowniczej), koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (ciepła), decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji OZE<sup>5</sup>.

Nie oznacza to jednak, że nie ma celów cząstkowych nakierowanych na OZE i PV, aby ww. ogólne cele i stojące za nimi ułatwienia możliwe były do realizacji na poziomie UE i na szczęblu krajów członkowskich. W efekcie konsekwentnie prowadzonej polityki na rzecz OZE (ostatnio w szczególności na rzecz PV), w latach 2021–2023, UE zwiększała cele związane z OZE nie tylko z powodu ochrony klimatu, ale także z woli zastąpienia gazu do wytwarzania i ciepła, i energii elektrycznej oraz planu (REPowerEU) szybkiego i całkowitego odejścia od importu paliw z Rosji. W efekcie cel OZE dla UE na 2030 rok został podniesiony z 27% ustalonych w 2014 roku do minimum 42,5%, a optymalnie do 45% – rysunek 1.1.



Rysunek 1.1. Podnoszenie celu na energię z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2030 roku w kolejnych dokumentach UE przejmowanych w latach 2021–2023

Polski cel na udział energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2030 roku, pochodzący z 2020 roku (Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu – KPEiK) wynosił tylko 23%, został on powtórzony w 2021 roku w Polityce energetycznej Polski (PEP). W lutym 2023 roku Polska za pośrednictwem MKiŚ przekazała do KE aktualizację KPEiK, która w scenariuszu bazowym (WEM, ang. with existing measures) ma prowadzić do wzrostu udziałów OZE w krajowym miksie energetycznym do 2030 roku do 29,8% i do tego czasu około 29 GW mocy ma pochodzić z fotowoltaiki (prawie trzykrotny wzrost w stosunku do wcześniejszego celu). Choć udział energii słonecznej w zużyciu energii ma wzrosnąć z 1% w 2020 do 13% w 2030

<sup>5</sup> Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD42). URL: <https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-odnawialnych-zrodlach-energii-oraz-niektorych-innych-ustaw11>

roku, to cel dla OZE (29,8%) jest poniżej wymaganego przez UE minimum 32%, tego minimum nie da się zrealizować bez zwiększenia mocy PV. MKiŚ pracuje nad nowym scenariuszem KPEiK tzw. ambitnej transformacji (WAM, ang. with additional measures)<sup>6</sup>, który powinien być zgodny i spójny z nową Polityką energetyczną Polski do 2040 roku.

Tabela 1.1. przedstawia zestawienie wybranych, oficjalnych celów europejskiej i polskiej polityki klimatyczno-energetycznej przyjmowanych od 2009 do 2023 roku. Z zestawienia wynika, że dotychczasowe polskie cele klimatyczno-energetyczne (jeszcze przed zatwierdzeniem aktualizacji PEP i przed aktualizacją KPEiK) znacznie odbiegają od europejskich. Obecne cele związane z OZE na 2030 rok są zaniżone o niemal 50% w stosunku do unijnych.

Tabela 1.1. Ewolucja wybranych ogólnych celów europejskiej i polskiej polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 roku

| CELE SZCZEGÓŁOWE                                 | Cele 2030                  |                        |                       |                                |               |
|--------------------------------------------------|----------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------------------|---------------|
|                                                  | Dyrektywa OZE RED III 2023 | Pakiet Fit for 55 2021 | Pakiet REPowerEU 2023 | Polskie cele według KPEiK 2024 | EU-PL dystans |
| REDUKCJA CO <sub>2</sub> W STOSUNKU DO 1990 ROKU | 40%                        | 55%                    | 55%                   | 30%                            | 45%           |
| UDZIAŁ OZE W ZUŻYCIU ENERGII BRUTTO              | 43%                        | 40%                    | 45%                   | 29%                            | 34%           |

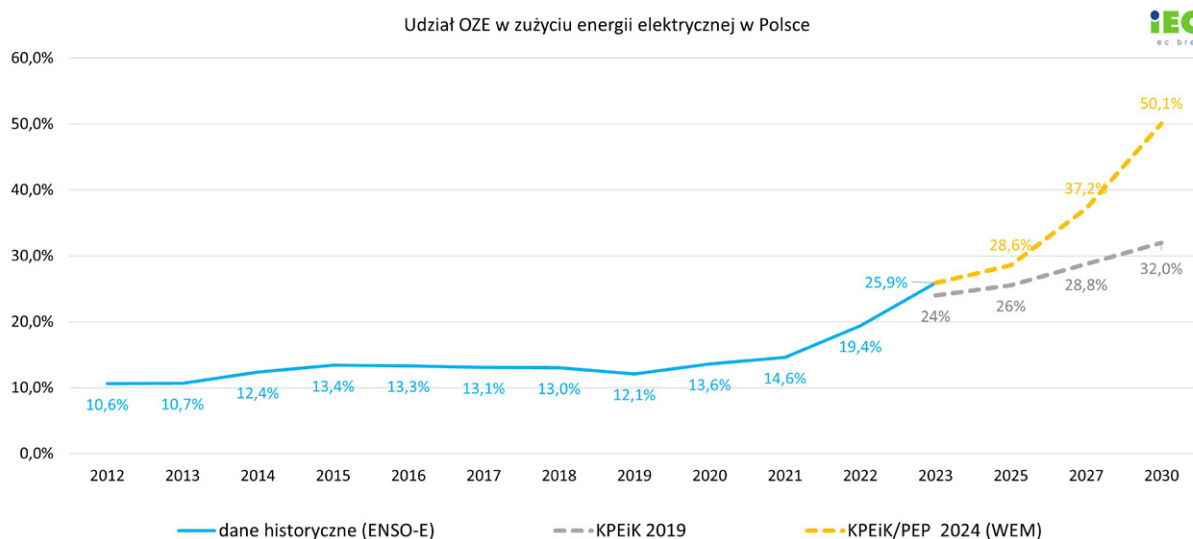
Warto podkreślić, że ostatnie decyzje Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej potwierdziły kierunki polityki unijnej, nastawione na dalsze wzmacnianie roli OZE, przyjmowane przez instytucje unijne w latach 2021–2023. W październiku 2023 roku Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej formalnie przyjęły znowelizowaną dyrektywę w sprawie odnawialnych źródeł energii (2023/2413), zwaną RED III. Zatwierdzono w niej cel zwiększenia udziału energii z OZE w ogólnym zużyciu energii w UE w 2030 roku do 45% (42,5% plus dodatkowe zobowiązanie 2,5%)<sup>7</sup> i <sup>8</sup>. Także ogólne cele klimatyczno-energetyczne UE (Fit for 55), związane z reformą systemu handlu emisjami ETS, uchwalone 18 kwietnia 2023 roku, odzwierciedlają powyższe uzgodnienia, w tym REPowerEU w zakresie zwiększania suwerenności energetycznej UE oraz zatwierdzają plan redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku o 55% w porównaniu z poziomami z 1990 roku (elementem tego celu jest ww. cel unijny udziału OZE w miksie energetycznym). Na gruncie polskim, jak wspomniano wyżej, także zaproponowano bardziej ambitne cele – wstępna aktualizacja KPEiK, która trafiła 1 marca br. do KE nie zawiera scenariusza tzw. ambitnej transformacji i nie spełnia wymagań UE.

Mimo tych niedomagań rysunek 1.2. ilustruje wręcz rewolucyjne podnoszenie celu dla Polski w zakresie wzrostu udziałów energii z OZE w zużyciu energii elektrycznej. Ścieżkę dojścia do celu dla Polski proponowanego przez Komisję wyznaczono w oparciu o wymagania dyrektywy RED II dotyczące tzw. orientacyjnej trajektorii dla ogólnego celu OZE. W przypadku propozycji MKiŚ szczegółowa trajektoria dojścia do 47% nie jest jeszcze znana.

<sup>6</sup> MKiŚ: Polska przekazała do KE wstępną wersję aktualizacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 r.”. URL: <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-przekazala-do-ke-wstepna-wersje-aktualizacji-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r>

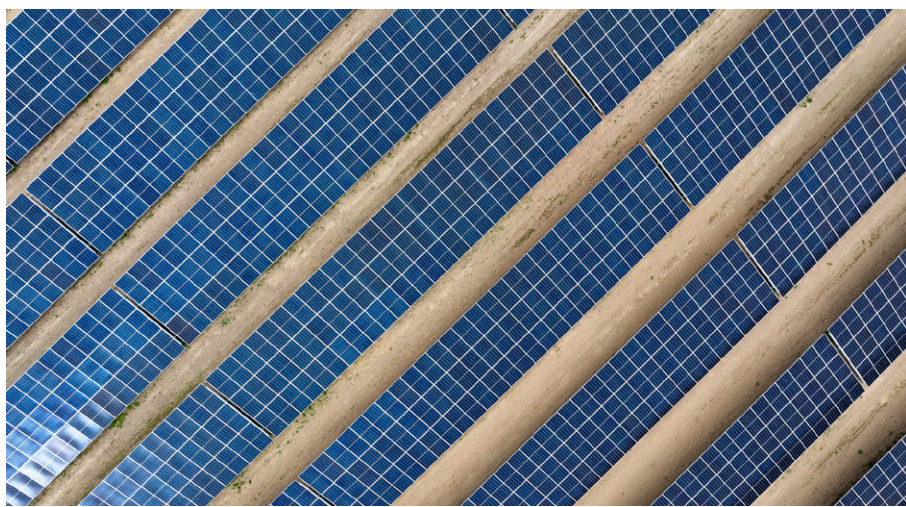
<sup>7</sup> Energia ze źródeł odnawialnych: Rada przyjmuje nowe przepisy. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>

<sup>8</sup> EU Energy Policy. URL: [https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/en/FTU\\_2.4.7.pdf?fbclid=IwAR12ID9zhJHuIYZ-oSYZpO0boiGQ1bR-CYdCZCni8qvN0acWLUUnHv1BQcxEX](https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/en/FTU_2.4.7.pdf?fbclid=IwAR12ID9zhJHuIYZ-oSYZpO0boiGQ1bR-CYdCZCni8qvN0acWLUUnHv1BQcxEX)



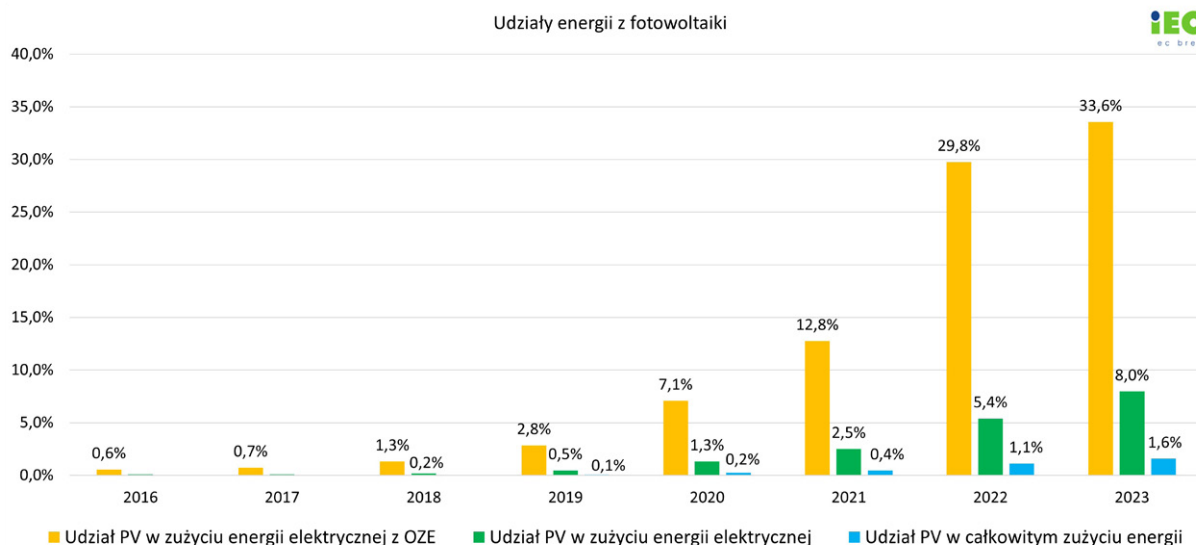
Rysunek 1.2. Udział energii z OZE w elektroenergetyce w Polsce. Uwaga: dane odnoszą się do końcowego zużycia energii brutto i obejmują dane historyczne w odniesieniu do KPEiK z 2019 roku oraz zapowiedzi aktualizacji KPEiK/(PEP) z 2024 roku (scenariusz bazowy WEM, niższy od oczekiwanego scenariusza z podwyższonymi ambicjami klimatycznymi WAM)

Przewidywane udziały OZE i dotychczasowe trendy coraz bardziej odbiegają od siebie i oznaczają wzmożenie wysiłku inwestorskiego w OZE, w tym w fotowoltaice. W latach 2019–2023 cel na energię elektryczną z OZE na 2030 rok wzrósł w stosunku do dotychczasowego trendu wieloletniego z 20% do 47%. Warto zwrócić uwagę, że od 2012 roku udział OZE wzrósł przez kolejne 9 lat o 6,6 punktów procentowych (p.p.), a najbardziej aktualny cel na 2030 rok wymaga wzrostu o około 22,8 p.p. w analogicznym okresie (tzn. między latami 2022 a 2030), czyli trzykrotnie szybciej. Innymi słowy, udziały fotowoltaiki w zużyciu energii elektrycznej w latach 2012–2021 rosły w tempie 8,5% rocznie (tzw. CAGR – złożona roczna stopa wzrostu), w latach boomu 2019–2023 tempo wzrostu CAGR wynosiło aż 29%. Z kolei w latach 2023–2030, do końca obecnej dekady, według aktualnej propozycji MKiŚ udziały mają rosnąć w tempie 10,4% rocznie.



Fot. OX2

Kluczowe dla rozwoju fotowoltaiki są krajowe cele na energię z OZE, w których realizacji coraz większą rolę odgrywa fotowoltaika. Na rysunku 1.3. przedstawiono dotychczasowe udziały fotowoltaiki odpowiednio w zużyciu energii elektrycznej z OZE (33,6% w 2023 roku), w finalnym zużyciu energii elektrycznej brutto i w zużyciu energii ogółem.



Rysunek 1.3. Dotychczasowe udziały energii z PV w krajowych bilansach energii, źródło: dane ENSO-E (2016–2023) i GUS (2016–2022, 2023 szacunek według 2022)

Fotowoltaika w ciągu kilku lat stała się istotnym elementem rynku energii elektrycznej z OZE i zaczyna odgrywać widoczną rolę w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. W Polsce w 2020 roku tylko 1,3% całej energii elektrycznej pochodziło z fotowoltaiki, a w 2023 roku udział ten sięgnął już 8%.

Perspektywy rozwoju dla fotowoltaiki w UE i w Polsce w najbliższej dekadzie stają się nie mniej ambitne niż osiągnięcia ostatnich lat. W tabeli 1.2. przedstawiono też plany rządu RP w tym zakresie, zapowiedziane przez MKiŚ w założeniach do aktualizacji PEP2040 na 2030 rok.

Tabela 1.2. Cele rozwoju fotowoltaiki w latach 2022–2030 w UE i w Polsce wyrażone w przyroście nowej mocy (GW)

|                | 2020 | 2022 | 2025 | 2030 | Przyrost 2023–2030 |
|----------------|------|------|------|------|--------------------|
| UE*            | 136  | 198  | 320  | 600  | 402                |
| POLSKA*        | 3,9  | 12,4 |      | 28,3 | 16                 |
| UDZIAŁ PL W UE | 3%   | 6%   |      | 5%   | 6%                 |

\*Strategia UE na rzecz energii słonecznej

\*\*Założenia MKiŚ do aktualizacji PEP2040 na 2030 rok

„Strategia UE na rzecz energii słonecznej” (i plan REPowerEU) stawia sobie za cel zainstalowanie ponad 320 GW mocy fotowoltaiki słonecznej już do 2025 roku (wartość ta ponaddwukrotnie przekracza wartość z 2020 roku) oraz niemal 600 GW do 2030 roku. W obecnym dziesięcioleciu UE będzie musiała instalować średnio około 45 GW rocznie. Jednocześnie w strategii sformułowane zostały cele rozwoju przemysłu PV w zakresie produkcji ogniw i modułów PV. Zgodnie z tym dokumentem, przemysł UE zbliżyłby się już w 2025 roku do osiągnięcia mocy produkcyjnych stanowiących równowartość 20 GW energii z fotowoltaiki (obecne moce produkcyjne w zakresie płytek krzemowych, ogniw i modułów/paneli, w przeliczeniu na moce budowanych instalacji PV, nie przekraczają 5 GW rocznie).

Osiągnięcie aktualnych celów klimatycznych i uzgodnionych ostatnio udziałów OZE, w tym udziałów energii z PV w elektroenergetyce, będzie wymagało odpowiednich nakładów finansowych, potencjalnych zmian legislacyjnych, rozbudowy infrastruktury sieciowej oraz skrócenia łańcuchów dostaw dla OZE w skali całej Wspólnoty, w tym w Polsce.

Modelowanie Komisji Europejskiej z niewykorzystaniem modelu PRIMES wykazało, że inwestycje dotyczące wzrostu udziałów OZE w elektroenergetyce i ciepłownictwie w latach 2021–2030 w UE wyniosą około 103–120 mln euro rocznie, w tym 55–65 mld euro/rok w elektrownie słoneczne i wiatrowe i 43–46 mld euro rocznie w sieci, podczas gdy w latach 2011–2020 ogólne nakłady wyniosły 47 mld euro/rok, w tym inwestycje w elektryczne źródła wytwórcze wynosiły 32 mld euro rocznie (czyli były dwukrotnie niższe od planowanych na kolejną dekadę). Jednocześnie jednak, jak wykazała Komisja, ceny energii elektrycznej nie rosną wraz ze wzrostem celów na energię z OZE, za to spada zależność Europy od importu paliw (o 53%) i emisje CO<sub>2</sub> (o 55% w stosunku do 1990 roku).

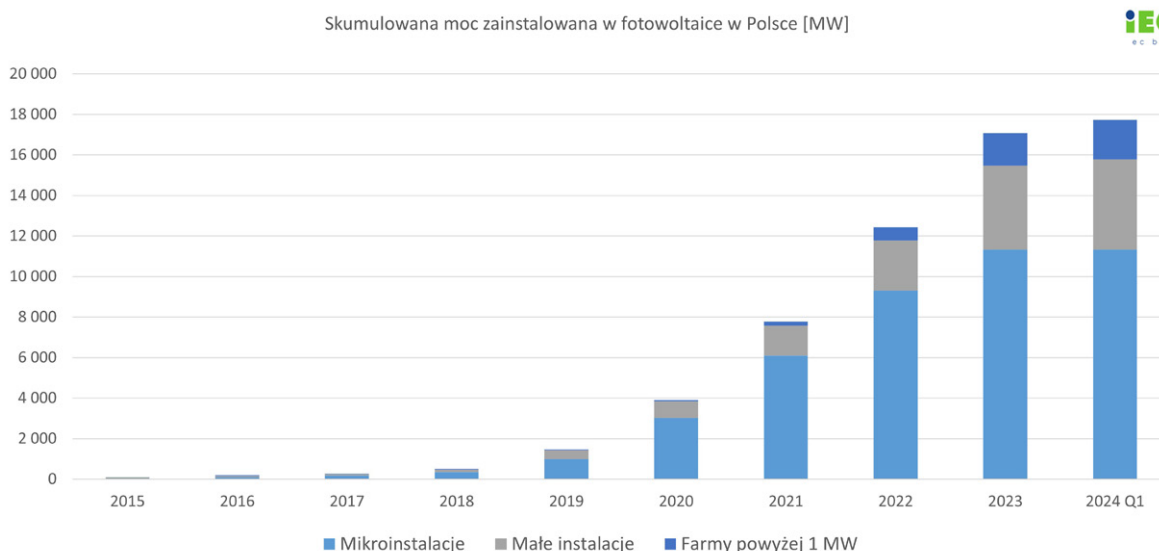
## 2 | RYNEK FOTOWOLTAIKI

## 2.1. Krajowy rynek fotowoltaiki

Fotowoltaika w Polsce kolejny rok z rzędu była liderem i głównym napędem wzrostu rynku OZE i podobnie jak w roku 2022 stanowi obecnie około 60% mocy zainstalowanej OZE<sup>1</sup>. Według danych URE<sup>2,3</sup> moc zainstalowana w PV na koniec 2023 roku wyniosła 17 GW, co w porównaniu z rokiem 2022 (12,4 GW) oznaczało przyrost o 4,662 GW i wzrost na poziomie 38%. Jest to bardzo zbliżony wzrost w wartościach bezwzględnych do roku poprzedniego, gdy odnotowany został przyrost ponad 4,648 GW nowych mocy (dynamika wzrostu rynku 2021/22 – 60%).

Nadal głównym źródłem wzrostów jest rynek prosumencki, który od 2019 roku kreuje zapotrzebowanie na nowe instalacje PV. W roku 2023 przyrost wyniósł 2022 MW, co w porównaniu z rokiem 2022 (3217 MW) oznacza wyraźną zmianę trendu i spadek dynamiki wzrostu z 69% do 43%. Powodów należy szukać w ograniczonej formie wsparcia klientów.

Na koniec 2023 roku w mikroinstalacjach prosumenckich było zainstalowanych 66,3% całkowitej mocy PV (co stanowi niewielki spadek względem 75% w roku 2022). Podobnie jak w roku poprzednim były to nie tylko instalacje domowe, ale i spory udział miały także instalacje należące do firm, montowane na różnego rodzaju obiektach usługowych, handlowych czy też budynkach sakralnych, z których korzystali tzw. autoproducenci. W roku 2023 przybyło również małych instalacji (według definicji ustawy o OZE) o mocach do 1 MW, niewymagających uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Instalacji tych było 4,1 GW (rok wcześniej 2,5 GW), co stanowi 24,3% mocy PV ogółem (wzrost udziału o 5%). Na koniec 2023 roku udział dużych farm PV powyżej 1 MW w mocy PV przekroczył wzrost do 9,4%. Jednak patrząc na wartości bezwzględne, udział ten nadal jest zdecydowanie najniższy. Wyniki analiz statystycznych przedstawia rysunek 2.1.



Rysunek 2.1. Skumulowana moc zainstalowana w fotowoltaice w Polsce, stan na maj 2024 r. Źródło: IEO (baza danych farm PV) URE i ARE. Oprac. IEO

<sup>1</sup> Dane ARE marzec 2024. Opracowanie IEO

<sup>2</sup> Dane URE maj 2024. Opracowanie IEO

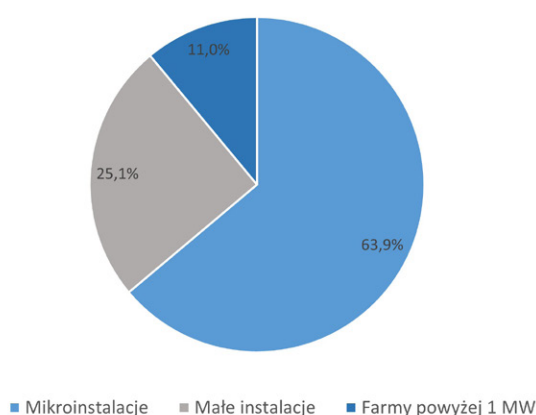
<sup>3</sup> Dane statystyczne w tym rozdziale opierają się zasadniczo na biuletynach ARE w przypadku porównania zainstalowanej mocy do całego rynku OZE oraz ENTSO-E – dla generacji energii z OZE i na danych URE, tam gdzie dokonywana jest analiza samego rynku PV w podziale na typy instalacji. Dane o strukturze farm PV pochodzą z baz danych IEO.

Na ogólną moc zainstalowaną w źródłach PV według segmentów na koniec 2023 roku składały się:

1. mikroinstalacje – instalacje o łącznej mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 50 kW, czyli instalacje prosumenckie; ich łączna moc wyniosła ponad 11,3 GW,
2. małe instalacje o mocach z zakresu 50–1000 kW; ich moc zainstalowana w Polsce osiągnęła wartość 4,1 GW,
3. farmy PV powyżej 1 MW – łączna moc zainstalowana na poziomie 1,6 GW.

Z końcem 2023 roku ogólna moc zainstalowana PV sięgała 17 GW (17 057 MW). Struktura mocy zainstalowanych w fotowoltaice na dzień 31 marca 2024 roku została przedstawiona na rysunku 2.2.

Struktura mocy zainstalowanych na koniec Q1 2024 roku



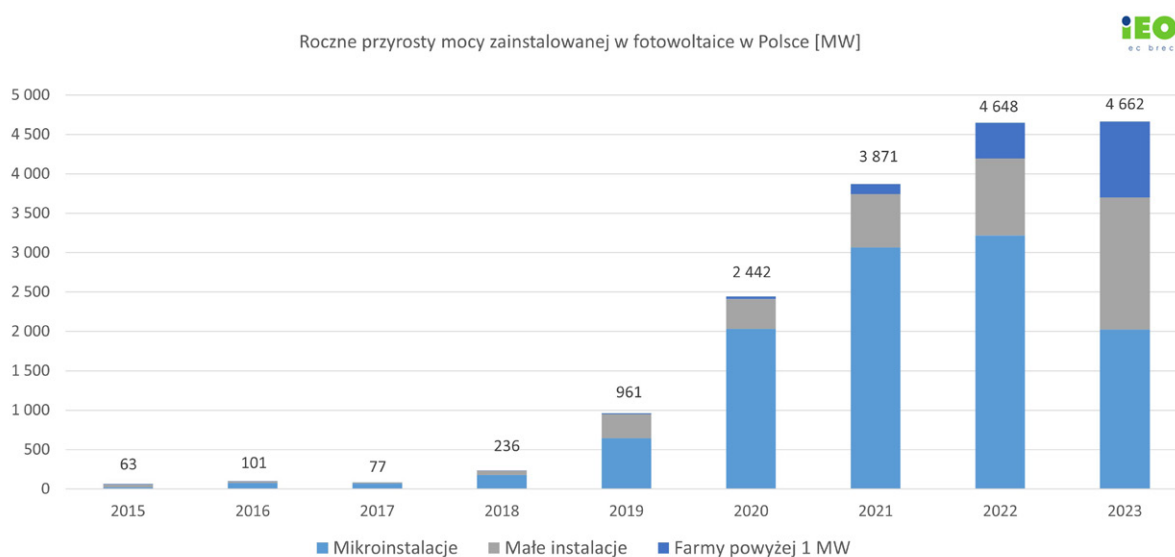
Rysunek 2.2. Struktura mocy zainstalowanych w fotowoltaice na 31 marca 2024. Oprac. IEO, dane URE

W porównaniu z 2022 rokiem spadł udział mikroinstalacji z 74,9% do 63,9%. Wzrosły z kolei udziały małych instalacji i farm powyżej 1 MW – odpowiednio z 19,9% do 25,1% i z 5,2% do 11%.

Rok 2023 podtrzymał serię corocznych rekordów przyrostów mocy PV w Polsce, jednak przyrost był minimalny. W 2023 roku, podobnie jak w poprzednich, główną część nowych inwestycji stanowiły mikroinstalacje (43% udziału w przyrostach mocy PV ogółem), jednak w wartościach bezwzględnych nastąpił znaczny spadek liczby nowo powstałych instalacji (przypomnijmy – 2022 MW nowych mocy w 2023 roku vs 3217 MW nowych mocy w 2022 roku). Kolejny rok można zauważyć wyraźny wzrost mocy w dużych farmach PV powyżej 1 MW (21% udziału w przyrostach mocy PV ogółem w 2023 roku względem 10% w 2022 roku i ponaddwukrotny wzrost względem 2022 roku – 113%). W 2023 roku przyłączono do sieci 80 farm o łącznej mocy 0,77 GW<sup>4</sup>. W szczególności wysoki przyrost w małych instalacjach – 1,1 GW dla średnich prosumentów biznesowych pozwolił na 36% przyrostu mocy PV ogółem. Tak znaczną część przyrostów mocy w kategorii małych instalacji można przypisać także budowie źródeł u przedsiębiorców.

Szczegółowa analiza rynku farm PV rozwinięta jest w rozdziale 4. Zestawienie przyrostów nowych mocy w PV w poszczególnych segmentach przedstawia rysunek 2.3.

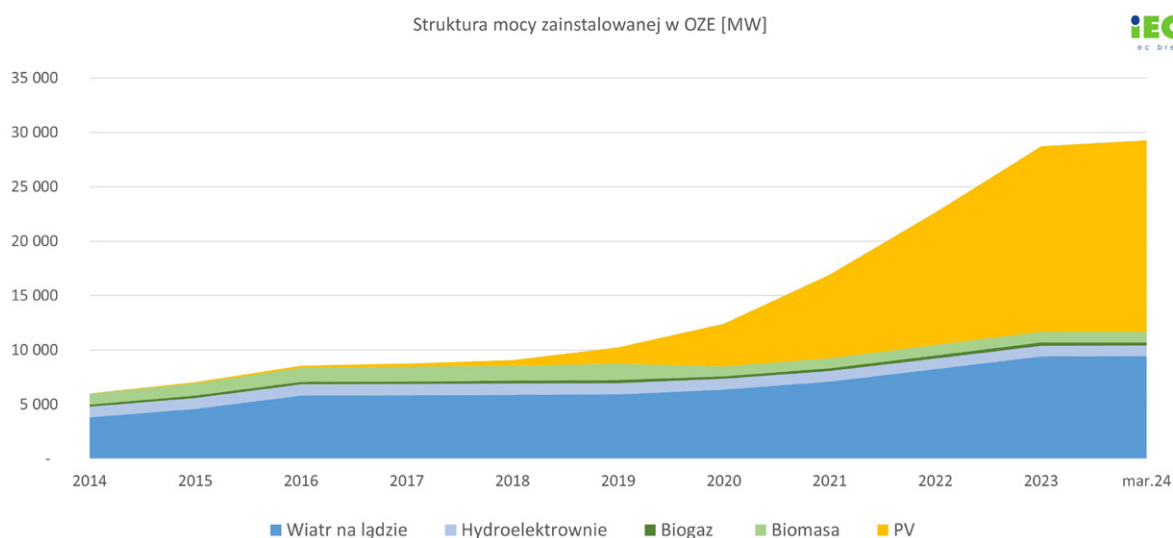
<sup>4</sup> Instytut Energetyki Odnawialnej: Funkcjonujące Instalacje Fotowoltaiczne w Polsce 2024. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1677-ponad-40-procentowy-przyrost-nowych-mocy-zainstalowanych-w-fotowoltaice>



Rysunek 2.3. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce. Źródło: URE (rejestry MIOZE i koncesji), IEO (baza danych farm PV), dane URE i ARE. Oprac. IEO

Dane za rok 2023 kolejny raz pokazują wyraźną zmianę trendu: procentowy przyrost mocy w mikroinstalacjach do 50 kW nie tylko jest niższy niż w segmentach małych instalacji i farm powyżej 1 MW, ale był niższy (o 37%<sup>5</sup>) niż przyrost w 2022 roku. Z kolei miano najdynamiczniej rosnącego segmentu utrzymał segment farm powyżej 1 MW, którego wzrost wyniósł 113% rok do roku. W sumie przyłączono 80 farm o łącznej mocy 0,77 GW.

Od fotowoltaicznego boomu z początku 2019 roku zaczęła wzrastać także ogólna moc źródeł OZE w Polsce. Do tego czasu głównym źródłem były elektrownie wiatrowe, których moc oscylowała w okolicach 5,9 GW. Następnie energetyka słoneczna mocno zmieniła tę strukturę mocy w energetyce odnawialnej i w ostatnich latach można zaobserwować dynamiczny wzrost jej udziału w miksie wytwórczym OZE – rysunek 2.4.

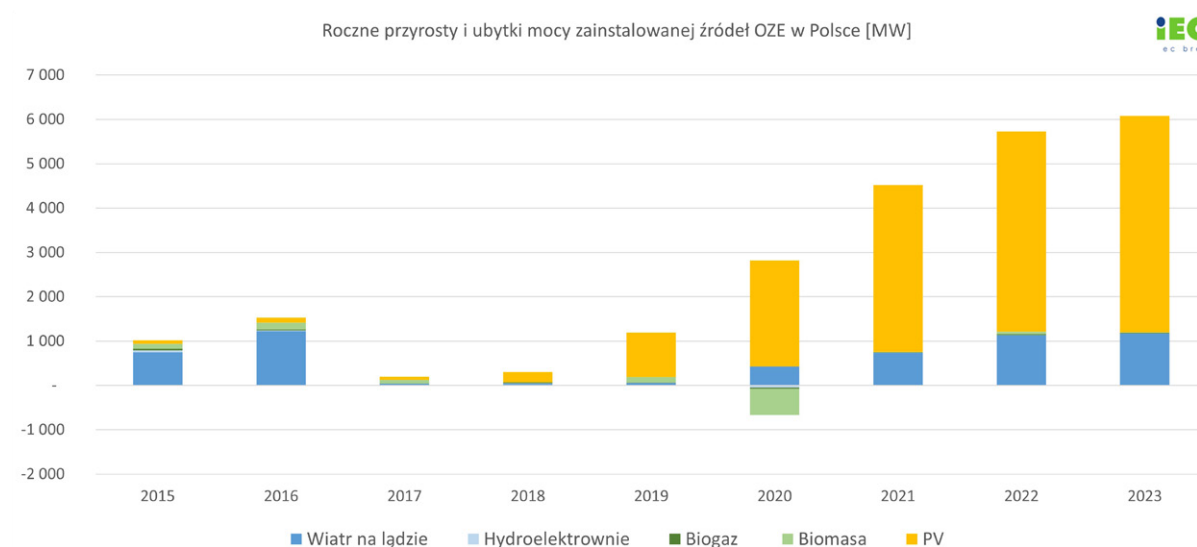


Rysunek 2.4. Struktura mocy zainstalowanej w OZE w Polsce, stan na koniec lutego 2023 r. Źródło: ARE. Oprac. IEO

<sup>5</sup> Na podstawie danych ARE i URE

Na koniec marca 2024 roku Polska posiadała ponad 29 GW mocy OZE, z czego 60% stanowiły instalacje fotowoltaiczne, następne były elektrownie wiatrowe z udziałem na poziomie 32%. Łącznie zeroemisyjne, pogodowe źródła stanowią niemal 92% wszystkich elektrycznych mocy OZE i ich udział nieprzerwanie rośnie.

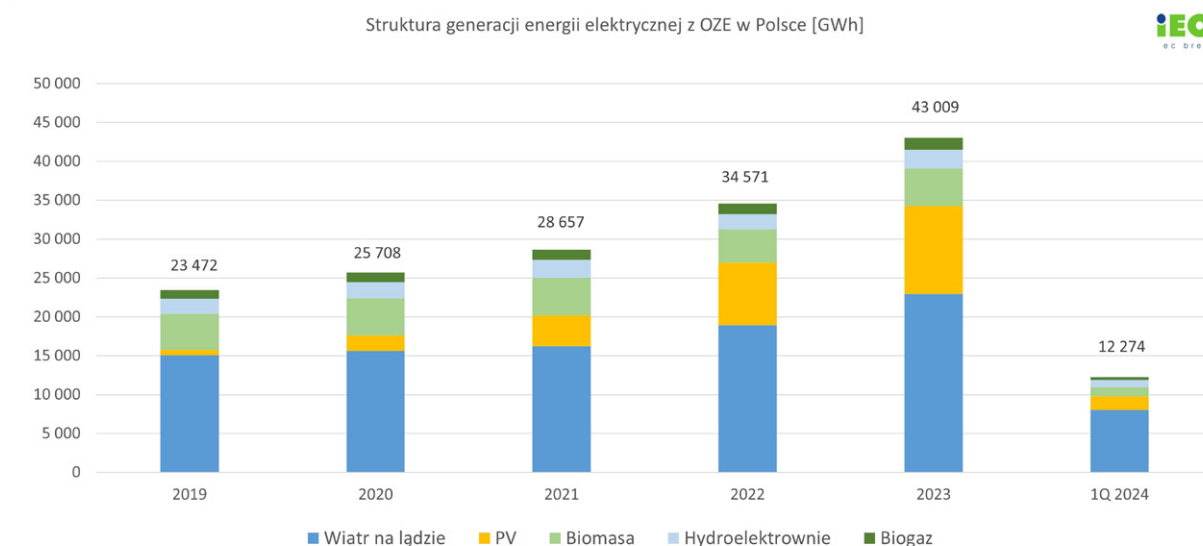
Roczne przyrosty mocy różnych OZE w latach 2015–2023 przedstawiono na rysunku 2.5. Obrazuje on bardzo dużą dynamikę źródeł fotowoltaicznych i ich możliwości. Elektrownie wiatrowe na lądzie również wykazują znaczne przyrosty: w ostatnich trzech latach (od stycznia 2021 roku do lutego 2024 roku) przybyło 3,082 GW<sup>6</sup> nowych mocy wiatrowych. Jest to korzystane zjawisko dla fotowoltaiki, gdyż oba te źródła się uzupełniają profilem generacji na rynku energii.



Rysunek 2.5. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej w OZE w Polsce. Źródło: ARE. Oprac. IEO

Wraz ze wzrostem nowych mocy OZE wzrasta produkcja zielonej energii w całym krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Na przestrzeni ostatnich lat widać znaczny wzrost generacji OZE. Według danych ARE w 2023 roku źródła OZE wyprodukowały ponad 43 TWh energii elektrycznej, z czego ponad 53% elektrownie wiatrowe – blisko 23 TWh i około 11,3 TWh fotowoltaika. Generacja z tych źródeł od 2019 roku systematycznie rosła, podczas gdy generacja z pozostałych źródeł OZE nie ulegała istotnej zmianie – rysunek 2.6.

<sup>6</sup> Na podstawie danych ARE – moc zainstalowana



Rysunek 2.6. Generacja energii elektrycznej ze źródeł OZE w Polsce w latach 2019–2024. Źródło: ARE. Oprac. IEO

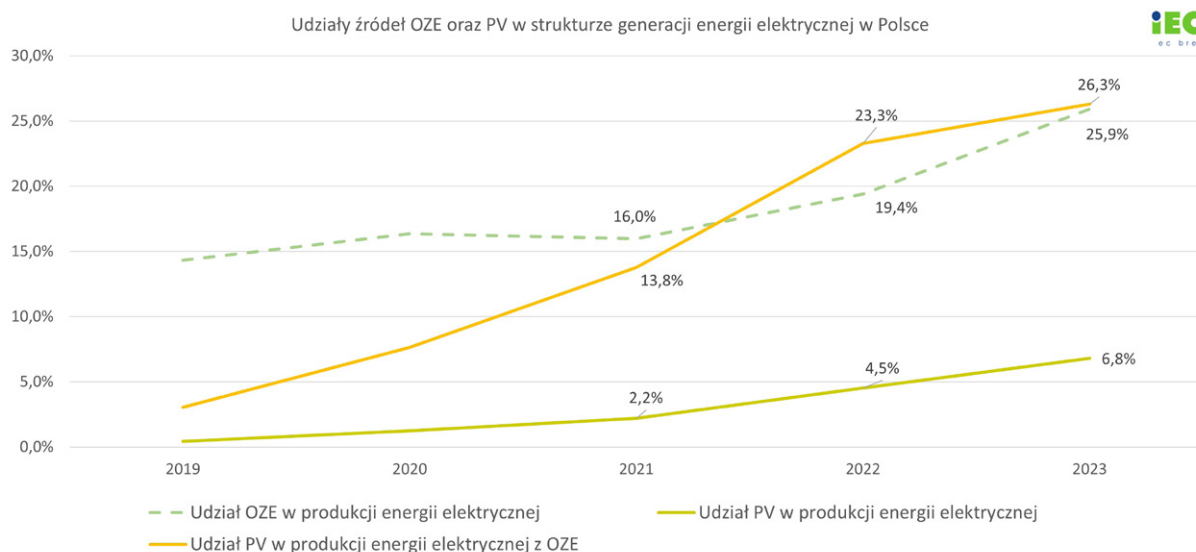
Pomimo mniejszej mocy zainstalowanej, produkcja energii z farm wiatrowych jest na wyższym poziomie niż innych OZE ze względu na wyższe współczynniki wykorzystania mocy. Pozostałe źródła OZE stanowią raczej uzupełnienie zielonego mixu, a ich wzrost jest albo na niskim poziomie, albo spada w efekcie odstawiania nierentownych elektrowni (w ostatnich latach miało to miejsce w przypadku elektrowni na biomasę i, w mniejszym zakresie, w przypadku biogazowni).

Następne miesiące z pewnością przyniosą kolejne moce nowych źródeł OZE, głównie dużych farm PV. Na koniec pierwszego kwartału 2024 roku łączna moc wszystkich projektów wynosiła ponad 17 GW, z czego za prawie połowę mocy (49%) odpowiadały duże farmy o mocach powyżej 50 MW<sup>7</sup>. Rynek farm PV będzie realizował swoje inwestycje, które, pomimo aktualnych problemów z przyłączeniami do sieci, zostały wcześniej opracowane i zakontraktowane w różnych modelach biznesowych.

Produkcja energii z OZE w 2023 roku była na znacznie wyższym poziomie niż w latach poprzednich. Było to 25,9% w roku 2023 w porównaniu z 19,4% w roku 2022. Również tempo wzrostu jest nieco szybsze, bo na przestrzeni lat 2020–2022 generacja zielonej energii wzrastała średnio o około 3,7 TWh rocznie, natomiast ostatni rok przyniósł spektakularny wzrost o 8,4 TWh. To rekordowy wzrost o niemal 25% względem roku poprzedniego.

Coraz większy udział w sektorze OZE ma generacja PV, której udział wzrósł od 3% w 2019 roku do ponad 23,3% w roku 2022. W roku 2023 było to 26,3%, co nie jest tak spektakularnym wzrostem jak w latach poprzednich, ale nadal dostrzegamy rozwój tego rynku. Tak, jak sygnalizowano w rozdziale 1, fotowoltaika daje o sobie znać coraz mocniej również w strukturze całkowitej generacji w Polsce. W 2023 roku odpowiadała za 6,8%, podczas gdy rok temu było to 4,5%. Szczegółowe dane zostały zobrazowane na rysunku 2.7. Warto w tym momencie zwrócić uwagę na fakt, że produkcja energii w całym systemie elektroenergetycznym spadła z 178 TWh do 166 TWh w roku 2023. To z pewnością wpłynęło na procentowe zwiększenie udziałów OZE w całości mixu.

<sup>7</sup> Instytut Energetyki Odnawialnej: Baza danych „Projekty fotowoltaiczne w Polsce, maj 2024”. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1682-nowe-projekty-fotowoltaicznych-w-polsce-inwestorzy-dysponuja-17-gw-mocy-w-nowych-inwestycjach-pv>



Rysunek 2.7. Udziały OZE i PV w strukturze generacji energii elektrycznej w Polsce w latach 2019–2023. Źródło: ARE. Oprac. IEO

Budowa kolejnych wielkoskalowych farm PV oraz pozostałych instalacji będzie jeszcze zwiększać udziały i rolę fotowoltaiki w krajowym miksie, o czym więcej w rozdziale 4.

## 2.2. Rynek fotowoltaiki w Unii Europejskiej

Według danych IRENA<sup>8</sup> w 2023 roku światowa moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych wyniosła 1,4 terawata (1 418 969 MW). To wzrost o 32% względem 2022 roku (345 GW nowych zainstalowanych mocy). Najwięcej, bo niemal 217 GW, zainstalowano w Chinach. W 27 krajach UE moc zainstalowana na koniec 2023 roku wyniosła 257 057 GW, co oznacza wzrost o 51 GW względem roku 2022 i utrzymanie dynamiki w porównaniu z okresem 2021/22 na poziomie 25%. Tempo wzrostu rynku fotowoltaicznego w UE było na niższym poziomie niż w Polsce (38%).

Na koniec 2023 roku największą łączną moc zainstalowaną w instalacjach PV miały Niemcy – 81,7 GW. Kolejnymi miejscami względem poprzedniego roku zamieniły się Hiszpania i Włochy. Aktualnie na drugim miejscu jest Hiszpania – 31 GW, a na trzecim Włochy – 29,8 GW. Zmiana wynika między innymi z korekty mocy zainstalowanych w Hiszpanii w roku 2022 w nowym raporcie IRENA. Polska podobnie jak rok wcześniej, jako jedyne państwo Europy Środkowo-Wschodniej, znalazła się w pierwszej szóstce krajów UE pod względem całkowitej mocy zainstalowanej – rysunek 2.8.

<sup>8</sup> IRENA\_RE\_Capacity\_Statistics\_2024

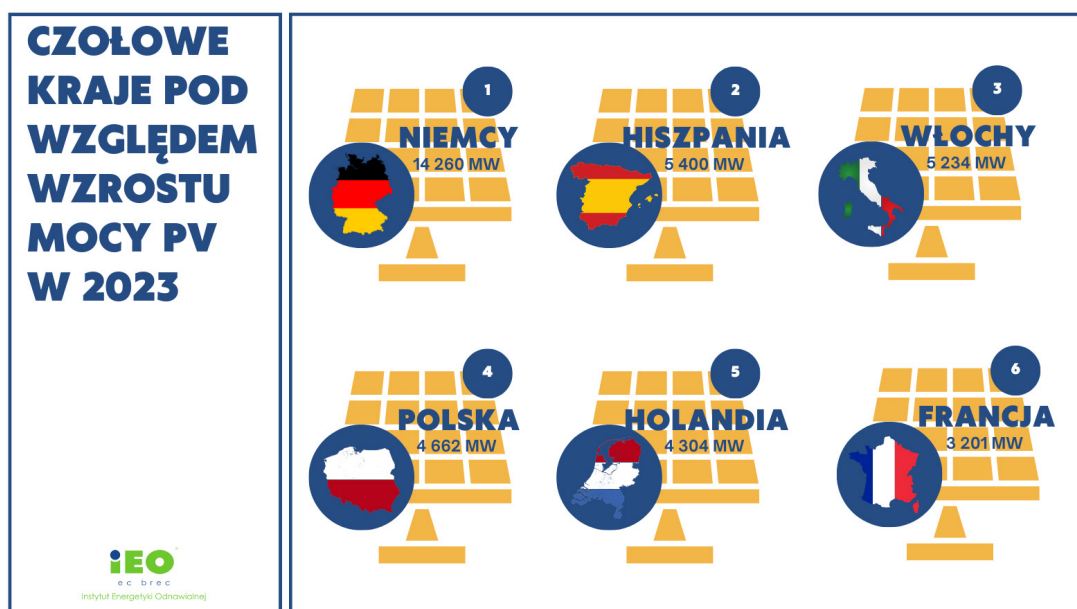
### Fotowoltaika w Unii Europejskiej - moc zainstalowana na koniec 2023 roku

|    |                                                                                   |           |           |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|
| 1  |  | Niemcy    | 81 739 MW |
| 2  |  | Włochy    | 31 015 MW |
| 3  |  | Hiszpania | 29 795 MW |
| 4  |  | Holandia  | 23 904 MW |
| 5  |  | Francja   | 20 551 MW |
| 6  |  | Polska    | 17 084 MW |
| 7  |  | Belgia    | 8 549 MW  |
| 8  |  | Grecja    | 7 030 MW  |
| 9  |  | Austria   | 6 832 MW  |
| 10 |  | Węgry     | 5 835 MW  |



Rysunek 2.8. Moc zainstalowana w fotowoltaice na koniec 2023 roku. Oprac. IEO na podstawie danych IRENA i URE (dla Polski)

Polska znalazła się na czwartym miejscu, pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV w Unii Europejskiej – rysunek 2.9. W 2023 roku wyprzedziły nas Hiszpania i Włochy.



Rysunek 2.9. Przyrost mocy w fotowoltaice w 2023 roku. Oprac. IEO na podstawie IRENA i URE

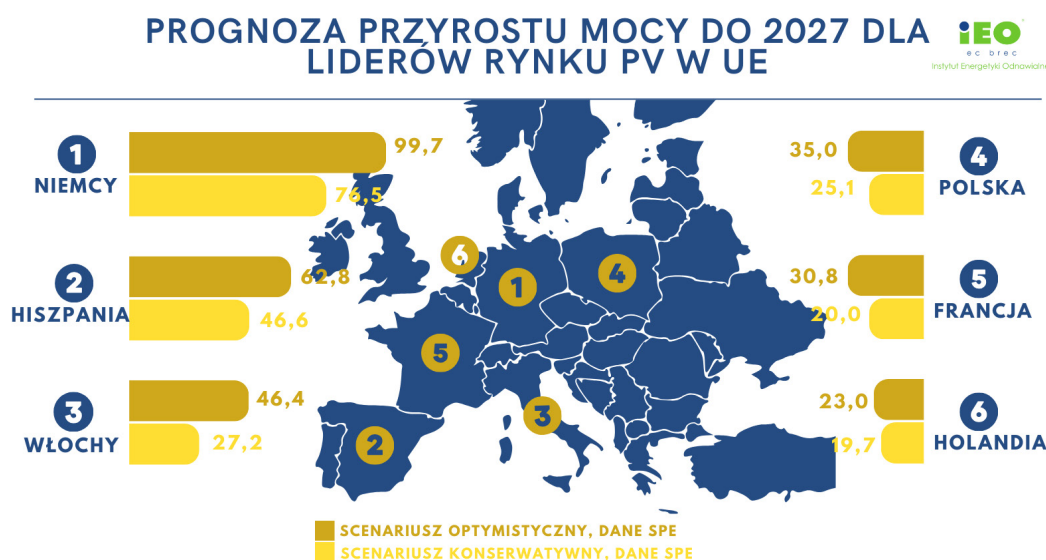
Niemcy po raz kolejny odnotowały największy przyrost mocy w fotowoltaice w 2023 roku – ponad 14,2 GW, co było niemal dwukrotnie lepszym wynikiem niż w 2022 roku (4,8 GW). Na drugim miejscu znalazła się Hiszpania ze wzrostem na poziomie 5,5 GW. Bardzo zbliżony wynik został zarejestrowany we

Włoszech – 5,2 GW. Na czwartym miejscu uplasowała się Polska z przyrostem mocy zainstalowanej na poziomie 4,6 GW. W przypadku Hiszpanii mamy do czynienia z dużym spadkiem dynamiki wzrostu z 60% za okres 2021/22 do 21% w okresie 2022/23.

Spośród wymienionych krajów (rysunek 2.9.) Polska miała największą dynamikę przyrostu mocy, w 2022 roku uzyskała 38% wzrost mocy zainstalowanej. Było to jednak dużo mniej niż w roku poprzednim (68%). Niższą, ale podobną do siebie, dynamiką wzrostu charakteryzują się liderzy ogólnej mocy zainstalowanej: Holandia, Niemcy, Hiszpania, Włochy i Francja, gdzie dynamika wzrostu w okresie 2022/23 wyniosła od 18% we Francji do 22% w Holandii. Był to wynik zbliżony do średniej UE27 na poziomie 25%.

Z państw będących w pierwszej dziesiątce UE pod względem zainstalowanych mocy na uwagę zasługuje Austria, gdzie przyrost mocy wyniósł 3 GW i był to wzrost o 80% względem 2022 roku. Wśród państw o mniejszym potencjale mocy zainstalowanych wysokie wzrosty zanotowały Litwa: 105% i 600 MW nowych mocy i Łotwa, gdzie od 2021 roku następuje gwałtowny przyrost mocy PV: 2021 – 7 MW, 2022 – 56 MW, 2023 – 353 MW i wzrost o 530%.

Roczna dynamika rozwoju polskiego rynku jest od 8 lat na dwucyfrowym poziomie. Powoduje to, że od kilku lat Polska utrzymuje się w czołówce europejskiej pod względem przyrostu nowych mocy i wiele wskazuje na to, że tak pozostanie w najbliższych latach. Rysunek 2.10. przedstawia scenariusz konserwatywny i optymistyczny przyrostu mocy zainstalowanej w PV na lata 2023–2027 opracowany na podstawie danych Solar Power Europe (SPE)<sup>9</sup>. W porównaniu z poprzednim raportem nastąpiły nieznaczne zmiany. Na trzecim miejscu kosztem Polski znalazły się Włochy, a na piąte miejsce awansowała Francja kosztem Holandii.



Rysunek 2.10. Scenariusz konserwatywny i optymistyczny na lata 2024–2027 udziału przyrostu mocy zainstalowanych w PV w krajach UE. Oprac. IEO na podstawie danych Solar Power Europe

SPE zazwyczaj publikuje bardziej optymistyczne scenariusze rozwoju fotowoltaiki od oficjalnych prognoz Komisji Europejskiej (rozdział 1). Komisja zakłada 320 GW mocy PV w 2025 roku i 600 GW w 2030 roku w Unii Europejskiej (SPE przewiduje niemal 600 GW już w 2026 roku). Na 2027 rok SPE w scenariuszu optymistycznym zakłada 702 GW i 576 GW w scenariuszu konserwatywnym (średnim), co daje wynik zbliżony do prognozy Komisji. Według scenariusza konserwatywnego Polska w latach 2024–2027 zainstaluje 25,1 GW mocy (łącznie ponad 42 GW zainstalowanych mocy w PV), co będzie oznaczało, że

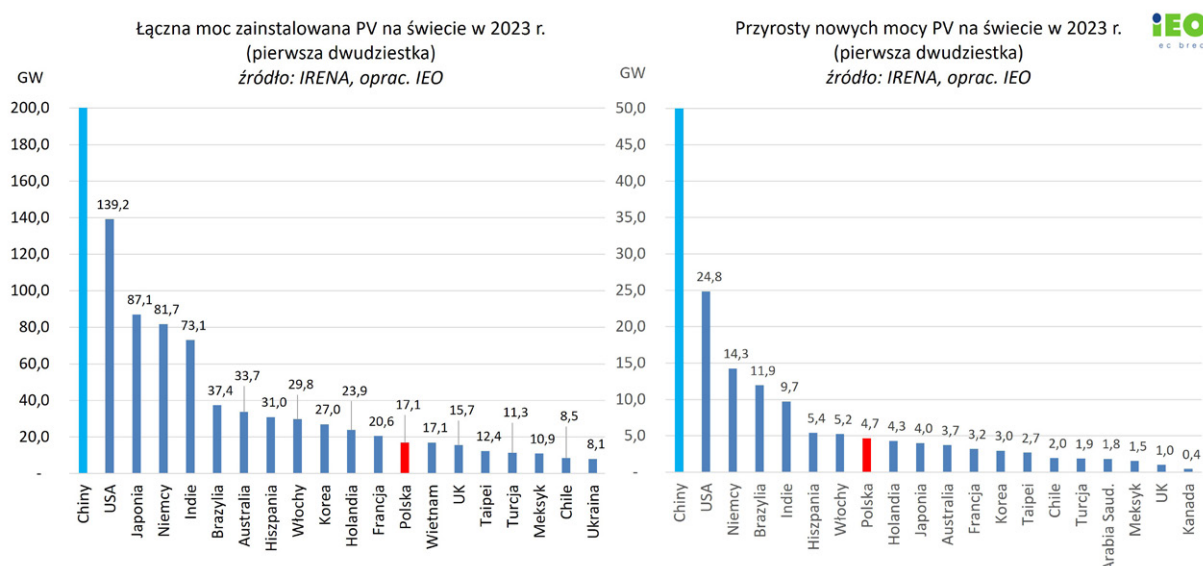
<sup>9</sup> Solar Power Europe, „EU Market Outlook For Solar Power 2023 –2027”, grudzień 2023

w najbliższych latach Polska pozostanie na czwartym miejscu w UE pod względem łącznego przyrostu nowych mocy w UE.

Z perspektywy rynku światowego można powiedzieć, że Polska zdomowała się w czołówce, jeśli chodzi o istniejące źródła PV i przyrost nowych źródeł PV. Obecnie zajmujemy 13. miejsce na świecie pomiędzy Francją i Wietnamem, patrząc na skumulowane moce zainstalowane do końca 2023 roku. Wśród państw nienależących do G20 wyprzedzają nas tylko Hiszpania i Holandia. Z drugiej strony, aż 9 państw należących do G20 posiada mniejszą liczbę zainstalowanych mocy w PV. To między innymi: Wielka Brytania, Kanada czy Indonezja.

Biorąc pod uwagę bezwzględne przyrosty rok do roku Polska zajmuje 8. miejsce na świecie i 2. po Hiszpanii, patrząc na kraje nienależące do G20. Tylko sześć krajów G20 miało wyższe przyrosty w 2023 roku. Jeszcze lepiej wypadamy, uwzględniając dynamikę wzrostów. Polska uplasowała się na 5. miejscu na świecie (po Arabii Saudyjskiej, Indonezji, Chinach i Brazylii), ale na pierwszym miejscu wśród krajów nienależących do G20. To bardzo dobre wyniki, które pozwalają ocenić polski rynek PV jako już dojrzały i o dużym znaczeniu, a zarazem wciąż posiadający bardzo wysoką dynamikę wzrostów.

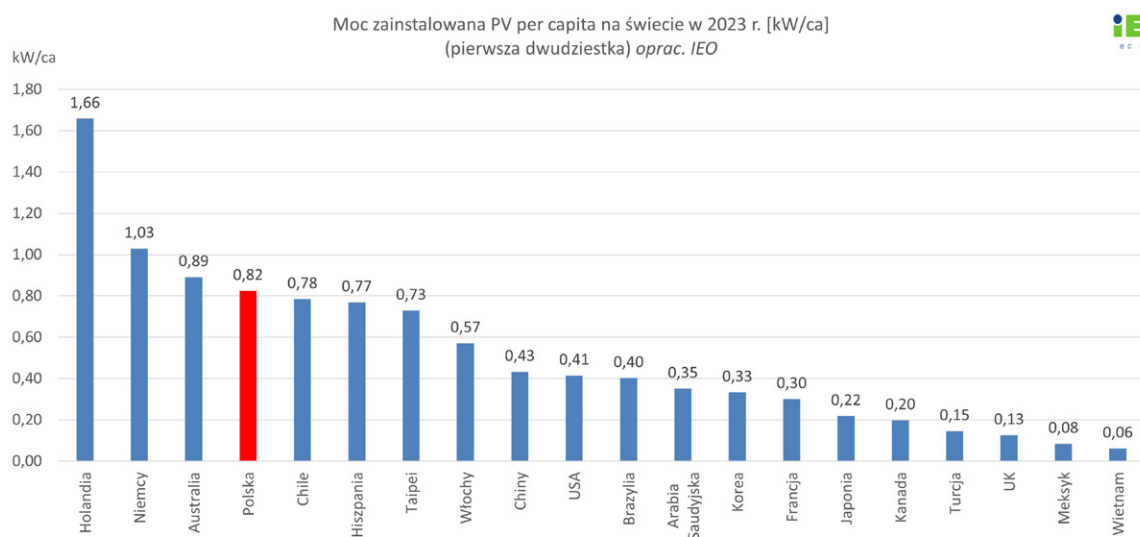
Zestawienie danych na poziomie międzynarodowym przedstawiono graficznie na rysunku 2.11.



Rysunek 2.11. Miejsce Polski w świecie w 2023 roku pod względem mocy zainstalowanych i przyrostu nowych mocy PV. Oprac. IEO na podstawie danych IRENA

Komentując rynek międzynarodowy, nie sposób pominąć wyników, jakie raportowane są z Chin. 216 GW nowych mocy PV zainstalowanych w 2023 roku, to dwa razy więcej niż suma zainstalowanych mocy PV kolejnych 25 państw z najwyższymi przyrostami. To niemal 10 razy więcej niż przyrost w samych Stanach Zjednoczonych. To sygnał, że Chiny zaczynają nadrobić zapóźnienia we własnej transformacji energetycznej i dzięki inwestycjom w OZE zaczynają obniżać własny ślad węglowy.

Szczególnie wysokie miejsce Polska zajmuje pod względem mocy zainstalowanej na jednego mieszkańca – rysunek 2.12.



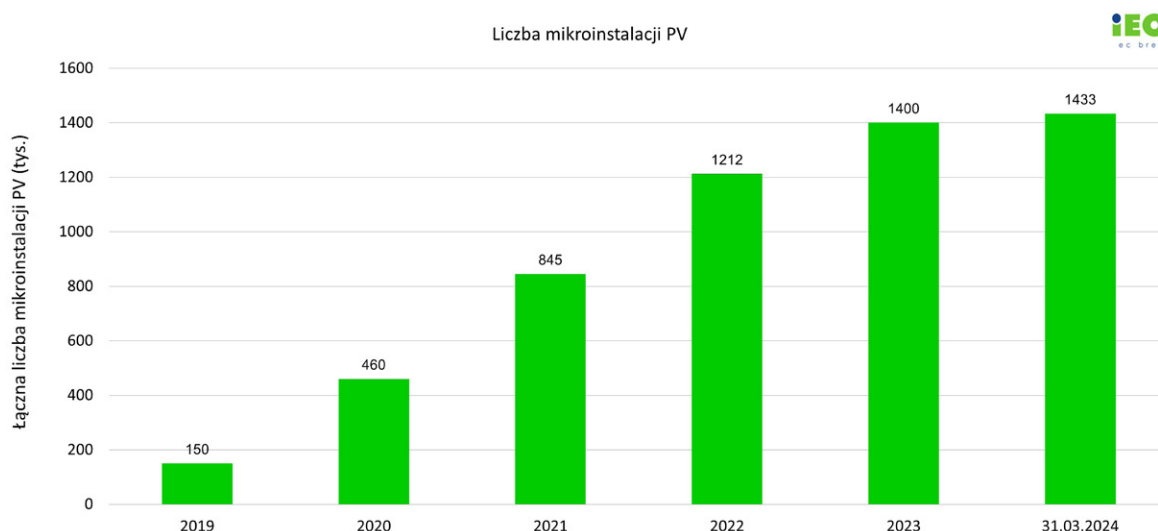
Rysunek 2.12. Z wynikiem 0,82 kW mocy PV na jednego mieszkańca, Polska jest na 4. miejscu na świecie, ustępując tylko: Holandii, Niemcom i Australii

Polska ma niemal dwukrotnie więcej mocy PV na jednego mieszkańca niż Chiny. Dane zestawione na wykresie potwierdzają, że kraje opóźnione w transformacji energetycznej w przyspieszonym tempie przestawiają się na energię słoneczną, co może rodzić problem po stronie jeszcze niewystarczająco elastycznego systemu energetycznego.

# 3 | RYNEK MIKROINSTALACJI

### 3.1. Rozwój mikroinstalacji

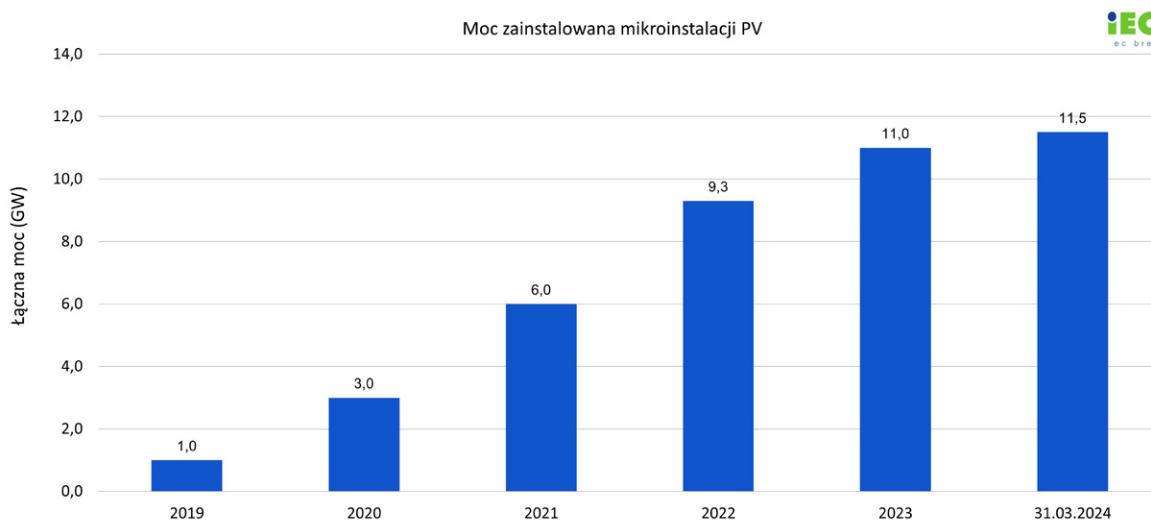
Fotowoltaika w Polsce osiągnęła moc zainstalowaną 17,08 GW na koniec 2023 roku i 17,73 GW na koniec pierwszego kwartału 2024 roku<sup>1</sup>. W porównaniu z rokiem 2022 przyrost nowych mocy w wartościach bezwzględnych był podobny i wynosił około 4,6 GW. Głównym motorem napędowym wzrostu rynku pozostały mikroinstalacje prosumenckie (poniżej 50 kW), których liczba na koniec 2023 roku przekroczyła 1,4 mln szt.



Rysunek 3.1. Liczba zainstalowanych mikroinstalacji PV w poszczególnych latach. Oprac. IEO, dane URE, PTPIREE

W Europie, Polska jest drugim krajem pod względem ogólnej liczby prosumentów (po Niemczech) i drugim pod względem liczby indywidualnych prosumentów na tysiąc mieszkańców (po Holandii).

Na koniec 2023 roku moc zainstalowana w mikroinstalacjach prosumenckich przekroczyła 11,2 GW<sup>1</sup> co stanowiło 64% całkowitej mocy PV (spadek z 69% w 2022 roku).



Rysunek 3.2. Moc zainstalowana mikroinstalacji PV w poszczególnych latach. Oprac. IEO, dane URE, PTPIREE

<sup>1</sup> Dane URE maj 2024. Oprac. IEO

W pierwszym kwartale br. operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) przyłączyli do sieci prawie 33 tys. nowych mikroinstalacji o łącznej mocy blisko 316 MW. Na koniec marca br. łączna liczba wszystkich mikroinstalacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD wyniosła blisko 1,43 mln, a ich moc ponad 11,5 GW. Instalacje prosumenckie to nie tylko instalacje domowe, również instalacje należące do firm, montowane na obiektach usługowych, handlowych czy też budynkach sakralnych, z których korzystali tzw. autoproducenci.

Wśród różnych rodzajów mikroinstalacji, fotowoltaika stanowi ponad 99,3%. Spośród 1 403 875 mikroinstalacji w rejestrze URE, aż 1 403 199 to instalacje fotowoltaiczne. Tym polscy prosumenci, według danych na koniec 2023 roku, wyróżniają się na tle innych krajów. Według badań międzynarodowych dotyczących prosumentów energii elektrycznej przeprowadzonych wśród 44 krajów<sup>2</sup> instalacje PV stanowią 87,5% – tabela 3.1.

Tabela 3.1. Technologie stosowane przez prosumentów w Polsce i na świecie. Oprac. IEO na podstawie różnych danych

| TECHNOLOGIE STOSOWANE PRZEZ PROSUMENTÓW | Udział na świecie* | Udział w Polsce** |
|-----------------------------------------|--------------------|-------------------|
| PROSUMENCI PV                           | 85,7%              | 99,327%           |
| MAGAZYNY BATERYJNE***                   | 19,0%              | 0,365%            |
| MAGAZYNOWANIE W CIEPLE***               | 6,3%               | 0,283%            |
| MIKROWIATRAKI                           | 11,1%              | 0,006%            |
| MIKROBIOGAZOWNIE                        | 6,3%               | 0,006%            |
| MIKROGENERACJA – BIOMASA                | 4,8%               | 0,004%            |
| MIKROELEKTROWNIE WODNE                  | 3,2%               | 0,001%            |

\*Częstość odpowiedzi wg badań ankietowych wśród prosumentów

\*\* Dane statystyczne wg URE

\*\*\* Dane NFOŚiGW z Programu „Mój Prąd”

W porównaniu z rokiem 2022 i poprzednimi latami widać jednak spowolnienie przyrostu w tej grupie. W rekordowym pod względem liczby przyłączeń 2021 roku OSD przyłączyli ponad 396 tys. nowych mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 3 GW, w roku 2023 zaś zostało przyłączonych około 190 tys. mikroinstalacji, czyli o 166 tys. mniej niż w 2022 roku, o mocy ponad 1,95 GW. Analiza pierwszego kwartału 2024 roku wskazuje, że z dużym prawdopodobieństwem możemy się spodziewać ustabilizowania przyrostu mikroinstalacji w tym roku. Do końca marca br. liczba przyłączonych mikroinstalacji była blisko dwukrotnie niższa niż w trzech ostatnich miesiącach ub.r. i jest to dotychczas poziom najniższy, począwszy od czwartego kwartału 2022 roku.

Przyczyny spadku to: utrzymujące się „mrożenie” cen energii dla odbiorców indywidualnych, wysoki poziom inflacji oraz wynikające z niego wyższe koszty kredytów bankowych i osłabienie pozycji ekonomicznej klasy średniej. To skutkuje wstrzymywaniem się małych inwestorów lub odraczaniem decyzji zakupowych przez prosumentów.

Średnia moc jednostkowa przyłączanych do sieci mikroinstalacji utrzymuje się na wysokim poziomie, a od początku 2021 roku dynamicznie rośnie. Rekordową średnią moc mikroinstalacji odnotowano w grudniu 2023 roku – wyniosła aż 15,91 kW. Dla całego 2023 roku średnia wyniosła 10,11 kW. Dla porównania dla całego 2022 roku średnia moc wyniosła 9,68 kW.

<sup>2</sup> Walter Leal Filho et al.: Prosumers and sustainable development: An international assessment in the field of renewable energy. Sustainable Futures 7 (2024) 100158

W pierwszym kwartale 2024 roku średnia moc przyłączonej mikroinstalacji wyniosła 9,62 kW, w tym średnia moc mikroinstalacji w marcu tego roku to 11,00 kW.

Wysoka średnia moc mikroinstalacji może świadczyć o tym, że – po zmianie systemu rozliczeń energii produkowanej w mikroinstalacji od 1 kwietnia 2022 roku i zniesienia bariery 10 kW dla mikroinstalacji, po której przekroczeniu ulegał zmniejszeniu współczynnik rozliczenia energii „magazynowanej” w sieci z 0,8 na 0,7 – wzrosło znacznie zainteresowanie budową instalacji o większej mocy. Zwiększana jest również moc istniejących już mikroinstalacji rozliczanych na starych zasadach. Przyłączanie instalacji o większej niż w latach ubiegłych mocy, nie jest jednak zjawiskiem pozytywnym ze względu na brak w większości przypadków możliwości autokonsumpcji wyprodukowanej energii elektrycznej oraz świadczy o coraz większym przewymiarowaniu mikroinstalacji.

### 3.2. Programy wsparcia finansowego dla prosumentów

W 2023 roku ponad połowa wszystkich mikroinstalacji PV powstała bez wsparcia dotacyjnego, ale gros instalacji w gospodarstwach domowych powstało ze wsparciem z dwu programów „Mój Prąd” i „Czyste Powietrze”.

Według danych PTPIREE, od 1 stycznia 2023 roku do 31 marca 2024 roku liczba mikroinstalacji wzrosła o 222 613, do 1 432 912. W tym okresie, według danych NFOŚiGW, 78 429 instalacji uzyskało wsparcie z programu „Mój Prąd”, co stanowiło 35% wszystkich nowych inwestycji prosumenckich.

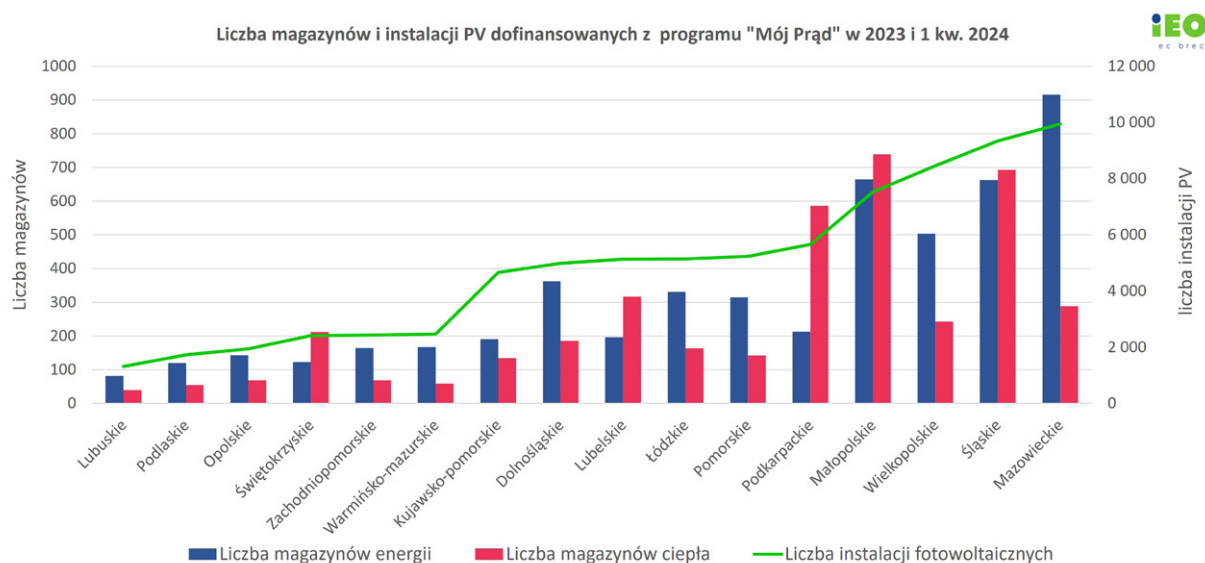
Według danych NFOŚiGW, w całym 2023 roku 72 088 mikroinstalacji PV uzyskało wsparcie z programu „Mój Prąd”, a 18 194 z programu „Czyste Powietrze” (na dzień publikacji raportu nie było jeszcze danych za I kwartał 2024 roku). W zasadzie była ta cała pula środków dostępna dla indywidualnych prosumentów, gdyż w 2023 roku nie wydatkowano już na cele budowy mikroinstalacji funduszy UE za lata 2016–2020 oraz nie budowano jeszcze źródeł prosumenckich ze środków KPO. Oznacza to, że oba najpopularniejsze programy wsparcia dla mikroinstalacji PV w gospodarstwach domowych zapewniły powstanie 47,6% inwestycji w mikroinstalacje PV, co oznaczało wzrost w stosunku do 2022 roku o 4,6 p.p., gdy wsparciem zostało objęte 43% wszystkich mikroinstalacji (raport IEO „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023”).

Pozostałe instalacje prosumenckie (52,4%) powstały zatem bez wsparcia, ale w większości były to mikroinstalacje zbudowane w przedsiębiorstwach w odpowiedzi na wysokie ceny energii.

#### „MÓJ PRĄD”

Największym zainteresowaniem wśród prosumentów z gospodarstw domowych cieszył się program „Mój Prąd”. Nabór IV trwał do 17 marca 2023 roku, a nabór V od 22 kwietnia 2023 roku do 14 grudnia 2023 roku. Tak jak poprzednio, jego dysponentem był Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W 2023 roku gospodarstwa domowe mogły wnioskować o dofinansowanie instalacji fotowoltaicznych, a także urządzeń takich, jak: pompy ciepła, kolektory, magazyny energii elektrycznej, magazyny ciepła oraz systemy zarządzania energią. Dofinansowanie można było otrzymać w związku z już poniesionymi od 1 lutego 2020 roku wydatkami na wyżej wymienione komponenty w systemie net-billing lub w przypadku, gdy mikroinstalacja działająca dotychczas w systemie net-metering przechodziła na rozliczenia net-billing.

W ramach programu „Mój Prąd” wypłacono w 2023 roku oraz w I kwartale 2024 roku łącznie dofinansowanie na 78 429 instalacji PV o mocy 480 236 kW. Średnia moc instalacji wynosiła 6,1 kW. Dofinansowano 5158 magazynów energii elektrycznej oraz 3998 magazynów ciepła. Liderem, jeśli chodzi o magazyny energii elektrycznej, było województwo mazowieckie – 916 wypłat dofinansowania, natomiast w przypadku magazynów ciepła najwięcej urządzeń dofinansowanych zostało w województwie małopolskim – 739 wypłat. Szczegółowy podział dotacji na mikroinstalacje PV i towarzyszące im magazyny w poszczególnych województwach pokazano na rysunku.



Rysunek 3.3. Efekty rzeczowe programu dotacji „Mój Prąd” w latach 2023–2024. Źródło: NFOŚiGW: wypłacone dotacje z programu „Mój Prąd”, nabór IV i V

łącznie od początku trwania naborów programu „Mój Prąd”, które dofinansowywały instalacje PV i urządzenia w opcji rozliczeń net-billing, wypłacono dotacje na 105 414 mikroinstalacji PV, 5795 magazynów energii elektrycznej oraz 4994 magazyny ciepła. Jest to stan na koniec pierwszego kwartału 2024 roku.

Interesujące jest zestawienie, w ilu przypadkach do instalacji PV dodano magazyn ciepła lub energii elektrycznej – tabela 3.2.

Tabela 3.2. Udział magazynów energii elektrycznej i ciepła w gospodarstwach domowych z instalacjami PV w 2023 r. i I kwartale 2024 r. Źródło: NFOŚiGW: wypłacone dotacje z programu Mój Prąd, nabór IV i V

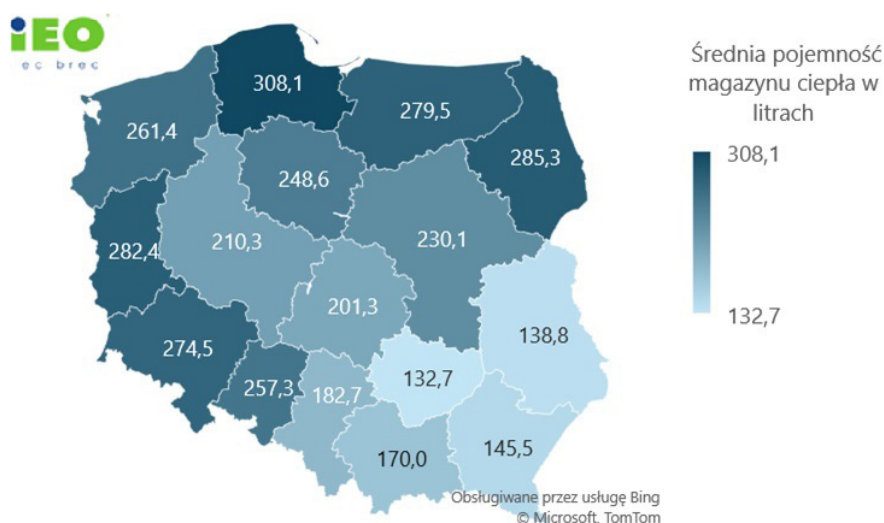
| WOJEWÓDZTWO         | Liczba magazynów energii | Liczba magazynów ciepła | Liczba instalacji fotowoltaicznych | Procentowy udział magazynów energii w liczbie instalacji PV | Procentowy udział magazynów ciepła w liczbie instalacji PV |
|---------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| LUBUSKIE            | 82                       | 40                      | 1 320                              | 6,2%                                                        | 3,0%                                                       |
| PODLASKIE           | 120                      | 55                      | 1 737                              | 6,9%                                                        | 3,2%                                                       |
| OPOLSKIE            | 143                      | 69                      | 1 949                              | 7,3%                                                        | 3,5%                                                       |
| ŚWIĘTOKRZYSKIE      | 123                      | 212                     | 2 412                              | 5,1%                                                        | 8,8%                                                       |
| ZACHODNIOPOMORSKIE  | 165                      | 69                      | 2 440                              | 6,8%                                                        | 2,8%                                                       |
| WARMIŃSKO-MAZURSKIE | 168                      | 59                      | 2 473                              | 6,8%                                                        | 2,4%                                                       |
| KUJAWSKO-POMORSKIE  | 191                      | 135                     | 4 666                              | 4,1%                                                        | 2,9%                                                       |
| DOLNOŚLĄSKIE        | 363                      | 186                     | 4 984                              | 7,3%                                                        | 3,7%                                                       |
| LUBELSKIE           | 197                      | 317                     | 5 138                              | 3,8%                                                        | 6,2%                                                       |

|               |             |             |               |             |             |
|---------------|-------------|-------------|---------------|-------------|-------------|
| ŁÓDZKIE       | 331         | 164         | 5 143         | 6,4%        | 3,2%        |
| POMORSKIE     | 315         | 142         | 5 234         | 6,0%        | 2,7%        |
| PODKARPACKIE  | 213         | 586         | 5 657         | 3,8%        | 10,4%       |
| MAŁOPOLSKIE   | 665         | 739         | 7 530         | 8,8%        | 9,8%        |
| WIELKOPOLSKIE | 503         | 243         | 8 455         | 5,9%        | 2,9%        |
| ŚLĄSKIE       | 663         | 693         | 9 342         | 7,1%        | 7,4%        |
| MAZOWIECKIE   | 916         | 289         | 9 949         | 9,2%        | 2,9%        |
|               | <b>5158</b> | <b>3998</b> | <b>78 429</b> | <b>6,4%</b> | <b>4,7%</b> |

Poza możliwością skorzystania przez prosumentów z dodatkowej dotacji 5 tys. zł na magazyn ciepła i 16 tys. zł na magazyn baterijny motywacją do inwestycji jest zwiększenie zużycia wyprodukowanego przez panele fotowoltaiczne prądu na potrzeby własne, co zmniejsza ilość nadmiarowej energii oddawanej za darmo operatorom lub może ograniczyć skalę wyłączeń instalacji przez automatykę napięciową.

W ostatnich pięciu kwartałach zbudowano łącznie 9156 magazynów energii, co stanowiło 12% wszystkich zbudowanych w tym czasie instalacji prosumenckich. Warto zauważyć, że w analogicznym okresie za lata 2022–2023 magazyny energii występowały w 14% wniosków (raport „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023”), czyli zainteresowanie nimi wśród nowych prosumentów nie wzrosło. Po rozpatrzeniu wszystkich wniosków z zakończonego naboru V, według zapowiedzi NFOSiGW, na przełom III i IV kwartału br. jest planowany nabór wniosków do nowej, szóstej, edycji programu „Mój Prąd”, który dofinansuje dokupienie takich magazynów do już istniejących instalacji PV.

Z pozyskanych od NFOŚiGW danych wynika, że średnia pojemność magazynu energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyniosła 7,3 kWh, a średnia pojemność magazynu ciepła – 192,1 litra. O ile średnia pojemność magazynów energii elektrycznej była dość zbliżona we wszystkich województwach (6,8–7,8 kWh), to średnia pojemność magazynów ciepła bardzo różniła się w zależności od województwa. Największa średnia pojemność magazynów ciepła została zainstalowana w województwie pomorskim – 308,1 litra, a najmniejsza w świętokrzyskim – 132,7 litra. W województwie podkarpackim, gdzie magazyn ciepła był najchętniej dołączany do instalacji PV, średnia pojemność magazynu ciepła wyniosła 145,5 litra.



Rysunek 3.4. Średnie pojemności magazynów ciepła w litrach PV w 2023 r. i I kwartale 2024 r. Źródło: NFOŚiGW: wypłacone dotacje z programu „Mój Prąd”, nabór IV i V

W 2023 roku i w I kwartale 2024 roku NFOŚiGW wypłacił łącznie 582,4 mln PLN na inwestycje związane z mikroinstalacjami PV oraz urządzeniami służącymi do bardziej efektywnego zużycia wytworzonej w mikroinstalacjach PV energii elektrycznej. Kwota inwestycji wyniosła 2398 mln PLN, co oznacza, że dofinansowanie z programu „Mój Prąd” pokryło 24,3% kosztów inwestycji.

## PROGRAMY „CZyste Powietrze” ORAZ TERMO

Również program „Czyste Powietrze” oraz Termo związany jest częściowo z instalacjami PV. Obydwa te programy oferują dofinansowanie kompleksowej termomodernizacji budynków oraz wymiany starych i nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe na nowoczesne źródła ciepła spełniające najwyższe normy.

Program „Czyste Powietrze” przeznaczony jest dla właścicieli domów jednorodzinnych i mieszkań z wydzieloną księgą wieczystą. W 2023 roku zrealizowano w ramach tego programu 18 194 instalacje PV (dane o programie „Czyste Powietrze” z NFOŚiGW za 2023 rok).

Program Termo jest skierowany do spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, ale mogą z niego też korzystać tzw. prosumenci zbiorowi. W rewizji KPO, która została przyjęta przez polski rząd i przesłana do Komisji Europejskiej, proponowane jest zwiększenie wysokości wsparcia w części dotyczącej poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych o 140 mln euro, do 240 mln euro. Oznacza to dodatkowe pieniądze dla wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni mieszkaniowych na termomodernizację oraz przyłączenie budynków do instalacji fotowoltaicznych. Zgodnie z informacją podaną w Rewizji KPO w ramach programu Termo w okresie od 1 lutego 2023 roku do 29 lutego 2024 roku aż 94,2% dofinansowania dotyczyło instalacji OZE dla budynków wielorodzinnych, głównie fotowoltaicznych, ale także pomp ciepła i kolektorów słonecznych. Przyznano granty 2797 beneficjentom na kwotę wsparcia 221,5 mln PLN. (Źródło: Serwis Rzeczypospolitej Polskiej: Rewizja KPO zmiany w inwestycjach).

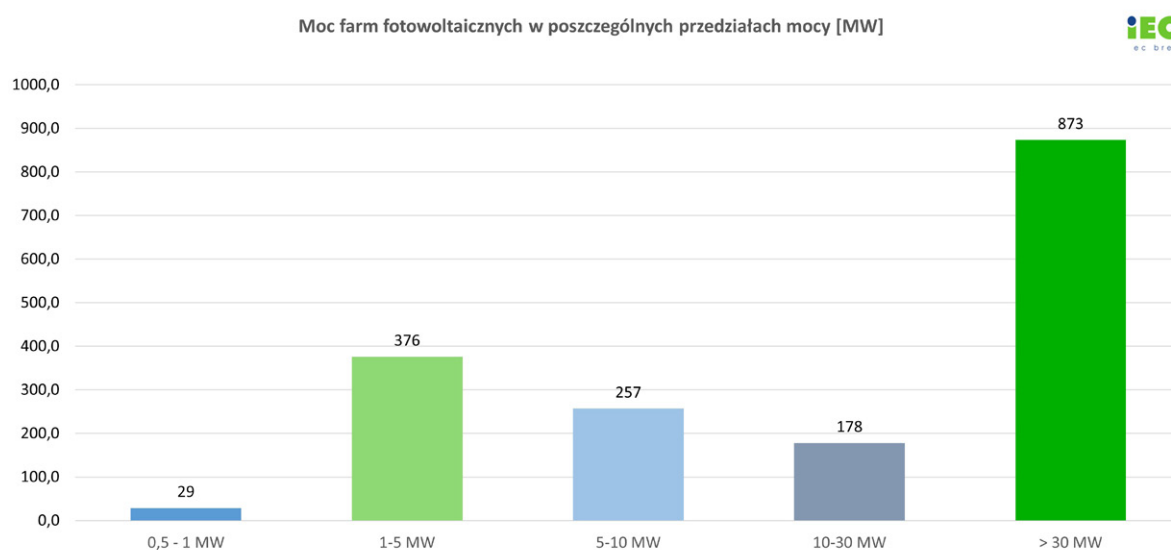
Nowe edycje i nabory wymienionych wcześniej trzech programów, dotyczące dofinansowania fotowoltaiki, wskazują, że możemy spodziewać się dalszego wzrostu mocy zainstalowanych źródeł PV, w szczególności w mikroinstalacjach służących gospodarstwom domowym zarówno w budynkach indywidualnych, jak i wielorodzinnych.

## 4 | RYNEK MAŁYCH I DUŻYCH INSTALACJI

## 4.1. Rozwój farm fotowoltaicznych

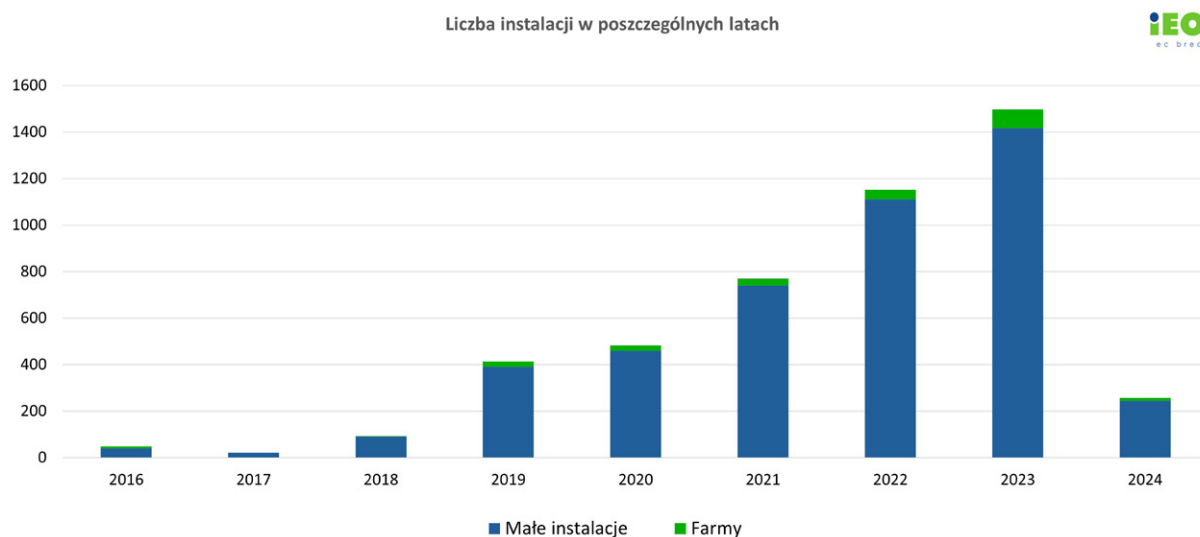
W 2023 roku nastąpił 38-procentowy przyrost nowych mocy zainstalowanych w fotowoltaice w porównaniu z rokiem 2022. Gros przyrostu nowych mocy (57%) stanowiły instalacje powyżej 50 kW, wśród których wyróżnia się tzw. małe instalacje i farmy do 1 MW oraz duże farmy PV o mocach powyżej 1 MW, których łączne moce w 2023 roku zwiększyły się o 2,64 GW.

Według bazy danych IEO funkcjonujących farm PV w sumie przyłączono 228 dużych farm (>1 MW) o łącznej mocy 1,68 GW. Zdecydowana większość mocy zainstalowanej to farmy fotowoltaiczne powyżej 30 MW (873 MW).



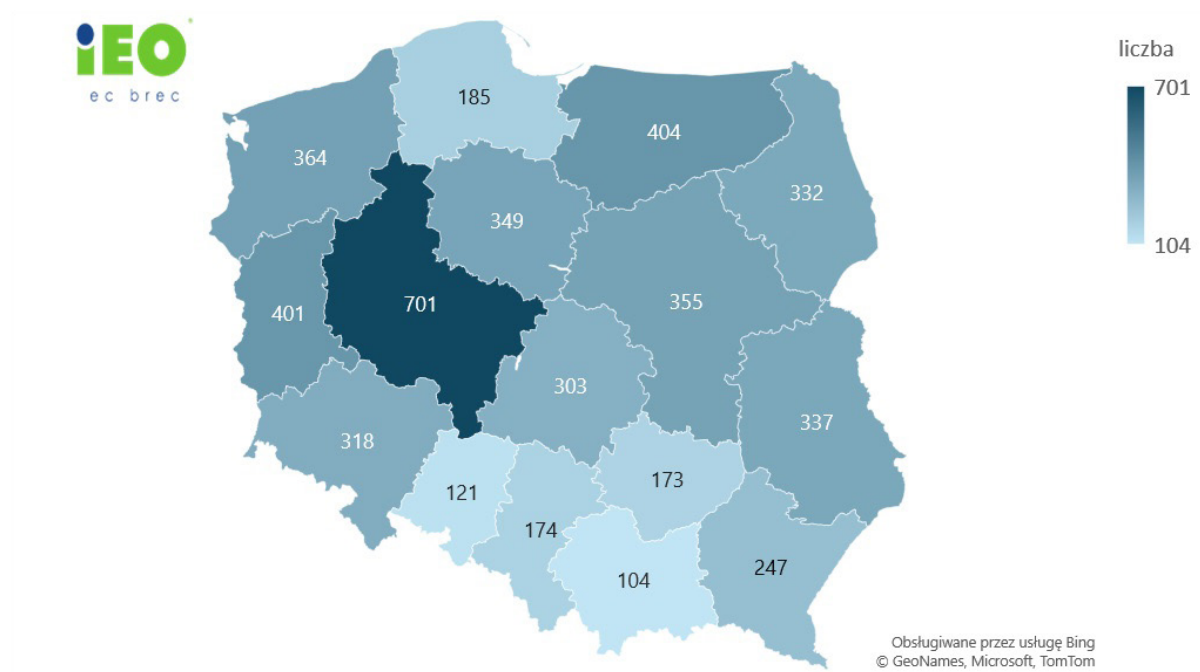
Rysunek 4.1. Moc farm fotowoltaicznych w poszczególnych przedziałach mocy. Oprac. IEO, dane URE

Kolejny już rok można zauważyć wyraźny wzrost mocy w dużych farmach PV powyżej 1 MW – stanowiący 21% udziału w przyrostach mocy PV ogółem w 2023 roku względem 10% w 2022 roku i ponaddwukrotny wzrost względem 2022 roku – 113%. Na koniec pierwszego kwartału 2024 roku funkcjonowało 4870 instalacji PV powyżej 50 kW o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 5,4 GW. Przeważającą część (4608 spośród 4870) stanowiły tzw. małe instalacje do 1 MW. Łączna moc zainstalowana w tej grupie osiągnęła 3,7 GW. Wśród farm powyżej 1 MW najwięcej funkcjonuje w zakresie 1–5 MW (175 spośród 262), a ich łączna moc zainstalowana wynosi 376 MW. Znaczenia nabierają coraz większe instalacje. Tylko w pierwszym kwartale 2024 roku przybyło niemal 350 MW nowych mocy w dużych farmach PV, co nie wynika ze zwiększenia liczby projektów, ale z budowy elektrowni o coraz większej mocy, zazwyczaj przyłączanych do sieci wysokich napięć.

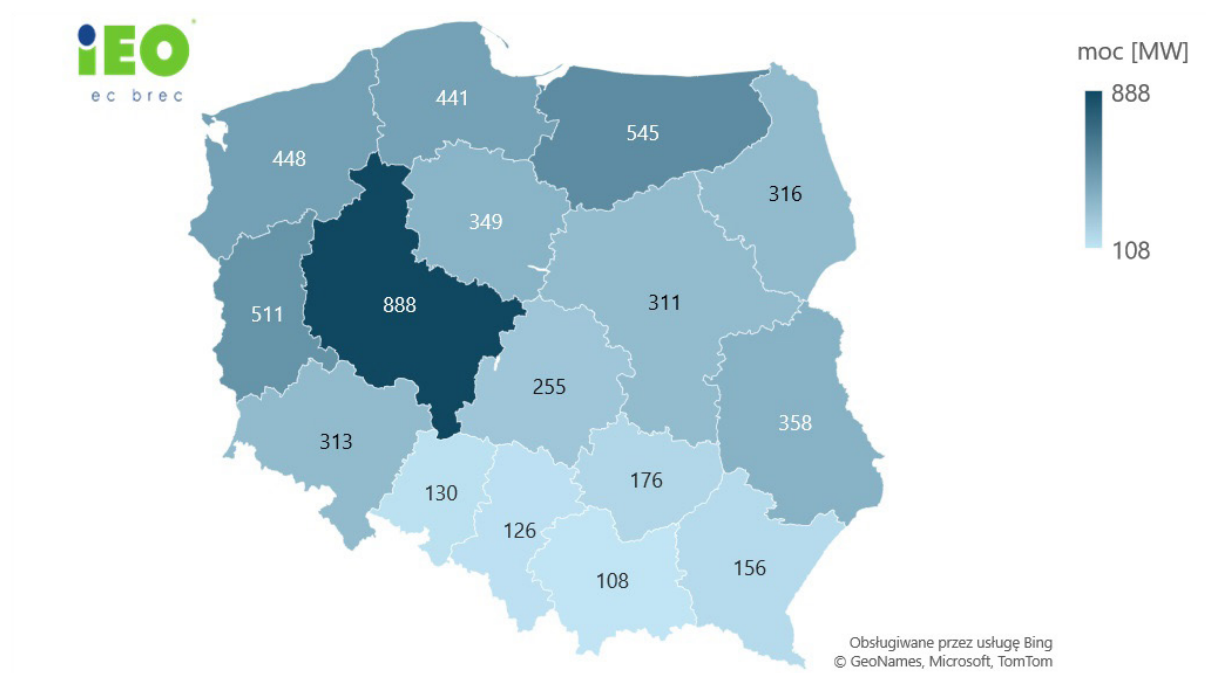


Rysunek 4.2. Liczba instalacji PV w poszczególnych latach. Oprac. IEO, dane URE. Dane za 2024 r. z pierwszego kwartału

Uwagę zwraca rozkład terytorialny instalacji fotowoltaicznych w Polsce. Liczba i łączna moc instalacji jest najwyższa w województwach: wielkopolskim (701, o łącznej mocy 887,84 MW), warmińsko-mazurskim (404, o łącznej mocy 544,81 MW) i lubuskim (401, o łącznej mocy 510,77 MW).



Rysunek 4.3. Liczba wszystkich instalacji PV w Polsce 31 grudnia 2023 r. Oprac. IEO, dane URE



Rysunek 4.4. Moc wszystkich instalacji PV w Polsce 31 grudnia 2023 r. Oprac. IEO, dane URE

Mimo przeszkód związanych z utrudnieniami w dostępie do sieci energetycznej i spadających okresowo cen energii, w fotowoltaice nadal trwa boom deweloperski. Łączna moc wszystkich aktualnie rozwijanych w Polsce projektów PV wynosi 17,05 GW, z czego za prawie połowę mocy (49%) odpowiadają bardzo duże projekty, powyżej 50 MW, stanowiące zaledwie 2% liczby wszystkich.

Pod względem geograficznym, województwo wielkopolskie prowadzi z punktu widzenia liczby wszystkich projektów (557 projektów o łącznej mocy 2 GW), jak również pod względem projektów z wydаныmi pozwoleniami na budowę (272 projekty o łącznej mocy 0,7 GW).

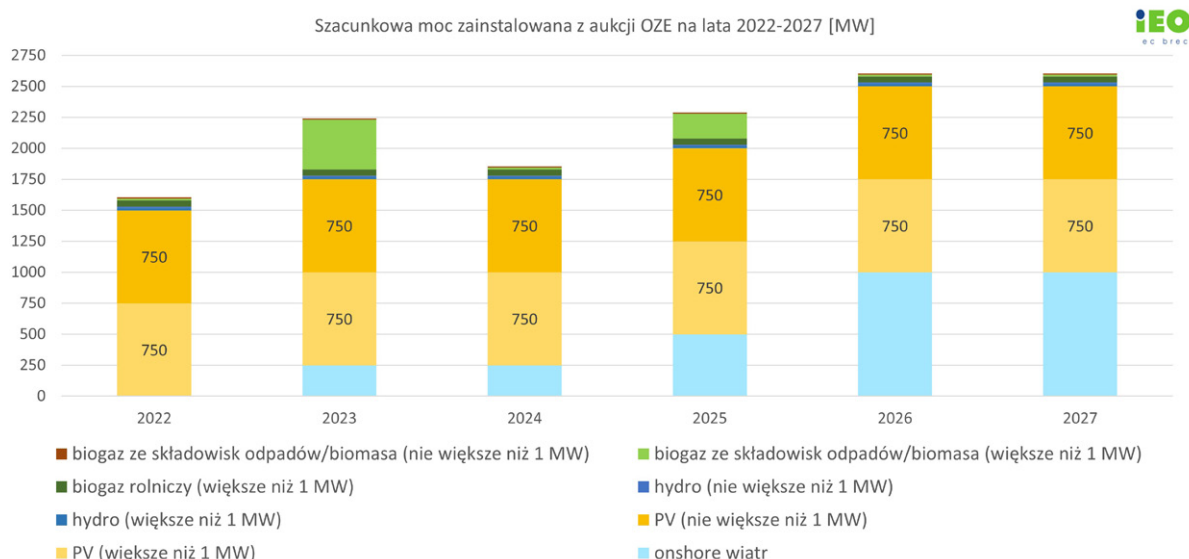


**OX2** rozwija, buduje i oferuje inwestorom lądowe oraz morskie farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne. Firma oferuje także zarządzanie farmami wiatrowymi i słonecznymi po zakończeniu budowy. Portfel projektów deweloperskich OX2 obejmuje inwestycje wiatrowe oraz fotowoltaiczne własne i nabyte. Firma jest również aktywna w obszarze rozwoju technologii, takich jak wodór i magazynowanie energii. OX2 prowadzi działalność na 12 rynkach i zatrudnia około 500 pracowników.

## 4.2. Wpływ systemu aukcyjnego na rozwój farm fotowoltaicznych

System aukcyjny był ważnym mechanizmem wspierającym rozwój OZE w Polsce. Zapewniając stabilność i przewidywalność inwestycji, system ten zwiększa również zaufanie instytucji finansowych i ułatwia pozyskiwanie finansowania bankowego. Po sukcesie pierwszego okresu (2016–2021), w którym zakontraktowano znaczne moce zarówno dla fotowoltaiki, jak i energetyki wiatrowej, system ten został przedłużony decyzją Komisji Europejskiej na kolejne lata (2022–2027). Moce przewidziane do zakontraktowania dla fotowoltaiki w ramach nowego okresu wynoszą po 750 MW rocznie, zarówno dla instalacji do 1 MW, jak i powyżej 1 MW.

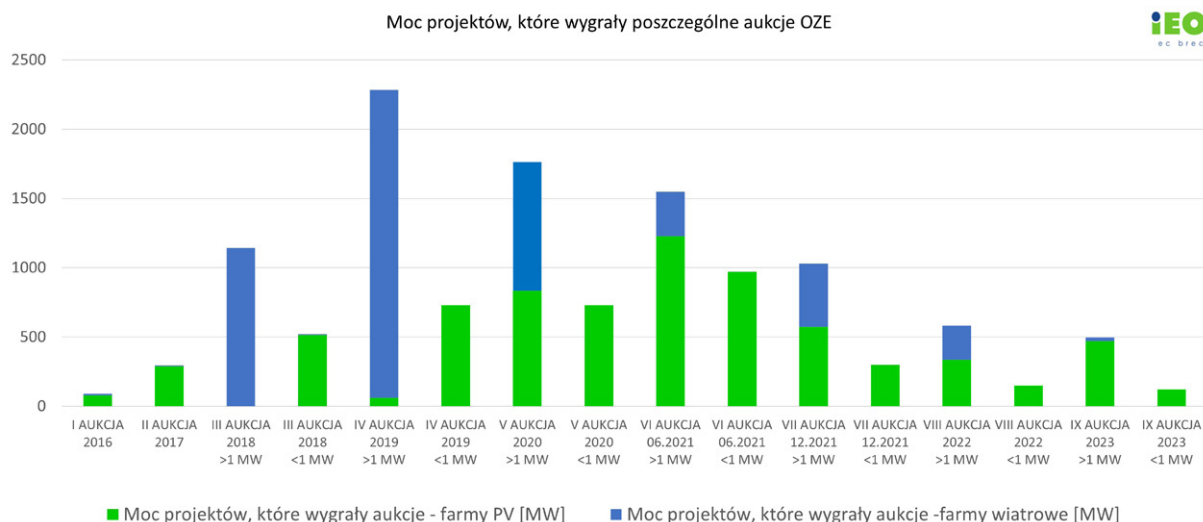
Rysunek 4.5 przedstawia harmonogram mocy do zakontraktowania z podziałem na poszczególne technologie w kolejnych latach, począwszy od 2022 do 2027 roku, z wyraźnie dominującym udziałem przeznaczonym dla fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej lądowej. Inne technologie, takie jak biogaz czy hydroenergetyka, są uwzględnione w znacznie mniejszym zakresie, co podkreśla priorytet dla energii słonecznej i wiatrowej w polskiej strategii rozwoju OZE.



Rysunek 4.5. Planowane moce OZE do zakontraktowania w systemie aukcyjnym w latach 2022–2027 w podziale na technologie. Źródło: ustawa o OZE, wniosek notyfikacyjny, oprac. IEO

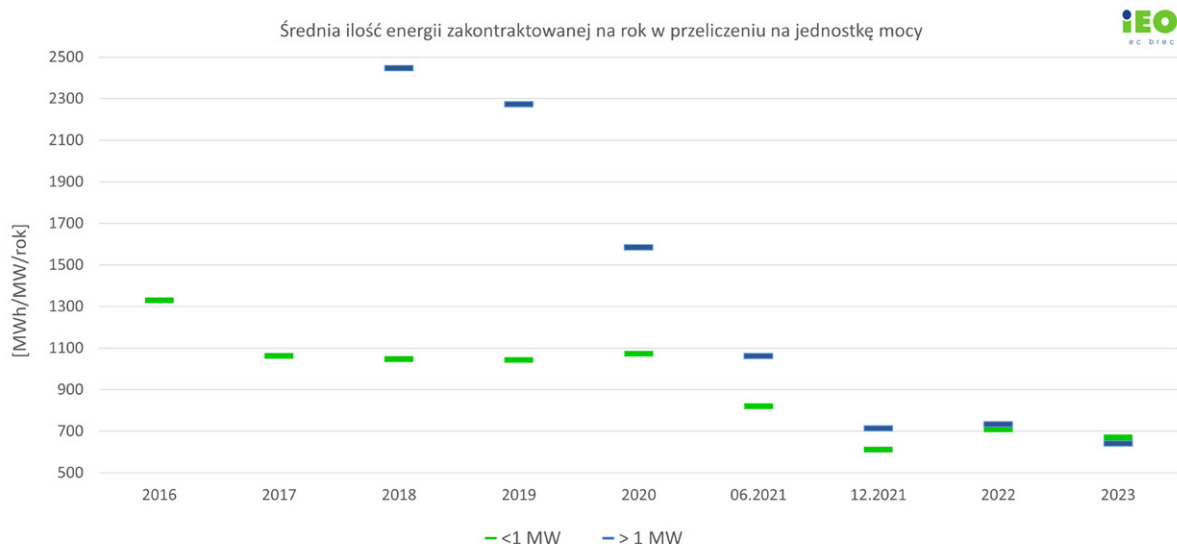
Patrząc jednak na wyniki aukcji z dwóch pierwszych lat przedłużonego, nowego systemu aukcyjnego (lata 2022 i 2023), wyraźnie widać, że ten instrument wsparcia traci na atrakcyjności, a inwestorzy decydują się na inne drogi inwestycyjne. Z przeprowadzonych w 2023 roku siedmiu aukcji (dla różnych technologii OZE), rozstrzygnięte zostały tylko dwie – dla instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych nie większych niż 1 MW i powyżej 1 MW. Suma zakontraktowanych mocy dla obu tych technologii była mniejsza niż w 2022 roku, jednak daje się zaobserwować trend wzrostu zainteresowania większymi farmami fotowoltaicznymi, które zdecydowały się na aukcje, aby zmniejszyć ryzyko cenowe (tzw. kanibalizm cen w szczytach generacji PV). Pomimo że w ramach tych aukcji przeznaczono prawie 88 TWh energii o łącznej wartości około 40,8 mld zł, zakontraktowano niespełna 6 TWh (6,8 proc.) energii elektrycznej o wartości blisko 2 mld zł (4,8 proc.). Spośród zwycięskich ofert (200) złożonych, ponad 98 proc. stanowią instalacje fotowoltaiczne (197), pozostałe zaś to instalacje wiatrowe (3).

Największym zainteresowaniem cieszyła się aukcja przeznaczona dla instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych o mocy nie większej niż 1 MW (AZ/6/2023). W ramach tego koszyka na zakup 11,25 TWh energii przeznaczono ponad 3,8 mld zł. W wyniku rozstrzygnięcia aukcji sprzedano jednak niespełna 11 proc. wolumenu energii (nieco ponad 1,2 TWh) w ramach 133 ofert zgłoszonych przez 56 wytwórców, o łącznej wartości ponad 413 mln zł. W wyniku rozstrzygnięcia tej aukcji mogą powstać instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej około 123 MW. W ostatniej przeprowadzonej w 2023 roku aukcji (AZ/7/2023), przeznaczonej dla projektów w technologiach wiatrowej i fotowoltaicznej o mocy większej niż 1 MW, zwycięskie oferty objęły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej 495,5 MW. W ramach tego koszyka na zakup 21,75 TWh energii przeznaczono 6,225 mld zł. W wyniku rozstrzygnięcia aukcji sprzedano nieco ponad 4,7 TWh energii elektrycznej (co stanowi 22 proc. ilości energii przeznaczonej do sprzedaży). W wyniku rozstrzygnięcia tej aukcji mogą powstać instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieco ponad 471 MW oraz lądowe farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 24,5 MW.



Rysunek 4.6. Moce projektów, które wygrały poszczególne aukcje OZE, z podziałem na technologie. Źródło: URE

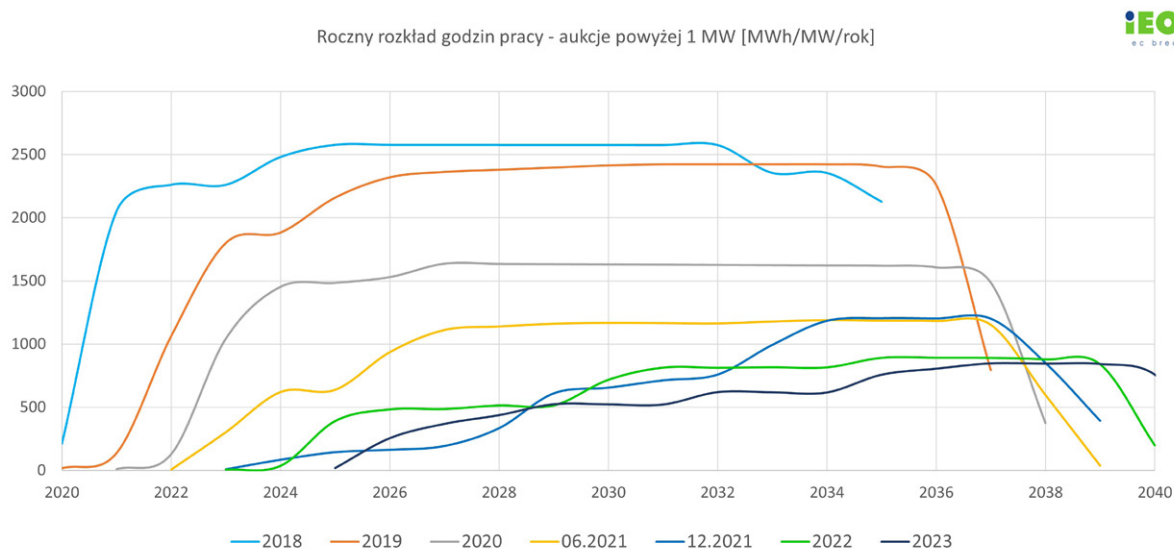
Konkurencja w tzw. dużym koszyku aukcyjnym (moce powyżej 1 MW) z wiatrem była faktem w latach 2020-2022, kiedy wyprzedawano energię z farm wiatrowych, które zdobyły pozwolenia budowlane (warunek udziału w aukcjach OZE) do lipca 2016 roku, czyli przed wprowadzeniem zasady 10H. Warto zwrócić również uwagę na fakt, że wytwórcy korzystający z aukcyjnego mechanizmu wsparcia oferują coraz mniejszą część wytwarzanej energii w ramach tego systemu. Pozostałą część wytwarzanej energii inwestorzy wolą przeznaczyć do sprzedaży bezpośrednio na rynku energii lub poprzez długoterminowe umowy cPPA (corporate Power Purchase Agreement), co potencjalnie pozwala im zapewnić lepsze przychody w dłuższej perspektywie. Na wykresie 4.7. można zobaczyć tę tendencję na przykładzie kolejnych aukcji od 2016 roku dla instalacji o mocy poniżej i powyżej 1 MW.



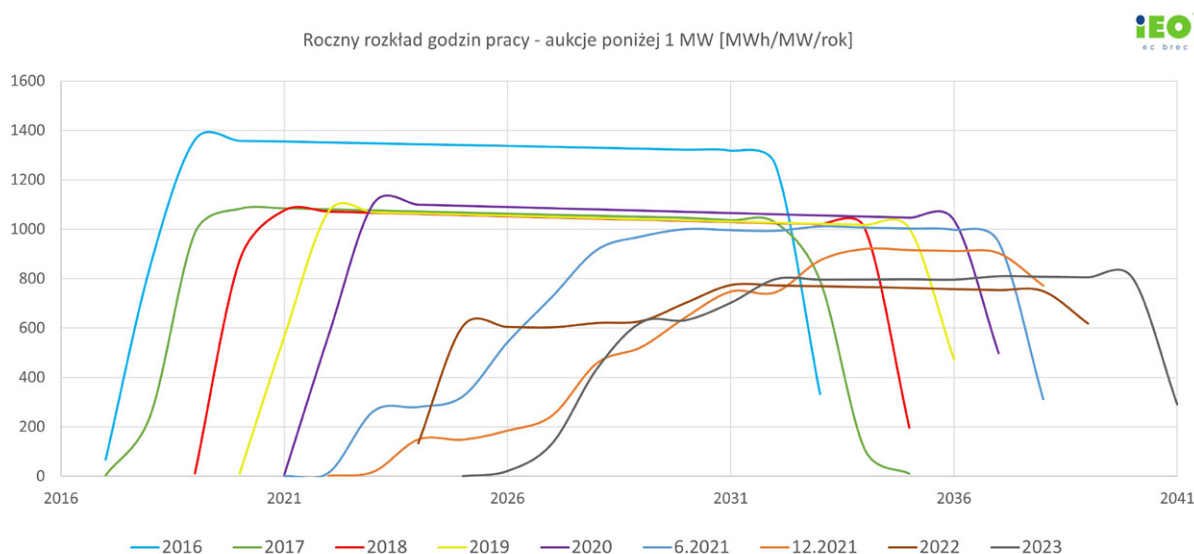
Rysunek 4.7. Średnia ilość energii zakontraktowanej na rok w przeliczeniu na jednostkę mocy

Analizując oferowane wolumeny energii i roczne harmonogramy jej dostaw w wymaganym okresie dla farm, łatwo dostrzec, że sprzedaż części energii w innym modelu biznesowym występuje głównie

w pierwszych latach okresu wsparcia. Wskazuje to na bezpieczne planowanie inwestycji, gdyż trudno jest aktualnie przewidzieć trend dla cen energii elektrycznej na 10–15 lat, a tym bardziej miesięczne czy dobowe profile cenowe.



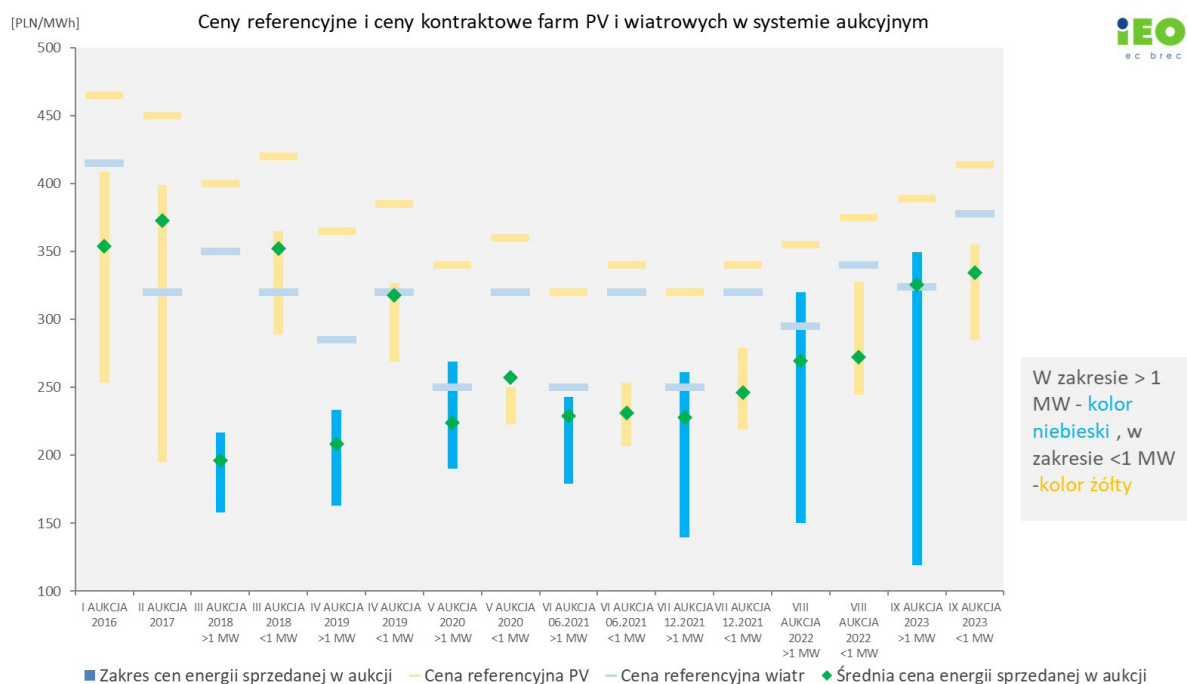
Rysunek 4.8. Roczny rozkład godzin pracy – aukcje powyżej 1 MW. Oprac. IEO na podstawie danych URE



Rysunek 4.9. Roczny rozkład godzin pracy – aukcje poniżej 1 MW. Oprac. IEO na podstawie danych URE

Niewielkie zainteresowanie systemem aukcyjnym wynika w dużej mierze z relatywnie niskich cen referencyjnych. Pomimo iż są one regularnie podnoszone od 2021 roku, wciąż pozostają na zbyt niskim poziomie, aby w pełni zaspokoić oczekiwania inwestorów. Cena referencyjna dla projektów fotowoltaicznych w małym koszyku wynosiła 414 zł/MWh. Minimalna cena, po jakiej została sprzedana energia, wyniosła 284,95 zł/MWh. Natomiast maksymalna cena, po jakiej została sprzedana energia, wyniosła 355 zł/MWh. Cena referencyjna w dużym koszyku wynosiła 389 zł/MWh dla elektrowni słonecznych i 324 zł/MWh dla elektrowni wiatrowych. Minimalna cena, po jakiej została sprzedana energia, wyniosła odpowiednio 119 zł/MWh w przypadku lądowych farm wiatrowych oraz 272,91 zł/MWh dla elektrowni fotowoltaicznych. Tak niska cena minimalna dla instalacji wiatrowych może oznaczać cenę skorygowa-

na, która jest ceną aukcyjną pomniejszoną o pomoc inwestycyjną. Maksymalna cena, po jakiej została sprzedana energia, wyniosła 310 zł/MWh dla lądowych farm wiatrowych oraz 349,69 zł/MWh dla elektrowni fotowoltaicznych. Na rysunku 4.10. przedstawiono wysokość cen aukcyjnych uzyskanych w kolejnych aukcjach, a w szczególności zakresy cen zwycięskich ofert oraz średnie ceny w poszczególnych koszykach aukcyjnych, w których konkurują projekty zeroemisyjne.



Rysunek 4.10. Ceny referencyjne i ceny kontraktowe farm PV i wiatrowych w systemie aukcyjnym. Oprac. IEO

Ceny aukcyjne energii z farm wiatrowych są mało wiarygodne, gdyż coraz mniejsza liczba projektów wiatrowych mających pozwolenia budowlane wydane przez wejściem w życie w lipcu 2016 roku tzw. ustawy 10H uczestniczy w systemie aukcyjnym. Brak podaży dobrych/tanich projektów wiatrowych powoduje wzrost cen w tzw. dużym koszyku aukcyjnym, co stwarza preferencje dla dużych farm PV.

Z zakontraktowanych ogółem ponad 7,3 GW mocy w projektach PV, które wygrały kontrakty aukcyjne, do tej pory wytwarzanie energii elektrycznej rozpoczęło 1,7 GW, co stanowi tylko 23,1% całkowitego wolumenu zakontraktowanego w systemie aukcyjnym. W tabeli 4.1. przedstawiono stopień realizacji projektów w poszczególnych aukcjach.

Tabela 4.1. Stan realizacji projektów aukcyjnych. Szacunki IEO na podstawie danych URE

| AUKCJA      | Moc projektów fotowoltaicznych, które wygrały aukcje (wg złożonych ofert) [MW] | Liczba projektów fotowoltaicznych, które wygrały aukcje | Moc projektów PV, które już rozpoczęły wytwarzanie energii w ramach aukcji [MW] | Liczba projektów PV, które już rozpoczęły wytwarzanie energii w ramach aukcji [MW] | Stopień zrealizowania projektów aukcyjnych. Stan na 09.04.2024 [%] |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| 2016 (<1MW) | 68,4                                                                           | 73                                                      | 59,5                                                                            | 62                                                                                 | 87,0%                                                              |
| 2017 (<1MW) | 289,4                                                                          | 343                                                     | 277,7                                                                           | 324                                                                                | 96,0%                                                              |

|                     |        |      |        |       |       |
|---------------------|--------|------|--------|-------|-------|
| 2018<br>(<1MW)      | 514,1  | 548  | 490,0  | 514   | 95,3% |
| 2018<br>(>1MW)      | -      | -    | -      | -     | -     |
| 2019<br>(<1MW)      | 730,8  | 759  | 630,2  | 654,0 | 86,2% |
| 2019<br>(>1MW)      | 62,1   | 3    | 0,0    | 0     | 0,0%  |
| 2020<br>(<1MW)      | 729,6  | 752  | 161,5  | 164   | 22,1% |
| 2020<br>(>1MW)      | 834,9  | 36   | 60,0   | 1     | 7,2%  |
| 06.2021<br>(< 1 MW) | 971,2  | 1016 | 9,6    | 10,0  | 1,0%  |
| 06.2021<br>(> 1 MW) | 1228,8 | 76   | 0,0    | 0     | 0,0%  |
| 12.2021<br>(< 1 MW) | 299,9  | 309  | 3,5    | 4     | 1,2%  |
| 12.2021<br>(> 1 MW) | 572,5  | 52   | 0,0    | 0     | 0,0%  |
| 2022<br>(< 1 MW)    | 149,2  | 156  | 0,0    | 0     | 0,0%  |
| 2022<br>(> 1 MW)    | 336,4  | 41   | 11,7   | 2     | 3,5%  |
| 2023<br>(< 1 MW)    | 122,7  | 133  | 0,0    | 0     | 0,0%  |
| 2023<br>(> 1 MW)    | 471,1  | 64   | 0,0    | 0     | 0,0%  |
| SUMA                | 7380,9 | 4361 | 1703,7 | 1735  | 23,1% |

Niski stopień realizacji projektów zakontraktowanych w systemie aukcyjnym może wynikać nie tyle z obiektywnych trudności w realizacji projektów, takich jak np. pandemia COVID-19 w latach 2020–2021, ale z wysokich cen energii elektrycznej w latach 2022–2023. Firmy branży PV doszły do wniosku, że ceny energii w Polsce na zawsze pozostaną wysokie i albo w nowych akcjach po 2021 roku zgłaszały mniejsze wolumeny aukcyjne do zakontraktowania z jednostki mocy, albo licząc na wysokie ceny energii w dłuższym okresie, decydowały się na utratę wnoszonego w momencie przystępowania do aukcji zabezpieczenia w wysokości 60 zł za każdy 1 kW mocy zgłoszonej do aukcji.

Powyższa analiza pokazuje, że w obliczu spadających cen energii system aukcyjny nadal jest jednak dalej istotnym narzędziem wsparcia w Polsce, zwłaszcza przy realizacji dużych projektów fotowoltaicznych i wiatrowych, nawet jak zainteresowanie nim w ostatnich latach wyraźnie spadało. Aby system ten mógł nadal efektywnie wspierać rozwój OZE w kolejnych latach, konieczna jest adaptacja systemu aukcyjnego do dynamicznie zmieniających się realiów rynkowych, aby był wystarczająco atrakcyjny dla inwestorów i dla banków oraz dawał większą wartość dodaną dla odbiorców energii

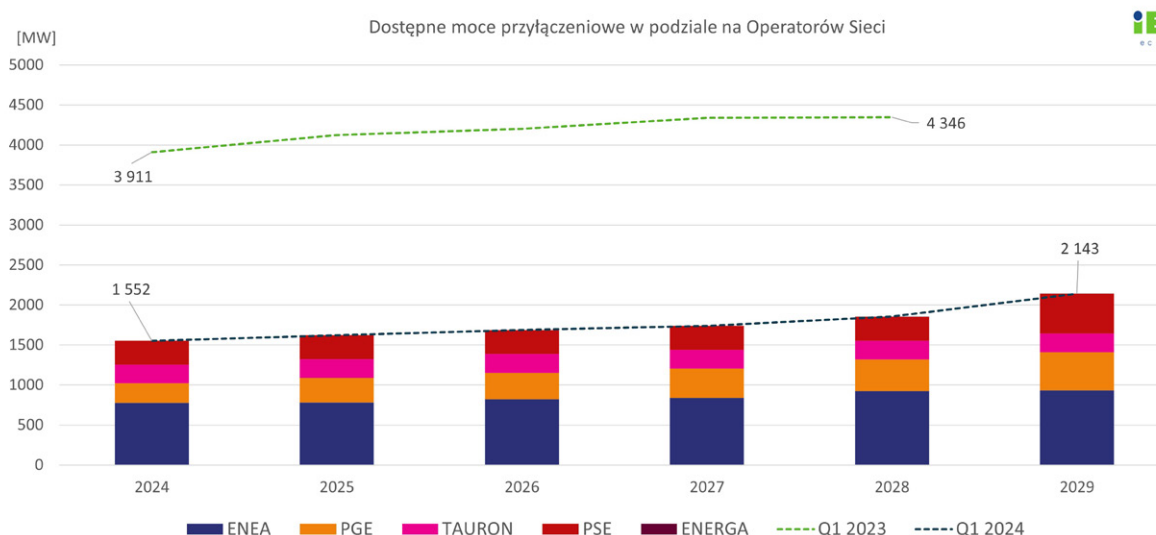
i podatników.

### 4.3. Ograniczenia w dostępie do sieci – przyłączenia do sieci

#### DOSTĘPNE MOCE PRZYŁĄCZENIOWE

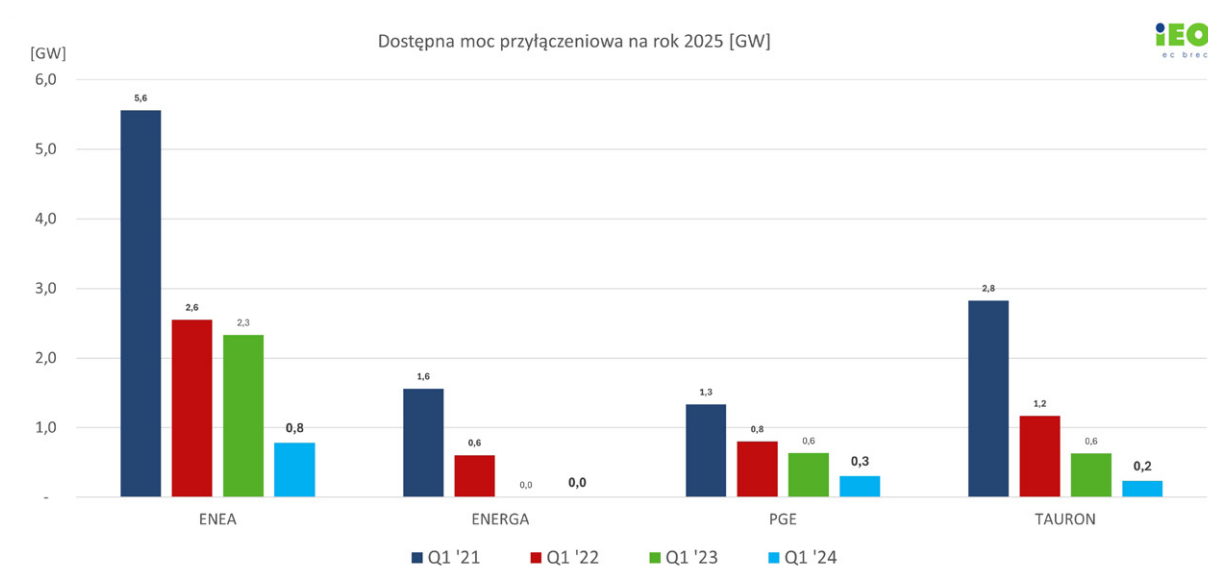
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz Operator Sieci Przesyłowej (OSP) publikują co kwartał informacje o dostępnych mocach przyłączeniowych na kolejne pięć lat do przodu. Przedmiotowa analiza została przeprowadzona na podstawie dostępnych informacji od czterech największych operatorów sieci dystrybucyjnej OSDp oraz od operatora sieci przesyłowej OSP. Z analizy wynika, że łączna dostępna dla inwestorów moc przyłączeniowa na najbliższe pięć lat (2024–2029) będzie nieznacznie rosła (z 1,5 do 2,1 GW). Jednakże, porównując plany z ubiegłego roku (1Q 2023; więcej w raporcie „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023”), jest to spadek o 43%.

Na poniższym rysunku zaprezentowane zostały skumulowane wartości dostępnych mocy przyłączeniowych poszczególnych OSD oraz PSE, wraz z całkowitą sumą dostępnych mocy przyłączeniowych obrazującą stan obecnych planów operatorów (1Q 2024 roku – niebieska przerywana linia) oraz ubiegłorocznego planu (1Q 2023 roku – zielona przerywana linia).



Rysunek 4.11. Dostępne moce przyłączeniowe z prognozą w horyzoncie 5-letnim. Źródło: Informacje o dostępnych mocach przyłączeniowych dla źródeł w sieciach OSD oraz sieci PSE. Oprac. IEO

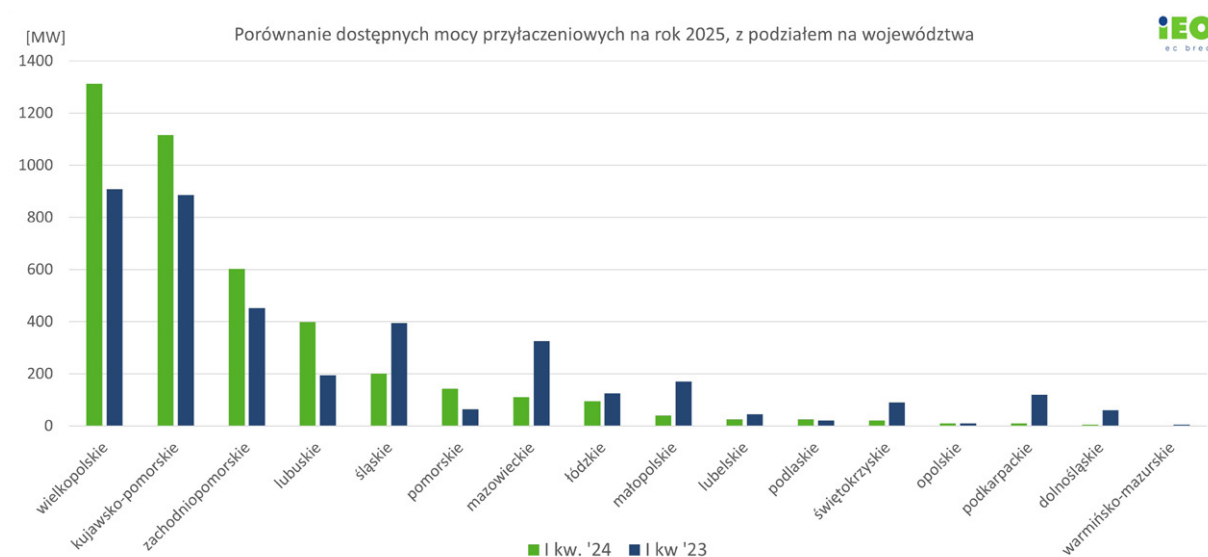
Sieć elektroenergetyczna w Polsce została od początku przystosowywana do pracy w scentralizowanej strukturze wytwórczej. Integracja produkcji energii z tysięcy różnej mocy zainstalowanej systemów fotowoltaicznych dla takiej sieci sprawia problemy z zakresu stabilności oraz powoduje narastanie problemu ograniczania dostępu do sieci. Poniższy rysunek przedstawia dostępne moce przyłączeniowe na rok 2025 (wraz z danymi historycznymi) w podziale na poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych.



Rysunek 4.12. Porównanie dostępnych mocy przyłączeniowych poszczególnych OSD do sieci o napięciu powyżej 1 kV. Źródło: Informacje o dostępnych mocach przyłączeniowych poszczególnych OSD. Oprac. IEO

Z rysunku wynika, że wysokość dostępnych mocy znacznie zmalała w przeciągu ostatnich lat. Najmniej dostępnych mocy przyłączeniowych jest na obszarze spółek ENERGA, gdzie nie zidentyfikowano żadnych nowych mocy przyłączeniowych oraz TAURON, gdzie dostępne jest zaledwie 0,2 GW. Wartość dostępnej mocy jest jednak pomniejszona o już wydane warunki przyłączenia źródeł do danej sieci. Operatorzy podkreślają, że dostępne moce należy traktować jako wartości szacunkowe.

Poniższy rysunek uwidacznia dysproporcje w potencjale przyłączeniowym nowych mocy wytwórczych pomiędzy poszczególnymi regionami Polski. Zaprezentowane są na nim dostępne wyznaczone moce przyłączeniowe na 2025 rok w podziale na poszczególne województwa.



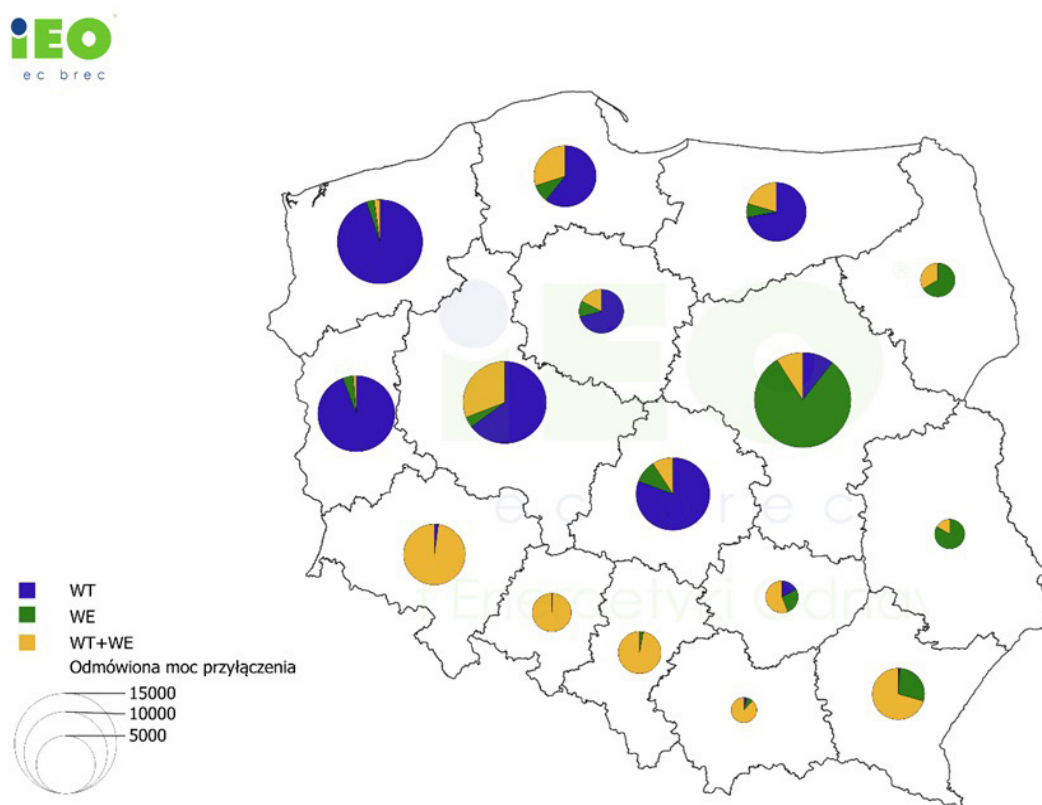
Rysunek 4.13. Dostępne moce przyłączeniowe w poszczególnych województwach na 2025 rok. Oprac. IEO na podstawie informacji OSDp oraz PSE

Podczas gdy niektóre regiony, takie jak Wielkopolskie i Kujawsko-Pomorskie, dysponują potencjałem przyłączeniowym przekraczającym 1 GW, inne województwa, zwłaszcza we wschodniej i południowo-wschodniej części kraju, mają bardzo ograniczone możliwości w tym zakresie.

Problemy z brakiem mocy przyłączeniowej dla OZE generują rosnące wyzwania dla nowych projektów, szczególnie w sektorze fotowoltaiki (PV). Ograniczone możliwości przyłączeniowe sieci elektroenergetycznych w wielu regionach Polski skutkują gwałtownym wzrostem liczby odmów wydania warunków przyłączenia dla nowych instalacji.

### ODMOWY WYDAWANIA WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA DO SIECI

Dostęp do sieci energetycznej dla nowych źródeł fotowoltaicznych nadal stanowi jedno z kluczowych wyzwań dla rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej są zobligowane do publikowania informacji o podmiotach ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci o napięciu powyżej 1 kV na okres kolejnych pięciu lat<sup>1</sup>. W kontekście dynamicznie rosnącej liczby nowych instalacji OZE, system elektroenergetyczny napotyka na bariery infrastrukturalne i regulacyjne, które utrudniają i w skrajnych przypadkach uniemożliwiają efektywne przyłączanie nowych źródeł energii do sieci. Na poniższym rysunku zaprezentowano dane opublikowane w raporcie Prezesa URE za rok 2023<sup>2</sup>.

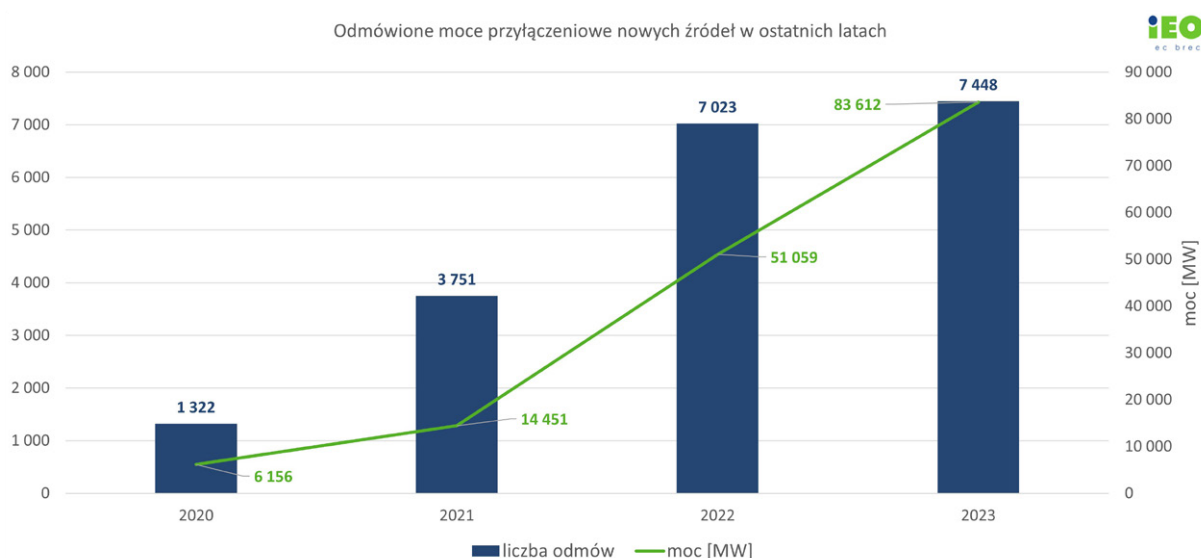


Rysunek 4.14. Odmowy przyłączenia nowych mocy OZE w podziale na województwa z wyróżnieniem przyczyny odmowy. Źródło: Tabela A40 w Aneksie raportu działalności PURE 2023. Oprac. IEO

<sup>1</sup> Art. 7 ust 8l ustawy Prawo energetyczne

<sup>2</sup> Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2023

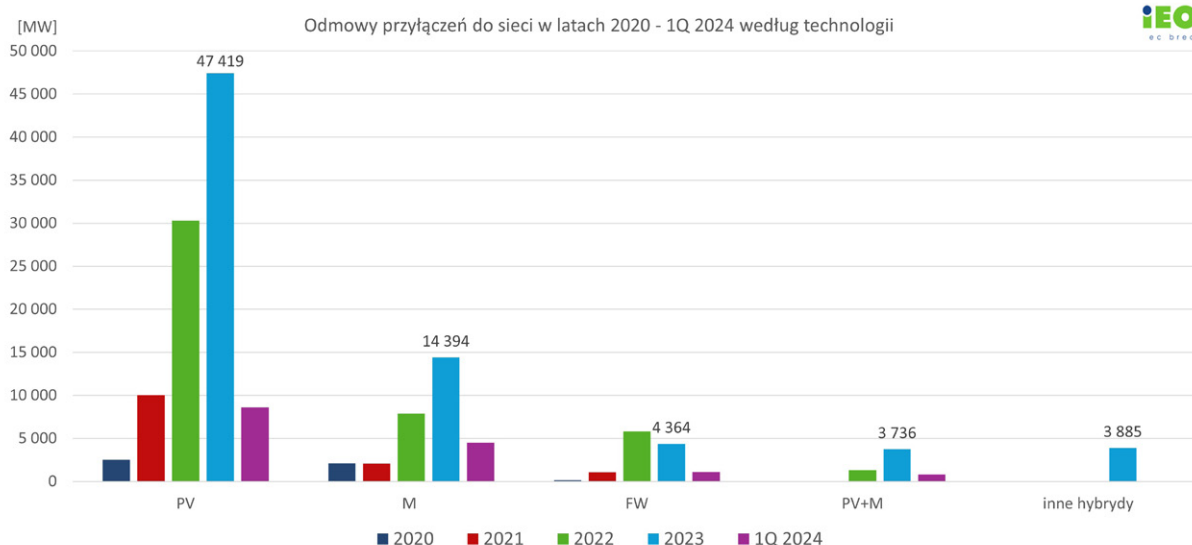
Jak wynika z danych URE, w 2023 roku przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły aż 7448 odmów wydania warunków przyłączenia, o łącznej mocy 83 612,412 MW. Główne przyczyny odmów to: brak warunków technicznych (WT) (3568 przypadków wyrażone w całkowitej mocy 41 839,490 MW) oraz względy ekonomiczne (WE) (2231 przypadków o łącznej mocy 17 865,581 MW). Pozostała grupa odmów to połączenie braku spełnienia warunków technicznych oraz ekonomicznych (WT+WE) (1649 przypadków o łącznej mocy 23 907,341 MW). Z powyższego rysunku wynika, że dominującymi województwami pod tym względem są województwa: mazowieckie (13,4 GW odmówionej mocy nowych źródeł), zachodniopomorskie (10,5 GW) oraz wielkopolskie (9,9 GW). Różnią się one jednak przyczynami odmów. W zachodniej Polsce dominują odmowy techniczne, natomiast im dalej na wschód, tym odmowy są już podyktowane bardziej warunkami ekonomicznymi. Południowa część kraju z kolei posiada stosunkowo niską ilość odmówionej mocy i wyróżnia się miksem WT+WE. Poniższy rysunek 1–5 przedstawia narastanie wzrostu liczby odmów przyłączenia do sieci.



Rysunek 4.15. Wzrost liczby wydania warunków przyłączenia nowych źródeł do sieci na przestrzeni ostatnich lat w relacji do wielkości odmówionej mocy przyłączeniowej. Oprac. IEO, na podstawie danych URE

Rosnąca liczba wydanych odmów o przyłączenie w 2023 roku pobiła kolejny rekord na przestrzeni ostatnich lat. Należy jednak zauważyć, że z perspektywy topniejących dostępnych mocy przyłączeniowych, inwestorzy OZE sprawdzają dostępność mocy w różnych częściach Polski poprzez złożenie tego samego wniosku o przyłączenie. Ten sam wniosek może być odrzucony kilkakrotnie, do momentu, aż zostanie zaakceptowany przez danego operatora. Liczba wydanych odmów prezentuje zatem zwiększające się zainteresowanie inwestorów rozwijaniem nowych projektów OZE w Polsce. Narastająca liczba zwiększających się odmów z roku na rok obrazuje trend budowania nowych projektów OZE. Sieć elektroenergetyczna rozwijana według dotychczasowego modelu nie jest w stanie przyjąć tak dużej ilości nowych mocy wytwórczych bez znacznych inwestycji w jej rozbudowę i modernizację.

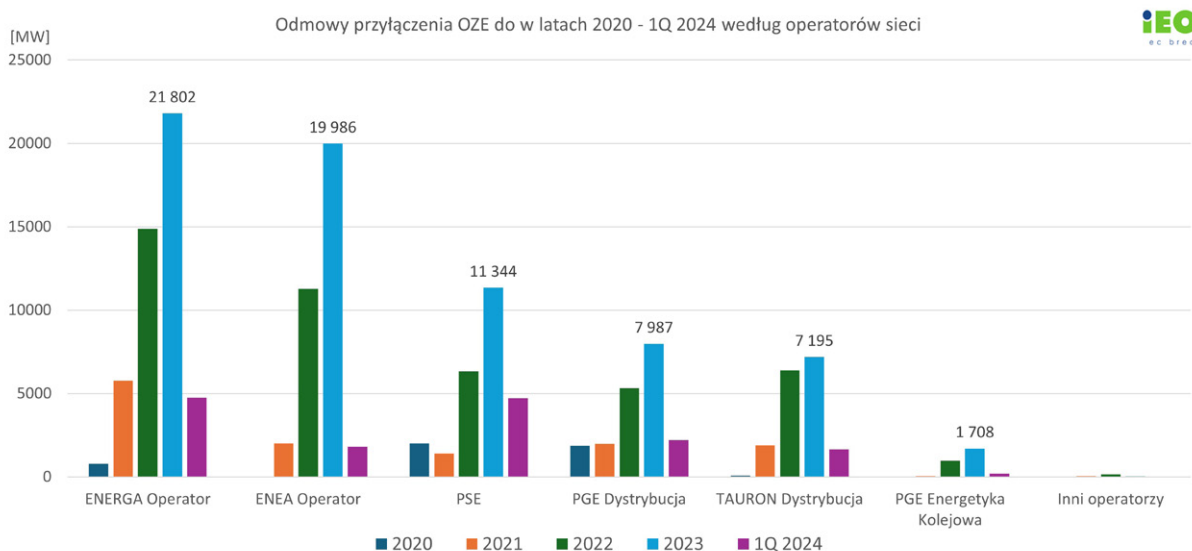
Na poniższym rysunku zaprezentowano odmowy przyłączeń w podziale na technologię w ostatnich latach. Dominującą technologią w odmowach jest fotowoltaika. Interesujący jest również znaczny przyrost odmów w technologii magazynów energii. Spodziewalibyśmy się raczej, że budowanie magazynów energii nie powinno być w żaden sposób ograniczane, lecz ich wysokość wynika przede wszystkim nadal z niejasnych regulacji oraz zasad dotyczących tej technologii. Każdy operator sieci posiada różne standardy w tym zakresie.



Rysunek 4.16. Rozkład odmów przyłączeń do sieci w latach 2020–1Q 2024 według technologii, pokazujący dominację projektów fotowoltaicznych (PV) wśród odmów. Oprac. IEO według danych URE

Jednym z najczęściej podawanych powodów odmowy przyłączenia źródła wytwórczego do sieci 110 kV są przeciążenia linii napowietrznych, czyli ryzyko przekroczenia granicznych, dopuszczalnych wartości obciążenia.

Na poniższym rysunku zaprezentowano z kolei rozkład odmów przyłączeń według operatora sieci. Zauważalna jest dominacja odmów u ENERGI Operatora oraz znaczny udział odmów przyłączeń u ENEI Operatora, mimo odnotowanych największych dostępnych mocy przyłączeniowych.



Rysunek 4.17. Rozkład odmów przyłączeń do sieci w latach 2020–1Q 2024 według operatora sieci, pokazujący dominację projektów fotowoltaicznych (PV) wśród odmów. Oprac. IEO według danych URE

Należy jeszcze nadmienić, że skala przyczyn odmów jest pochodną wielu różnych zjawisk, wśród których wymienić można: nietrafione plany rozwoju sieci, konserwatyzm praktyk operatorskich ograniczający możliwości cable pooling (hybrydyzacje źródeł OZE), brak preferencji i wsparcia w pokrywaniu kosztów przyłączeń dla autoproducentów energii (w tym OSDn), zachowania deweloperów typowe dla ogra-

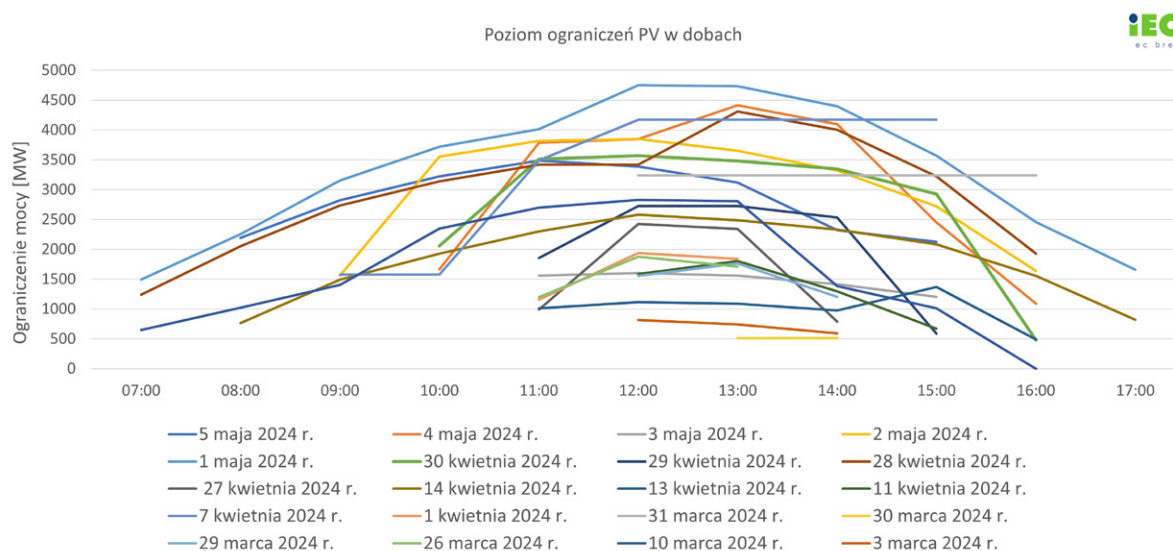
niczeń podaŝowych, takie jak nabywanie warunku przyłączenia bez zamiaru realizacji inwestycji, koncentracja nowych inwestycji w OZE na obszarach o niskim zaludnieniu i znikomym zapotrzebowaniu na energię (zwłaszcza w okresach szczytowych produkcji np. źródeł PV). W efekcie mamy do czynienia w Polsce ostatnio z problemem nadmiaru energii i generowaniem problemów bilansowych wywołanych zbyt wysoką generacją źródeł OZE. Przyłączanie kolejnych wytwórców na terenach pozbawionych odpowiedniego odbioru energii prowadzi do przeciążenia sieci i ogranicza możliwości przyłączeniowe.

#### 4.4. Ograniczenia źródeł PV w sieci

Wcześniejsze edycje raportu „Rynek fotowoltaiki w Polsce” wskazywały na problem ograniczeń prosumentckich mikroinstalacji PV, które odbywają się w sposób automatyczny, po przekroczeniu dopuszczalnego napięcia. Ta sytuacja jednak uległa zmianie w 2023 roku, od kiedy zaczęły być ograniczane większe instalacje PV (śladowe ograniczenia elektrowni wiatrowych zaczęły się już w 2021 roku) w formie tzw. redysponowania nierynkowego OZE w oparciu o przepisy Prawa energetycznego<sup>3</sup>.

Ograniczenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, znane jako curtailment, jest specyficzną formą redispatchingu, polegającą na czasowej redukcji energii wprowadzanej do sieci głównie przez OZE bezpaliwowe, w szczególności pogodozależne (energia słoneczna i wiatrowa). Ograniczenia te są zwykle decyzją Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). W Polsce realizowany jest wobec OZE, z opcją czasowego zastąpienia ich przez elektrownie ciepłne. PSE SA na swojej stronie publikuje komunikaty o ograniczeniach nierynkowych, które są zasadniczym źródłem danych do poniższych analiz<sup>4</sup>.

Rozkład wielkości mocy ograniczeń źródeł PV w poszczególnych godzinach doby od marca (początek ograniczeń PV w 2024 roku) do maja br. przedstawiono na rysunku 4.18.

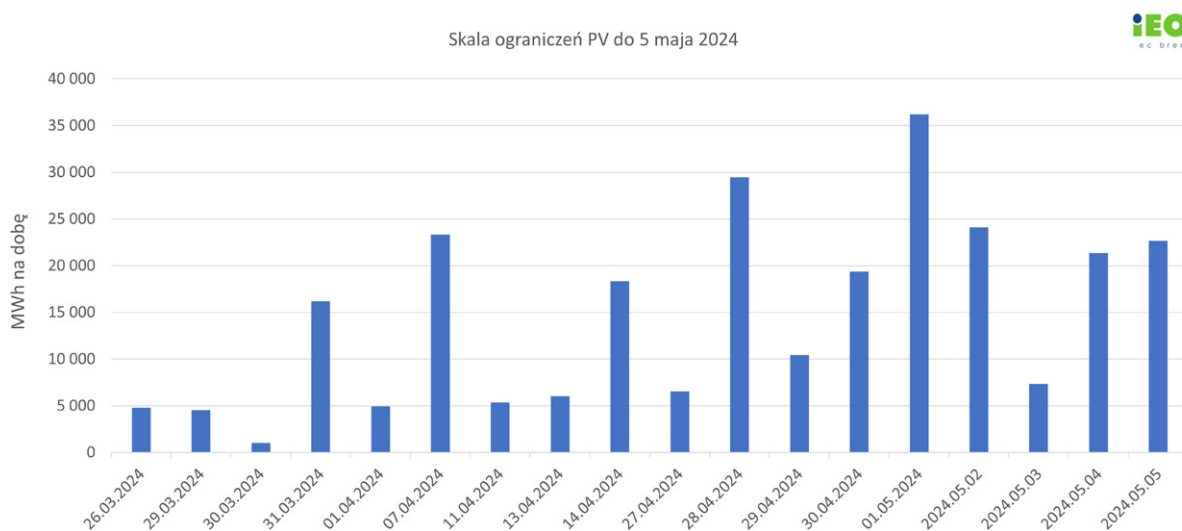


Rysunek 4.18. Rozkład godzinowy ograniczeń źródeł PV w poszczególnych dobach okresu od 3 marca do 5 maja 2024 r. Źródło: IEO wg danych PSE <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv>

<sup>3</sup> art. 9c ust. 7a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t. j. Dz.U. z 2024 roku, poz. 266 z późn. zm.) z uwzględnieniem art. 30 ust. 5 ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681)

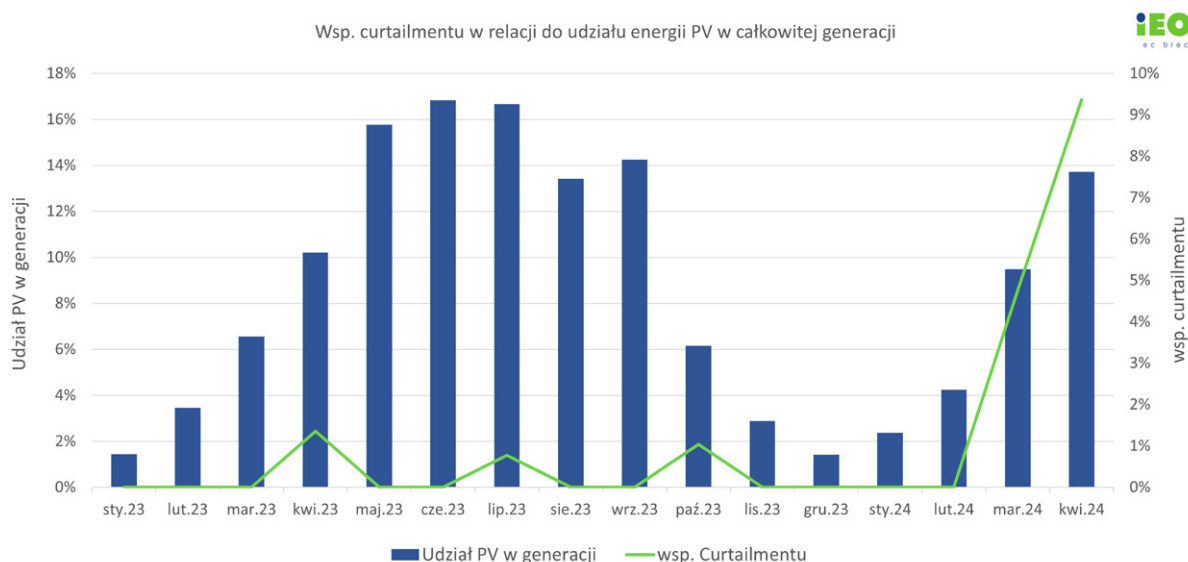
<sup>4</sup> Informacje o ograniczeniach w niektórych okresach są niekompletne, wymagały szacowania przez autorów raportu

W zależności od dnia, wartości ograniczeń „podążają” za ogólnym poziomem generacji słonecznej, ale zaobserwowano także dni, w których miały one wartość stałą w części lub całości okresu objętego ograniczeniem. Zgodnie z przewidywaniem, natężenie zjawiska nierynkowego ograniczania źródeł PV narasta w funkcji czasu, w miarę „rozwijania się” sezonu produkcyjnego PV, co zilustrowano na rysunku 4.19.



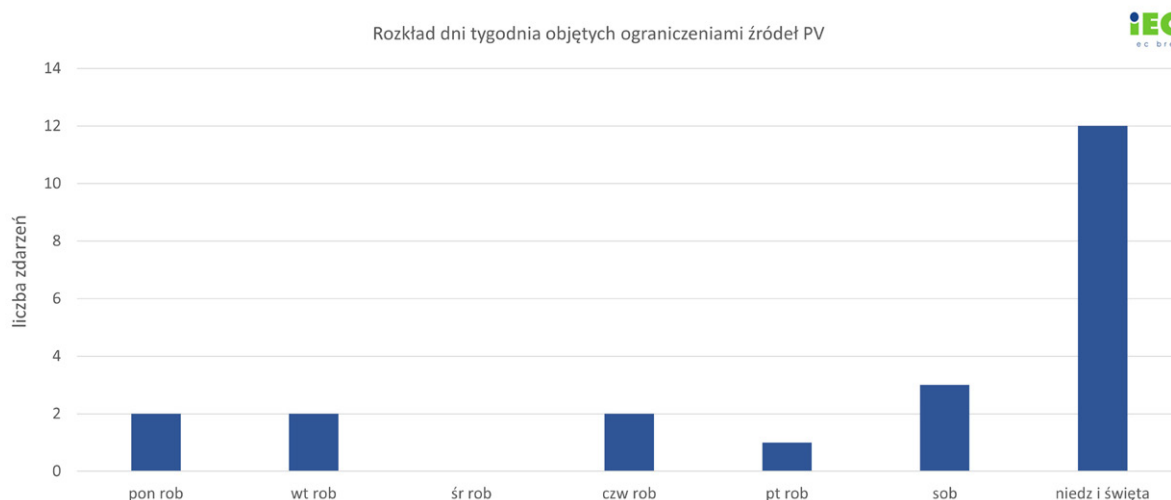
Rysunek 4.19. Skala ograniczeń źródeł PV w okresie od 3 marca do 5 maja 2024 r. Źródło: IEO wg danych PSE <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv>

Rysunek 4.20 przedstawia udział produkcji energii PV w całkowitej generacji w relacji do współczynnika curtailmentu dla dużych instalacji PV (to właśnie one podlegają nierynkowym ograniczeniom) na przestrzeni ostatnich miesięcy (dane PSE). Widoczny jest wzrost krzywej curtailmentu na przestrzeni ostatnich miesięcy 2024 roku.



Rysunek 4.20. Zmiany współczynnika curtailmentu w relacji do udziału energii PV w całkowitej generacji, ukazujący wzrost ograniczeń PV przy zwiększającym się udziale fotowoltaiki w miksie energetycznym. Oprac. IEO, na podstawie danych PSE

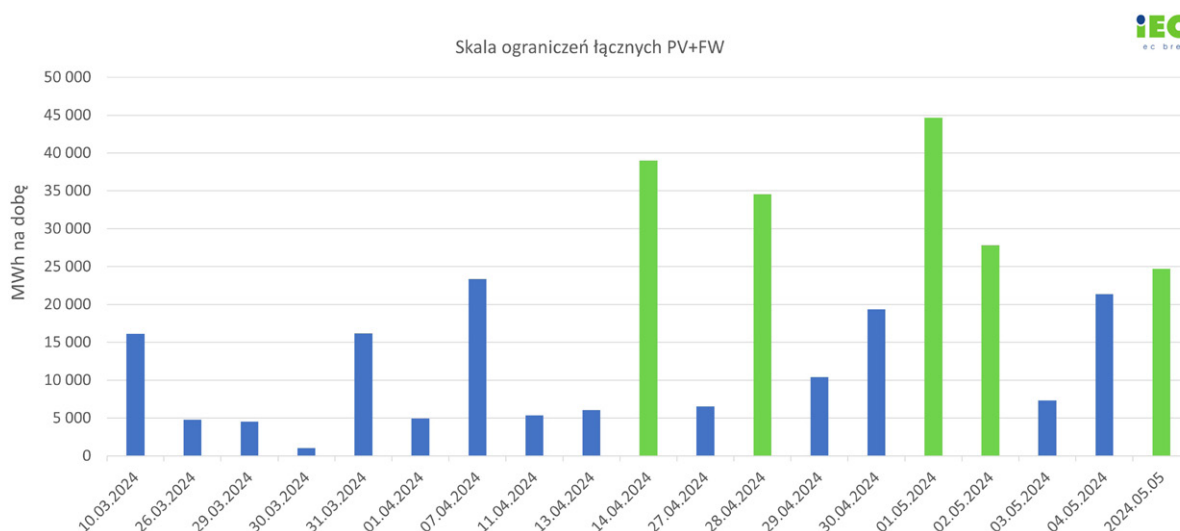
Kolejną cechą charakterystyczną polskich ograniczeń PV jest dzień tygodnia, w którym PSE ogłasza ograniczenia źródła PV, co zostało przedstawione na rysunek 4.21.



Rysunek 4.21. Liczba zarządzanych ograniczeń źródeł PV w poszczególnych dniach tygodnia – w podziale na dni robocze, soboty oraz niedziele i święta w okresie od 3 marca do 5 maja 2024 r. Źródło: IEO wg danych PSE <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv>

Łatwo zauważyć, że dniami obciążonymi najwyższym ryzykiem ograniczenia produkcji ze źródeł PV są niedziele i dni świąteczne. Obraz ten nie ulega zasadniczej zmianie po uwzględnieniu nierynkowych ograniczeń pracy farm wiatrowych (FW), które w analizowanym okresie pokrywają się z ograniczeniami PV tylko w czterech dobach: 14 i 28 kwietnia oraz 1 i 2 maja 2024 r., ale przypadają w tych dobach częściowo na różne godziny.

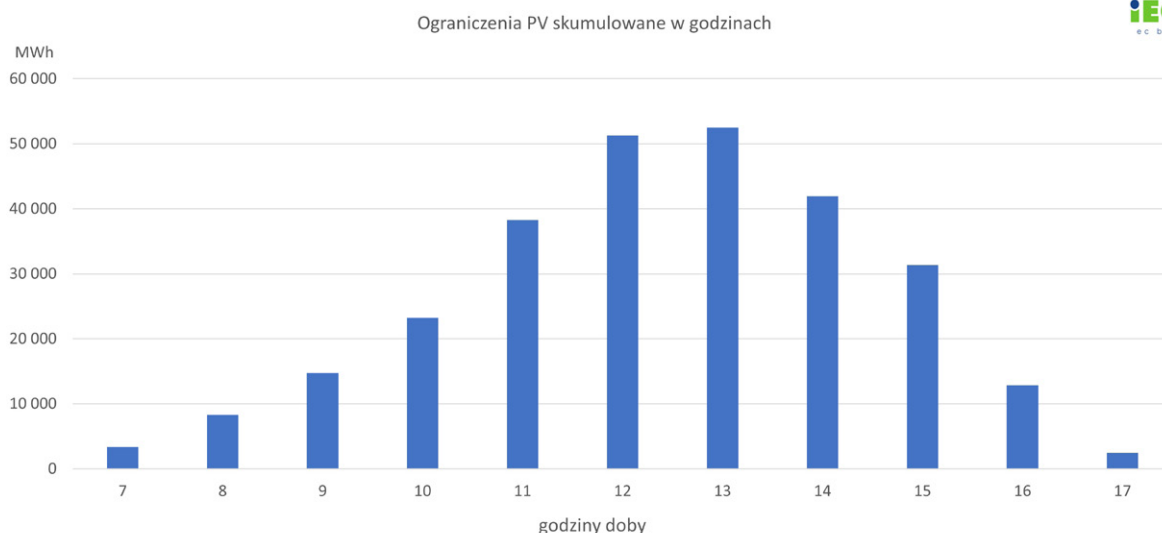
Na rysunku 4.22 przedstawiono skalę ograniczeń łącznych dla źródeł PV oraz FW.



Rysunek 4.22. Skala ograniczeń łącznych, źródeł PV oraz FW, w okresie od 3 marca do 5 maja 2024 r. Źródło: IEO wg danych PSE <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv>. (jaśniejszym kolorem zaznaczano dni łącznego ograniczania PV i FW, ciemniejszym kolorem ograniczenia wyłącznie PV)

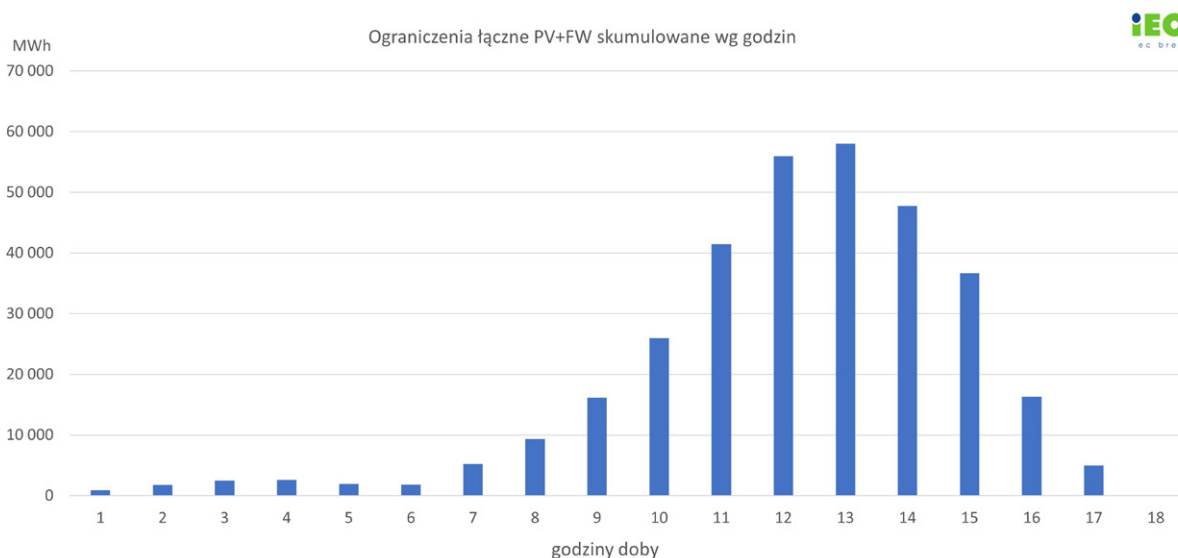
Choć w 2024 roku ograniczenia nierynkowe dotyczą w szczególności instalacji PV (nie będących mikroinstalacjami) to energetyka wiatrowa i słoneczna, po przekroczeniu pewnego poziomu, wpływają łącznie na skalę ograniczeń w każdej godzinie.

Miarą ryzyka ograniczenia produkcji energii ze źródeł PV jest sumaryczna wielkość energii objętej ograniczeniem w podziale na poszczególne godziny doby. Obrazujący to histogram przedstawiono na rysunku 4.23.



Rysunek 4.23. Wolumen energii objęty ograniczeniem źródeł PV, w podziale na poszczególne godziny doby, w okresie od 3 marca do 5 maja 2024 r. Źródło: IEO wg danych PSE <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv>

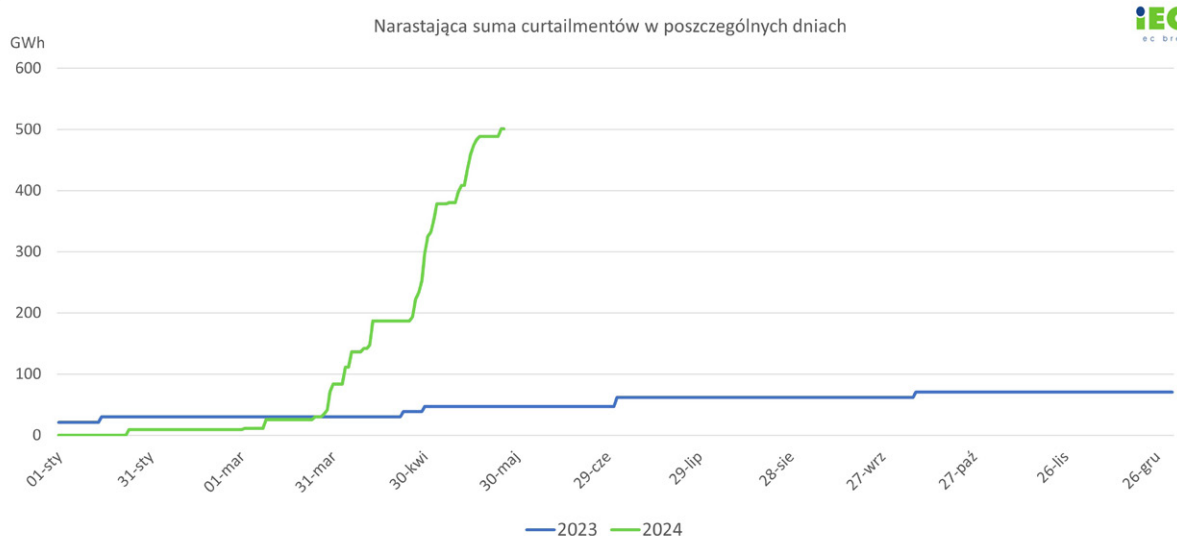
Analogiczny obraz dla ograniczeń łącznych PV oraz FW przedstawiono na rysunku 4.24.



Rysunek 4.24. Wolumen energii objęty ograniczeniem łącznym źródeł PV oraz FW, w podziale na poszczególne godziny doby, w okresie od 3 marca do 5 maja 2024 r. Źródło: IEO wg danych PSE <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv>

Jak widać, w rozpatrywanym okresie największym ryzykiem ograniczenia produkcji energii obciążone są godziny okołopołudniowe (od 11.00 do 15.00) i obrazu tego nie zmienia uwzględnienie ograniczeń źródeł wiatrowych (FW).

Skutkiem wdrożonych przez PSE SA ograniczeń nierynkowych jest wolumen energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bezpowrotnie tracony względem bieżących, realnych możliwości jej wyprodukowania, co zobrazowano na rysunku 4.25.

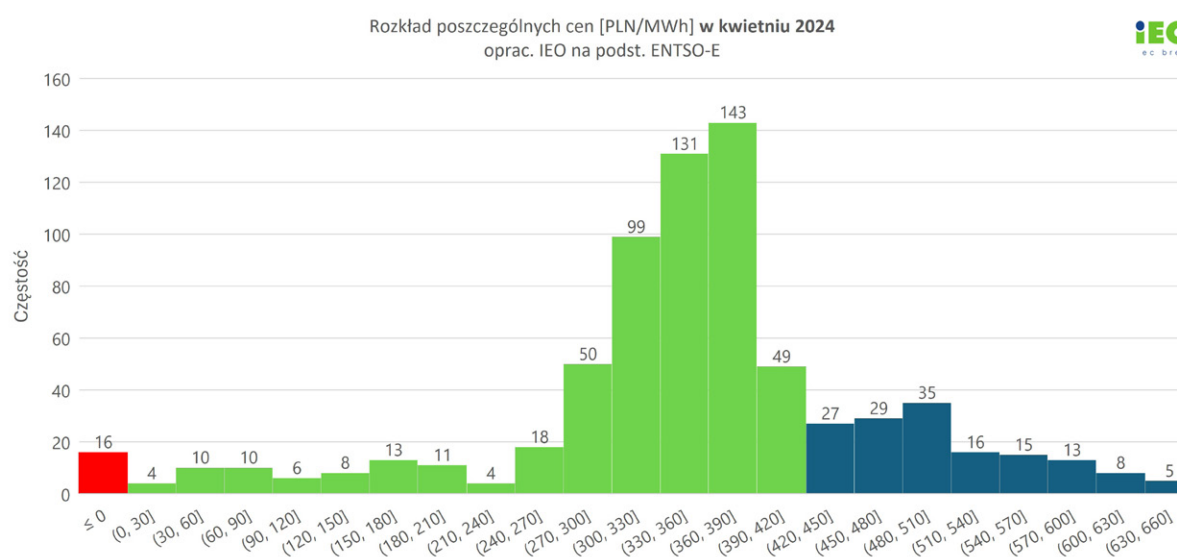


Rysunek 4.25. Suma energii elektrycznej tracona w wyniku zarządzanych ograniczeń, narastająco w kolejnych dniach roku – na przestrzeni roku 2023 oraz do maja 2024 r. Źródło: opracowanie IEO. Dane zaktualizowane do 27.05.2024 r.

Ubiegłoroczne redukcje OZE dotyczą tylko 0,2%, ale już do 27 maja br. przekroczyły one 2,5% i do końca roku mogą przekroczyć 5%.

Od początku roku 2023 do 27 maja br. zostało ograniczone (utraczone) ponad 500 GWh energii z OZE, w tym 460 GWh energii z elektrowni słonecznych. W analizowanym okresie odnawialne źródła energii ograniczone zostały przez 164 łącznie, w tym źródła PV przez 131 godzin. W kwietniu br. ograniczenia OZE wynosiły 78 godzin, w tym przez 61 godzin ograniczane były źródła PV.

Specyficzną cechą ograniczeń OZE w Polsce jest większa ich częstość i długotrwałość niż częstość występowanie cen ujemnych (lub ultraniskich) – dane dla kwietnia br. z jedynie 16 godzinami ujemnych cen przedstawiono w postaci histogramu na rysunku (na zielono zaznaczono grupy cen, które są niższe od średniej ceny ciepła wytwarzanego z jednostek węglowych).



Rysunek 4.26. Rozkład poszczególnych cen energii rynku spot w kwietniu 2024 r.

Powyższe dane potwierdzają fakt, że wysoka nadpodaż energii słonecznej skutkuje z jednej strony chwilowym obniżeniem ceny energii, a z drugiej – pojawieniem się naprężeń w systemie elektroenergetycznym, na które odpowiedzią jest zarządzanie curtailmentu. Ale dysproporcja pomiędzy okresem niskich cen (krótkie okresy) a czasem trwania ograniczenia (pięciokrotnie dłuższe okresy) jest wyraźna.

W efekcie narastania fali ograniczeń zanim ceny są odpowiednio niskie, fotowoltaika w mniejszym zakresie niż można by oczekiwać, wpływa na obniżenie cen energii w Polsce i w mniejszym też zakresie mobilizuje uczestników rynku do działań na rzecz rozwoju nowych modeli biznesowych mitygujących problemy niezbalansowania mocy OZE i ograniczających ich przyczyny (ekspozycja paneli w stosunku do położenia słońca, magazyny energii, zawieranie dodatkowych kontraktów na sprzedaż energii w szczytach generacji itd.).

Od strony analitycznej należy wyraźnie rozróżnić dwa zjawiska pojawiające się na rynku energii w okresach nadpodaży energii, jakimi są: curtailment oraz kanibalizm cenowy. Jedyną cechą wspólną wydaje się pewna koincydencja czasowa, mająca swoje źródło w chwilowej nadwyżce energii. Kanibalizm jest odpowiedzią rynkową, a curtailment systemową (operatorską), jedna wynika z błędu w funkcjonowaniu rynku (braku przeniesienia sygnałów rynku hurtowego na poziom rynku detalicznego), a druga z błędu w postaci ograniczeń sieciowych – braku możliwości eksportu energii z obszaru dotkniętego jej nadwyżką itd. Powyższe obserwacje potwierdzają tezę o niezbędności wdrożenia głębokiej reformy funkcjonowania rynku i regulującej go legislacji i stawiają duże oczekiwania wobec zapowiedzianej reformy rynku bilansującego.

Trudno jednoznacznie przesądzić, w jakim stopniu alarmujące tempo narastania problemu w roku 2024 względem roku 2023 wynika ze zrealizowanego w tym czasie rozwoju źródeł PV prosumenckich, niezrządzalnych z pozycji OSP, czy źródeł problemu należy poszukiwać gdzie indziej, w szczególności w obniżeniu zdolności regulacyjnych źródeł ciepłych, gdyż nie są znane dane o skali zastępowania energii ze źródeł OZE energią z niepoddających się regulacji źródeł ciepłych. Niezależnie od rozstrzygnięcia tych problemów, sam fakt niewykorzystywania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest sprzeczny zarówno z celami ogólnymi polityki energetyczno-klimatycznej, jak i celami indywidualnych inwestorów w OZE pogodozależne.

Rozwiązanie problemu narastających ograniczeń OZE staje się jednym z największych wyzwań dla rynku energii i dla branży PV.

# 5 | NAKŁADY INWESTYCYJNE I OBROTY NA RYNKU ENERGII

Pomimo podobnego przyrostu nowych mocy PV jak w 2022 roku (symboliczny wzrost z 4,648 GW do 4,662 GW, ale przy spadku dynamiki wzrostu z 60% do 38%), rok 2023 nie był dobry dla wszystkich firm w łańcuchu dostaw. Spadły – choć w niewielkim stopniu – łączne nakłady inwestycyjne w łańcuchu wartości po stronie inwestorów, jak i przychody z energii wyprodukowanej w instalacjach PV. Te ostatnie zmalały głównie z powodu mrożenia cen dla odbiorców energii oraz dla wytwórców energii z PV (ograniczenie cen sprzedaży – tzw. „capy” – do poziomu cen referencyjnych dla systemu aukcyjnego OZE). Maksymalne ceny, po jakich wytwórcy energii z PV mogli sprzedawać energię w 2023 roku, wynosiły odpowiednio 378 zł/MWh dla instalacji o mocach do 1 MW i 326 zł/MWh o mocach powyżej 1 MW, a więc znacznie niższe niż ceny rynkowe.

Historycznie, biorąc pod uwagę inwestycje i ceny instalacji netto dla odbiorców końcowych, najwyższe obroty branża PV zanotowała w 2022 roku.

Tabela 5.1. Obroty na rynku inwestycji branży fotowoltaicznej w 2022 r. Oprac. własne na bazie danych do raportu „Rynek fotowoltaiki 2022”

| SEGMENTY RYNKU PV W POLSCE | Przyrost nowych mocy PV<br>w 2022 r. | Wartość rynku inwestycji PV<br>w 2022 r. |
|----------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|
|                            | MW                                   | mld PLN                                  |
| MIKROINSTALACJE (< 50 KW)  | 3 218                                | 14,3                                     |
| INSTALACJE < 1 MW          | 978                                  | 3,1                                      |
| FARMY > 1 MW               | 453                                  | 1,4                                      |
| SUMA                       | 4 648                                | 18,8                                     |

Największy wkład w całkowite obroty handlowe, sięgające 19 mld zł na rynku inwestycji, miały mikroinstalacje fotowoltaiczne z niemal 76% udziałem. W 2022 roku inwestorzy i operatorzy instalacji PV mogli też korzystać z wyższych cen energii elektrycznej. Przychody ze sprzedanej lub zaoszczędzonej energii sięgnęły 6 mld zł.

Dane o obrotach w branży fotowoltaicznej na rok 2023 zestawiono poniżej w tabeli 5.2.

Tabela 5.2. Obroty w branży fotowoltaicznej za rok 2023. Oprac. IEO

| SEGMENTY RYNKU PV W POLSCE | Przyrost nowych mocy PV | Średni koszt inwestycji | Wartość rynku inwestycji | Moc PV na koniec 2023 r. | Produkcja energii elektrycznej z PV | Wartość energii elektrycznej z PV | Łączne obroty handlowe branży PV |
|----------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
|                            | MW                      | mln zł/MW               | mld zł                   | MW                       | GWh                                 | mld zł/rok                        | mld zł                           |
| MIKROINSTALACJE (<50 KW)   | 2 022                   | 4,0                     | 8,0                      | 11 330                   | 9 802                               | 4,4                               | 12,4                             |
| INSTALACJE < 1 MW          | 1 676                   | 3,1                     | 5,3                      | 4 146                    | 3 142                               | 1,2                               | 6,4                              |
| FARMY > 1 MW               | 963                     | 2,5                     | 2,4                      | 1 609                    | 1 071                               | 0,3                               | 2,7                              |
| SUMA                       | 4 662                   |                         | 15,6                     | 17 084                   | 14 016                              | 5,9                               | 21,6                             |

Łączna produkcja energii z PV w 2023 roku wyniosła 14 TWh, z tego do sieci trafiło około 11,3 TWh energii. Reszta to autokonsumpcja prosumencka, która jako oszczędność liczy się w obrotach finansowych na rynku PV.

W 2023 roku całkowite obroty handlowe fotowoltaiki wyniosły 21,6 mld zł, a wartość rynku inwestycji PV będzie kształtowała się na poziomie 15,6 mld zł, czyli była niższa niż w 2022 roku. Zestawienie nie obejmuje inwestycji towarzyszących w magazyny energii (w 2023 roku były rzędu 100 mln zł) i obrotów przemysłu urządzeń PV (rozdział 7) kierowanego na eksport, ale w 2023 roku nie były one znaczne.

Pomimo przyrostu mocy zainstalowanej, nieznacznie spadły też (z 6 mld zł do 5,9 mld zł) szacowane przychody ze sprzedaży energii, na co wpływ miało mrożenie cen energii dla jej wytwórców z OZE (cap cenowy) oraz obiektywny spadek cen energii elektrycznej w latach 2022–2023. Tzw. rynkowa miesięczna cena energii elektrycznej RCEm (podstawa rozliczeń prosumentów) w 2022 roku wynosiła 742 zł/MWh, a w 2023 roku spadła do 448 zł/MWh.

Realny spadek obrotów w branży jest wyższy z uwagi na inflację. Przychody branży w poszczególnych segmentach były jednak różne, a relatywnie niewielki ogólny spadek obrotów w niektórych elementach łańcucha dostaw może stanowić duży problem, nie tylko ze względu na przesunięcia w łańcuchu wartości w 2023 roku, ale też z powodu zmiany w stosunku do 2022 roku. Te elementy łańcucha dostaw, które przejęły większą jego wartość, mogą mieć wyższy potencjał inwestycyjny – możliwość reinwestowania w pokrewne PV segmenty rynku i nowe nisze rynkowe związane z branżą PV, np. w dostawy magazynów energii.

W tabeli 5.3 zestawiono zmiany na rynku inwestycji PV i przychodów ze sprzedaży energii w latach 2023/2022 w poszczególnych segmentach rynku PV.

Tabela 5.3. Zmiany na rynku inwestycji i przychodów ze sprzedaży energii w latach 2023/2022 w poszczególnych segmentach rynku PV. Oprac. IEO

| SEGMENTY RYNKU PV 2022–2023 | Przyrost nowych mocy PV 2023/2022 | Wartość rynku inwestycji PV 2023/2022 | Wartość energii elektrycznej z PV 2023/2022 |
|-----------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|
| MIKROINSTALACJE (DO 50 KW)  | -37%                              | -44%                                  | -19%                                        |
| INSTALACJE < 1 MW           | 71%                               | 70%                                   | 125%                                        |
| FARMY > 1 MW                | 113%                              | 74%                                   | 273%                                        |
| ŚREDNIO W CAŁEJ BRANŻY      | 0,3%                              | -17%                                  | -2%                                         |

Rok do roku, ogólnie najbardziej ucierpiał segment mikroinstalacji, w którym spadek obrotów na rynku inwestycji wyniósł aż 44%, przy ogólnym spadku wartości inwestycji PV o 17%. Naturalnym zatem kierunkiem rozwoju dla firm instalacyjnych było szukanie zleceń na rynku EPC – budowy farm fotowoltaicznych.

Ale w 2023 roku w łańcuchu wartości branży PV wcale nie instalatorzy stracili najbardziej. Ich udział w obrotach całej branży PV w 2023 roku wzrósł (r/r) z 12,9% do 16,9% – tabela 5.4.

Tabela 5.4. Zmiana w przychodach firm instalacyjnych w latach 2023/2022 w poszczególnych segmentach

| SEGMENTY DZIAŁANIA FIRM INSTALACYJNYCH | Udział w obrotach w 2022 r. | Udział w obrotach w 2023 r. | Wartość rynku w 2022 r. [mld zł] | Wartość rynku w 2023 r. [mld zł] | Zmiana przychodów 2023/2022 |
|----------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| MIKROINSTALACJE (DO 50 KW)             | 17,2%                       | 19,5%                       | 2,46                             | 1,56                             | -37%                        |
| INSTALACJE < 1 MW                      | 11,2%                       | 19,1%                       | 0,35                             | 1,00                             | 190%                        |
| FARMY > 1 MW                           | 10,4%                       | 12,2%                       | 0,14                             | 0,29                             | 103%                        |
| ŚREDNIO W CAŁEJ BRANŻY/RAZEM           | 12,9%                       | 16,9%                       | 2,95                             | 2,85                             | -3%                         |

Ogólnie firmy instalacyjne w 2023 roku straciły 3% przychodów w porównaniu z rokiem poprzednim. Nie jest to duży spadek (około 100 mln zł), ale w ujęciu rocznym (pomijając spadek sprzedaży w II połowie 2022 roku, która nastąpiła po galopującym wzroście i przegrzaniu rynku w I kwartale 2022 roku) pojawił się po raz pierwszy od dekady. Świadczy to o pełnej już dojrzałości do niedawna nieustannie wschodzącego rynku i wejściu branży PV w etap zmiennych cykli koniunkturalnych.

W znacznie gorszej sytuacji od instalatorów znaleźli się producenci i dystrybutorzy paneli PV. Ich udział w obrotach na rynku inwestycji spadł z 47% w 2022 roku do 29% w 2023 roku, co przy spadku cen płytek krzemowych ogniw i modułów (rozdział 7.3) doprowadziło do zmniejszania przychodów o 47% – tabela.

Tabela 5.5. Zmiana w przychodach producentów i dystrybutorów paneli w latach 2023/2022 w poszczególnych segmentach

| SEGMENTY DZIAŁANIA FIRM PRODUCENTÓW I DYSTRYBUTORÓW PANELI PV | Udział w obrotach w 2022 r. | Udział w obrotach w 2023 r. | Wartość rynku w 2022 r. [mld zł] | Wartość rynku w 2023 r. [mld zł] | Zmiana przychodów 2023/2022 |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| MIKROINSTALACJE (DO 50 KW)                                    | 43,4%                       | 27,8%                       | 6,21                             | 2,22                             | -64%                        |
| INSTALACJE < 1 MW                                             | 49,4%                       | 29,0%                       | 1,53                             | 1,52                             | 0%                          |
| FARMY > 1 MW                                                  | 48,9%                       | 30,3%                       | 0,67                             | 0,72                             | 8%                          |
| ŚREDNIO W CAŁEJ BRANŻY/RAZEM                                  | 47,2%                       | 29,0%                       | 8,41                             | 4,47                             | -47%                        |

Polscy producenci modułów szczególnie boleśnie odczuli spadek przychodów aż o 64% w segmencie mikroinstalacji, w którym najdłużej bronili do niedawna swoich niszy rynkowych. Takiego spadku, przy historycznie niskich cenach chińskich ogniw i modułów PV, nie sposób zmitygować. Polska, skupiając się na ochronie przemysłu węglowego (także UE jako całość), nie wypracowała przemysłanych i skutecznych instrumentów ochrony własnego przemysłu zielonych technologii. UE z opóźnieniem podjęła kroki legislacyjne w tym zakresie (NZIA, CBAM), na których pierwsze efekty trzeba będzie poczekać do początku 2026 roku. Polska nie w pełni wykorzystała wcześniej dostępne unijne instrumenty w tym zakresie (KPO, RePower EU, TCTF).

Pomimo niewielkiego spowolnienia, branża fotowoltaiczna stała się na stałe jednym z filarów polskiej gospodarki. Według Rocznika Statystycznego Przemysłu 2023<sup>1</sup>, całkowite nakłady inwestycyjne w 2022 roku na wytwarzanie energii elektrycznej (wliczając inwestycje w gaz i gorącą parę), wyniosły 26,1 mld zł (przy ogólnych inwestycjach w przemyśle 137 mld zł). Brak jest jeszcze danych GUS za 2023 rok, ale wiadomo, że w przypadku PV inwestycje wynosiły 15,6 mld zł, a to oznacza 11,4% wszystkich krajowych inwestycji w przemyśle (dla danych z 2022 roku).

<sup>1</sup> GUS: Rocznik Statystyczny Przemysłu 2023. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/roczniki-statystyczne/roczniki-statystyczne/rocznik-statystyczny-przemyslu-2023,5,17.html>

# 6 WYNIKI BADAŃ FIRM

w łańcuchu dostaw  
dla krajowego rynku fotowoltaiki

Przeprowadzone na podstawie ankiet coroczne badanie rynku PV wśród instalatorów, generalnych wykonawców, inwestorów, deweloperów, dystrybutorów i producentów w branży PV pozwoliło na narysowanie obrazu i stanu rynku fotowoltaicznego w Polsce. Ankietowane spółki to w większości marki istniejące od co najmniej kilku lat, o już ugruntowanej pozycji, mające znaczne udziały w polskim rynku fotowoltaicznym, jak i firmy, które w okresie ostatnich zawirowań i przetarasowań na rynku w latach 2022/2023 weszły z nowymi rozwiązaniami. Informacje i wskaźniki uzyskane z badania są porównywalne i spójne z badaniami z poprzednich lat oraz weryfikowalne i reprezentatywne dla branży PV. Pełna lista firm wraz z danymi kontaktowymi znajduje się w załączniku do raportu.



Rysunek 6.1. Mapa firm biorących udział w pogłębionym badaniu rynku. Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV

Firmy, które wzięły udział w badaniu, prowadzą działalność w różnym zakresie, m.in. instalowanie i generalne wykonawstwo (EPC), development projektów, dystrybucja oraz produkcja modułów i komponentów dla fotowoltaiki, obsługa farm, produkcja i sprzedaż energii z PV. Niemalże połowa ankietowanych firm wskazała na więcej niż jeden obszar działalności i zdolność do obsługi różnych segmentów rynku i klientów, zaczynając od najmniej wymagających inwestorów indywidualnych do dużych inwestorów przemysłowych i finansowych. Spora część firm wskazała również, że chciałyby rozszerzyć usługi m.in. o działania w kierunku poprawy efektywności energetycznej.

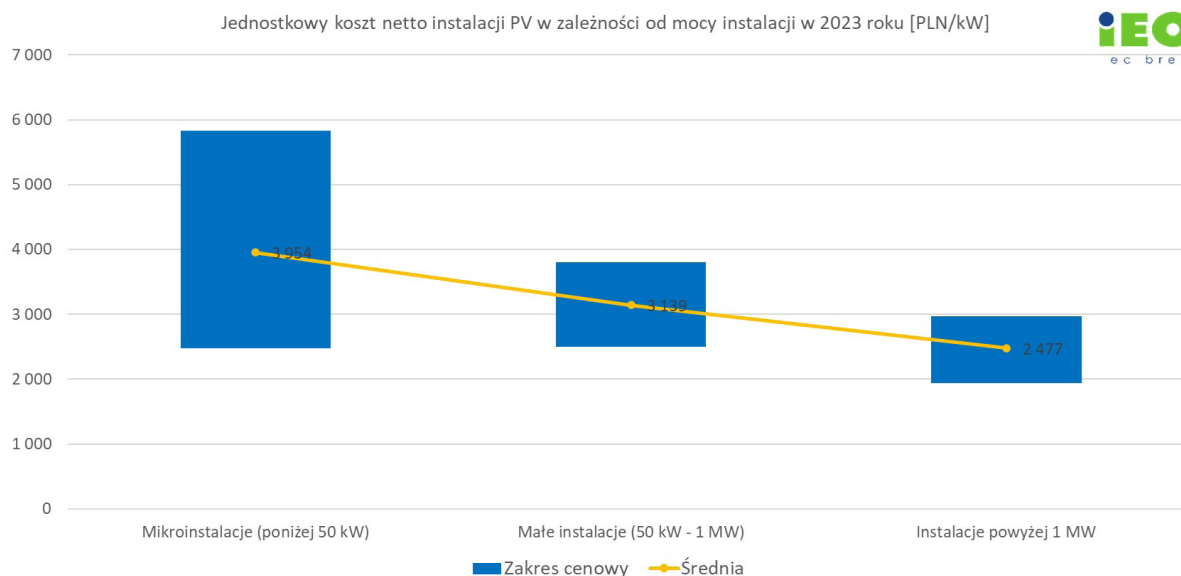
Analizę wyników badań podzielono na cztery główne obszary istotne w łańcuchu dostaw: dostawy kluczowych komponentów, dostawy gotowych instalacji, development projektów i rozwój rynku pracy. Wyniki badań podsumowano oceną koniunktury i planami rozwoju z perspektywy firm.

## 6.1. INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE – STRUKTURA KOSZTÓW I TRENDY CENOWE

Badanie rynku fotowoltaicznego obejmowało koszty całej instalacji, ceny modułów, inwerterów, konstrukcji, magazynów energii oraz inne koszty w różnych zakresach mocy instalacji i wielkości urządzeń.

Ceny kompletnych instalacji wraz z montażem są wypadkową wielu czynników i różnią się znacznie w zależności od docelowej mocy instalacji oraz zmieniają się nawet w obrębie jednego roku. Na wykresie (rysunek 6.2) przedstawiono jednostkowe ceny netto oraz zakres cen dla różnych instalacji PV w zależności od mocy. Analizę sporządzono na podstawie cen podanych przez ankietowane firmy dla poszcze-

gólnych typów instalacji za 2023 rok w podziale na zakresy mocy zgodnie z oficjalnymi definicjami, które uwzględniają m.in. różnice w systemach wsparcia (poniżej i powyżej 50 kW) i zakresach uproszczeń procedur formalnoprawnych (poniżej i powyżej 1 MW)<sup>1</sup>.



Rysunek 6.2. Jednostkowe ceny netto instalacji PV w zależności od mocy. Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV

Zgodnie z wynikami badania rynku, cena jednostkowa kompletnej instalacji wraz z montażem mocy poniżej 50 kW wynosi około 3954 PLN/kW – w roku ubiegłym było to od około 5300/kW PLN do około 3500 PLN/kW (od 5 do 50 kW). Zakres zmienności podanych cen jednostkowych dla tego typu popularnej mocy instalacji był szeroki – od około 2500 PLN/kW nawet do około 5800 PLN/kW. Tak szeroki zakres zmienności cen wynika z dużej różnorodności ofert dla tego typu instalacji ze względu na dobrane komponenty, ich jakość, technologię i producenta.

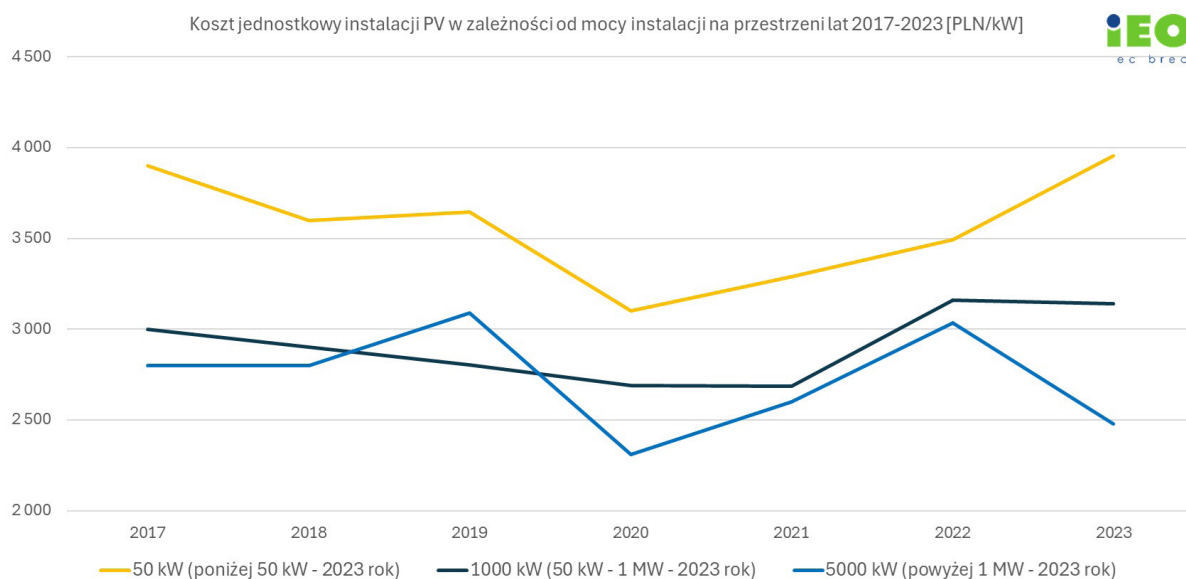
Część firm wchodzących na rynek oferuje konkurencyjne ceny, aby zdobyć klientów i rynek, a część firm, z ugruntowaną już pozycją, może zaoferować instalacje w wyższych cenach. Klienci, ze względu na dużą liczbę ofert, mają możliwość wyboru firmy oraz komponentów z niższej półki lub instalacji zbudowanej na wyższej jakości sprzęcie.

Średnia cena małej instalacji o mocy od 50 kW do 1 MW wynosi około 3139 PLN/kW. Cena inwestycji w farmę PV (ankietowani główni wykonawcy farm PV) o mocy około 1 MW wyniosła średnio około 2 800 000 PLN.

Analizy IEO potwierdzają działanie tzw. kosztowego efektu skali, ponieważ z danych wynika, że jednostkowa cena instalacji spada wraz ze wzrostem mocy znamionowej instalacji. Widać zauważalne różnice w jednostkowej cenie pomiędzy domowymi instalacjami prosumenckimi i instalacjami dla prosumenta biznesowego. Cena jednostkowa jest znacznie niższa dla farm PV niż dla pozostałych typów instalacji.

Tegoroczne badanie rynku było kolejnym z serii badań wykonanych, także na potrzeby poprzednich edycji raportu (uwzględniając inny zakres mocy rozpatrywanych instalacji). Analiza danych uzyskanych w minionych badaniach, pokazująca trendy cen wybranych instalacji PV, została przedstawiona na poniższym wykresie – rysunek 6.3.

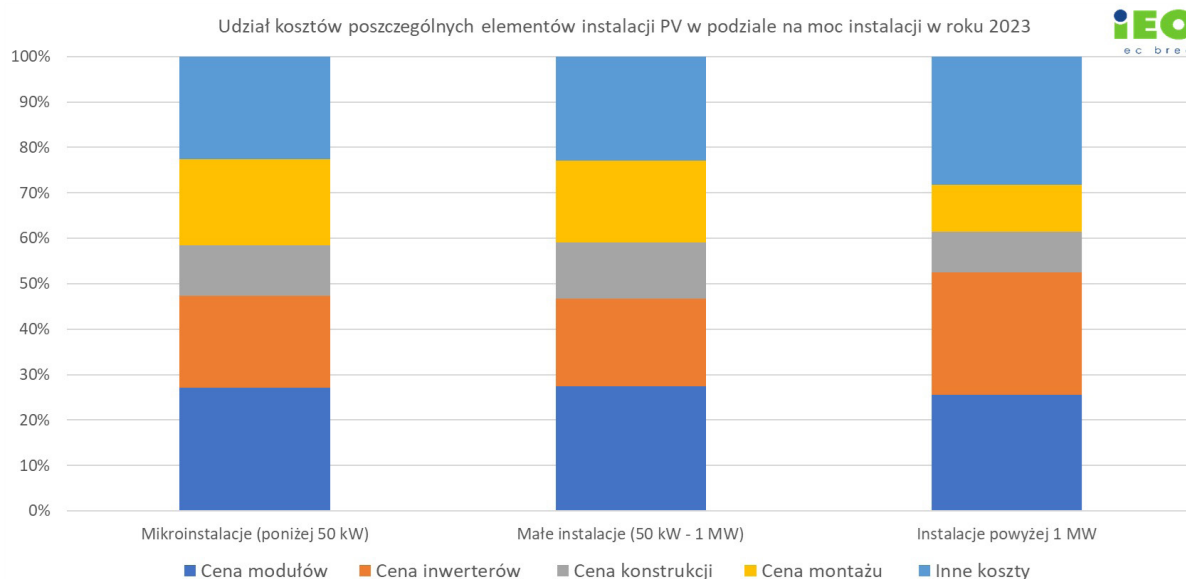
<sup>1</sup> Zrezygnowano z innych szczegółowych podkategorii związanych np. z koniecznością uzyskania pozwolenia budowlanego (150 kW), wykonania pełnej oceny wpływu na sieć (2 MW), pokrycia pełnych kosztów przyłączenia do sieci (5 MW)



Rysunek 6.3. Ceny jednostkowe [PLN/kW] instalacji PV o różnych mocach na przestrzeni ostatnich lat. Oprac. IEO, na podstawie badań rynku PV przeprowadzonych przez IEO w latach 2017–2023

2023 rok okazał się kolejnym, w którym ceny mikroinstalacji zamiast tradycyjnie spadać wraz ze wzrostem popularności technologii, nadal wzrastały (już trzeci rok z rzędu). Przebieg ten raczej nie wynika ze wzrostu kosztów produkcyjnych komponentów, w tym w szczególności modułów, które od lutego 2023 roku na rynkach światowych zaczęły gwałtownie spadać, ale raczej ze względu na inflację oraz czynniki psychologiczne (świadomość wybuchu wojny i kryzysu energetycznego). Średnio ceny instalacji wzrosły o 13%, a więc powyżej inflacji bazowej (6,9%). Pozostałe segmenty PV odczuły mniejszy lub większy spadek cen, stosunkowo najszybciej (około 18% rok do roku) spadały ceny instalacji powyżej 1 MW.

Zróżnicowanie cen jednostkowych instalacji PV o różnych mocach wynika m.in. z różnego udziału poszczególnych komponentów w ogólnych kosztach instalacji. Struktura ta praktycznie pokrywa się z danymi z lat poprzednich oraz potwierdza, że w przypadku małych instalacji, koszty poszczególnych komponentów są bardziej porównywalne niż w przypadku dużych instalacji, gdzie największą część stanowią inne koszty. Strukturę kosztów składowych dla poszczególnych mocy przedstawiono na wykresie – rysunek 6.4.



Rysunek 6.4. Udział kosztów poszczególnych elementów instalacji fotowoltaicznych, podział ze względu na moc instalacji. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

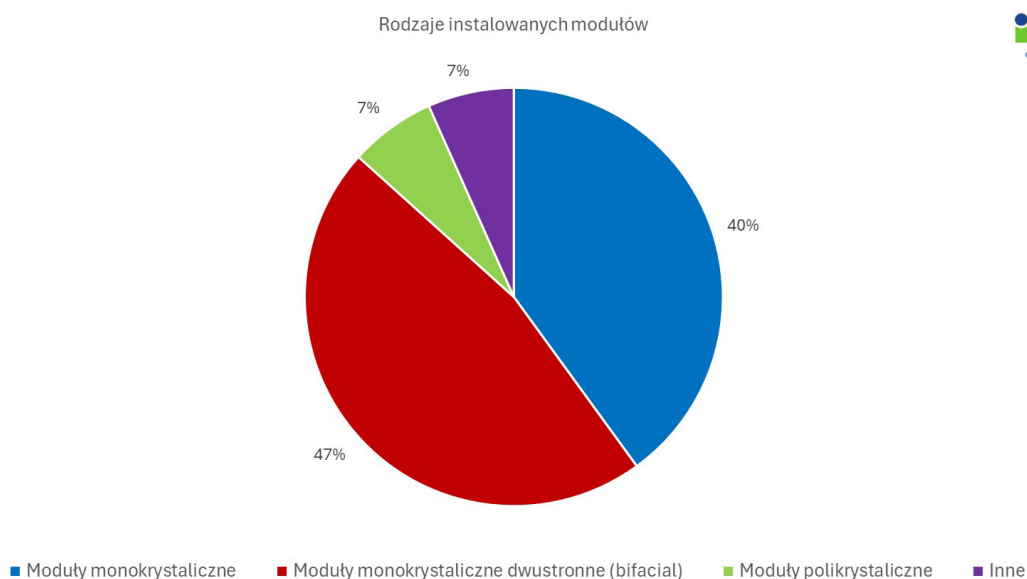
W stosunku do ubiegłych lat w strukturze kosztów nastąpiła rewolucja w wyniku drastycznego spadku udziałów kosztów modułów z 40–50% w 2022 roku do około 26,7% średnio w 2023 roku, w całym zakresie mocy.

Relatywnie, dla dwóch pierwszych rodzajów instalacji (zakresów mocy), moduły dalej stanowią największą część kosztów. Najmniejszy udział kosztu modułów występuje w segmencie mikroinstalacji (instalacje o mocy poniżej 50 kW), dla których moduły razem z inwerterami odpowiadają prawie za około 46% kosztów całej instalacji (w 2022 roku było to około 60%). Natomiast najmniejszy udział w całości kosztów stanowi konstrukcja wsporcza (zazwyczaj system dachowy) – około 12% (około 15% w 2022 roku), a pozostałe składowe, tj. okablowanie, przewidy, projekt instalacji, dokumentacja i obsługa wraz z instalacją stanowią około 43% całkowitych kosztów (sam montaż około 20%). W 2022 roku ww. pozycje stanowiły około 26% kosztów (sam montaż około 16%).

Wraz ze wzrostem mocy instalacji, w szczególności w przypadku dużych farm PV, obserwuje się spadek kosztów jednostkowych związanych z montażem instalacji, a zwiększa się udział pozostałych kosztów, w tym związanych z kosztami zarządzania dostawami i sprzęgania instalacji z siecią.

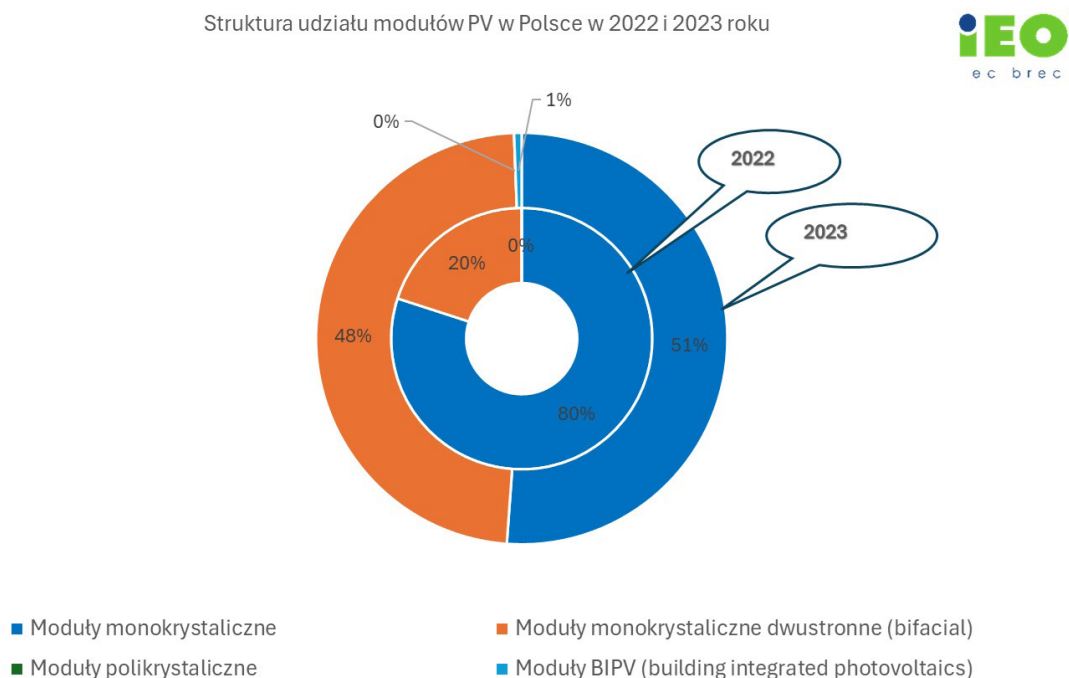
## 6.2. MODUŁY FOTOWOLTAICZNE, INWERTERY I MAGAZYNY NA POLSKIM RYNKU

W 2023 roku praktycznie każda instalacja, zarejestrowana przez instalatorów instalacji PV, opierała się na modułach monokrystalicznych. Na przestrzeni ostatnich lat udział modułów polikrystalicznych spadł do zera. Natomiast w obszarze farm PV odnotowano udział modułów polikrystalicznych, co można zauważyć na rysunku 6.5. Fakt ten wynika zapewne z wykorzystania dotychczasowych zapasów magazynowych.



Rysunek 6.5. Struktura udziału modułów na krajowym rynku PV (farmy PV). Oprac. IEO, na podstawie badań rynku PV

Tegoroczne badanie rynku potwierdziło, jak dużą rolę na polskim rynku odgrywają moduły dwustronne – rysunek 6.6.

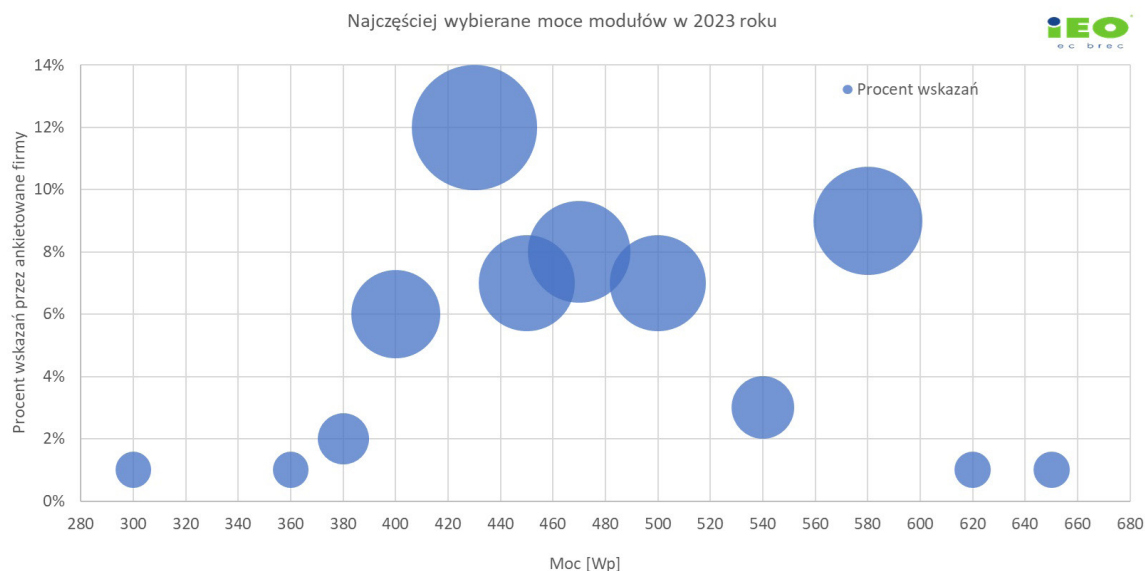


Rysunek 6.6. Struktura udziału modułów na krajowym rynku w 2022 i 2023 roku (w oparciu o moce zainstalowane instalacji PV). Oprac. IEO, na podstawie badań rynku PV

Moduły bifacial obejmowały w 2023 roku aż 48% mocy zainstalowanych przez ankietowane firmy w porównaniu z 20% podanymi w raporcie w roku 2022.

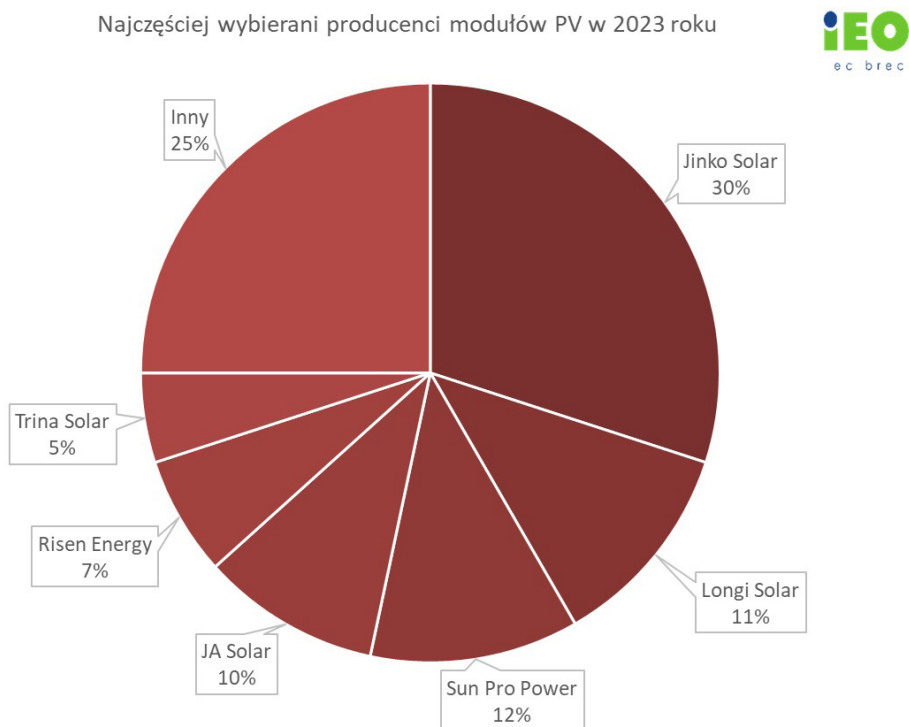
Najczęściej wybieranymi modułami w 2023 roku były te o mocy około 430 Wp, 21% wskazań padło na powyższą wartość mocy modułów. W ubiegłorocznym badaniu ankietowani podawali typowy zakres

mocy najczęściej wybieranych modułów 380–400 Wp. Zauważalna jest również popularność modułów o mocy do 580 Wp, co potwierdza tezę o rosnącym znaczeniu dużych farm na krajowym rynku PV.



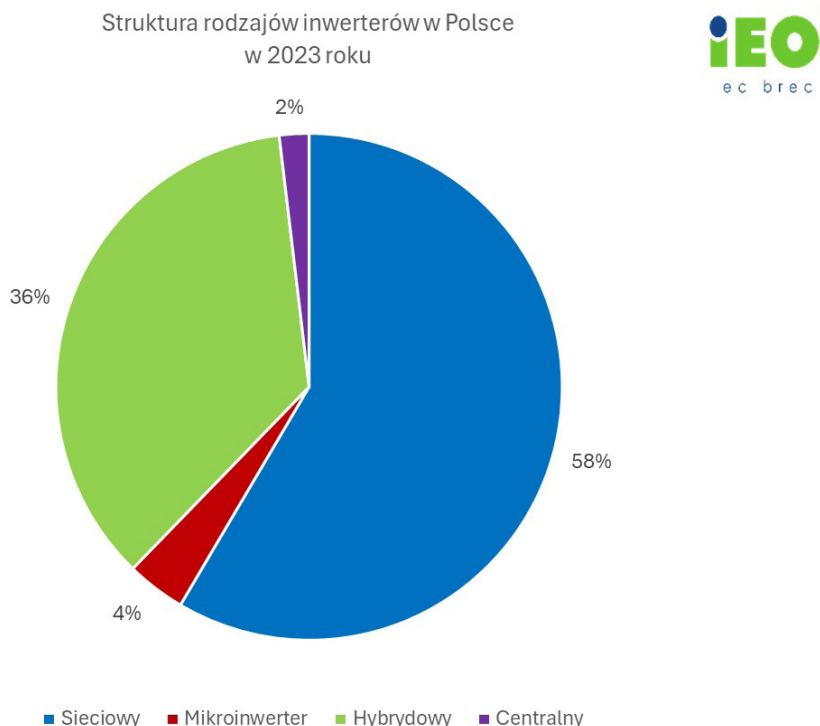
Rysunek 6.7. Najczęściej wybierane moce pojedynczych modułów monokrystalicznych. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

Na polskim rynku modułów PV dominują producenci spoza Polski, głównie chińscy. Najpopularniejszymi markami są: Jinko Solar, Longi Solar, Sun Pro Power, JA Solar, Risen Energy oraz Trina Solar. Dane uzyskane na podstawie ankietowania instalatorów PV i głównych wykonawców farm PV pokazują, że 98% instalowanych w 2023 roku modułów pochodzi od deklarowanych producentów azjatyckich (w oparciu o moce zainstalowane).



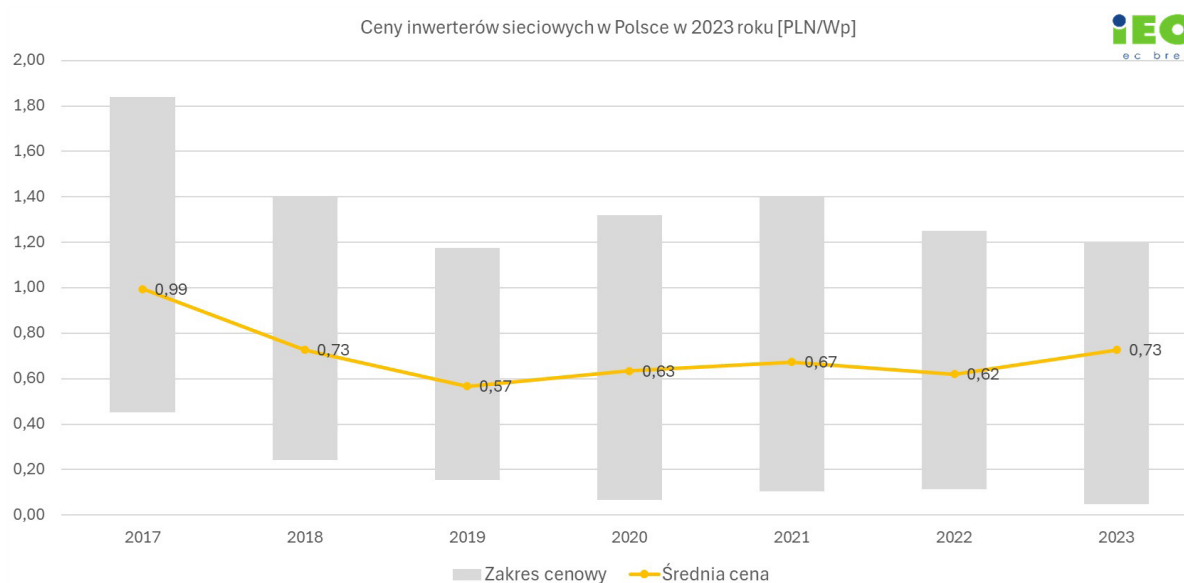
Rysunek 6.8. Najczęściej wybierani producenci modułów PV w Polsce. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

W porównaniu z poprzednim rokiem zaobserwowano spadek popularności inwerterów sieciowych (łańcuchowych) (77% w 2022 roku). Wynika to ze zwiększenia się udziału inwerterów hybrydowych – rysunek 6.9.



Rysunek 6.9. Struktura inwerterów w Polsce w 2023 roku. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

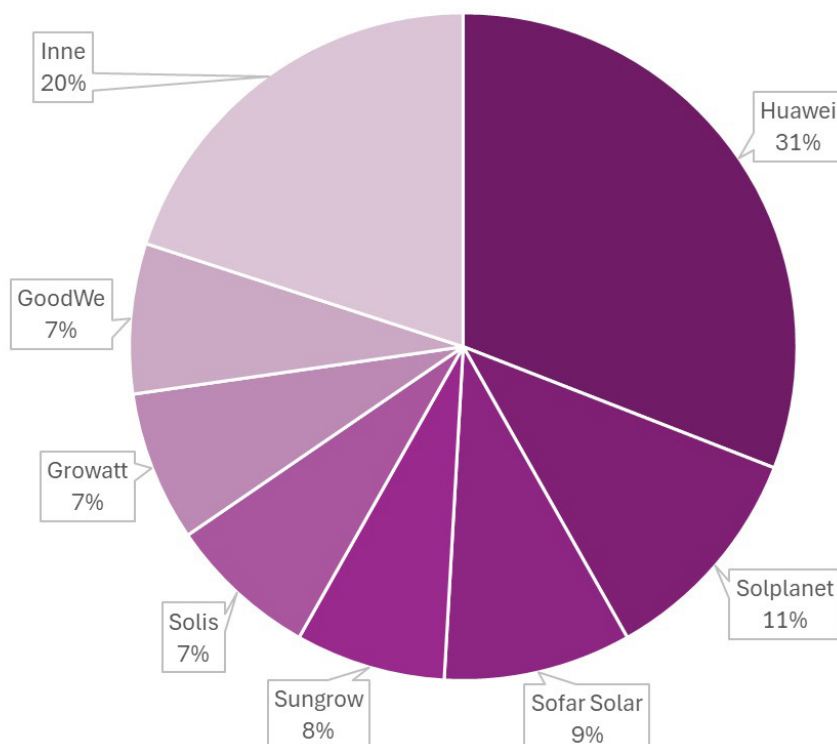
Ceny inwerterów wykazują trend wzrostowy, co obrazuje rysunek 6.10. W 2023 roku średnia cena w porównaniu z poprzednim rokiem wzrosła o około 17%. Wraz ze wzrostem mocy inwertera spada jego koszt jednostkowy (PLN/Wp).



Rysunek 6.10. Średnie ceny inwerterów na rynku w latach 2017–2023. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

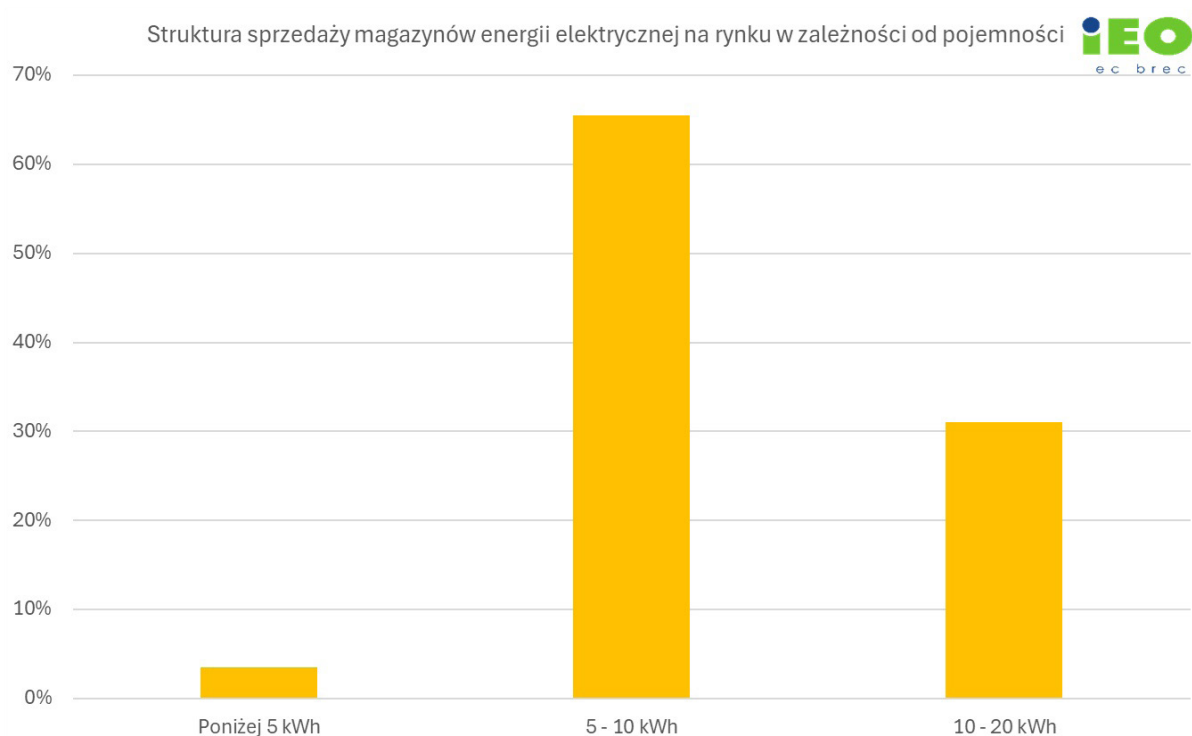
Wśród najczęściej wybieranych marek inwerterów dominowały: Huawei, Solplanet, Sofar Solar, Sungrow, Growatt oraz GoodWe – rysunek 6.11. Wśród inwerterów charakteryzujących się największymi mocami (stosowane w farmach PV), dominuje marka Huawei.

Najczęściej wybierani producenci inwerterów w 2023 roku



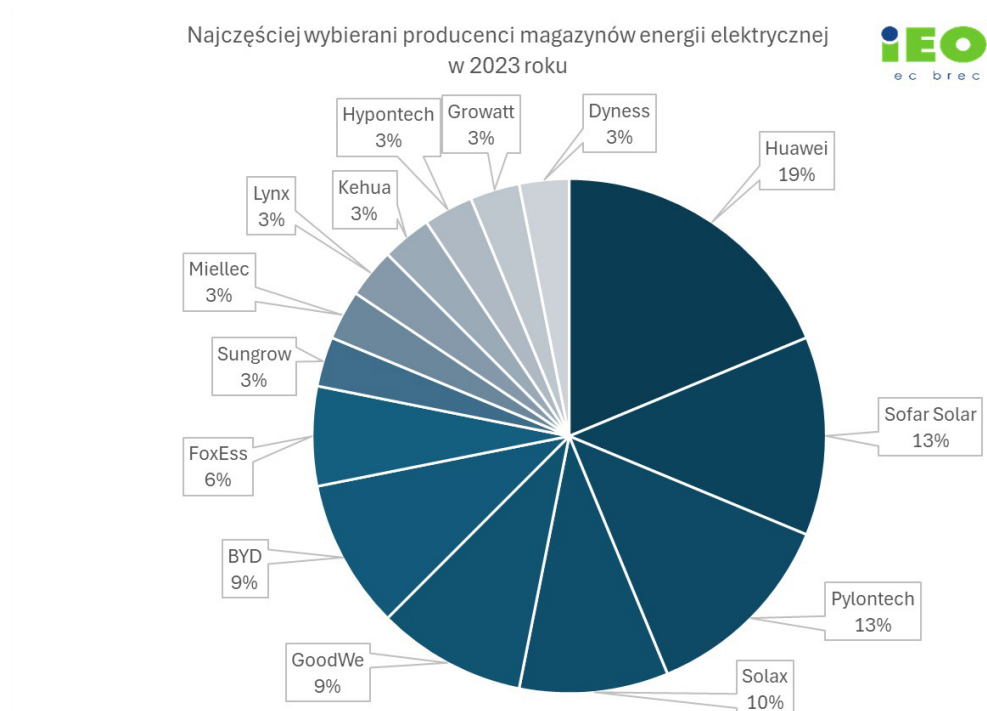
Rysunek 6.11. Najczęściej wybierani producenci inwerterów w roku 2023. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

W łańcuchu dostaw na rynek PV, oprócz modułów oraz inwerterów, zauważalne są również coraz bardziej magazyny energii elektrycznej. Największą popularnością cieszyły się magazyny w przedziale mocy od 5 do 10 kWh – rysunek 6.12, które były dostarczane zasadniczo do instalacji prosumenckich (korzystając z dotacji „Mój Prąd”).



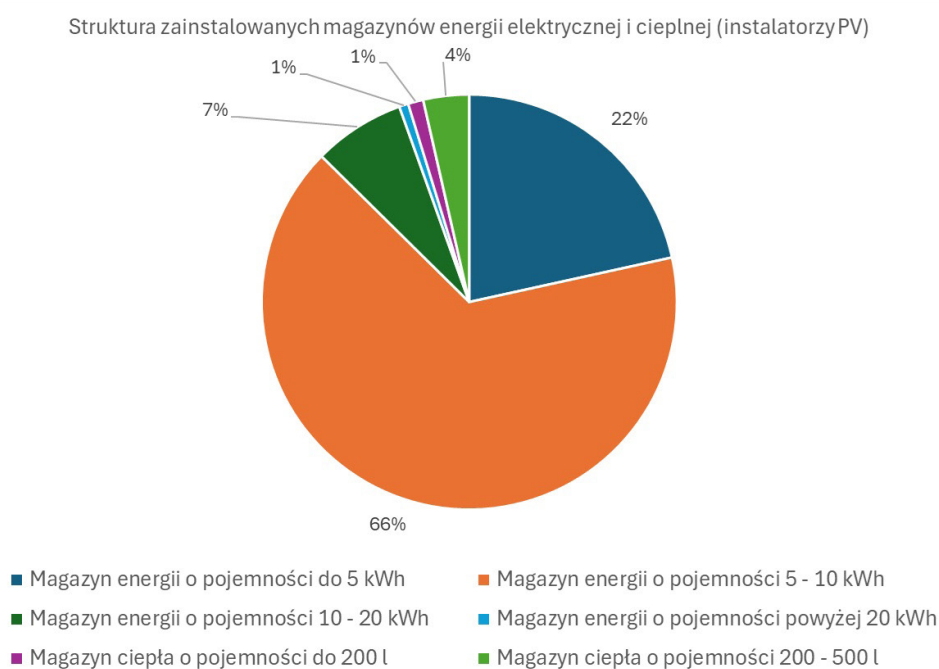
Rysunek 6.12. Struktura sprzedaży magazynów energii elektrycznej w zależności od pojemności w 2023 roku. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

Najczęściej wymienianymi przez ankietowanych markami magazynów energii elektrycznej są: Huawei, Sofar Solar, Pylontech, Solax, GoodWe oraz BYD – rysunek 6.13.



Rysunek 6.13. Najczęściej wybierani producenci magazynów energii elektrycznej w roku 2023. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

Wśród ankietowanych instalatorów PV, magazyny energii elektrycznej zdecydowanie dominowały w sprzedaży wszystkich magazynów energii w 2023 roku (znacznie większa dominacja niż w całej populacji), ale pojawili się dostawcy tańszego sposobu magazynowania energii elektrycznej – magazynowania energii w cieple. Magazyny ciepła o pojemności do 200 litrów (około 9 kWh) stanowiły około 1%, a magazyny o pojemności od 200 do 500 litrów (około 23 kWh) stanowiły 4% udziału wszystkich zainstalowanych magazynów energii. Strukturę sprzedaży magazynów energii przedstawia rysunek 6.14.



Rysunek 6.14. Struktura zainstalowanych magazynów energii elektrycznej i cieplnej (instalatorzy PV)

Rysunek potwierdza, że prosumenci wybierają raczej małe magazyny (niska pojemność) – za małe. Niemal 90% prosumentów będzie w stanie przesunąć zużycie energii w stosunku do szczytu ładowania magazynu energią z mikroinstalacji PV (środek dnia) o nie więcej niż 1 godzinę. Uwzględniając, że średnia moc budowanych w 2023 roku mikroinstalacji prosumenckich wyniosła niemal 10 kW (rozdział 3.1), tylko około 10% wszystkich sprzedawanych magazynów pozwala na magazynowanie energii w okresie minimum 4 godzin. Optimum byłoby 4 godziny (wieczorne zużycie energii zgromadzonej w ciągu dnia) lub nawet 12 godzin (poranne zużycie energii).

### 6.3. DEVELOPMENT PROJEKTÓW FOTOWOLTAICZNYCH

Deweloperzy mają coraz mniejsze problemy z pozyskaniem warunków od operatorów. Komentarze ankietowanych wskazywały na sytuację, iż u części z nich nawet do 50% składanych w ub.r. wniosków o przyłączenie dostawało pozytywną odpowiedź (statystycznie tylko 10% projektów uzyskuje warunki przyłączenia).

Ceny oferowanych projektów będących na różnych etapach zaawansowania (etapy kolejno: warunków przyłączenia do sieci, pozwolenia na budowę, przyłączenia do sieci) niewiele się zmieniły w stosunku do 2022 roku – tabela 6.1.

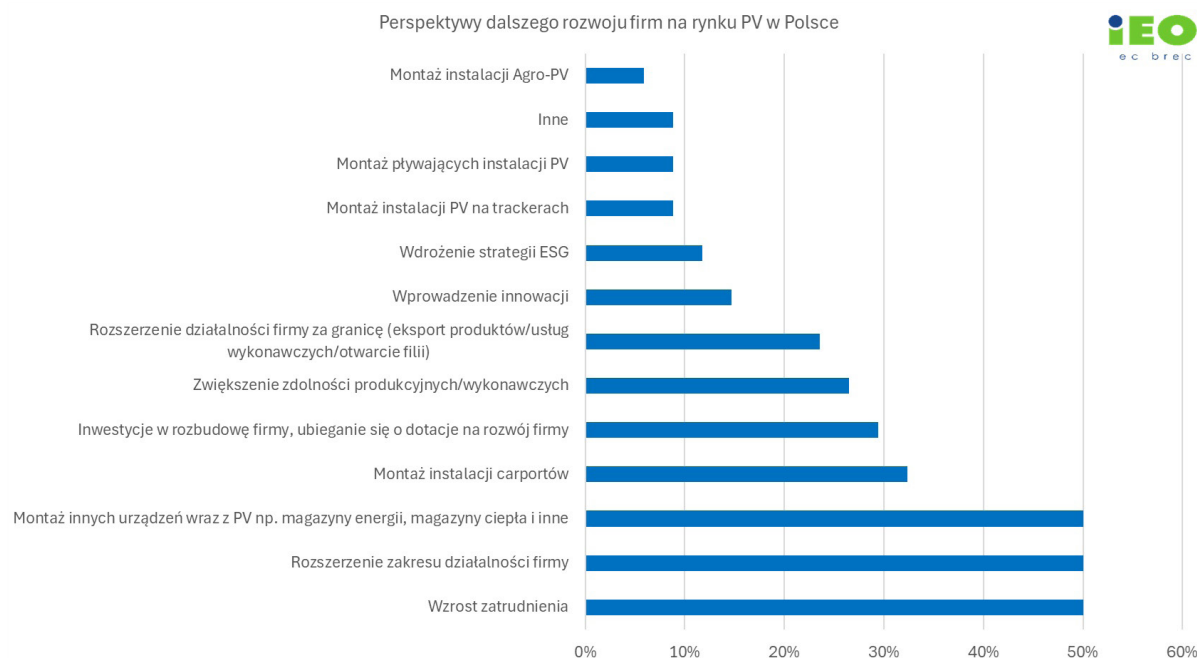
Tabela 6.1. Średnie ceny projektów PV w zależności od stopnia zaawansowania [EUR/MW]

| ETAP ZAAWANSOWANIA PROJEKTU / CENY Z LAT                                               | 2022    | 2023    |
|----------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|
| Projekty w początkowej fazie rozwoju, ale z uzyskanymi warunkami przyłączenia do sieci | 110 000 | 105 000 |
| Projekty na etapie wydanego pozwolenia budowlanego                                     | 143 333 | 146 000 |
| Projekty z wygraną aukcją OZE                                                          | 146 667 | -       |
| Instalacje wytwarzające energię                                                        | -       | 99 167  |

Dane były zbierane przed okresem nasilających się ograniczeń źródeł fotowoltaicznych w sieci oraz przed nasileniem się okresu niskich cen energii dla fotowoltaicznego profilu generacji. Należy się spodziewać, że w efekcie ceny projektów w 2024 roku mogą spaść, ale zyskać mogą na wartości projekty z wygranymi aukcjami na energii z OZE (stabilizacja cen i wyższe rekompensowanie ewentualnych ograniczeń generacji – curtailment).

#### 6.4. PLANY ROZWOJU FIRM BIORĄCYCH UDZIAŁ W BADANIU

Badanie rynku fotowoltaicznego w Polsce obejmowało także opinie firm na temat rozwoju rynku w Polsce, a także jego perspektyw i ryzyka. Z analiz IEO przeprowadzonych wśród przedsiębiorców z branży wynika, że firmy planują dalszy rozwój, rozszerzanie działalności i zwiększenie zatrudnienia. Rozszerzenie działalności planuje 50% firm głównie w obszarach termomodernizacji budynków i pomp ciepła. Część z nich planuje również rozwój fotowoltaiki w nowych, obecnie niszowych sektorach, jak AgropV czy instalacje pływające (odpowiednio 6% i 9%).

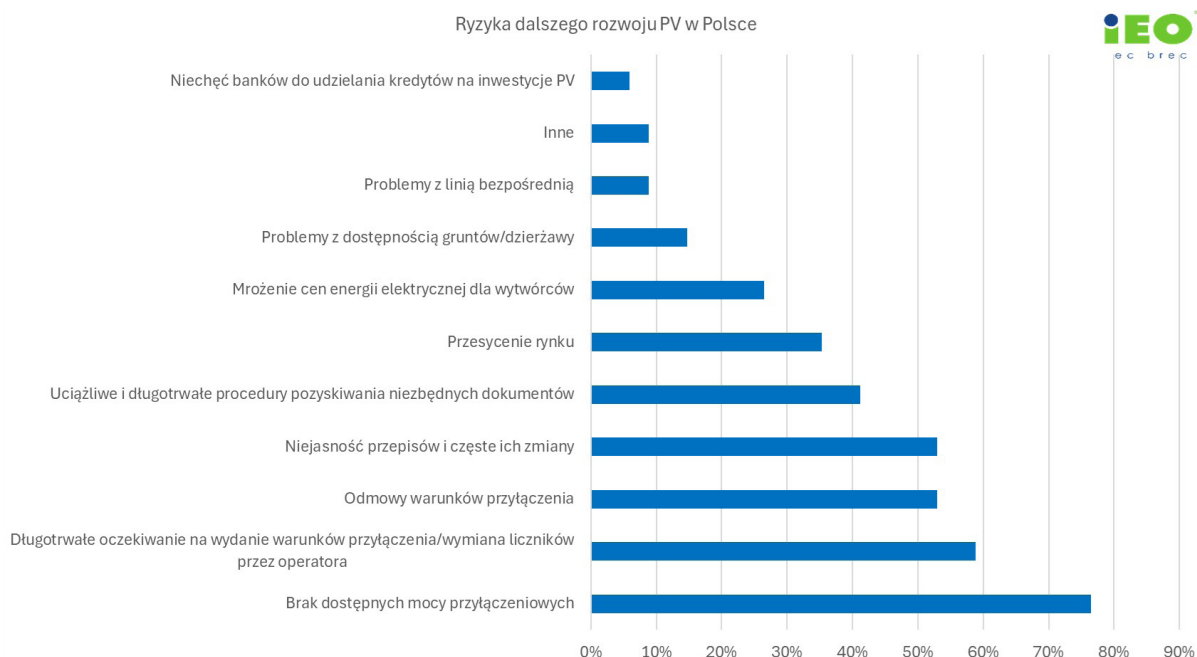


Rysunek 6.15. Plany rozwoju firm biorących udział w badaniu rynku PV. Oprac. IEO

Plany rozwojowe mają wszystkie firmy, ale plany te są skromniejsze (lub bardziej realistyczne) niż w ubiegłym roku. W stosunku do badania ubiegłorocznego o około 8% spadła chęć zwiększania zatrudnienia, ale w dalszym ciągu 38% firm ma plany w tym zakresie. Wśród firm większy jest odsetek deklarujących

spadek realizacji inwestycji niż ich wzrost (około 29% i 26,5%).

Badanie ankietowe pozwoliło nie tylko na uwidocznienie planów i perspektyw rozwoju firm na rynku PV, ale również ryzyka. Pytania miały charakter przekrojowy i dotyczyły całej branży, a nie sytuacji konkretnej firmy. Zdaniem ankietowanych największym ryzykiem dla branży, na które wskazało ponad 70% respondentów, jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych. Duża część wskazuje również na problem z często zmieniającymi się przepisami, które nie zawsze są jasne i klarowne.



Rysunek 6.16. Ryzyka dalszego rozwoju rynku PV w Polsce. Oprac. IEO

Jako na istotne ryzyko związane z brakiem dostępnych mocy przyłączeniowych, z długotrwałym oczekiwaniem na wydanie warunków przyłączenia/wymianą liczników przez operatora oraz odmowy warunków przyłączenia wskazało odpowiednio 76%, 59% i 53%. Oznacza to, że inwestorzy, planując zwiększenie mocy zainstalowanej instalacji, spotykają się z ograniczeniami technicznymi sieci elektroenergetycznej, których późniejszymi objawami są curtailmenty. W stosunku do ub.r. wzrosło przeświadczenie firm, że można mówić o przesyceniu rynku – odpowiedź twierdzącą dało 35% firm (w ubiegłym roku 23%). Niejasność przepisów z wynikiem 53% znajduje się na czwartym miejscu w rankingu. W tej grupie postrzegania ryzyka instalatorzy w dalszym ciągu za niekorzystną dla branży PV regulację uznają system net-billing wprowadzony dla prosumentów w 2022 roku.



**IBC SOLAR** to wiodący dostawca kompleksowych rozwiązań i usług w dziedzinie fotowoltaiki oraz magazynowania energii. Oferujemy pełen zakres usług: od planowania inwestycji, przygotowania projektów i dokumentacji, po dostarczenie systemów fotowoltaicznych pod klucz, dla domów prywatnych, handlu, przemysłu i elektrowni fotowoltaicznych. Wraz z Partnerami Premium zapewniamy wysokiej jakości wykonanie systemów PV. Od powstania firmy w 1982 roku zainstalowaliśmy łącznie 7 GW mocy na całym świecie.

# 7 | PERSPEKTYWY ROZWOJU TECHNOLOGII DLA FOTOWOLTAIKI

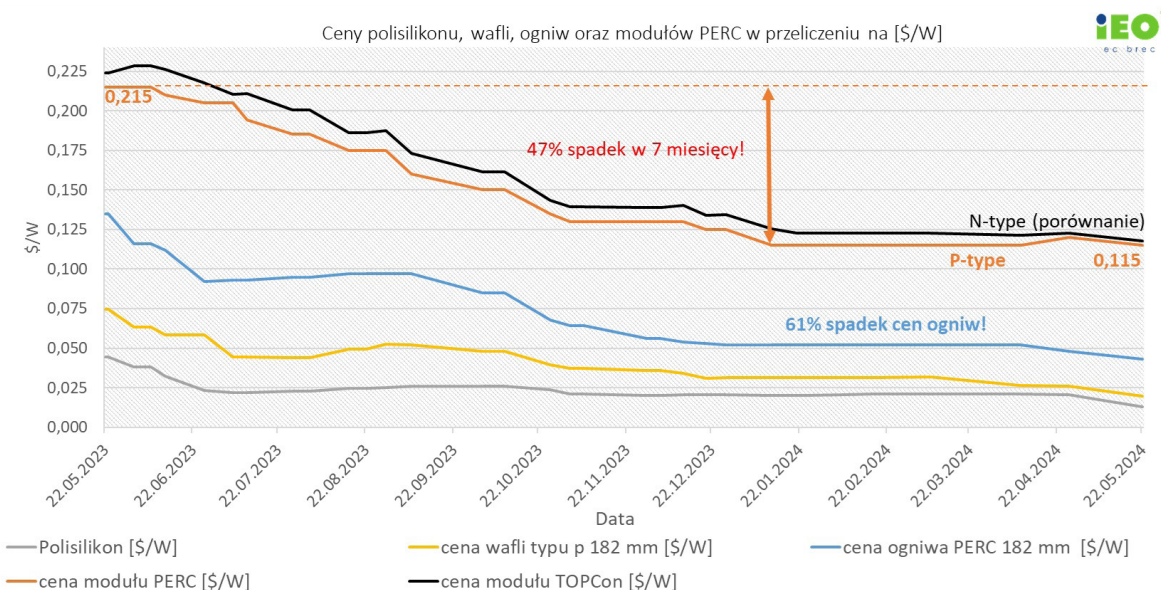
## 7.1 PRZEMYSŁ PV

Polska nie produkuje ogniw krzemowych, ale dysponowała znacznymi zdolnościami produkcyjnymi w ośmiu fabrykach modułów (popularnie zwanych „panelami”): Bruk-Bet (Solar), ML System, Selfa, Xdisc, Hanplast (Energy), JBG2, Unimot (Avia Solar). Łączne krajowe zdolności produkcyjne w zakresie modułów jeszcze w 2021 roku sięgały 600 MW/rok. Produkcja zasadniczo oparta była na imporcie azjatyckich ogniw, tylko jedna z firm utrzymywała produkcję ogniw opartych na dostawach ogniw z Europy. Badania ankietowe analizowane w rozdziale 6 wskazały, że w 2023 roku udział dostaw polskich dostawców modułów na rynek krajowy spadł poniżej 1% (nawet jeśli pozyskane od instalatorów ankiety wskazywały na 2%, to – pomijając nawet ceny – struktura sprzedaży, w której dominują moduły dużej mocy na potrzeby budowy dużych farm PV o mocach 30–300 MW, nie pozostawia miejsca dla niszowych dostawców modułów o zdolnościach produkcyjnych 10–100 MW/rok).

Jeszcze dziesięć lat temu tak liczone udziały sięgały 30%, pięć lat temu – 5%. Rok 2023 prowadził do praktycznego zamknięcia polskich fabryk z początkiem 2024 roku. Jakikolwiek udział w produkcji inwerterów Polska straciła bezpowrotnie dekadę temu. Na rynku krajowym w przemyśle PV liczą się tylko polscy dostawcy konstrukcji wsporczych. Olbrzymiego kryzysu w krajowym przemyśle PV i strat w łańcuchu wartości nie można jednak analizować w oderwaniu od kontekstu europejskiego i globalnego w kontekście monopolu azjatyckiego i polityki cenowej Chin.

Europejski przemysł fotowoltaiczny (oprócz jego części związanej z produkcją konstrukcji wsporczych) próbował konkurować z dostawcami chińskimi do połowy 2023 roku, ale przestał funkcjonować w pierwszej połowie 2024 roku. Takie firmy, jak: Norwegian Chrystal i NorSun (Norwegia), Energetic Industries (Austria) and Exasun (Holandia), Meyer Burger i Solarwatt (Niemcy), Systovi (Francja) zaprzestały produkcji waflów krzemowych, ogniw słonecznych oraz modułów fotowoltaicznych. Lista ta nie jest zamknięta – kolejne firmy z wieloletnim doświadczeniem w przemyśle PV ogłoszą zawieszenie działalności w najbliższych miesiącach. Chińska konkurencja okazała się zbyt silna, a instytucje europejskie zbyt słabe, aby utrzymać produkcję na starym kontynencie.

Powodem tak dramatycznej zmiany sytuacji na rynku PV są niespotykane wcześniej spadki cen komponentów PV pochodzących z Chin. W ciągu niewiele ponad pół roku cena modułów sprowadzanych z Chin spadła prawie o 50%.



Rysunek 7.1. Giełdowe ceny komponentów w łańcuchu dostaw krzemowych paneli fotowoltaicznych. Jako odniesienie wybrano płytki krzemowe o wielkości M10, przy założonych 40% stratach materiału przy ich produkcji. Dane [www.infolink-group.com](http://www.infolink-group.com). Oprac. IEO

Ta nagła zmiana nie została spowodowana żadnym przełomem technologicznym. Choć mamy jasny i nieodwracalny trend rynkowy porzucania dominującej technologii PERC na rzecz technologii TOPCon (tzw. n-typy), ten fakt nie tłumaczy tak drastycznych spadków cen. Nie są w stanie tego dokonać także rozrastające się w Chinach zdolności produkcyjne polisilikonu, który był wąskim gardłem w procesie produkcji modułów PV. Zgodnie z danymi z maja 2024 roku, koszt krzemowych ogniw w Chinach znajduje się poniżej kosztów materiałowych ich produkcji. Może mówić to z jednej strony o sile państwowego wsparcia dla chińskiego przemysłu PV, a z drugiej – o olbrzymiej nadpodaży modułów PV na rynku. W tym roku światowe zdolności produkcyjne przemysłu PV przekroczą 1 TW, przy jednoczesnym ponaddwukrotnie mniejszym zapotrzebowaniu na produkty fotowoltaiczne. Te dysproporcje w podaży i popycie mają miejsce przy ponad 90% uzależnieniu światowych dostaw od Chin w każdym z etapów produkcji (polisilikon, sztabki monokrystaliczne, wafle, ogniwa i moduły).

Nie tylko jednak samo powstawanie nowych fabryk w Chinach miało wpływ na historyczne rekordy niskich cen modułów fotowoltaicznych, ale dołożyło się do tego także wprowadzanie protekcyjnych praktyk na rynkach w Stanach Zjednoczonych (które w praktyce zakazały importu modułów z Chin) oraz w Indiach. W Stanach Zjednoczonych wprowadzone razem z IRA (program wsparcia dla zielonych technologii, w tym przede wszystkim technologii PV) cła antydumpingowe antysubsydyjne spowodowały, że na początku 2024 roku ceny modułów PV były powyżej 30 \$/Wp, co powoduje, że w USA można sprzedawać moduły po cenie ponaddwukrotnie wyższej niż w Europie. Ten fakt spowodował dodatkowy odpływ europejskiego i światowego kapitału i inwestycji za Atlantyk.

Postawienie w USA i w Indiach na własną produkcję i budowanie rynku wewnętrznego sprawiło, że strumień tanich modułów pochodzących z Chin, nie mając innych dróg ujścia, zalał Europę, która już do końca pierwszego kwartału 2024 roku zgromadziła w magazynach znacznie więcej modułów niż jej roczne zapotrzebowanie – zgodnie z niektórymi szacunkami, przekraczając je nawet dwukrotnie. W najbliższych dwóch latach Europejczycy będą więc raczej instalowali zakupione na przełomie lat 2023 i 2024 moduły niż korzystali z tych nowo wyprodukowanych.

Według European Solar Manufacturing Council (ESMC) już na początku 2023 roku zależność globalnych dostaw fotowoltaiki od Chin wynosiła od 95% w przypadku dostaw sztabek krzemowych, poprzez 85% – ogniwa, do 75% – moduły (szczegóły w raporcie „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023”). Obecnie we wszystkich kluczowych elementach łańcucha dostaw i łańcucha wartości, zależność Europy od dostaw komponentów PV z ChRL sięga już 100% we wszystkich elementach łańcucha dostaw.

Komisja Europejska stoi więc przed trudnym problemem. Z jednej strony zatrudnienie 800 tys. osób w branży PV w EU zależy (nie zawsze w proporcjonalny sposób) od ceny końcowej instalacji fotowoltaicznej, której koszt nadal w największym stopniu zależy od modułów PV. Istnieją więc obawy, że wprowadzenie zbyt dużych restrykcji na komponenty sprowadzane do Europy negatywnie wpłynie na branżę, czyniąc stosowane modele biznesowe nierentownymi. Z drugiej strony – oparcie dobrostanu tak wielu osób na współpracy z niedemokratycznym państwem, z którym Stany Zjednoczone toczą wojnę handlową, również budzi uzasadniony sprzeciw.

Dodatkowo, dochodzi kwestia konkurencyjności i innowacyjności europejskiej gospodarki. Prawdziwe zyski z nowych rozwiązań i patentów (pomijając egzekwowanie praw do tych patentów na arenie międzynarodowej) nie przypadają temu, kto jest ich wynalazcą, a temu, kto te rozwiązania wdrożył. Jest to sprawa znana polskiemu czytelnikowi, który niejednokrotnie zapewne słyszał o odkryciach naszych inżynierów, które przy braku rozwiniętego przemysłu w naszym kraju były natychmiastowo sprzedawane na Zachód. Bez istniejącego stabilnego przemysłu nie będzie więc innowacji (przynajmniej takich, które miałyby wpływ na europejską gospodarkę). Stawia to pod znakiem zapytania wszystkie programy wspierające prace R&D w zakresie fotowoltaiki, bo czy rzeczywiście warto wydawać publiczne pieniądze na technologie, które i tak zostaną skomercjalizowane w Azji i z których to nie my będziemy czerpać korzyści?

Problem dotyczy kilku kluczowych technologii, ale narasta w szczególności w przypadku przemysłu PV, gdyż UE ma swój ambitny cel (popyt wewnętrzny) w zakresie 600 GW mocy PV w 2030 roku, czyli niemal trzy razy więcej niż obecnie. Zapowiedzi odbudowy europejskiego przemysłu deklarowane od 2020 roku (do tej pory zrealizowane jedynie w znikomym zakresie) poprzez takie inicjatywy, jak Krajowe Plany Odbudowy, wspólne wdrożenia (PCEI), zapowiedź granicznego podatku węglowego (CBAM) i inne inicjatywy przemysłowe, spowodowały rozwój projektów budowy fabryk PV w Europie. W tabeli poniżej zestawiono wszystkie obecnie rozwijane europejskie projekty na rzecz uruchomienia produkcji urządzeń dla PV, z perspektywą wdrożenia w latach 2025/2026 (dane ESMC, ESIA, szacunki IEO) – tabela 7.1.

Tabela 7.1. Europejskie inicjatywy przemysłowe w zakresie produkcji komponentów PV w Europie. Źródło: ESIA, ESMC. Oprac. IEO

| Nazwa firmy, projektu    | Kraj                         | Urządzenie, komponent PV  | Moc produkcyjna [GW/rok] |
|--------------------------|------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| ENERGETICA               | Austria                      | Moduły                    | 1                        |
| EXE SOLAR                | Bułgaria                     | Moduły                    | 0,35                     |
| CARBON                   | Francja                      | Wafle, ogniwa, moduły     | 5                        |
| HOLOSOLIS                | Francja                      | Ogniwa, moduły            | 5                        |
| SYSTOVI                  | Francja                      | Moduły                    | 0,1                      |
| KLARIMEX                 | Niemcy                       | Moduły                    | 0,2                      |
| NEXWAFE                  | Niemcy                       | Wafle                     | 0,25                     |
| SYSTOVI                  | Niemcy                       | Komponenty do modułów     |                          |
| MEYER BURGER             | Niemcy (Szwajcaria)          | Ogniwa, moduły            | 2                        |
| 3 SUN                    | Włochy                       | Ogniwa, moduły            | 3                        |
| BEE SOLAR                | Włochy                       | Wafle, ogniwa, moduły     | 5                        |
| FUTURASUN                | Włochy                       | Moduły                    | 2                        |
| STRATO - SATINAL         | Włochy                       | Komponenty (encapsulanty) | 5                        |
| SOLITEK                  | Litwa (Włochy)               | Moduły                    | 0,6                      |
| SOLARGE                  | Holandia                     | Moduły                    | 0,4                      |
| MCPV (SOLARNL)           | Holandia (Hiszpania, Niemcy) | Ogniwa, moduły            | 3                        |
| SUNRISE NORSUN           | Norwegia                     | Wlewki, wafle             | 3                        |
| GIGAPV                   | Polska                       | Ogniwa (moduły)           | 1                        |
| COPPER BEECH URBAN DEV.  | Rumunia                      | Moduły                    | 0,27                     |
| BIEKI                    | Hiszpania (Norwegia)         | Ogniwa, moduły            | 2                        |
| GREENLAND GIGA FACTORIES | Hiszpania                    | Wafle, ogniwa, moduły     | 5                        |
| IBERDROLA – LANGREO      | Hiszpania                    | Moduły                    | 0,5                      |
| IBERDROLA (INNOFUND)     | Hiszpania                    | Moduły                    | 1,6                      |
| OVER EASY SOLAR          | Hiszpania                    | Moduły                    | 0,1                      |

Łączne planowane zdolności produkcyjne wynoszą 46 GW/rok. Na liście powyższych zgłoszonej przez European Solar Industry Alliance do Komisji Europejskiej znajduje się jedyny polski (też jedyny środkowoeuropejski) projekt budowy przez spółkę GigaPV fabryki ogniw TOPCon. Projekt uzyskał wsparcie polskiego rządu w ramach tzw. inwestycji o specjalnym znaczeniu dla gospodarki do 2030 roku. Projekt ten, podobnie jak inne z powyższej listy, oczekuje też na wsparcie z innych programów i synergicznego wykorzystania różnych zapowiadanych instrumentów, co wymaga ich koordynacji, harmonizacji i synchronizacji działań.

Jak do tej pory, europejscy decydenci postawili na wprowadzenie kilku form wsparcia, z których może korzystać europejski przemysł PV. Było to uruchomienie oraz poluzowanie kwestii pomocy publicznej, z którymi mamy do czynienia w ramach Krajowych Planów Odbudowy oraz Tymczasowych Ram Kryzysowych i Przejściowych (Temporary Crisis and Transition Framework). Państwa członkowskie indywidualnie wybierają, na jakie projekty zostaną przeznaczone fundusze z tych programów – fotowoltaika jest tutaj jedną z rekomendowanych do wsparcia technologii. Od początku 2026 roku wejść w życie mają dodatkowe opłaty za ślad węglowy (Carbon Border Adjustment Mechanism), które podwyższą ceny ogniw sprowadzanych z Chin. W maju br. zatwierdzony został również tzw. Net-Zero Industry Act (NZAI), który od II kwartału 2025 roku wprowadzi tzw. „pozacenowe” kryteria wyboru komponentów fotowoltaicznych produkowanych w Europie. W myśl NZAI, wszystkie inwestycje korzystające z pomocy publicznej będą musiały spełniać wymóg zawartości 40% komponentów wyprodukowanych lokalnie. Wzmacniane są programy badawcze (B+R) krajowe i unijne. Komisja Europejska przygotowała „Solar energy joint research agenda with Member States” – dokument, który ma zwielokrotnić środki na B+R w ramach programu Horyzont oraz programu IPCEI.

Dopiero w przypadku szczęśliwego połączenia wszystkich dostępnych w ramach UE mechanizmów wsparcia, będziemy mogli mówić o opłacalności przemysłowych projektów PV w Europie i w Polsce. Rodzi się tylko pytanie, czy opisana tutaj ścieżka zdobywania funduszy i poszukiwania przewag konkurencyjnych nie okaże się zbyt skomplikowana i ryzykowna dla potencjalnych przyszłych wytwórców komponentów PV. Muszą oni bowiem, w okresie trwającej jeszcze dekonunktury, zorganizować środki finansowe w podobnej wysokości jak chińska konkurencja. Rysunek 7.2. pokazuje, jak powinny zadziałać instrumenty UE, aby ogniva słoneczne produkowane w Europie od 2026 roku mogły być konkurencyjne wobec obecnych (ciągle subsydiowanych) dostaw z Chin.



Rysunek 7.2. Wpływ programów unijnych na konkurencyjność europejskiego przemysłu na przykładzie kosztów produkcji krzemowego ogniva PV. Dopiero kombinacja wszystkich form wsparcia dostępnych dla krajów UE może pozwolić na powrót produkcji urządzeń fotowoltaicznych do Europy

Sprawą otwartą pozostaje wsparcie do tak zwanej części związanej z kosztami operacyjnymi. Głównymi składnikami kosztów modułów PV są materiały, energia oraz zatrudnienie. Ulgi podatkowe miałyby znaczny wpływ na koszt ogniwa, a Polska ma długą tradycję wyróżniania pracowników pracujących w kluczowych dla energetyki obszarach.

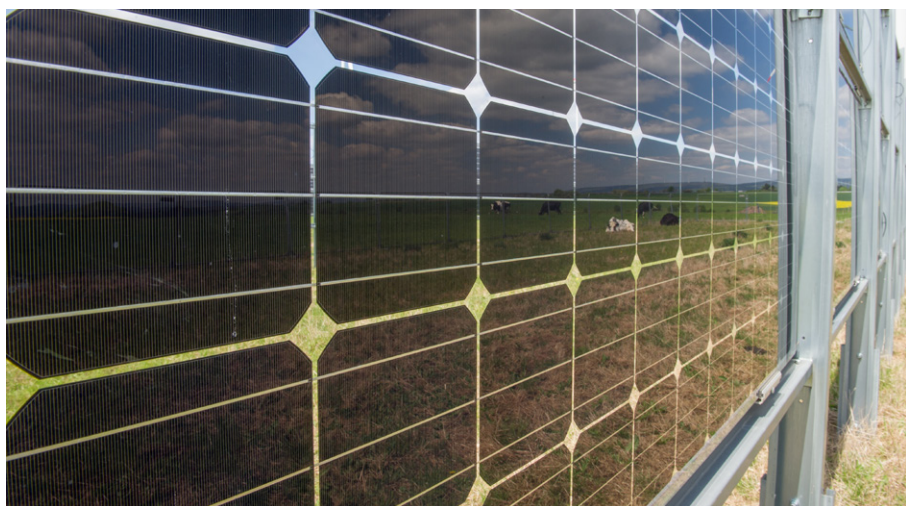
Zasadniczym pytaniem dotyczącym reindustrializacji i rozwoju przemysłu PV w Europie jest to, czy potrafi ona gonić postęp technologiczny, a nie go kreować? Z punktu widzenia zachodnich gospodarek inwestycje w innowacje były zawsze dobrym pomysłem i pomagały w „ucieczce do przodu”. Stwarzało to coraz większą odległość do pokonania dla krajów rozwijających się, które nie były w stanie zmobilizować dostatecznych środków, aby pozostać konkurencyjnymi. Teraz po raz pierwszy w historii, kraje UE stoją w obliczu sytuacji odwrotnej. Chiny w oparciu o znane, wcześniej opracowane w Europie technologie oraz silne subsydia, pionową integrację produkcji i jej skalowalność (coraz więcej firm chińskich pokrywa cały łańcuch dostaw w ramach jednej organizacji) obniżyły koszty i sprawiły, że wymagane jest skoordynowane działanie krajów członkowskich i Komisji Europejskiej, aby odzyskać nie tylko konkurencyjność i odporność na ewentualny przyszły dyktat cenowy, ale też suwerenność technologiczną i nadać wartości dla potencjału B+R.

## 7.2 AGROFOTOWOLTAIKA

W ostatnich latach, wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej w systemach PV, postępuje stopniowe nasylenie tradycyjnie rozumianego modelu fotowoltaiki w Polsce. Główne bariery jej dalszego rozwoju dotyczą przede wszystkim: dostępu do terenów pod lokalizację instalacji PV, dostępu do sieci energetycznej i rosnących kosztów w szczytach generacji PV. Przełamaniu powyższych ograniczeń i poszerzaniu potencjału długotrwałego, zrównoważonego rozwoju branży może służyć agrofotowoltaika (AgroPV), która pozwala na wielofunkcyjne wykorzystanie terenów rolniczych, zmniejsza negatywne oddziaływanie PV na sieć i rynek energii, a dodatkowo może być remedium na tzw. suszę rolniczą.

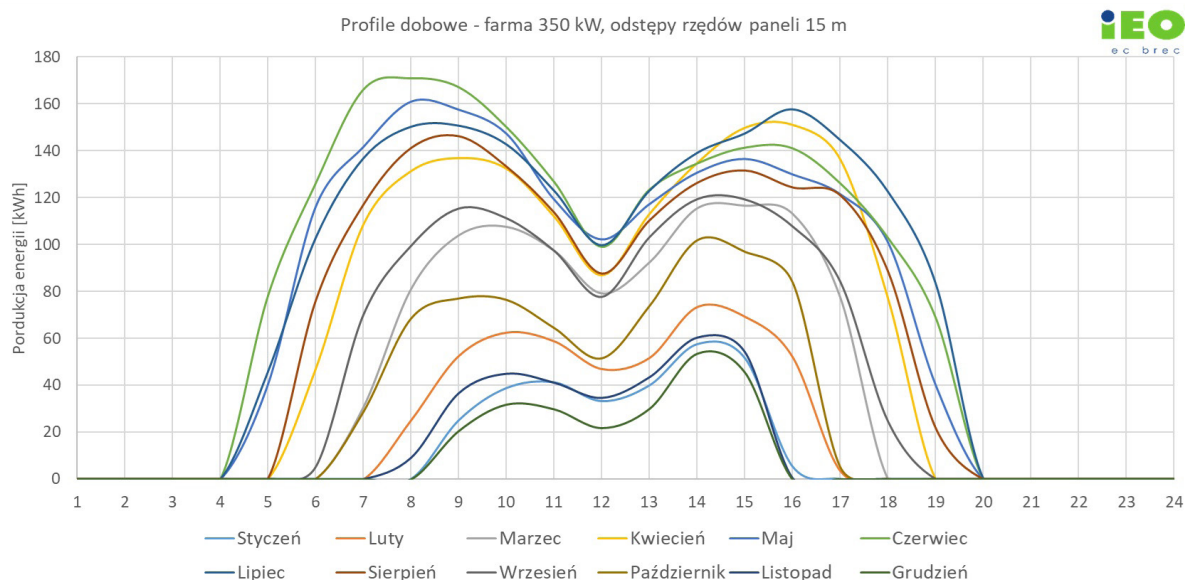
Idea AgroPV opiera się na wykorzystaniu tej samej powierzchni gruntu zarówno do generowania energii elektrycznej za pomocą modułów fotowoltaicznych, jak i do prowadzenia działalności rolniczej (uprawy roślin lub hodowli zwierząt). Takie podejście pozwala na efektywne wykorzystanie terenów rolnych, niejednokrotnie zwiększając ich produktywność (dzięki ochronie upraw przed nadmiernym światłem słonecznym, temperaturami i wiatrem oraz zmniejszając zużycie wody), jednocześnie zapewniając produkcję energii elektrycznej.

Istnieją różne rodzaje systemów AgroPV, dostosowane do specyficznych potrzeb produkcji rolnej i warunków lokalnych. Rzędy modułów mogą być instalowane w odstępach umożliwiających swobodny przejazd maszyn rolniczych między nimi. Popularnym rozwiązaniem tego typu są wertykalne płyty wykonane z modułów dwustronnych (bifacialnych), które ustawiane są w osi północ-południe. Takie moduły zbierają światło słoneczne z obu stron i przy montażu zapewniającym odpowiednie odległości między rzędami, charakteryzują się wysokimi współczynnikami wykorzystania mocy. Na uwagę zasłu-



Fot. Next2Sun Polska

guje profil dobowej generacji energii takich instalacji. Analizując godzinowe uzyski energii, wyraźnie widać dwa szczyty produkcji: rano i po południu wraz z doliną w godzinach południowych. Taki bardziej rozłożony w ciągu dnia profil produkcji może być istotny z perspektywy zapobiegania negatywnemu oddziaływaniu PV na sieć i rynek energii.



Rysunek 7.3. Profile dobowe produkcji energii dla instalacji AgroPV składającej się z pionowo ustawionych modułów bifacialnych – wariant rozstawienia plotów 15 m. Opracowanie IEO

Innym typem instalacji AgroPV są systemy wyniesione na konstrukcjach wsporczych na wysokość od 2 do nawet 4–6 metrów nad ziemią. Wysokość tych struktur zależy od uprawianych roślin lub hodowanych zwierząt i prowadzonych przy nich pracach rolnych. Warto zwrócić uwagę, że rozwiązania AgroPV mogą być również stosowane przy hodowli ryb, przynosząc jej wiele jakościowych korzyści. Pływające farmy PV nad rybnymi stawami hodowlanymi poprzez zacienienie ograniczają m.in. nadmierne nagrzewanie się wody, które jest szkodliwe dla ryb i które sprzyja rozkwitowi glonów. Wreszcie, trzecim rodzajem jest połączenie szklarni i instalacji PV, która generuje energię elektryczną na potrzeby systemów kontroli środowiska szklarni, takich jak: wentylacja, nawadnianie, ogrzewanie i chłodzenie.

Na świecie technologia AgroPV rozwija się w ostatnich latach bardzo dynamicznie i można ją znaleźć niemal we wszystkich regionach. Rozwój koncepcji AgroPV wpisuje się w szczególności w potrzeby i trendy technologiczne w zakresie PV w UE, która przyjmując w 2022 roku sektorową strategię „EU Solar Energy Strategy”, umieszcza energetykę słoneczną w centrum polityki klimatycznej i energetycznej. Zdaniem Wspólnotowego Centrum Badawczego UE (JRC), scenariusz dojścia w 2050 roku do pełnej neutralności klimatycznej dzięki OZE (pokrywających 100% potrzeb) wymagać będzie aż 11 TW mocy PV, a to już stanowić będzie około 6% całkowitej powierzchni Ziemi pod farmy PV, w tym 5% powierzchni UE. Fotowoltaika w „terawatowej” skali w Europie nie będzie mogła się rozwijać bez AgroPV.

W Polsce rozwój systemów AgroPV jest na początkowym etapie. Choć istnieje duży potencjał i zainteresowanie takimi systemami, to ich rozwój jest hamowany przez brak odpowiednich regulacji prawnych. Dotychczas sceptycznie wobec AgroPV wypowiadał się resort rolnictwa, zarówno na etapie uwzględniania AgroPV w programach badawczych NCBR (np. Nowe technologie w zakresie energii), programach wsparcia inwestycji OZE w rolnictwie (np. program Agroenergia), jak i w szerszych dyskusjach w ramach tzw. porozumienia sektorowego branży PV z rządem. Jako alternatywę do dwufunkcyjnego wykorzystania gruntów uprawnych do produkcji żywności i energii (plus funkcja zacieniania i zapobie-

gania suszy glebowej) resort rolnictwa tradycyjnie promuje produkcję biogazu, biomasy i biopaliw. Produkcja biomasy na cele energetyczne i biopaliw nie jest już priorytetem UE z uwagi na fakt, że wywierają relatywnie znacznie większą presję na dostęp do rolniczej przestrzeni produkcyjnej na cele żywnościowe niż fotowoltaika, dodatkowo przyczyniając się do wzrostu zużycia w rolnictwie wody.

Ten ostatni aspekt zasługuje na szczególną uwagę, gdyż Polska mierzy się z olbrzymim problemem deficytu wody, co unaocznili rolnikom i rządowi w ostatnich latach tzw. klęski suszowe i związane z nimi odszkodowania (w tym roku na pomoc suszową dla rolników poszkodowanych w wyniku suszy w 2023 roku przewidziano budżet wynoszący około 1,5 mld zł). W tabeli 7.2. zestawiono procent gmin oraz gruntów dotkniętych suszą w Polsce w 2023 roku, z punktu widzenia potrzeb dla typowych upraw.

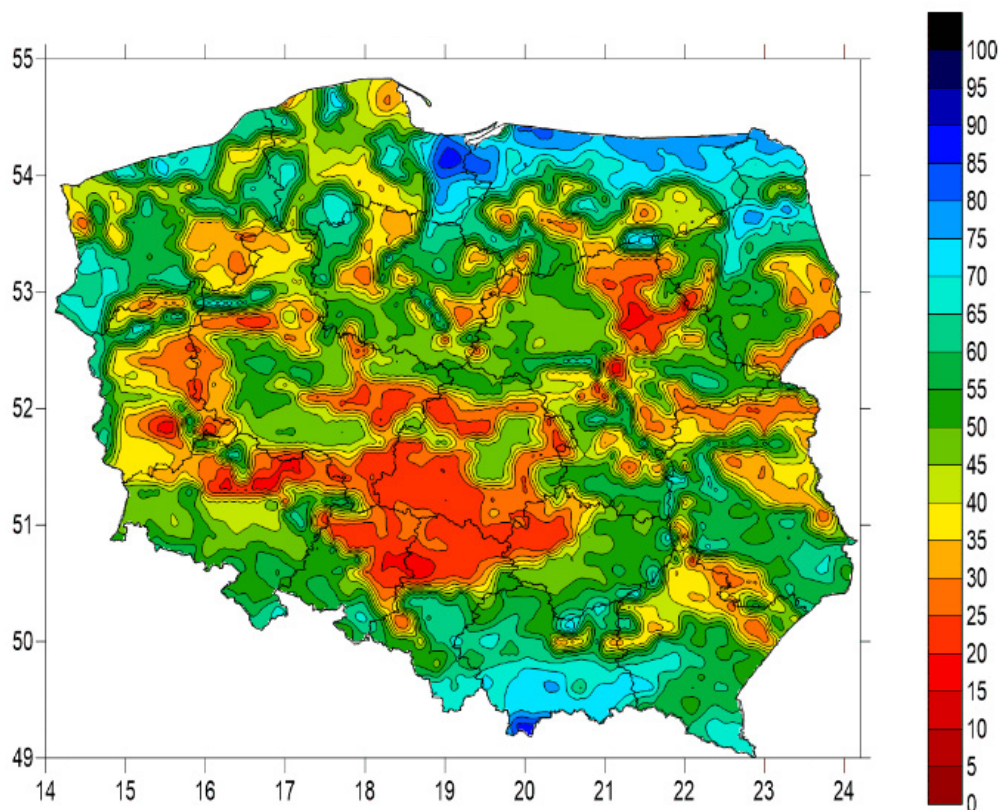
Tabela 7.2. Susza rolnicza w Polsce w okresie 21.03–30.09.2023 r. Źródło: Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa (System Monitoringu Suszy Rolniczej)

| Uprawa             | Liczba gmin z suszą | % gmin z suszą | % gruntów z suszą |
|--------------------|---------------------|----------------|-------------------|
| KUKURYDZA          | 2159                | 87,16          | 54,37             |
| KRZEWY OWOCOWE     | 2120                | 85,59          | 61,72             |
| RZEPAK I RZEPIK    | 2057                | 83,04          | 56,55             |
| ROŚLINY STRĄCZKOWE | 2040                | 82,36          | 55,20             |
| ZBOŻA JARE         | 2011                | 81,19          | 61,10             |
| ZBOŻA OZIME        | 1882                | 75,98          | 51,45             |
| WARZYWA GRUNTOWE   | 1762                | 71,13          | 42,53             |
| TRUSKAWKI          | 1742                | 70,33          | 49,84             |
| DRZEWA OWOCOWE     | 1523                | 61,49          | 32,74             |

Rysunek 7.4. pokazuje natomiast rozkład przestrzenny wskaźnika wilgotności w maju 2023 roku.



Fot. Next2Sun Polska



Rysunek 7.4. Wskaźnik wilgotności gleby w warstwie 0–7 cm w maju 2023 r. Źródło: AGRO METEO IMGW

Susza rolnicza (glebowa) staje się więc poważnym wyzwaniem – większym niż susza hydrologiczna (wywołująca m.in. problemy w energetyce ciepłej) czy susza atmosferyczna. W związku z nią, wzrasta w rolnictwie zapotrzebowanie na zacielenie upraw, jak i na energię (w okresie wysokich cen energii) do pompowania wody i nawadniania. Powyższy problem jest źródłem niepokoju i przedmiotem prac kierownictwa Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Powierzchnia nawadniana użytków rolnych w Polsce w 2016 roku wynosiła 132 670 ha (0,9% całkowitej powierzchni). Obserwuje się jednak bardzo dużą dynamikę wzrostu powierzchni nawodnień, która w latach 2010–2016 wyniosła 190%. Według Organizacji Narodów Zjednoczonych do spraw Wyżywienia i Rolnictwa (FAO) gospodarstwa ze słabszymi glebami, które są silnie narażone na duże straty suszowe, mogą zwiększyć konkurencyjność w wyniku nawodnień nawet dwukrotnie. AgroPV, dzięki inteligentnemu projektowaniu i sterowaniu zacieleniem (fixed and dynamic solar sheading), może istotnie obniżyć ewapotranspirację roślin i „wypalanie” gleb bezpośrednim promieniowaniem słonecznym, a z drugiej strony – zapewnić dostęp do wody i jej efektywnego zużycia w rolnictwie.

W Polsce rozwój systemów AgroPV stoi jednak przed poważnymi wyzwaniami regulacyjnymi. Obojętne przepisy, które preferują tradycyjne metody produkcji rolniczej i energetycznej, wymagają dostosowania do nowego modelu zintegrowanego wykorzystania gruntów. Przykłady z innych krajów europejskich pokazują, że odpowiednie regulacje, wprowadzające możliwość wielofunkcyjnego wykorzystania gruntów (zwłaszcza jednoczesnego prowadzenia działalności rolniczej i produkcji energii z PV), mogą znacznie zwiększyć efektywność wykorzystania zasobów oraz zmniejszyć negatywny wpływ rolnictwa na środowisko i problem deficytu wody. Potrzebne jest zatem strategiczne podejście do roz-

woju agrofotowoltaiki i wprowadzenie celowych zmian legislacyjnych, które umożliwią wykorzystanie jej potencjału, przynosząc korzyści zarówno na poziomie ogólnokrajowym, jak i lokalnie, wspierając zrównoważony rozwój obszarów wiejskich.

Nową okoliczność do szerszej rozmowy branży PV, całego rządu i środowisk rolniczych o agrofotowoltaice stwarza przyjęta 15 kwietnia 2024 roku European Solar Charter (Europejska Karta Słoneczna)<sup>1</sup>, która stanowi najwyższy poziom konsensu pomiędzy Komisją Europejską, rządami krajów członkowskich i branżą PV (inwestorzy, instalatorzy i producenci urządzeń) na rzecz

współdziałania w celu kompleksowego i dalszego dynamicznego rozwoju fotowoltaiki w UE. Rząd RP jest sygnatariuszem Karty. Dokument zakłada promowanie innowacyjnych form wykorzystania energii słonecznej, takich jak np. agrofotowoltaika i instalacje pływające, poprzez usunięcie barier regulacyjnych i zezwoleń oraz adaptację istniejących systemów wsparcia publicznego lub utworzenie specjalnych schematów wsparcia publicznego.

Odpowiednimi ramami do dyskusji mogą być prace nad nowym scenariuszem KPEiK tzw. ambitnej transformacji (WAM, ang. with additional measures), który powinien być zgodny i spójny z nową Polityką energetyczną Polski do 2040 roku. Plan powinien uwzględniać analizę dostępu do terenów pod inwestycje OZE i odpowiedni bilans pomiędzy technologiami OZE z uwagi na dostęp do terenów pod inwestycje. Według analiz IEO<sup>2</sup>, postawienie na rozwój fotowoltaiki, w tym agrofotowoltaiki, oraz lądowej energetyki w miejsce dotychczas w KPEiK planowanego wykorzystania biomasy w elektroenergetyce i ciepłownictwie systemowym, zmniejszyłoby zapotrzebowanie na tereny pod inwestycje z 18,8% powierzchni lądowej kraju do 0,9%.



Fot. Next2Sun Polska

## 7.3 PERSPEKTYWY ROZWOJU MAGAZYNÓW ENERGII W POWIĄZANIU Z RYNKIEM ENERGII Z FOTOWOLTAIKI

### 7.3.1 Perspektywy rozwoju magazynów energii elektrycznej

Zbyt wolny rozwój rynku różnych magazynów energii (elektrycznych, ciepłych krótkoterminowych i długoterminowych) spowolni rozwój rynku fotowoltaiki i dlatego łączenie obu tych rynków nowych technologii staje się trwałym elementem raportu „Rynek fotowoltaiki w Polsce”. W związku z tym, że w Polsce magazyny bateryjne pojawiły się na rynku dopiero dwa lata temu i budowane są niemal wyłącznie u prosumentów PV (więcej w rozdziałach 3 i 6), niniejszy rozdział pokazuje rynek dla magazynów energii w kontekście międzynarodowym oraz z szerszej perspektywy ich zastosowań na rzecz przyspieszanego rozwoju rynku PV.

<sup>1</sup> Europejska Karta Energii Słonecznej, wersja w języku polskim <https://ieo.pl/aktualnosci/1680-europejska-karta-energii-slonecznej>

<sup>2</sup> Instytut Energetyki Odnawialnej: Analiza zapotrzebowania na tereny pod rozwój energetyki odnawialnej na obszarze lądowym kraju. Warszawa, styczeń 2024 r.

Perspektywy rozwoju magazynów energii elektrycznej można analizować w trzech obszarach: małych magazynów prosumenckich, dużych magazynów systemowych, przyłączanych bezpośrednio do sieci KSE oraz – niejako pośrednich – magazynów energii elektrycznej rozwijanych z uwagi na potrzeby biznesowe odbiorców przemysłowych, w tym prosumentów biznesowych, w ramach ich instalacji odbiorczych („magazynów zalicznikowych”). Szczególnym rodzajem magazynów zalicznikowych są magazyny wspierające pracę farm fotowoltaicznych (tzw. hybryda). Ich funkcja jest podobna jak magazynów prosumenckich. Służą ograniczeniu wyłączeń OZE w godzinach szczytu. Ładowanie ma miejsce, kiedy PV jest lub może być wyłączone (ograniczanie produkcji – curtailment), a oddawanie do sieci ma miejsce poza godzinami szczytu, kiedy energia jest droga.

Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej<sup>3</sup> w 2023 roku w światowej energetyce (poza sektorem elektromobilności) dodano ponad 40 GW mocy magazynów bateryjnych, co oznacza podwojenie przyrostu z 2022 roku. Magazynowanie bateryjne (BESS) ma wiele zastosowań w systemach elektroenergetycznych: zapewnia krótkoterminowe przesunięcie energii, umożliwia usługi regulacyjne/pomocnicze, łagodzi przeciążenia sieci i zwiększa dostęp do energii elektrycznej. Dotychczas na świecie przeważa zastosowanie BESS tzw. systemowych, w dużych projektach w sieciach publicznych należących do OSP/OSD (65% rynku w 2023 roku), ale znaczny udział (35% rynku) mają mniejsze systemy bateryjne „za licznikiem” (patrzac od strony operatora sieci).

Magazyny systemowe mogą zapewnić pojemność szczytową, na co ma wpływ m.in. fotowoltaika w systemie energetycznym. Można je ładować poza godzinami szczytu, gdy zapotrzebowanie na energię jest niskie lub gdy produkcja energii fotowoltaicznej osiąga szczyt w ciągu dnia, i rozładowywać wieczorem, gdy zapotrzebowanie jest wysokie, kiedy PV nie wytwarza prądu.

Z punktu widzenia rynku fotowoltaiki, obecnie największe znaczenie mają magazyny bateryjne zalicznikowe, co znajduje potwierdzenie w geografii. Największy wzrost zapotrzebowania na baterie akumulatorowe za licznikiem jest obserwowany na bogatych rynkach z systemami wsparcia i z wysokim udziałem energii PV: Australia, Europa (Niemcy, Włochy, Holandia) oraz USA. W całej Unii Europejskiej w 2023 roku niemal 90% łącznego wzrostu mocy magazynów (6 GW ogółem) wiązało się z magazynowaniem za licznikiem. Prawie 80% paneli fotowoltaicznych zainstalowanych na dachach w Niemczech i we Włoszech w 2023 roku było instalowanych łącznie z różnymi magazynami energii.

Wykorzystując nadwyżkę energii słonecznej wytwarzanej w ciągu dnia do ładowania akumulatorów za licznikiem, konsumenci mogą zwiększyć własne zużycie energii elektrycznej wytwarzanej przez umieszczoną na dachu instalację PV. Ponadto dzięki ładowaniu w godzinach, w których ceny energii elektrycznej są najniższe, magazynowanie akumulatorów za licznikiem umożliwi już wkrótce także polskim konsumentom aktywne korzystanie z dynamicznych taryf za energię elektryczną w celu zmniejszenia rachunków za energię elektryczną.

Zdaniem IEA, aby ułatwić dalszy szybki rozwój fotowoltaiki (i energii wiatrowej) zgodnie z globalnymi celami redukcji emisji, globalna zdolność magazynowania energii musi wzrosnąć sześciokrotnie – do 1500 GW do 2030 roku (ta prognoza obejmuje zarówno magazyny energii w sieciach OSD/OSPP, jak i za licznikiem).

Zalicznikowe systemy magazynowania energii są zazwyczaj instalowane w budynkach mieszkalnych, komercyjnych lub przemysłowych użytkowników końcowych, a w hybrydach z PV u prosumentów i autoproducentów energii.

## 1. Aktualne przesłanki rozwoju prosumenckich magazynów energii

Czynnikami stymulującymi rozwój magazynów prosumenckich są:

- naturalne przesunięcie w czasie krzywej podaży energii ze źródeł PV i krzywej poboru energii elektrycznej, której szczyty przypadają na godziny późniejsze;

<sup>3</sup> IEA: Batteries and Secure Energy Transitions World Energy Outlook Special Report, 2024

- systemowe ograniczenie atrakcyjności ekonomicznej oddawania bieżących nadwyżek energii elektrycznej do sieci, jakie nastąpiło w wyniku zastąpienia zasady net-metering zasadą net-billing w rozliczeniach prosumenta ze sprzedawcą i OSD;
- występowanie istotnej korelacji pomiędzy okresami produkcji energii elektrycznej z PV oraz zapotrzebowaniem instalacji klimatyzacyjnych (których atrakcyjność wzrasta z każdym rokiem z coraz gorętszym latem), mobilizujące prosumenta do przewymiarowania źródła PV względem jego standardowego zapotrzebowania – co skutkuje powstawianiem istotnych nadwyżek energii lokalnej w okresach mniejszego wykorzystania klimatyzacji (w okresach marzec–maj oraz wrzesień–październik);
- traktowana jako czynnik uzupełniający (a nie cel inwestycji w magazyn) możliwość zaspokojenia potrzeb energią kupowaną z KSE w interwałach oderwanych od faktycznego bieżącego zapotrzebowania na nią, a charakteryzujących się niższą ceną;
- rosnące ryzyko automatycznych odłączeń instalacji prosumenckich, spowodowanych przekraczaniem napięcia w sieci nN ponad jego dopuszczalny poziom wskutek lokalnej nadprodukcji energii względem bieżącego lokalnego zapotrzebowania na nią;
- objęcie instalacji magazynowania energii elektrycznej regulacjami wspierającymi inwestycje finansowo, w szczególności w ramach programu „Mój Prąd”;
- w przypadku większych instalacji PV (prosument biznesowy) – formalna łatwość uruchomienia instalacji, zarówno wytwórczej PV, jak i magazynowej, wobec braku konieczności uzyskania od OSD nowych warunków przyłączenia (procedura na zgłoszenie).

Koincydencja ww. synergicznie wspierających się czynników powoduje, że należy oczekiwać, iż rozwój instalacji magazynowych pozostających w gestii prosumentów będzie – podobnie jak w innych krajach – przyspieszał, niezależnie od ewentualnych perturbacji na rynku energii.

W krótkim okresie, o rozwoju prosumenckich magazynów energii będzie decydowało wsparcie finansowe z programu „Mój Prąd”. W czwartej i piątej edycji programu, można było ubiegać się o dofinansowanie, poza mikroinstalacjami PV, także magazynów energii elektrycznej i ciepła oraz pomp ciepła i kolektorów słonecznych (też korzystają z magazynów ciepła), jak również domowych systemów zarządzania energią (HEMS). Dotychczasowe efekty programu w zakresie magazynów energii opisane są w rozdziale 3.2, a o magazynach ciepła więcej piszemy poniżej, w rozdziale 7.3.2.

Podobnych możliwości wsparcia dla różnych magazynów energii w połączeniu z innymi OZE, w tym PV, można spodziewać się także w najnowszej, zapowiedzianej na IV kwartał br. edycji programu „Mój Prąd 6.0”. W aktualnych uwarunkowaniach rynku energii, który nie reaguje jeszcze prawidłowo i odpowiednio dynamicznie na zmiany zapotrzebowania i podaży energii, magazyny elektryczne mogą się odpowiednio szybko rozwijać tylko ze wsparciem finansowym.

## **2. Magazyny systemowe, w tym rozwijane z wykorzystaniem wsparcia poprzez regulacje Rynku Mocy**

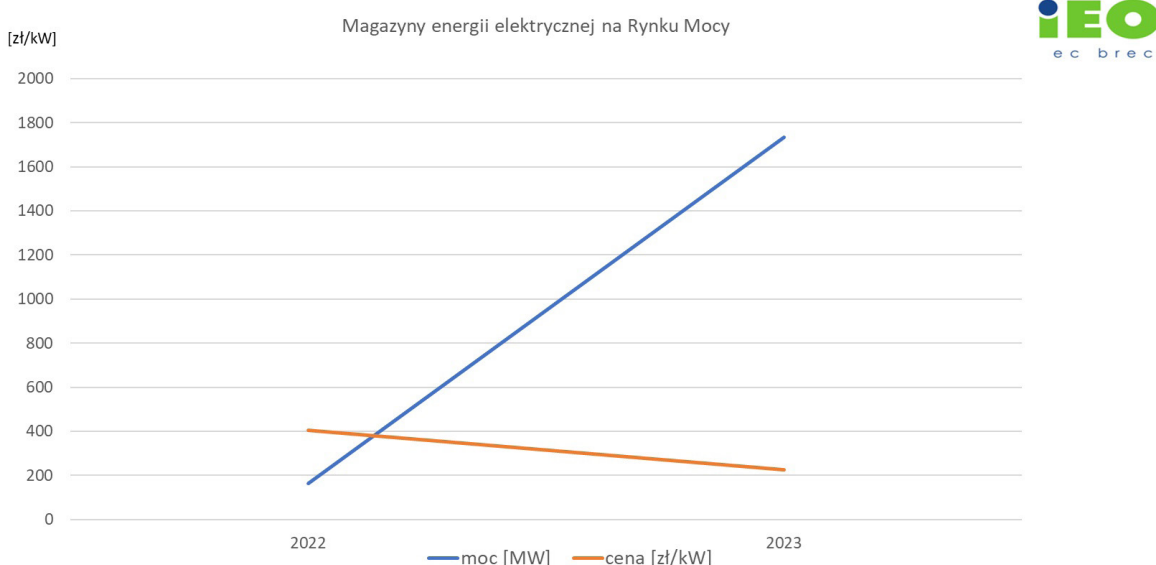
Funkcją magazynów systemowych są usługi bilansujące, hurtowy rynek energii elektrycznej, inne usług, w tym przede wszystkim Rynek Mocy służący wsparciu KSE. Magazyn systemowy jest przyłączany do punktu przyłączeniowego należącego do operatora (GPZ) – wymaga uzyskania warunków przyłączenia (WP) od operatora jako źródło odbiorczo-wytwórcze. Magazyny o mocy do 10 MW łączy się z siecią po stronie średniego napięcia (SN), a powyżej 10 MW po stronie wysokiego napięcia (WN).

Wschodząca technologia magazynowania odwracalnego energii elektrycznej (BESS) w skali systemowej wciąż oczekuje wsparcia finansowego na poziomie inwestycyjnym. Formą takiego wsparcia

jest mechanizm Rynku Mocy, wdrożony odpowiednią ustawą przez PSE S.A. Pierwsze jednostki magazynowania energii zakontraktowano na Rynku Mocy w aukcji głównej w grudniu 2022 roku. Wyniki dotychczasowych aukcji głównych w latach 2022 oraz 2023 przedstawiono w tabeli 7.3. oraz na rysunku 7.5.

Tabela 7.3. Wyniki Rynku Mocy

| Rok  | Moc [MW] | Cena zamknięcia aukcji [zł/kW] |
|------|----------|--------------------------------|
| 2022 | 165      | 406                            |
| 2023 | 1734     | 244                            |



Rysunek 7.5. Wyniki uzyskane przez magazyny energii na aukcjach głównych w latach 2022 oraz 2023. Źródło: IEO na podstawie danych z URE <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/11607,Informacja-nr-22024.html>

Jak widać, ponaddwukrotne obniżenie ceny zamknięcia pozostaje bez wpływu na dynamiczny wzrost mocy zakontraktowanej na Rynku Mocy przez magazyny energii, co potwierdza atrakcyjność tej formy inwestowania.

Czynnikiem sprzyjającym rozwojowi instalacji magazynowania energii elektrycznej jest ustawowa rezygnacja z wymogu ograniczenia wysokości mocy przyłączeniowej sumą wartości mocy zainstalowanych przyłączanych urządzeń oraz wdrożenie zasady współdzielenia przyłącza pomiędzy różnymi użytkownikami, znanej pod nazwą cable pooling. Ma to szczególne znaczenie w odniesieniu do magazynów energii, które wciąż, w szczególności na gruncie ustawy o Rynku Mocy, kwalifikowane są jako jednostki wytwórcze oraz w odniesieniu do inwestorów – zainteresowanych postawieniem magazynu energii współpracującego w szczególności ze źródłem wytwórczym – innych niż właściciel tego źródła. Została w ten sposób usunięta sztuczna bariera blokująca rozwój magazynów energii na etapie uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci.

### 3. Magazyny zalicznikowe, w szczególności w formule instalacji hybrydowej

Instalacja hybrydowa z magazynem energii i nawet dużej farmy PV ma charakter zalicznikowy (tj. znajduje się po stronie odbiorcy względem licznika rozliczeniowego z OSD). Taka jest pozycja maga-

zynu, w szczególności w instalacji hybrydowej, złożonej ze źródła PV lub wiatrowego oraz magazynu o mocach i pojemności, dobranych do profilu lokalnego zapotrzebowania instalacji odbiorczej oraz wypadkowego profilu generacji. Magazyn pozwala w maksymalnym stopniu wykorzystać moc osiągalną lokalnych źródeł przy minimalnym ryzyku oddawania nadwyżek energii do sieci lub rezygnacji z produkcji energii wobec ryzyka wyłączenia farmy PV lub przekroczenia mocy przyłączeniowej (umownej), z jednoczesną możliwością okresowego „podpierania” własnego zapotrzebowania energią kupowaną w dolinach cenowych taryfy Time of Use (wielostrefowej) lub w dolinach cenowych umowy z ceną dynamiczną.

Należy jednak mieć na uwadze, że każdorazowo taki model funkcjonowania wymaga przed wdrożeniem precyzyjnej kalkulacji parametrów wszystkich elementów składowych celem ich właściwego skorelowania. Kalkulacja ta oparta być musi w pierwszej kolejności na rozpoznaniu w lokalnych uwarunkowaniach profili generacji energii z przewidzianych do zastosowania źródeł, z uwzględnieniem ich sprawności wyjściowej i tempa degradacji. Dodatkowym wymogiem jest zastosowanie uzgodnionych z OSD układów automatyki zabezpieczeniowej, gwarantujących utrzymanie parametrów pracy całego układu w dopuszczalnym zakresie ich zmian oraz zapewnienia bezpieczeństwa sieci w warunkach utraty zasilania.

### 7.3.2 Perspektywy rozwoju magazynów ciepła

Zmienia się rola i potencjał magazynów ciepła (TES) w szeroko rozumianym systemie energetycznym<sup>4</sup>. Jeszcze w poprzedniej dekadzie<sup>5</sup> rolę magazynów ciepła w perspektywie dziesięciu lat widziano w UE (badania dla 25 krajów członkowskich UE, w tym Polski) i odnoszono wyłącznie do paliw kopalnych oraz ciepłych kolektorów słonecznych i słonecznych elektrowni ciepłych z koncentratorami (CSP) w trzech aspektach: a) redukcja szczytowego obciążenia cieplnego, b) zastępowanie energii cieplnej, c) zastępowanie energii elektrycznej – tabela 7.4.

Tabela 7.4. Potencjał roczny TES (wielokrotne ładowanie i rozładowanie) w UE-25

|                                   |     |       |
|-----------------------------------|-----|-------|
| REDUKCJA SZCZYTOWEGO OBCIĄŻENIA   | TW  | 6     |
| ZAOSZCZĘDZONA ENERGIA CIEPLNA     | TWh | 9 527 |
| ZAOSZCZĘDZONA ENERGIA ELEKTRYCZNA | TWh | 18    |

Magazyny ciepła w energetyce odnawialnej były związane z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i słonecznych elektrowni ciepłych. Potencjał magazynowania niskotemperaturowego energii słonecznej został oceniony na 367 TWh, w tym 319 TWh – magazyny krótkoterminowe i 47 TWh – magazyny sezonowe.

Faktyczna pojemność magazynów ciepła współpracujących z kolektorami słonecznymi w 2021 roku według Solar Heat Europe wynosiła 70 TWh rocznie, czyli 190 GWh w cyklu dziennym (ponaddwudziestokrotnie więcej niż pojemność wszystkich magazynów elektrycznych zainstalowanych w UE do końca 2021 roku). Zmiany na rynku energii i ciepła z lat 2022–2023 wskazują po pierwsze na możliwość substytucji kolektorów słonecznych – współpracujących tradycyjnie z magazynami ciepła, w tym sezonowymi – przez instalacje PV (efekt niespotykanego w historii spadku cen paneli PV w latach 2023–2024). Po drugie, szybkie przyrosty mocy PV w sektorze elektroenergetycznym powodują zwiększanie potencjału elektryfikacji ciepłownictwa systemowego i ogrzewnictwa indywidualnego i dodatkowe zapotrzebowanie na magazyny ciepła. W ten sposób dotychczas niezwiązany ze sobą rozwój fotowoltaiki i magazynów ciepła, stał się współzależnym.

<sup>4</sup> Pablo Arce et al: Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. Applied Energy Volume 88, Issue 8, August 2011, Pages 2764–2774

<sup>5</sup> Luisa F. Cabeza (ed.): Advances in Thermal Energy Storage Systems. Elsevier 2015

Obecnie wiadomo, że magazyny ciepła tylko w części oznaczają oszczędności paliw w ciepłowniach, elektrociepłowniach i elektrowniach ciepłych, ale kluczowe staje się zagospodarowanie dzięki nim nadwyżek energii elektrycznej z najtańszych, pogodozależnych OZE (elektrownie fotowoltaiczne). W tak rozumianej elektryfikacji mieści się wykorzystanie strategii sector coupling (łączenia sektorów energii elektrycznej i ciepła w procesie elektryfikacji ogrzewnictwa i ciepłownictwa) w celu szerszego i szybszego zastępowania wysokoemisyjnego ciepła zeroemisyjną energią elektryczną z OZE oraz tzw. load shifting (czyli możliwości przesunięcia odbiorów ciepła w okresy najwyższej generacji energii elektrycznej z OZE i jednocześnie najniższych cen energii elektrycznej).

Potencjał magazynowania energii elektrycznej w formie ciepła rośnie poprzez zdecydowane zwiększenie udziału energii elektrycznej z pogodozależnych OZE (ceny ujemne energii i niestety tzw. curtailment źródeł fotowoltaicznych w szczytach generacji stają się nieoczekiwanym standardem). Potencjał ten rośnie w efekcie liberalizacji rynku energii elektrycznej w UE. Wprowadzanie wielostrefowych taryf dynamicznych („time of use”) na energię elektryczną sprzyja load shifting i tworzy modele biznesowe na magazyny energii krótko- i długookresowe (sezonowe).

Tak szeroko rozumiany potencjał magazynowania energii w formie ciepła razem z load shifting oznacza redukcję zanieczyszczeń powietrza z procesów spalania w ciepłownictwie i jednocześnie redukcję emisji CO<sub>2</sub> i kosztów w elektroenergetyce.

Dotychczas w Polsce nie ma systematyki magazynów ciepła (normy z zatwierdzoną terminologią) i jednoznacznych definicji. W praktyce instalacyjnej stosuje się (często zamiennie) terminy będące synonimem magazynów ciepła wodnych:

- zbiornik ciepłej wody użytkowej (CWU),
- terma CWU (z zasobnikiem, w odróżnieniu od przepływowej),
- zasobnik ciepła (w tym zasobnik warstwowy/wielostrefowy) na potrzeby CWU i CO,
- bojler (np. elektryczny lub gazowy),
- bufor ciepła (współpracujący z jednofunkcyjnym kotłem na paliwo stałe lub pompą ciepła),
- zasobnik ciepła wielofunkcyjny typu kombi (nieraz w kaskadzie zasobników) obsługujący dwa lub więcej źródeł ciepła.

Funkcjonują też magazyny chłodu (wody lodowej) bez przemiany fazowej.

Od strony konstrukcyjnej przeważają magazyny ciepła stalowe w postaci pionowej w kształcie walczków stalowych, ale spotyka się też zbiorniki poziome. Magazyny ziemne zagłębione mogą mieć różne kształty i różne sposoby izolacji termicznej i paroizolacji.

Typowy podział zbiorników wykorzystywanych jako magazyny ciepła stosowany w instalacjach domowych, budownictwa wielorodzinnego i sektorze HoReCa uzależniony jest od występowania węzownic (wbudowanych wymienników ciepła) oddzielających obiegi ładowania i rozładowania lub dzielących je na różne źródła ładowania lub rozbioru. Wyróżnia się zbiorniki/zasobniki:

- z jedną węzownicą (np. bojler gazowy z palnikiem gazowym do podgrzewania wody),
- dwuwęzownicowe (grzanie wody może odbywać się z dwóch niezależnych źródeł),
- bezwęzownicowe (np. bojler elektryczny).

Ograniczeniem w pojemności magazynów są wymiary architektoniczne determinujące ich wielkość, co ma szczególne znaczenie w przypadku zastosowania magazynów w budynkach istniejących. Z tego powodu zbiorniki dla uzyskania większej pojemności łączone są w układy bateryjne.

Magazyny ciepła mogą być zasilane źródłami ciepła na paliwa kopalne (stałe i płynne), ciepłem odpadowym oraz ciepłem z OZE (kolektory słoneczne) i energią elektryczną z OZE (w szczególności instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe). W procesie ładowania (lub rozładowania) magazynu można rozróżnić zbiorniki i zasobniki sterowane temperaturą w części roboczej (górnej), różnicą temperatur w części górnej i dolnej („martwej”) i sterowane potrzebami odbiorców – system zarządzania całej instalacji grzewczej (CO, CWU, chłodzenie).

Perspektywy i potencjał rozwoju magazynów ciepła, w szczególności w ramach sector coupling (elektroogrzewnictwo wykorzystujące m.in. nadwyżki godzinowe i sezonowe z energii z PV) określono w ramach prac IEO nad raportem „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła”<sup>6</sup>.

Potencjał magazynów ciepła w możliwych zastosowaniach z fotowoltaiką, zarówno bezpośrednio – w lokalnych rozwiązaniach hybrydowych, jak i pośrednio – poprzez jej wpływ na system elektroenergetyczny, określono w trzech obszarach zastosowań, różniących się też pojemnością:

- w gospodarstwach domowych – mieszkalnictwo (domy jednorodzinne i mieszkania w blokach wielorodzinnych); 100–1000 litrów,
- w spółdzielniach mieszkaniowych i na osiedlach (wspólne zasobniki) oraz przedsiębiorstwach usługowych (sektor HoReCa); 1–1000 m<sup>3</sup>,
- w przedsiębiorstwach przemysłowych (ciepłownie i elektrociepłownie); 1000–100 000 m<sup>3</sup>.

O ile magazyny ciepła w gospodarstwach domowych można nazwać dobowo-godzinowymi, to magazyny większe mogą pełnić też rolę magazynów kilkudniowych lub sezonowych (wielkoskalowe magazyny sezonowe PTES, Pit Thermal Energy Storage).

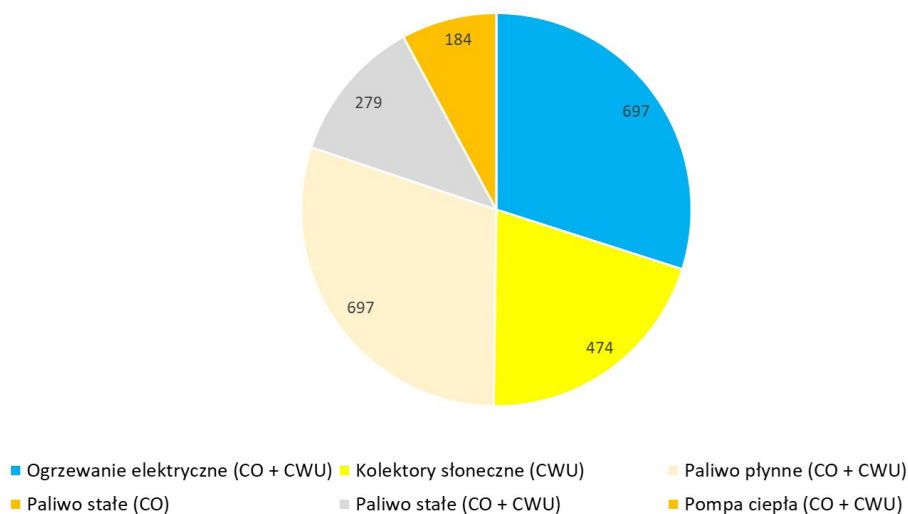
Według Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych (SPiUG) w latach 2011–2023 zainstalowano w Polsce ogółem 2,3 mln zasobników ciepłej wody i buforów ciepła<sup>7</sup>. Według SPiUG w 2023 roku najlepiej sprzedawały się zbiorniki jednowężownicowe (60,4%), następnie bufor bezwężownicowe (24,9%). Zbiorniki dwuwężownicowe to dalej mniejszość – 8,5% (inne to 6,3%). Można przyjąć, że z uwagi na okres użytkowania magazynów ciepła w zastosowanych domowych, tego rzędu liczba różnego rodzaju magazynów ciepła jest zainstalowana w budynkach mieszkalnych.

Wyniki rozdysponowania 2,3 mln magazynów ciepła (zasobników ciepłej wody i buforów ciepła) na rodzaje budynków/ogrzewania przedstawiono na rysunku 7.6.

<sup>6</sup> IEO przedstawia Mapę drogową dla rynku magazynowania ciepła. URL: <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/IEO-przedstawia-Mape-drogowa-dla-ryнку-magazynowania-ciepła-15050.html>

<sup>7</sup> SPiUG „Rynek urządzeń grzewczych w Polsce w 2023 roku”

Magazyny ciepła zainstalowane w budynkach w latach 2011–2023 [tys. szt.]



Rysunek 7.6. Wodne magazyny ciepła sprzedane w latach 2011–2023 i zainstalowane (funkcjonujące) do końca 2023 r. w budynkach o różnych systemach ogrzewania. Oprac. IEO

Prognoza zapotrzebowania na magazyny ciepła w budynkach mieszkalnych wymaga założeń co do ogólnego tempa wzrostu rynku oraz tempa zmian rodzajów paliw i sposobów ogrzewania w budynkach (niektóre segmenty wywołują większy popyt na magazyny ciepła).

Przeprowadzona przez IEO na zlecenie Polskiej Izby Magazynowania Energii analiza w ramach prac nad raportem „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce”<sup>8</sup> wykazała progresywny trend w zakresie rozwoju magazynów ciepła szczególnie w sektorze prosumenckim. Trend ten jest również zbieżny z nieuniknioną potrzebą zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł prosumenckich i rozwoju elektroogrzewnictwa.

Tabela 7.5. Prognoza sprzedaży magazynów ciepła do 2030 r. na potrzeby mieszkalnictwa. Oprac. IEO

|                                           | 2024  | 2025  | 2026  | 2027 | 2028  | 2029  | 2030 | RAZEM   |
|-------------------------------------------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|---------|
| SPRZEDAŻ ZASOBNIKÓW I BUFORÓW [TYS. SZT.] | 460,6 | 506,7 | 557,4 | 613  | 674,4 | 741,8 | 816  | 4 369,9 |

Tego rodzaju progresywny trend jest też usprawiedliwiony propozycjami rządu w najnowszej wersji KPEiK z 5 marca 2024 roku<sup>9</sup>: „(...) Prowadzone będą zmiany regulacji w kierunku ograniczenia barier stosowania OZE w ciepłownictwie, preferencyjnych warunków dla rozwoju systemów ciepłowniczych stosujących OZE, a także położenie nacisku na budowę magazynów ciepła zarówno dobowych, jak i sezonowych w różnych technologiach, celem pełnej integracji niestabilnych pogodowo źródeł energii odnawialnej w systemach ciepłowniczych”.

<sup>8</sup> Raport IEO na zlecenie Polskiej Izby Magazynowania Energii „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce” opublikowany zostanie w czerwcu 2024

<sup>9</sup> Poland – Draft updated NECP 2021–2030 5 March 2024. URL: [https://commission.europa.eu/publications/poland-draft-updated-necp-2021-2030\\_en](https://commission.europa.eu/publications/poland-draft-updated-necp-2021-2030_en)

Zgodnie z powyższymi założeniami (masowa elektryfikacja ogrzewnictwa na rzecz zagospodarowania taniego pasma generacji z OZE), w latach 2024–2030 w mieszkalnictwie zostanie zainstalowanych 4,4 mln magazynów ciepła, a ich ogólna liczba na koniec 2030 roku (uwzględniając wymianę zużytych magazynów na nowe) wyniesie niemal 6,6 mln szt.

Szczególną rolę w rozwoju magazynów ciepła odegrają prosumenci fotowoltaiczni w systemie net-billing wprowadzonym w II połowie 2022 roku. Do końca 2023 roku w tym systemie funkcjonowało 279 tys. prosumentów. Ich liczba do 2030 roku może wzrosnąć do 1,5 mln i mogą stanowić do 30% wszystkich inwestorów w magazyny ciepła. Magazyny ciepła raczej nie będą stosowane u prosumentów rozliczających się w systemie net-metering, łącznie z pompami ciepła korzystającymi z tego systemu.

Wobec jeszcze obecnie ciągle drogich rozwiązań bateryjnych, które sprawdzać się mogą w dopasowaniu generacji OZE i zapotrzebowania na energię tylko w krótkich okresach, alternatywą na przenoszenie nadwyżek energii w formie ciepła (elektryfikacja ciepłownictwa) na okresy o większym zapotrzebowaniu na ciepło stają się magazyny ciepła.

Sektor ciepłowniczy ma olbrzymi potencjał jako odbiorca energii elektrycznej i jest niewykorzystanym buforem na nadwyżki energii z OZE. Ciepło w strukturze zużycia energii finalnej brutto w 2020 roku (metodyka Eurostat) stanowiło 53% (przy 20% energii elektrycznej) i to obrazuje, jak duży potencjał ma łączenie sektorów w Polsce – tabela 7.6.

Tabela 7.6. Zużycie energii finalnej brutto w 2020 roku wg metodyki Eurostat. Źródło: Eurostat. Oprac. IEO

| Zużycie energii końcowej 2020  | TWh | udział [%] |
|--------------------------------|-----|------------|
| ZUŻYCIE CIEPŁA                 | 447 | 53%        |
| ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ   | 170 | 20%        |
| ZUŻYCIE PALIW W TRANSPORCIE    | 228 | 27%        |
| FINALNE ZUŻYCIE ENERGII BRUTTO | 846 | 100%       |

Wobec szybkiego wzrostu mocy OZE odpowiedzią na nadwyżki energii elektrycznej staje się zatem łączenie sektorów poprzez elektroogrzewnictwo oparte na nadwyżkach energii elektrycznej z OZE (tzw. greenPower-to-Heat), które za pośrednictwem kotłów elektrodowych czy pomp ciepła pozwala na konwersję energii elektrycznej w ciepło. Wysokosprawne (sprawność rzędu 99.9%) i relatywnie tanie kotły elektrodowe czy pompy ciepła mogą pracować skutecznie jedynie z różnymi typami magazynów ciepła. W ujęciu prosumenckim są to zasobniki ciepła (bufory), natomiast w ciepłownictwie będą to magazyny dobowe (również jako uzupełnienie kogeneracji), ale przede wszystkim wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła pozwalające na magazynowanie nadwyżek energii z OZE, w tym w szczególności fotowoltaiki, ale również ciepła z OZE.

W poprzednim podrozdziale oraz w rozdziale 3 pokazano stan, potencjał i perspektywy rozwoju krótko- i średnioterminowych (8–24 godziny) magazynów ciepła dla prosumentów PV. Ale wobec przekroczenia przez wszystkie instalacje PV mocy 18 GW, która jest już wyższa od średniego zapotrzebowania KSE na moc w półroczu letnim<sup>10</sup> oraz planami inwestorów<sup>11</sup> podwojenia już w najbliższych trzech latach mocy

<sup>10</sup> PSE: Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego. URL: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-kse/raporty-miesieczne>

<sup>11</sup> IEO: Nowe projekty fotowoltaiczne w Polsce. Inwestorzy dysponują 17 GW mocy w nowych inwestycjach PV. URL: <https://ieo.pl/aktualnosci/1682-nowe-projekty-fotowoltaicznych-w-polsce-inwestorzy-dysponuja-17-gw-mocy-w-nowych-inwestycjach-pv>

PV, nawet dobowe magazynowanie energii nie będzie wystarczające do zbilansowania nadwyżek energii z PV. Konieczne stanie się sezonowe magazynowanie energii.

W ramach przywołanego już wcześniej raportu autorstwa IEO „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce”<sup>12</sup> oszacowany został potencjał związany z możliwościami rozwoju sezonowego magazynowania energii w postaci ciepła dla przedsiębiorstw ciepłowniczych przy udziale 50% OZE w produkcji ciepła, co jest jednym z unijnych wymogów stawianych przed tą branżą. Wielkoskalowe magazyny ciepła najlepiej wpisują się w trend elektryfikacji ciepłownictwa poprzez wykorzystanie nadwyżek w KSE energii słonecznej (niskie ceny energii w szczytach generacji i ograniczenia generacji PV). Analiza wskazuje, iż potencjał magazynowania energii słonecznej, jakim dysponuje ciepłownictwo, to 6.6 TWh/rok. Na szczególną uwagę zasługują przedsiębiorstwa o mocy 10–50 MW będące najczęściej źródłem ciepła dla miast powiatowych. W dobie nieustannego rozwoju źródeł odnawialnych z jednej strony, a curtailmentami i potrzebami ciepłownictwa z drugiej strony, oczywistym wydaje się wykorzystanie tego potencjału i osiągnięcie efektu synergii elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Rozwój wielkoskalowych magazynów ciepła zdolnych do magazynowania nadwyżek z produkcji pogo-dozależnych źródeł OZE nie jest jeszcze w Polsce dostatecznie rozwinięty. Niemniej podejmowane są działania zmierzające do zmiany tego stanu rzeczy, chociażby poprzez uruchomienie dotacyjnych programów wsparcia. Bez wątpienia długo wyczekiwany program dofinansowania inwestycji NFOŚiGW, jakim jest „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”, na który zarezerwowano budżet 2 mld zł, może być realnym wsparciem dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w zagospodarowaniu letnich nadwyżek generacji słonecznej, w tym PV.

<sup>12</sup> Raport IEO na zlecenie Polskiej Izby Magazynowania Energii „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce” opublikowany zostanie w czerwcu 2024 r.

## FIRMY BIORĄCE UDZIAŁ W BADANIU RYNKU PV

**ARAGO SP. Z O.O.**

Jastrzębia 24  
87-300 Brodnica Kominy  
<https://arago.green/>

**AURELUM SP. Z O. O.**

Pruszków 67  
62-800 Kalisz  
<https://www.aurelum.pl/>

**BIG LITTLE POWER SP. Z O.O.**

Suchowola 287  
22-442 Adamów

**BREWA SP. Z O.O. SP. K.**

Majkowska 17A  
62-800 Kalisz  
<https://www.brewa.pl/>

**CORAL**

W. PERKOWSKI, J. PERKOWSKI SP. K.  
Podleśna 3  
16-070 Choroszcz  
<https://coral.com.pl/>

**CS ENERGIA SP. Z O.O.**

Czyżewska 20  
07-323 Zaręby Kościelne

**ECO VOLTAIKA**

Sienkiewicza 6  
29-100 Kurzelów  
<https://ecovoltaika.eu/pl/home>

**ECOGRID**

Ogrodowa 1B  
58-306 Wałbrzych  
<https://ecogrid.pl/>

**ELECTRICOM**

Emaus 7  
30-201 Kraków  
<https://www.electricom.pl/>

**ELEKTRON FOTOWOLTAIKA**

Gen. Władysława Sikorskiego 166/2.18  
18-400 Łomża  
<https://elektronpv.pl/>

**ENERGETYCZNI SP. Z O.O.**

Młyńska 2a  
83-031 Żukczyn  
<https://www.energetyczni.net/>

**EPV UNIEJEWO**

Grota Roweckiego 27  
09-410 Płock

**FUNDACJA ENERGII ALTERNATYWNEJ**

Wiejska 1  
84-200 Kąpino  
<https://fea.com.pl/>

**GOLDBECK SOLAR POLSKA SP. Z O.O.**

Towarowa 20  
62-052 Komorniki  
<https://goldbecksolar.com/pl/planungstool/>

**GREENBENEFIT SP. Z O.O.**

Bugaj 2  
05-806 Komorów  
<http://www.greenbenefit.pl/>

**GREENYELLOW POLSKA SP. Z O.O.**

Rtm. Witolda Pileckiego 67/200  
02-781 Warszawa  
<https://www.greenyellow.pl/>

HELIOEXPERT S.A.  
Niedźwiedzia 29A  
02-737 Warszawa  
[www.helioexpert.pl](http://www.helioexpert.pl)

IBC SOLAR  
Bonifraterska 18  
00-203 Warszawa  
[www.abc-solar.pl](http://www.abc-solar.pl)

INSTAL-ELEKTRO  
Rzeszutki 25  
28-114 Gnojno  
<https://instal-elektro.com.pl/>

KRUKOWSKI DEVELOPMENT  
Popieluszki 1A  
99-300 KUTNO

NIKOLA ENERGY SP. Z O.O.  
Powstańców Śląskich 112  
53-333 Wrocław  
<https://nikolaenergy.pl/>

ONESTEP.SOLAR SP. Z O.O.  
Chmielna 73B/14  
00-801 Warszawa  
<https://onestep.solar/en/>

OX2 SP. Z O.O.  
Grzybowska 2/29  
00-131 Warszawa  
<https://www.ox2.com/pl/polska>

POLENERGIA FOTOWOLTAIKA S.A.  
Szturmowa 2  
02-678 Warszawa  
<https://www.polenergia-pv.pl/>

PROJEKT SOLARTECHNIK  
Barlickiego 2  
97-200 Tomaszów Mazowiecki  
<https://projektsolartechnik.com/>

PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ  
W KOŃSKICH SP. Z O.O.  
Armii Krajowej 5  
26-200 Końskie  
<https://www.zec-konskie.pl/>

SOLARIKA SP. Z O.O. SP. K.  
Wiśniowa 15  
62-052 Komorniki  
<https://solarika.pl/>

SOLARIS VENTUM SP. Z O.O.  
Plac Konesera 12 bud. M  
03-736 Warszawa  
<https://solarisventum.pl/>

SUNECTOR  
Świlcza 150e  
36-072 Świlcza  
<https://sunector.pl/>

SUNSATE  
R. Dmowskiego 27a  
96-300 Żyrardów  
<https://sunsate.pl/>

TECHNIT SP. Z O.O.  
Kominkowa 13  
80-180 Kowale  
<https://technit.pl/>

VOSTI SP. Z O.O.  
Nałęczowska 14  
20-701 Lublin  
<https://vosti.pl/>

WISE ENERGY SP. Z O.O.  
Naruszewicza 27/2  
02-627 Warszawa  
<https://wise-energy.pl/>

## PRODUKTY I USŁUGI IEO



### Projekty fotowoltaiczne w Polsce

Baza w formacie Excel

Baza aktualna na: maj 2024

[Więcej informacji](#)



### Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne w Polsce

Baza w formacie Excel

Baza aktualna na: marzec 2024

[Więcej informacji](#)



### Funkcjonujące elektrownie i farmy wiatrowe w Polsce

Baza w formacie Excel

Prognoza aktualna na: marzec 2024

[Więcej informacji](#)



### Zwycięzcy aukcji OZE 2016–2021

Baza w formacie Excel

Baza aktualna na: styczeń 2022

[Więcej informacji](#)



### Baza danych małych zasobników ciepła

Baza w formacie Excel

Prognoza aktualna na: czerwiec 2022

[Więcej informacji](#)



### Prognoza produkcji energii elektrycznej z farmy fotowoltaicznej

[Więcej informacji](#)



**Szkoła  
Biznesu**

POLITECHNIKA WARSZAWSKA



Instytut Energetyki Odnawialnej

### Studia podyplomowe

Energetyka Odnawialna dla Biznesu:  
Inwestycje i Rynek Energii

[Więcej informacji](#)

## OFERTA DLA CIEPŁOWNICTWA

Wykorzystując wieloletnie doświadczenie w obszarze ciepłownictwa, Instytut Energetyki Odnawialnej przygotował ofertę skierowaną do Przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej, poszukujących sposobu na stopniowe przechodzenie z paliw kopalnianych na zeroemisyjne OZE, w sposób szybki – wymóg współczesnych czasów, dobrze zaplanowany – wymóg bezpieczeństwa pracy ciepłowni i akceptowalny ekonomicznie – wymóg odbiorców ciepła.

[Więcej informacji](#)



# ZASTRZEŻENIA PRAWNE

Niniejsza publikacja „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024” została przygotowana przez EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o. (IEO). W opracowaniu umieszczono informacje z zakresu ekonomii, uwarunkowań prawnych oraz handlowych związanych z rynkiem fotowoltaiki w Polsce. Raport jest chroniony prawem autorskim (ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku o prawie autorskim i prawach pokrewnych, Dz. U. 1994, nr 24, poz. 83 z późniejszymi zmianami). Wszelkie prawa do całkowitej zawartości opracowania „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024” są zastrzeżone. Użytkownik ma prawo do bezpłatnego pobierania oraz drukowania całych stron lub ich fragmentów pod warunkiem nienaruszenia praw autorskich oraz praw wynikających z rejestracji znaków towarowych należących do EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

IEO informuje i zastrzega, że dane zamieszczone w publikacji mają jedynie charakter informacyjny oraz nie stanowią porady w rozumieniu polskich przepisów. Opracowanie przedstawia wiedzę oraz opinie autorów według stanu na dzień publikacji. Zostało ono sporządzone, z zachowaniem metodologicznej poprawności, z rzetelnością oraz starannością, na podstawie danych ogólnodostępnych oraz własnych. IEO nie podejmuje poprzez niniejszą publikację żadnych zobowiązań oraz nie ponosi żadnej odpowiedzialności za decyzje i działania podjęte na podstawie raportu ani za szkody poniesione w wyniku tych decyzji.

EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.



## INSTYTUT ENERGETYKI ODNAWIALNEJ

ul. Mokotowska 4/6  
00-641 Warszawa

Tel.: 22 875 86 78

Fax: 22 825 46 52

biuro@ieo.pl

[www.ieo.pl](http://www.ieo.pl)

[www.sklepieo.pl](http://www.sklepieo.pl)

[www.odnawialny.blogspot.com](http://www.odnawialny.blogspot.com)

ⓧ [www.x.com/InstEneregOdnaw](http://www.x.com/InstEneregOdnaw)

ⓧ [www.x.com/Odnawialny](http://www.x.com/Odnawialny)

🌐 [instytut.energetyki.odnawialnej](http://instytut.energetyki.odnawialnej)