

INNOWACJE W SEKTORZE FOTOWOLTAIKI W POLSCE

wpływ nowych technologii na strukturę rynku pracy,
łańcuch wartości i rozwój regionalny do 2035 roku



BCU
Energetyka Odnawialna
Słoneczna Stary Brześć

Spis treści

Wprowadzenie	• 3
Przegląd innowacji technologicznych w fotowoltaice	• 13
Łańcuch wartości PV w Polsce	• 22
Wpływ innowacji na rynek pracy	• 31
Analiza regionalna	• 40
Otoczenie regulacyjne i wsparcie publiczne	• 47
Scenariusze rozwoju do 2035 r.	• 54
Wnioski i rekomendacje	• 63



WPROWADZENIE

1



Fotowoltaika w Polsce przeszła w ciągu ostatnich kilku lat drogę, którą jeszcze dekadę temu trudno było uznać za prawdopodobną. Z technologii postrzeganej przede wszystkim jako uzupełnienie mixu energetycznego stała się jednym z najbardziej dynamicznych filarów transformacji energetycznej kraju. Jej rozwój nie polega już wyłącznie na zwiększaniu liczby instalacji dachowych czy budowie kolejnych farm słonecznych. Coraz wyraźniej widać, że sektor fotowoltaiczny wchodzi w nową fazę: fazę technologicznej specjalizacji, integracji z magazynami energii, cyfryzacji, zarządzania popytem, rozwoju lokalnych modeli energetycznych oraz coraz silniejszego powiązania z rynkiem pracy, przemysłem i polityką regionalną.

Znaczenie fotowoltaiki wynika z kilku równoległych procesów. Po pierwsze, jest ona jedną z najszybciej skalujących się technologii wytwarzania energii elektrycznej na świecie. Według IEA PVPS globalna moc zainstalowana fotowoltaiki na koniec 2024 roku przekroczyła 2,26 TW, a w samym 2024 roku przybyło prawdopodobnie ponad 600 GW nowych mocy PV¹. Po drugie, fotowoltaika stała się technologią konkurencyjną kosztowo. International Renewable Energy Agency wskazuje, że w 2024 roku zdecydowana większość nowych projektów OZE była tańsza niż alternatywy oparte na paliwach kopalnych, a fotowoltaika utility-scale pozostawała jednym z najtańszych źródeł nowej energii elektrycznej². Po trzecie, w krajach takich jak Polska rozwój PV nakłada się na potrzebę modernizacji sieci, zwiększenia elastyczności systemu, poprawy bezpieczeństwa energetycznego oraz ograniczenia zależności od paliw kopalnych.

Polska jest szczególnie interesującym przypadkiem, ponieważ rozwój fotowoltaiki nastąpił tu bardzo szybko, ale nie zawsze w sposób równomierny i systemowo zaplanowany. Dużą część wzrostu napędzał segment prosumencki, wspierany przez programy publiczne, spadek cen technologii oraz rosnące zainteresowanie odbiorców indywidualnych niezależnością energetyczną. Dane URE pokazują, że na koniec 2025 roku w Polsce działało ponad 1,6 mln mikroinstalacji OZE o łącznej mocy niemal 13,9 GW, przy czym fotowoltaika odpowiadała za 99,9% najmniejszych instalacji odnawialnych³. Oznacza to, że fotowoltaika stała się nie tylko technologią energetyczną, lecz także zjawiskiem społecznym, inwestycyjnym i organizacyjnym, angażującym gospodarstwa domowe, przedsiębiorstwa, samorządy, operatorów sieci oraz firmy instalacyjne.

Jednocześnie dotychczasowy model rozwoju PV zaczyna napotykać ograniczenia. Im większy udział źródeł zależnych od pogody, tym większe znaczenie mają magazyny energii, inteligentne systemy zarządzania, elastyczność odbiorców, cyfrowa obserwowalność sieci oraz nowe mechanizmy bilansowania. Polskie Sieci Elektroenergetyczne wskazują, że już obecnie ponad 90% mocy źródeł OZE w Polsce jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, co zwiększa znaczenie współpracy między operatorem systemu przesyłowego, operatorami dystrybucyjnymi, prosumentami i uczestnikami rynku. PSE zakłada również gotowość do bezpiecznej integracji z KSE ponad 80 GW nowych mocy OZE oraz 15 GW magazynów energii do 2034 roku⁴. Te dane pokazują, że dalszy rozwój fotowoltaiki nie będzie możliwy bez przejścia od prostego modelu „produkcji energii ze słońca” do modelu systemowego, w którym energia jest wytwarzana, magazynowana, prognozowana, bilansowana i zarządzana w czasie rzeczywistym.

¹ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS_Trends_2025-.pdf

² <https://www.irena.org>

³ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/aktualnosci/13173.Raport-URE-w-Polsce-mamy-juz-ponad-16-mln-mikroinstalacji-OZE.html>

⁴ https://strategia.pse.pl/Broszura_Strategia_2040.pdf

W tym kontekście innowacje w fotowoltaice należy rozumieć szerzej niż tylko jako wzrost sprawności modułów. Oczywiście nowe technologie ogniwo, w tym perowskity, tandemy krzemowo-perowskitowe czy moduły o wyższej efektywności, pozostają ważnym kierunkiem rozwoju. Jednak z perspektywy rynku pracy, łańcucha wartości i rozwoju regionalnego równie istotne są innowacje systemowe: fotowoltaika zintegrowana z budynkami, agrowoltaika, hybrydowe instalacje PV z magazynami energii, systemy EMS, wirtualne elektrownie, lokalne obszary bilansowania, cyfrowe modele predykcji produkcji oraz usługi serwisowe oparte na danych. To właśnie one będą w coraz większym stopniu decydować o tym, jakie kompetencje będą potrzebne w branży, jakie firmy uzyskają przewagę konkurencyjną i które regiony będą w stanie wykorzystać transformację energetyczną jako impuls rozwojowy.

Celem niniejszego raportu jest analiza wpływu innowacji w sektorze fotowoltaiki w Polsce na trzy powiązane obszary: strukturę rynku pracy, krajowy łańcuch wartości oraz rozwój regionalny do 2035 roku. Raport nie ogranicza się do opisu technologii. Jego zadaniem jest pokazanie, w jaki sposób nowe rozwiązania techniczne i organizacyjne zmieniają zapotrzebowanie na zawody, kwalifikacje, modele biznesowe, strukturę inwestycji oraz potencjał poszczególnych województw. Takie ujęcie jest konieczne, ponieważ fotowoltaika przestaje być odrębną branżą instalacyjną, a staje się częścią szerszego ekosystemu energetyczno-przemysłowego.

Główna teza raportu brzmi następująco: do 2035 roku przewaga konkurencyjna w polskim sektorze fotowoltaiki będzie zależeć nie tylko od tempa przyrostu mocy zainstalowanej, lecz przede wszystkim od zdolności do wdrażania innowacji systemowych, rozwijania kompetencji technicznych i cyfrowych, wzmocnienia krajowego łańcucha wartości oraz lepszego wykorzystania potencjału regionalnego. Innymi słowy, pytanie o przyszłość PV w Polsce nie brzmi już wyłącznie: „ile nowych gigawatów zostanie zainstalowanych?”, lecz raczej: „kto będzie projektował, integrował, serwisował, zarządzał i monetyzował te zasoby?”.

Raport został opracowany w perspektywie do 2035 roku, ponieważ jest to horyzont wystarczająco odległy, aby uchwycić skutki technologicznej zmiany, a jednocześnie wystarczająco bliski, aby możliwe było formułowanie praktycznych rekomendacji dla polityki publicznej, edukacji zawodowej, przedsiębiorstw i samorządów. W tym okresie sektor PV będzie prawdopodobnie przechodził od etapu szybkiej ekspansji ilościowej do etapu większej dojrzałości, w którym kluczowe staną się jakość integracji, elastyczność, lokalizacja inwestycji, dostępność kadr i stabilność regulacyjna.

Struktura raportu została podporządkowana tej logice. W pierwszej części przedstawiono rolę fotowoltaiki w transformacji energetycznej Polski oraz dynamikę rozwoju rynku w latach 2018-2025. Następnie omówiono najważniejsze innowacje technologiczne, w tym perowskity, BIPV, agrowoltaikę, magazynowanie energii oraz inteligentne systemy zarządzania energią. Kolejna część dotyczy łańcucha wartości PV w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem relacji między krajową produkcją, importem komponentów, instalacją, serwisem i rozwojem firm technologicznych. Następnie przeanalizowano wpływ innowacji na rynek pracy, w tym pojawianie się nowych zawodów, zmianę struktury zatrudnienia, zapotrzebowanie na kwalifikacje oraz luki kompetencyjne. Osobny rozdział poświęcono analizie regionalnej, ponieważ transformacja fotowoltaiczna nie przebiega równomiernie w całym kraju. W dalszej części omówiono otoczenie regulacyjne, systemy wsparcia i bariery administracyjne. Raport zamykają scenariusze rozwoju do 2035 roku oraz rekomendacje dla polityki regionalnej, systemu edukacji i przedsiębiorstw.

Przyjęta perspektywa ma charakter interdyscyplinarny. Fotowoltaika jest tu analizowana jednocześnie jako technologia energetyczna, sektor gospodarki, obszar rynku pracy i narzędzie rozwoju lokalnego. Takie podejście pozwala uniknąć uproszczenia, zgodnie z którym rozwój PV sprowadza się wyłącznie

do liczby zainstalowanych paneli. W rzeczywistości najważniejsze pytania na najbliższą dekadę dotyczą tego, czy Polska będzie jedynie rynkiem zbytu dla importowanych technologii, czy też zdoła zbudować własne kompetencje w obszarze integracji systemów, usług energetycznych, magazynowania, cyfryzacji, serwisu, projektowania i zastosowań specjalistycznych.

Z tego względu raport traktuje innowacje nie jako dodatek do sektora fotowoltaiki, lecz jako warunek jego dalszej dojrzałości. Bez innowacji technologicznych PV może rozwijać się wolniej, ale bez innowacji organizacyjnych, kompetencyjnych i systemowych może zacząć generować napięcia: przeciążenia sieci, niedopasowanie kwalifikacji, zależność importową, regionalne nierówności oraz niewykorzystany potencjał lokalnej gospodarki. Właśnie dlatego analiza innowacji w sektorze fotowoltaiki powinna być prowadzona nie tylko z perspektywy energetyki, lecz także z perspektywy rynku pracy, przemysłu, edukacji i polityki regionalnej.

Rola fotowoltaiki w transformacji energetycznej Polski

W polskich warunkach fotowoltaika nie jest już wyłącznie jedną z technologii OZE, lecz osobnym porządkiem transformacji. Jej znaczenie polega na tym, że wprowadza do systemu energetycznego nową logikę wzrostu: szybką, modułową, rozproszoną i kapitałowo osiągalną zarówno dla gospodarstw domowych, jak i dla przedsiębiorstw oraz inwestorów infrastrukturalnych. IEA w przeglądzie polityki energetycznej Polski podkreśla, że kraj należy do najszybciej rosnących rynków rozproszonej fotowoltaiki w Europie, a jednocześnie stoi przed zadaniem przejścia z modelu wysokoemisyjnego, opartego głównie na węglu, do systemu bezpiecznego, niskoemisyjnego i elastycznego⁵. Właśnie w tym przejściu PV odgrywa rolę technologii pomostowej między dawną strukturą wytwarzania a przyszłym systemem opartym na elektryfikacji, cyfryzacji i aktywnym uczestnictwie odbiorcy.

Znaczenie fotowoltaiki dla transformacji energetycznej Polski wynika przede wszystkim z jej skali i szybkości wdrażania. Jeszcze u progu obecnej dekady była to technologia niszowa, natomiast w połowie lat dwudziestych XXI wieku stała się największym segmentem krajowej energetyki odnawialnej pod względem przyrostu nowej mocy.

PSE wskazują, że moc źródeł PV przyłączonych do KSE wzrosła z 449 MW w 2018 r. do 12 325 MW w 2022 r., 17 163 MW w 2023 r. i 21 291 MW w 2024 r., a według stanu na 30 września 2025 r. osiągnęła 24 465 MW⁶. Już sama trajektoria wzrostu oznacza głęboką zmianę strukturalną: technologie, które rozwijają się w takim tempie, przestają być dodatkiem do systemu i zaczynają aktywnie kształtować jego parametry techniczne, ekonomiczne i regulacyjne.

W tym sensie fotowoltaika stała się także narzędziem dekarbonizacji o wyjątkowo wysokiej skuteczności instytucjonalnej. Po pierwsze, nie wymaga wieloletnich cykli inwestycyjnych charakterystycznych dla wielkoskalowych bloków konwencjonalnych. Po drugie, może być rozwijana równolegle przez tysiące małych inwestorów oraz przez duże podmioty komercyjne. Po trzecie, jej koszty spadały w ostatniej dekadzie tak szybko, że nowa wielkoskalowa fotowoltaika jest globalnie tańsza od najtańszej nowej alternatywy opartej na paliwach kopalnych⁷. Dla kraju takiego jak Polska, który historycznie opierał

⁵ <https://www.iea.org/reports/poland-2022>

⁶ <https://www.pse.pl/documents/20182/30599281/Pakiet%2Bantyblackoutowy%2B-%2Bnajwa%C5%BCniejsze%2Binformacje.pdf/6f1165e6-6958-47fc-9519-99f555a97f39?safeargs=76657273696f6e3d312e30>

⁷ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_Summary_2025.pdf

elektroenergetykę na węglu, oznacza to możliwość przyspieszenia redukcji emisyjności bez oczekiwania na domknięcie całego pakietu nowych technologii dyspozycyjnych.

Oddziaływanie PV na dekarbonizację należy jednak rozumieć szerzej niż tylko jako zastępowanie energii z węgla energią ze słońca. Fotowoltaika przyspiesza zmianę całej architektury popytu i podaży. Gdy instalacja PV pojawia się na dachu domu, firmy, gospodarstwa rolne lub obiektu użyteczności publicznej, zmienia się nie tylko źródło energii, ale również sposób jej konsumowania, a w dalszej konsekwencji – sposób planowania sieci, usług bilansujących i inwestycji elastyczności. To właśnie dlatego rozwój PV tak silnie splata się dziś z magazynami energii, systemami EMS, dynamicznymi taryfami i wymogiem wyższej obserwowalności pracy systemu. PSE w swojej strategii do 2040 r. wprost wskazują, że rosnąca rola prosumenckiej fotowoltaiki czyni tradycyjne metody prognozowania zużycia i produkcji niewystarczającymi, a pełna obserwowalność oraz sterowalność zasobów stają się warunkiem bezpiecznej pracy KSE⁸.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego szczególne znaczenie ma zdecentralizowany charakter fotowoltaiki. IEA podkreśla, że Polska poprawiła bezpieczeństwo dostaw między innymi przez dywersyfikację importu, ale równie ważnym, choć często mniej spektakularnym wymiarem bezpieczeństwa jest samo rozproszenie wytwarzania. Każda mikroinstalacja lub farma PV zmniejsza koncentrację podaży energii w niewielkiej liczbie dużych źródeł, skraca część łańcucha dostaw energii

i zwiększa odporność odbiorców na skoki cen hurtowych. Właśnie dlatego rynkowy sukces fotowoltaiki po 2022 r. był odbierany nie tylko jako sukces klimatyczny, ale także jako reakcja społeczeństwa i firm na kryzys energetyczny oraz poszukiwanie większej autonomii energetycznej⁹.

Ta autonomizacja nie oznacza jednak samowystarczalności systemowej. PSE przypominają, że instalacje fotowoltaiczne są źródłami, których pracy „nie można sterować, ale można ją prognozować”. Innymi słowy, PV bardzo skutecznie obniża zapotrzebowanie na energię z paliw kopalnych w godzinach nasłonecznienia, lecz sama z siebie nie zastępuje mocy dyspozycyjnej potrzebnej wieczorem, zimą lub podczas długotrwałych okresów niskiej generacji. Dlatego rola fotowoltaiki w transformacji jest podwójna: bezpośrednio dostarcza energię niskoemisyjną, ale pośrednio wymusza budowę nowej warstwy elastyczności systemowej¹⁰. W praktyce ta nowa warstwa elastyczności oznacza rosnące znaczenie magazynów energii, zasobów sterowalnych po stronie popytu, agregacji oraz reform rynku bilansującego. PSE deklarują gotowość do bezpiecznej integracji z KSE ponad 80 GW nowych mocy OZE i 15 GW magazynów energii do 2034 r., co pokazuje skalę zmiany, jaka jest niezbędna, aby energia ze słońca mogła zostać w pełni wykorzystana¹¹. Strategia PSE nie traktuje więc magazynów jako dodatku do transformacji, lecz jako jej element konstytutywny. Jest to szczególnie istotne dla Polski, gdzie historyczny model pracy systemu opierał się na dużych blokach konwencjonalnych, względnie łatwych do dysponowania centralnie.

Widać to wyraźnie w danych dotyczących lokalizacji mocy i miejsca przyłączenia. PSE wskazują, że już dziś ponad 90% mocy źródeł OZE w Polsce jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. W przypadku samej fotowoltaiki, według materiałów PSE z 2025 r., 97% mocy jest przyłączonych do sieci OSD,

⁸ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

⁹ <https://www.iea.org/policies/14320-polands-my-electricity-programme>

¹⁰ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

¹¹ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

a 88% do sieci poniżej 110 kV¹². To jedna z najważniejszych cech polskiej transformacji: środek ciężkości przechodzi z sieci

przesyłowej na dystrybucję. Oznacza to, że kondycja i modernizacja sieci OSD stają się równie ważne jak budowa nowych mocy wytwórczych. W takim układzie fotowoltaika wpływa na bilans mocy systemu w sposób jakościowo odmienny od tradycyjnych technologii. Nie tyle zwiększa „twardą” rezerwę mocy, ile przede wszystkim obniża obciążenie źródeł konwencjonalnych i importu energii w godzinach dziennych, a tym samym zmienia dobowy profil zapotrzebowania netto. Im większa jest penetracja PV, tym wyraźniejsze są dwa efekty: spadek zapotrzebowania na generację konwencjonalną w południe oraz rosnąca potrzeba szybkiego bilansowania systemu w godzinach popołudniowych i wieczornych. Doświadczenia systemowe z 2025 r. dobrze to ilustrują: przed zaćmieniem Słońca z 29 marca 2025 r. PSE wskazywały, że samo zjawisko wpłynie na pracę instalacji PV o łącznej mocy 21,6 GW i powinno zostać uwzględnione zarówno przez operatora, jak i przez uczestników rynku w bilansowaniu portfeli handlowych¹³.

Najbardziej wymownym testem roli PV w systemie nie są jednak dni o umiarkowanej pracy źródeł, lecz sytuacje nadpodaży energii. Sprawozdanie URE dotyczące redysponowania za 2024 r. pokazuje, że nierynkowe redukcje generacji fotowoltaicznej z polecenia OSP wyniosły 595 168,4 MWh dla zbilansowania KSE i dodatkowo 2 095,7 MWh z powodu ograniczeń przesyłowych. Z kolei w sieciach OSD własne redysponowanie PV sięgnęło 24 121,1 MWh¹⁴. Oznacza to, że w Polsce fotowoltaika nie jest już wyzwaniem przyszłości, lecz wyzwaniem bieżącego zarządzania systemem. Tam, gdzie sieć, rynek i magazyny nie nadążają za tempem przyrostu mocy, pojawia się konieczność ograniczania produkcji. Warto podkreślić, że redysponowanie nie jest wyłącznie objawem „nadmiaru OZE”, lecz raczej sygnałem niedostatecznie dostosowanej architektury rynku i sieci. To zresztą wyraźnie wynika z samego sprawozdania URE: PSE oceniają, że ograniczenie wolumenu nierynkowego redysponowania PV i wiatru wymaga poprawy jakości bilansowania portfeli zakupowo-sprzedażowych uczestników rynku oraz istotnego zwiększenia zasobów aktywnie uczestniczących w bilansowaniu KSE. Innymi słowy, fotowoltaika nie jest problemem; problemem jest brak dostatecznej liczby zasobów i reguł, które potrafią wchłonąć jej produkcję w odpowiednim miejscu i czasie.

Z gospodarczego punktu widzenia oznacza to, że rola fotowoltaiki w transformacji energetycznej Polski nie ogranicza się do produkcji tańszej energii, lecz obejmuje także wymuszanie modernizacji instytucjonalnej rynku energii. W tę logikę wpisują się zmiany

takie jak net-billing¹⁵, rozwój cable pooling¹⁶, większa rola magazynów w programie „Mój Prąd”¹⁷ czy rozwój kontraktów z cenami dynamicznymi. Są to odpowiedzi na fakt, że w dobie wysokiego udziału PV wartość energii zależy coraz silniej od czasu jej dostarczenia i od zdolności do jej przesuwania w czasie. Szczególną rolę należy przypisać segmentowi prosumenckiemu. To on uruchomił społeczną legitymizację transformacji. Dane URE pokazują, że już na koniec 2024 r. ponad 98% mikroinstalacji należało do

¹² <https://www.pse.pl/documents/20182/30599281/Pakiet%2Bantyblackoutowy%2B-%2Bnajwa%C5%BCniejsze%2Binformacje.pdf>

¹³ <https://www.pse.pl/-/zacmienie-slonca-29-marca-2025-r->

¹⁴ <https://www.ure.gov.pl/download/9/15780/SprawozdanieDotRedysponowaniaza2024r.pdf>

¹⁵ <https://www.gov.pl/web/klimat/nowy-system-rozliczania-tzw-net-billing>

¹⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/wspoldzielenie-przylacza-ang-c/12986.Wspoldzielenie-przylacza-ang-cable-pooling-podsumowanie-monitoringu.html>

¹⁷ <https://mojprad.gov.pl/popzednie-edycje/>

prosumentów¹⁸, a w 2025 r. prosumenci – w tym po raz pierwszy także prosumenci zbiorowi i wirtualni – eksploatowali łącznie 1 612 450 z 1 636 673 mikroinstalacji¹⁹. Oznacza to, że polska transformacja nie jest wyłącznie projektem infrastrukturalnym realizowanym przez sektor przedsiębiorstw energetycznych, lecz także projektem społecznym, zakorzenionym w decyzjach milionów użytkowników końcowych. Jednocześnie status prosumenta ulega dziś redefinicji. W pierwszej fazie rynku prosumeryzm oznaczał głównie dachową instalację PV i system opustów. W drugiej fazie, która zaczęła się po wprowadzeniu net-billingu, nacisk przesuwa się w stronę autokonsumpcji, magazynowania i inteligentnego zarządzania energią. W trzeciej fazie, której pierwsze oznaki pojawiły się już w 2025 r., prosument przestaje być wyłącznie właścicielem jednej instalacji przy jednym punkcie poboru, a staje się uczestnikiem bardziej złożonego ekosystemu energetycznego, czego przejawem są prosumenci wirtualni i zbiorowi. Taki kierunek zmian wzmacnia systemowość fotowoltaiki, ale zarazem podnosi próg kompetencyjny oraz znaczenie cyfrowego zarządzania energią.

Rola fotowoltaiki różnicuje się ponadto regionalnie. Oficjalne dane wojewódzkie dają się pozyskać przez Bank Danych Lokalnych GUS²⁰, ale w publicznie dostępnych materiałach szczegółowe zestawienia dla wszystkich województw nie zawsze są prezentowane w jednolitej tabeli. Już dostępne źródła pokazują jednak, że mechanizmy rozwoju są terytorialnie odmienne. W województwie mazowieckim, według infografiki Urzędu Statystycznego w Warszawie, moc instalacji OZE w 2024 r. wyniosła 4 941 MW, z czego 83% stanowiła fotowoltaika²¹, co dobrze oddaje skalę koncentracji projektów PV w

największym regionie kraju. Wielkopolska reprezentuje nieco inny model: region o silnym zapleczu rolno-przemysłowym i dużym doświadczeniu w projektach wielkoskalowych. Oficjalna analiza potencjału OZE w województwie wielkopolskim zwraca uwagę m.in. na farmę fotowoltaiczną o mocy 70 MW w gminie Brudzew, co pokazuje, że region odgrywa ważną rolę w segmencie większych inwestycji naziemnych²². Z kolei województwo lubelskie, zgodnie z regionalną polityką energetyczną, dysponuje istotnym potencjałem dla dalszego rozwoju OZE, w tym fotowoltaiki, zwłaszcza w powiązaniu z funkcjami rolniczymi i przestrzenią dla projektów rozproszonych²³.

W rezultacie fotowoltaika w transformacji energetycznej Polski nie jest technologią jednolitego zastosowania. W dużych aglomeracjach i regionach o gęstym zapotrzebowaniu na energię jej rola wiąże się częściej z autokonsumpcją, efektywnością kosztową i integracją z budynkami. W regionach rolniczych i mniej zurbanizowanych większe znaczenie mają farmy naziemne oraz potencjalnie przyszłe modele łączące produkcję energii z funkcjami rolnymi. Ostateczny obraz regionalny zależy więc od splotu trzech czynników: chłonności sieci, dostępności przestrzeni oraz struktury lokalnej gospodarki. To właśnie dlatego w dalszych częściach raportu regionalizacja rynku PV powinna być analizowana nie tylko przez pryzmat samych megawatów, ale także przez relację między profilem użytkowania energii, typem inwestycji i lokalnymi zdolnościami sieciowymi²⁴.

¹⁸ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/19401/RaportOZEmikroinstalacjeza2024r.pdf>

¹⁹ <https://www.ure.gov.pl/download/3/20600/RaportPrezesaUREart6auOZE.pdf>

²⁰ <https://bdl.stat.gov.pl/bdl/dane/podgrup/temat/13/185/1674>

²¹ https://warszawa.stat.gov.pl/download/gfx/warszawa/pl/defaultaktualnosci/1486/19/18/11/swiatowy_dzien_ziemi_2025.pdf

²² <https://wbpp.poznan.pl/download/1218/analiza-potencjalu-odnawialnych-zrodel-energii-w-województwie-wielkopolskim.pdf>

²³ https://umwl.bip.lubelskie.pl/upload/pliki/284zalacznik_nr_1.pdf

²⁴ https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/PRSP_2025_2034_dokument_glowny_2024_12_20.pdf

Podsumowując, rola fotowoltaiki w transformacji energetycznej Polski jest dziś większa niż rola pojedynczej technologii wytwórczej. PV stała się mechanizmem przebudowy systemu: obniża emisje, wspiera bezpieczeństwo energetyczne, zmniejsza koszt wytwarzania energii w godzinach dziennych, aktywizuje odbiorców i przyspiesza modernizację sieci oraz rynku bilansującego. Jednocześnie właśnie przez skalę swojego sukcesu ujawnia najsłabsze ogniwa transformacji – ograniczenia przyłączeniowe, brak elastyczności i niedostateczny poziom integracji danych oraz usług systemowych. To czyni z niej nie tylko beneficjenta transformacji, lecz również jej głównego katalizatora.

Dynamika rozwoju rynku PV w latach 2018-2025

Rozwój rynku fotowoltaiki w Polsce w latach 2018-2025 można podzielić na trzy wyraźne etapy. Pierwszy, obejmujący lata 2018-2020, był okresem wejścia na ścieżkę szybkiego wzrostu. Drugi, przypadający na lata 2021-2023, przyniósł gwałtowną ekspansję i umasowienie rynku prosumenckiego. Trzeci, widoczny w latach 2024-2025, oznaczał dojrzewanie sektora: dalszy wzrost mocy, ale jednocześnie coraz większe znaczenie ograniczeń sieciowych, magazynowania energii, autokonsumpcji i projektów wielkoskalowych.

Rok 2018 można traktować jako ostatni moment przed eksplozją rynku. Według danych PSE moc PV przyłączona do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wynosiła wtedy 449 MW. URE odnotowały 55 502 mikroinstalacje o łącznej mocy 353,5 MW, z czego niemal całość stanowiły instalacje słoneczne²⁵. Była to jeszcze skala niewielka z punktu widzenia całego systemu, ale już wtedy widoczny był model, który miał ukształtować polski rynek PV: rozwój przede wszystkim od strony mikroinstalacji i prosumentów, a nie dużych elektrowni słonecznych²⁶.

Przełom nastąpił w 2019 r. wraz z uruchomieniem programu „Mój Prąd”. Program nie tylko poprawił opłacalność inwestycji, lecz także uprościł społeczny przekaz wokół fotowoltaiki. Instalacja PV zaczęła być postrzegana jako dostępny sposób na obniżenie rachunków i zwiększenie niezależności energetycznej. Efekt był natychmiastowy: liczba mikroinstalacji wzrosła z 55,5 tys. w 2018 r. do 155,6 tys. w 2019 r., a ich moc zwiększyła się z 353,5 MW do 1 000,4 MW. W 2020 r. rynek przeszedł już w fazę boomu. Moc PV w KSE wzrosła do 3 936 MW, liczba mikroinstalacji do 459 168, a ich łączna moc do 3 025,8 MW²⁷. Był to moment, w którym fotowoltaika weszła do głównego nurtu krajowej elektroenergetyki.

Lata 2021-2023 były okresem najsilniejszej ekspansji. W 2021 r. PSE odnotowały 7 780 MW mocy PV przyłączonej do KSE, a URE wskazały 856 216 mikroinstalacji o łącznej mocy 6 100,6 MW. Skala wzrostu była już tak duża, że zaczęła wymuszać zmiany regulacyjne. Najważniejszą z nich było odejście od systemu opustów dla nowych prosumentów i wprowadzenie net-billingu od 1 kwietnia 2022 r²⁸. Zmiana ta oznaczała przejście od prostego mechanizmu ilościowego rozliczania energii do modelu bardziej rynkowego, w którym większego znaczenia nabierają autokonsumpcja, profil zużycia oraz wartość energii w czasie.

²⁵ <https://www.pse.pl/documents/20182/30599281/Pakiet%2Bantyblackoutowy%2B-%2Bnajwa%C5%BCniejsze%2Binformacje.pdf/6f1165e6-6958-47fc-9519-99f555a97f39>

²⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-wytwarzanie-ener-1>

²⁷ <https://mojprad.gov.pl/popzednie-edycje/>

²⁸ <https://www.gov.pl/web/klimat/nowy-system-rozliczania-tzw-net-billing>

Co istotne, zmiana zasad rozliczeń nie zatrzymała rozwoju rynku. W 2022 r. liczba mikroinstalacji przekroczyła 1,213 mln, a ich moc wzrosła do 9 319,2 MW. Całkowita moc PV w KSE osiągnęła 12 325 MW. Oznacza to, że fotowoltaika przestała być wyłącznie efektem korzystnego systemu wsparcia i zaczęła bronić się również w bardziej rynkowych warunkach. Wpływ miały na to rosnące ceny energii, większa świadomość odbiorców, rozwój firm instalacyjnych oraz przekonanie, że własne źródło energii staje się elementem bezpieczeństwa ekonomicznego gospodarstwa domowego lub przedsiębiorstwa.

W 2023 r. rynek nadal rósł szybko, ale zaczął się wyraźniej różnicować. Moc PV przyłączona do KSE wzrosła do 17 163 MW, a liczba mikroinstalacji do ponad 1,4 mln. Według IEO energia z PV odpowiadała już za 33,6% generacji energii z OZE oraz za 8% zużycia energii elektrycznej w Polsce²⁹. Oznaczało to przejście od etapu „wzrostu liczby instalacji” do etapu realnego wpływu fotowoltaiki na krajowy bilans energii. Jednocześnie coraz większe znaczenie zaczęły mieć projekty większe, realizowane przez inwestorów zawodowych. W aukcjach OZE z 2023 r. zdecydowana większość zwycięskich ofert dotyczyła instalacji fotowoltaicznych.

Rok 2024 przyniósł dalszy wzrost, ale już w bardziej dojrzałej strukturze rynku. PSE wskazują 21 291 MW mocy PV przyłączonej do KSE na koniec 2024 r., a URE odnotowały 1 544 574 mikroinstalacje o łącznej mocy 12 749,9 MW. Jednocześnie IEO zwraca uwagę, że był to rekordowy rok dla dużych farm PV, do sieci przyłączono niemal 2,4 GW dużych instalacji. Oznacza to, że polski rynek PV zaczął tracić wyraźnie jednosegmentowy, prosumencki charakter. Mikroinstalacje nadal pozostawały bardzo ważne, ale coraz większą rolę przejmowały farmy PV, instalacje komercyjne i projekty średnioskalowe.

Zmianę tę dobrze pokazuje spadek udziału mikroinstalacji w całkowitej mocy PV. W pierwszych latach boomu odpowiadały one za większość rynku, ale ich udział stopniowo malał: z poziomu około 78-84% w latach 2018-2021 do około 66% w 2023 r. i około 60% w 2024 r. Nie oznaczało to osłabienia prosumentów, ponieważ liczba mikroinstalacji nadal rosła. Był to raczej dowód normalizacji rynku, w którym obok gospodarstw domowych coraz większe znaczenie zyskują przedsiębiorstwa, samorządy i inwestorzy rozwijający większe projekty energetyczne.

Rok 2025 potwierdził ten kierunek. Według PSE moc PV przyłączona do KSE wyniosła 24 465 MW według stanu na 30 września 2025 r. URE odnotowały natomiast na koniec 2025 r. 1 636 673 mikroinstalacje o łącznej mocy 13 876,7 MW. Mikroinstalacje wprowadziły do sieci ponad 8,95 TWh energii³⁰, z czego zdecydowana większość pochodziła z segmentu prosumenckiego. Coraz wyraźniej widać jednak, że rynku nie da się już opisać wyłącznie przez liczbę nowych dachów z panelami. Staje się on rynkiem wielosegmentowym, w którym rośnie znaczenie dużych farm, magazynów energii, prosumentów zbiorowych i wirtualnych oraz usług zarządzania energią.

Wraz z dojrzewaniem rynku zmieniła się również logika ryzyk. W pierwszej fazie głównymi barierami były koszt inwestycji i brak odpowiedniej skali. W drugiej fazie większe znaczenie miały system wsparcia, zasady rozliczeń i stabilność regulacyjna. W trzeciej fazie, widocznej szczególnie od 2023 i 2024 r., kluczowe stały się zdolności przyłączeniowe, lokalna chłonność sieci, zarządzanie nadwyżkami energii

²⁹ <https://ieo.pl/dokumenty/aktualnosci/12062024/Prezentacja%20wybranych%20wynik%C3%B3w%20raportu%20Rynek%20Fotowoltaiki%20w%20Polsce%202024.pdf>

³⁰ <https://www.ure.gov.pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/13173.Raport-URE-w-Polsce-mamy-juz-ponad-16-mln-mikroinstalacji-OZE.html>

oraz możliwość przesuwania produkcji w czasie. Dlatego coraz większego znaczenia nabierają magazyny energii, systemy zarządzania energią oraz cable pooling³¹, czyli współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej.

Najważniejszy wniosek z analizy lat 2018-2025 jest taki, że polski rynek fotowoltaiki osiągnął skalę, przy której dalszy rozwój nie może być oceniany wyłącznie przez liczbę nowych instalacji i przyrost mocy. W pierwszej fazie sukcesem było upowszechnienie technologii. W drugiej fazie sukcesem stało się utrzymanie wzrostu mimo zmiany zasad rozliczeń. W trzeciej fazie kluczowe będzie zintegrowanie PV z siecią, magazynami energii, inteligentnym zarządzaniem, autokonsumpcją i lokalnymi modelami wykorzystania energii. Fotowoltaika pozostanie jednym z filarów transformacji energetycznej Polski, ale jej dalsza wartość będzie coraz bardziej zależeć od tego, czy stanie się częścią elastycznego i dobrze zarządzanego systemu energetycznego.

Tabela porównawcza i wykres dynamiki

Poniższe zestawienie porządkuje najważniejsze wskaźniki ilościowe dla lat 2018-2025. W kolumnie „moc PV w KSE” wykorzystano serię PSE dla źródeł PV przyłączonych do KSE, a w kolumnach mikroinstalacyjnych – dane URE dla mikroinstalacji OZE, gdzie dominuje fotowoltaika. W przypadku 2025 r. całkowita moc PV odnosi się do stanu na 30 września 2025 r., natomiast dane URE dla mikroinstalacji – do stanu na koniec 2025 r.; ta niejednorodność została zachowana świadomie, ponieważ inna końcoworoczna, oficjalna i otwarta wartość całkowitej mocy PV nie została zidentyfikowana.

Rok	Moc PV przyłączona do KSE [MW]	Mikroinstalacje ogółem [szt.]	Moc mikroinstalacji ogółem [MW]	Energia wprowadzona do sieci przez wszystkie mikroinstalacje [MWh]
2018	449	55 502	353,462	167 633,949
2019	1 186	155 626	1 000,369	372 228,527
2020	3 936	459 168	3 025,8	1 157 811,908
2021	7 780	856 216	6 100,6	2 756 164,295
2022	12 325	1 213 571	9 319,206	5 774 524,895
2023	17 163	1 403 875	11 329,572	7 320 947,221
2024	21 291	1 544 574	12 749,891	ponad 8 500 000
2025	24 465*	1 636 673	13 876,700	ponad 8 950 000

Źródła tabeli – raporty roczne URE 2018-2025

Wartość 2025* dla całkowitej mocy PV dotyczy stanu na 30.09.2025 r.

³¹ <https://www.ure.gov.pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12985.Prezes-URE-podsumowuje-pierwszy-rok-funkcjonowania-cable-pooling-w-Polsce.html>



PRZEGLĄD INNOWACJI TECHNOLOGICZNYCH W FOTOWOLTAICE

2



Rozwój fotowoltaiki coraz rzadziej polega wyłącznie na zwiększaniu liczby instalowanych modułów. W pierwszej fazie rynku najważniejsze było obniżanie kosztów paneli, upraszczanie montażu i zwiększanie dostępności technologii dla gospodarstw domowych oraz przedsiębiorstw. W kolejnej fazie punkt ciężkości przesunął się w stronę innowacji systemowych: wyższej sprawności ogniw, integracji PV z budynkami i rolnictwem, magazynowania energii, cyfrowego zarządzania produkcją i zużyciem oraz elastycznego włączania źródeł rozproszonych do pracy sieci. Oznacza to, że fotowoltaika przestaje być pojedynczym urządzeniem energetycznym, a staje się częścią złożonego ekosystemu technologii.

Tę zmianę dobrze pokazują dane Fraunhofer ISE. W raporcie „Photovoltaics Report”¹ instytut wskazuje, że technologia krzemowa nadal dominuje w globalnej produkcji PV, odpowiadając za około 98% produkcji modułów w 2024 r., a monokrystaliczne technologie typu n, w tym TOPCon, stają się rozwiązaniem dominującym w nowej generacji modułów. Jednocześnie sprawność komercyjnych modułów krzemowych wzrosła w ostatniej dekadzie z około 17% do poziomu zbliżającego się do 25%, a rekordowa sprawność laboratoryjna ogniw monokrystalicznych wynosi 27,9%. W przypadku ogniw perowskitowych rekord laboratoryjny wynosi 26,9%, co pokazuje, że mimo krótkiej historii badań technologia ta bardzo szybko zbliżyła się do poziomu najlepszych rozwiązań krzemowych.

Nie oznacza to jednak, że najważniejsze innowacje w PV dotyczą wyłącznie samego modułu. Fraunhofer ISE podkreśla również, że wraz ze wzrostem udziału energii ze słońca i wiatru coraz większego znaczenia nabiera integracja PV z bateriami, systemami zarządzania energią, inteligentnymi sieciami, ładowaniem pojazdów elektrycznych i zarządzaniem popytem. Innymi słowy, technologia PV dojrzewała w dwóch kierunkach jednocześnie. Pierwszy kierunek to wzrost efektywności i nowe materiały. Drugi to lepsze dopasowanie produkcji energii do rzeczywistego zapotrzebowania odbiorców i możliwości sieci². Dla Polski ten drugi kierunek może być szczególnie ważny, ponieważ szybki przyrost mocy PV już dziś ujawnia ograniczenia przyłączeniowe, potrzebę magazynowania i konieczność zwiększenia obserwowalności źródeł rozproszonych.

Perowskity: technologia wysokiego potencjału, ale nadal wymagająca dojrzałości przemysłowej

Perowskity są jedną z najczęściej wskazywanych technologii przełomowych w fotowoltaice. Ich znaczenie wynika z połączenia kilku cech: bardzo dobrego pochłaniania światła, możliwości wytwarzania cienkich warstw aktywnych, potencjalnie niższej energochłonności produkcji oraz możliwości nanoszenia materiału na podłoża elastyczne. NREL wskazuje, że materiały perowskitowe oferują bardzo dobre właściwości absorpcji światła, mobilności nośników ładunku i czasu życia nośników, co przekłada się na wysokie sprawności urządzeń. Jednocześnie NREL³ podkreśla, że podstawowymi barierami komercjalizacji pozostają stabilność, skalowanie produkcji oraz kwestie środowiskowe.

Z punktu widzenia rynku PV perowskity należy rozpatrywać w dwóch różnych modelach zastosowania. Pierwszy to samodzielne cienkowarstwowe ogniwa perowskitowe, które mogą być lekkie, elastyczne i możliwe do integracji z powierzchniami, na których klasyczne moduły krzemowe są zbyt ciężkie, zbyt sztywne lub zbyt mało estetyczne. Drugi, prawdopodobnie ważniejszy w dużej energetyce, to tandemy krzemowo-perowskitowe, w których warstwa perowskitowa pracuje razem z ogniwem krzemowym. W takim układzie perowskit może pochłaniać inną część widma słonecznego niż krzem, co pozwala

¹ <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

² https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

³ <https://www.nrel.gov/pv/perovskite-solar-cells.html>

przekroczyć ograniczenia sprawności typowe dla pojedynczego ogniwa krzemowego. W praktyce oznacza to, że perowskity mogą pełnić dwie różne funkcje rynkowe. W segmencie masowym mogą podnosić sprawność modułów, a więc zwiększać ilość energii produkowanej z tej samej powierzchni. Ma to znaczenie szczególnie tam, gdzie ograniczeniem jest powierzchnia dachu, działki, fasady lub przyłącza. W segmencie specjalistycznym mogą umożliwiać zastosowania, których klasyczna fotowoltaika nie obsługuje efektywnie: lekkie powierzchnie budynków, fasady, szkło fotowoltaiczne, elementy mobilne, urządzenia IoT, elektronikę o niskim poborze mocy, zadaszenia, carporty czy rozwiązania estetycznie zintegrowane z architekturą.

Polska ma w tym obszarze szczególny przykład w postaci Saule Technologies. Spółka rozwija technologię drukowanych ogniw perowskitowych na cienkich i elastycznych podłożach⁴. Według informacji firmowych Saule specjalizuje się w produkcji ogniw perowskitowych drukowanych na elastycznych foliach, przy wykorzystaniu niskotemperaturowych procesów produkcyjnych. Spółka wskazuje możliwość dostosowywania kształtu, koloru i poziomu przezroczystości ogniw, a jako przykładowe zastosowania wymienia BIPV, BAPV, IoT i elektromobilność. Znaczenie Saule Technologies dla raportu nie polega wyłącznie na tym, że jest to polska firma technologiczna. Ważniejsze jest to, że pokazuje ona możliwą ścieżkę budowy krajowej specjalizacji w sektorze PV. Polska prawdopodobnie nie będzie w stanie szybko konkurować z największymi producentami klasycznych modułów krzemowych w skali masowej, zwłaszcza w warunkach dominacji azjatyckiego łańcucha dostaw. Może natomiast szukać przewag w niszach technologicznych, takich jak elastyczne ogniwa, integracja z budynkami, specjalistyczne powierzchnie aktywne, komponenty dla elektroniki niskomocowej lub produkty projektowane pod konkretne zastosowania architektoniczne.

Jednocześnie perowskity należy analizować z ostrożnością. Sama wysoka sprawność laboratoryjna nie wystarcza do sukcesu rynkowego. Dla inwestora, banku, dewelopera lub właściciela budynku kluczowe znaczenie mają trwałość, przewidywalność degradacji, gwarancja produktu, odporność na wilgoć, temperaturę i promieniowanie UV, zgodność z normami budowlanymi oraz możliwość ubezpieczenia i finansowania. Dlatego podstawowe pytanie dotyczące perowskitów nie brzmi już „czy mogą działać?“, lecz „czy mogą działać stabilnie przez wiele lat w warunkach rzeczywistych i w powtarzalnej produkcji przemysłowej?“. NREL wskazuje właśnie stabilność i skalowanie jako najważniejsze bariery dalszej komercjalizacji⁵. Dla Polski perowskity mogą mieć największe znaczenie nie jako pełny substytut krzemowych modułów PV, lecz jako technologia uzupełniająca. Ich potencjalne zastosowania obejmują elementy elewacyjne, szkło fotowoltaiczne, lekkie zadaszenia, powierzchnie o nieregularnych kształtach, elektronikę rozproszoną, czujniki, systemy miejskie, ekrany, oznakowanie i urządzenia zasilane światłem wewnętrznym. W takim ujęciu perowskity wpisują się nie tylko w energetykę, lecz także w przemysł materiałowy, elektronikę, budownictwo i wzornictwo przemysłowe.

BIPV: fotowoltaika jako element budynku, a nie dodatek do budynku

Building-integrated photovoltaics (BIPV), oznacza fotowoltaikę zintegrowaną z budynkiem. W odróżnieniu od klasycznej instalacji dachowej, która jest montowana na istniejącej powierzchni, BIPV zastępuje część materiału budowlanego. Może pełnić funkcję pokrycia dachu, fasady, szklenia, żaluzji, balustrady, świetlika, elementu przeciwsłonecznego albo okładziny elewacyjnej. Różnica nie jest wyłącznie techniczna. W klasycznej instalacji PV budynek jest nośnikiem paneli. W BIPV budynek staje się aktywną powierzchnią energetyczną.

⁴ <https://sauletech.com/technology/>

⁵ <https://www.nrel.gov/pv/perovskite-solar-cells>

Znaczenie BIPV rośnie z kilku powodów. Po pierwsze, w miastach powierzchnia dostępna dla klasycznych instalacji PV jest ograniczona. Dachy konkurują z urządzeniami HVAC, zielenią, instalacjami technicznymi, tarasami, świetlikami i wymogami przeciwpożarowymi. Fasady pozostają natomiast dużym, często niewykorzystanym zasobem. Po drugie, w nowych budynkach można projektować PV już na etapie koncepcji architektonicznej, co pozwala uniknąć konfliktu między estetyką, funkcją budynku i produkcją energii. Po trzecie, polityka unijna wzmacnia kierunek integracji OZE z budynkami.

Komisja Europejska wskazuje, że budynki odpowiadają za około 40% zużycia energii w UE, a około 85% budynków w Unii powstało przed 2000 r., przy czym około 75% charakteryzuje się słabą efektywnością energetyczną. Zmieniona dyrektywa EPBD⁶, która weszła w życie w 2024 r., zakłada stopniowe przechodzenie do budynków zeroemisyjnych, a nowe budynki mają być przygotowane do montażu instalacji fotowoltaicznych lub solarnych. BIPV jest więc czymś więcej niż estetyczną wersją paneli PV. Może stać się elementem modernizacji budynków, polityki miejskiej i strategii dekarbonizacji zasobów publicznych. W praktyce oznacza to zastosowanie PV w szkołach, uczelniach, urzędach, halach sportowych, szpitalach, centrach logistycznych, biurach, obiektach handlowych i budynkach wielorodzinnych. Szczególne znaczenie mogą mieć tu budynki o dużej powierzchni elewacji i relatywnie wysokim zużyciu energii w ciągu dnia, ponieważ produkcja PV może być częściowo konsumowana na miejscu.

Technologicznie BIPV obejmuje kilka grup produktów. Pierwszą są zintegrowane pokrycia dachowe, w tym dachówki fotowoltaiczne i moduły zastępujące tradycyjne pokrycia. Drugą są fasady fotowoltaiczne, w których moduły pełnią funkcję okładziny elewacyjnej. Trzecią są systemy półprzezroczyste, stosowane w świetlikach, atriach, zadaszeniach i przeszkleniach. Czwartą są elementy przeciwsłoneczne, takie jak lamele, żaluzje lub aktywne osłony fasadowe. Piątą są produkty lekkie i elastyczne, które można stosować tam, gdzie tradycyjny moduł szklany byłby zbyt ciężki lub trudny montażowo.

W Polsce największy potencjał BIPV nie musi dotyczyć wyłącznie prestiżowych biurowców. Bardziej prawdopodobnym kierunkiem jest stopniowe wejście tej technologii do modernizacji budynków publicznych, przemysłowych i usługowych. Przykładowo, szkoła lub urząd mogą korzystać z PV w godzinach dziennych, kiedy budynek jest użytkowany. Centrum logistyczne może łączyć dachową PV, fasadę PV, magazyn energii i ładowarki dla floty elektrycznej. Budynek wielorodzinny może wykorzystywać energię z części wspólnych do zasilania wind, oświetlenia, wentylacji i pomp. W takim modelu BIPV staje się elementem zarządzania kosztami energii, a nie tylko symbolem zielonego budownictwa.

Barierą pozostaje koszt, złożoność projektowania i brak powszechnych kompetencji na styku branży PV oraz budownictwa. Klasyczny instalator PV nie zawsze rozumie wymagania elewacji, odporności ogniowej, wentylacji fasady, mostków termicznych, obciążeń wiatrem i estetyki architektonicznej. Z kolei projektant budynku nie zawsze potrafi prawidłowo ocenić produkcję energii, pracę falowników, optymalizację zacienienia i wymagania po stronie elektrycznej. Dlatego rozwój BIPV tworzy zapotrzebowanie na nowe kompetencje: projektantów systemów BIPV, koordynatorów energetyczno-budowlanych, specjalistów ds. fasad aktywnych, audytorów potencjału PV w budynkach i serwisantów instalacji zintegrowanych z przegrodami budowlanymi.

Dla raportu o rynku pracy jest to szczególnie ważne. BIPV nie będzie prostym rozszerzeniem zawodu instalatora PV. Będzie raczej obszarem współpracy energetyków, architektów, konstruktorów, projektantów instalacji elektrycznych, specjalistów od efektywności energetycznej i zarządców nieruchomości.

⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en



Jeżeli Polska będzie chciała wykorzystać potencjał BIPV do 2035 r., potrzebne będą nie tylko produkty, ale także standardy projektowania, katalogi rozwiązań, procedury odbiorowe i szkolenia dla branży budowlanej.

Agrowoltaika: energia, ziemia i rolnictwo w jednym modelu inwestycyjnym

Agrowoltaika, określana również jako agrivoltaics lub agri-PV, polega na równoczesnym wykorzystaniu tego samego terenu do produkcji energii elektrycznej i działalności rolniczej. Jej znaczenie rośnie wraz z konfliktem o przestrzeń. Klasyczne farmy PV wymagają dużych terenów, a w wielu regionach najlepsze warunki dla fotowoltaiki pokrywają się z terenami rolnymi. To powoduje napięcie między produkcją energii, ochroną gruntów rolnych, dochodami rolników i akceptacją społeczną inwestycji. Agrowoltaika jest próbą rozwiązania tego napięcia przez zmianę logiki projektu: ziemia nie zostaje wyłączona z funkcji rolniczej, lecz zyskuje dodatkową funkcję energetyczną.

NREL definiuje agrowoltaikę jako łączenie energetyki słonecznej z rolnictwem, w którym pod panelami lub pomiędzy rzędami paneli pozostaje miejsce dla upraw, wypasu lub siedlisk przyrodniczych⁷. Instytut wskazuje, że w odpowiednich warunkach możliwe są korzyści dla obu stron: produkcji energii i działalności rolniczej. Jednocześnie zaznacza, że projekty agrowoltaiczne nie zawsze są droższe od klasycznych projektów PV, ale często są bardziej złożone pod względem planowania, zezwoleń i współpracy między inwestorem a rolnikiem.

Technologicznie agrowoltaika może przyjmować różne formy. Najprostszym modelem jest wypas zwierząt na terenie farmy PV, szczególnie owiec, które ograniczają koszty koszenia i utrzymania roślinności. Bardziej zaawansowane modele obejmują podniesione konstrukcje PV, umożliwiające przejazd maszyn rolniczych i prowadzenie upraw pod modułami. Innym wariantem są pionowe bifacjalne moduły ustawione w osi północ-południe lub wschód-zachód, które pozwalają ograniczyć zacienienie gruntu i lepiej rozłożyć produkcję energii w ciągu dnia. Możliwe są również instalacje nad sadami, jagodnikami, szklarniami, plantacjami warzyw, ziołami, uprawami specjalistycznymi lub terenami przeznaczonymi na roślinność wspierającą owady zapylające. Najważniejsze w agrowoltaice jest to, że nie istnieje jeden uniwersalny projekt. NREL wskazuje pięć kluczowych warunków powodzenia projektów agrowoltaicznych: klimat, gleba i warunki środowiskowe; konfiguracja i technologia PV; dobór upraw i metod uprawy; kompatybilność oraz elastyczność projektu; współpraca między uczestnikami⁸. W praktyce oznacza to, że projekt agrowoltaiczny musi być projektowany od razu jako system rolniczo-energetyczny, a nie jako klasyczna farma PV, pod którą po czasie próbuje się wprowadzić uprawę.

Agrowoltaika może przynosić kilka rodzajów korzyści. Pierwszą jest dywersyfikacja dochodu rolnika. Energia elektryczna może tworzyć dodatkowy strumień przychodu lub obniżać koszty energii w gospodarstwie. Drugą jest ograniczenie konfliktu o grunty, ponieważ teren zachowuje funkcję produkcyjną. Trzecią jest poprawa mikroklimatu w wybranych warunkach: częściowe zacienienie może obniżać temperaturę gleby, ograniczać stres cieplny roślin i zmniejszać parowanie wody. Czwartą jest możliwość tworzenia farm PV przyjaźniejszych środowiskowo, z roślinnością wspierającą retencję, owady zapylające i bioróżnorodność. Nie należy jednak przedstawiać agrowoltaiki jako rozwiązania bezkosztowego. Część upraw źle reaguje na zacienienie, a podniesione konstrukcje są droższe i trudniejsze w montażu niż klasyczne konstrukcje naziemne. Projekt musi uwzględniać przejazd maszyn, logistykę rolniczą,

⁷ <https://www.nlr.gov/solar/market-research-analysis/agrivoltaics>

⁸ <https://www.nlr.gov/news/detail/program/2022/growing-plants-power-and-partnerships>

wysokość modułów, rozstaw rzędów, bezpieczeństwo ludzi i zwierząt, utrzymanie instalacji, ubezpieczenie oraz odpowiedzialność za plony. W polskich warunkach szczególne znaczenie będzie miało także prawo dotyczące gruntów rolnych, planowania przestrzennego i definicji utrzymania działalności rolniczej pod instalacją PV.

Dla Polski agrowoltaika może być jednym z ważniejszych kierunków rozwoju PV po 2025 r. Wynika to z dwóch powodów. Po pierwsze, dalszy rozwój dużych farm PV będzie coraz częściej napotykał ograniczenia przestrzenne i społeczne. Po drugie, rolnictwo samo staje się coraz bardziej energochłonne: gospodarstwa korzystają z chłodni, pomp, systemów nawadniania, suszarni, wentylacji, maszyn elektrycznych i przetwórstwa lokalnego. Energia z PV może więc nie tylko zasiląć sieć, ale także wspierać modernizację gospodarstw.

Największy potencjał agrowoltaiki w Polsce może dotyczyć upraw o wyższej wartości dodanej, sadownictwa, upraw jagodowych, warzyw, szkółkarstwa, hodowli zwierząt, wypasu oraz gospodarstw z dużym zużyciem energii w ciągu dnia. Nie każda farma PV powinna stać się projektem agrowoltaicznym, ale w regionach rolniczych agrowoltaika może być sposobem na zwiększenie akceptacji społecznej OZE. Dla rynku pracy oznacza to powstanie zapotrzebowania na specjalistów łączących wiedzę energetyczną i rolniczą: doradców agrowoltaicznych, projektantów instalacji dual-use, specjalistów ds. modelowania zacienienia upraw, agronomów współpracujących z inwestorami PV oraz serwisantów pracujących w środowisku rolniczym.

Systemy magazynowania energii: od dodatku do warunku dalszego wzrostu PV

Magazynowanie energii jest jedną z kluczowych technologii umożliwiających dalszy rozwój fotowoltaiki. W początkowej fazie rynku PV energia ze słońca mogła być stosunkowo łatwo wchłaniana przez system, ponieważ udział PV w całkowitej produkcji energii był niski. Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej pojawił się jednak problem nadwyżek w godzinach południowych, lokalnych przeciążeń sieci, spadku wartości energii oddawanej do sieci oraz rosnącej potrzeby bilansowania. Magazyn energii zmienia charakter instalacji PV: pozwala przesunąć część produkcji z godzin wysokiego nasłonecznienia na godziny późniejsze, zwiększać autokonsumpcję i ograniczać wpływ profilu produkcji na sieć.

IEA wskazuje, że bateryjne magazynowanie energii jest obecnie najszybciej rosnącą technologią czystej energii na rynku⁹. Baterie mogą pełnić różne funkcje: od magazynów domowych, przez magazyny przedsiębiorstw, po instalacje wielkoskalowe świadczące usługi systemowe. W przypadku fotowoltaiki najważniejsze są trzy funkcje magazynów: zwiększenie autokonsumpcji, redukcja szczytów poboru i oddawania energii oraz wsparcie elastyczności systemu.

W segmencie prosumenckim magazyn energii pozwala gospodarstwu domowemu zużyć większą część energii wyprodukowanej przez własną instalację. Ma to coraz większe znaczenie w systemie net-billingu, w którym opłacalność zależy nie tylko od ilości wyprodukowanej energii, ale także od jej wartości w konkretnym czasie. Jeżeli energia oddawana do sieci w południe ma niską wartość, a energia pobierana wieczorem jest droższa, magazyn zwiększa kontrolę prosumenta nad przepływem energii. Nie eliminuje zależności od sieci, ale zmienia relację użytkownika z systemem: prosument staje się bardziej aktywnym uczestnikiem rynku.

⁹ <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>

W segmencie przedsiębiorstw magazyny energii mogą pełnić dodatkowe funkcje. Pozwalają ograniczać moc zamówioną, redukować koszty szczytowego poboru, zabezpieczać procesy krytyczne, ładować flotę elektryczną, zwiększać autokonsumpcję z PV i uczestniczyć w usługach elastyczności. Dla zakładów produkcyjnych, centrów logistycznych, chłodni, gospodarstw rolnych i obiektów handlowych magazyn może stać się elementem szerszego systemu zarządzania energią. Jego wartość wynika nie tylko z przechowywania energii, ale z optymalizacji całego profilu zużycia.

W segmencie systemowym magazyny energii mogą wspierać pracę KSE przez świadczenie usług bilansujących, szybką reakcję na odchylenia częstotliwości, ograniczanie przeciążeń, absorpcję nadwyżek OZE i poprawę bezpieczeństwa pracy sieci. PSE w strategii do 2040 r. wskazują na dynamiczny rozwój OZE, magazynów bateryjnych oraz konieczność budowy systemu zdolnego do bezpiecznej pracy przy wysokim udziale źródeł odnawialnych. Strategia podkreśla również znaczenie inteligentnej cyfryzacji, obserwowalności zasobów i współpracy operatorów¹⁰.

Należy przy tym rozróżnić różne technologie magazynowania. Najszybciej rozwijają się magazyny litowo-jonowe, szczególnie LFP, które są dobrze dopasowane do krótkookresowego magazynowania energii, najczęściej w horyzoncie kilku godzin. Są one użyteczne przy przesuwaniu energii z południa na wieczór, stabilizacji lokalnych profili mocy i świadczeniu szybkich usług systemowych. Dla dłuższych okresów magazynowania potrzebne mogą być inne technologie: magazyny przepływowe, magazyny ciepła, elektrownie szczytowo-pompowe, wodór lub inne formy magazynowania sezonowego. Dla fotowoltaiki do 2035 r. największe znaczenie praktyczne będą miały jednak prawdopodobnie magazyny bateryjne połączone z EMS.

Z punktu widzenia rynku pracy magazyny energii tworzą nowy obszar kompetencji. Instalator PV nie będzie mógł ograniczać się do montażu modułów i falownika. Coraz częściej będzie musiał rozumieć dobór pojemności magazynu, moc ładowania i rozładowania, zasady pracy BMS, ochronę przeciwpożarową, integrację z falownikiem hybrydowym, pracę awaryjną, komunikację z EMS, taryfy dynamiczne i wymagania operatora sieci. W większych projektach potrzebni będą projektanci systemów PV plus storage, specjaliści ds. modelowania profili zużycia, analitycy opłacalności, operatorzy magazynów, serwisanci baterii i specjaliści ds. bezpieczeństwa.

Magazynowanie energii przestaje być dodatkiem do fotowoltaiki. W warunkach wysokiego udziału PV staje się warunkiem dalszego wzrostu wartości tej technologii. Bez magazynów kolejne megawaty PV mogą coraz częściej pogłębiać problemy lokalnych przeciążeń i obniżać wartość energii produkowanej w godzinach południowych. Z magazynami PV może stać się bardziej przewidywalnym i elastycznym zasobem energetycznym.

Inteligentne systemy zarządzania energią: cyfrowy mózg instalacji PV

Inteligentne systemy zarządzania energią, określane jako EMS, HEMS, BEMS lub CEMS, są warstwą cyfrową fotowoltaiki. Jeżeli moduł PV produkuje energię, a magazyn pozwala ją przesuwać w czasie, to EMS decyduje, kiedy energia ma zostać zużyta, zmagazynowana, oddana do sieci albo wykorzystana do zasilenia konkretnego urządzenia. W praktyce EMS integruje dane z instalacji PV, magazynu energii, licznika, falownika, pompy ciepła, ładowarki samochodu elektrycznego, urządzeń HVAC i systemów budynkowych. Jego zadaniem jest optymalizacja pracy całego układu.

¹⁰ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

IEA wskazuje, że cyfryzacja może uczynić systemy energetyczne bardziej połączonymi, inteligentnymi, efektywnymi i elastycznymi¹¹. W sektorze budynków rozwiązania cyfrowe, takie jak inteligentne termostaty, oświetlenie i automatyka, mogą ograniczać zużycie energii, umożliwiać reakcję popytu i monitorowanie pracy budynku w czasie rzeczywistym. W kontekście fotowoltaiki oznacza to, że największe korzyści nie wynikają już wyłącznie z produkcji energii, ale z umiejętności dopasowania produkcji do zużycia. Dla gospodarstwa domowego EMS może oznaczać prosty system sterujący pracą magazynu, grzałki, pompy ciepła i ładowarki EV. System może ładować magazyn w godzinach największej produkcji, uruchamiać wybrane urządzenia wtedy, gdy energia z PV jest dostępna, ograniczać oddawanie energii do sieci i pobierać energię wtedy, gdy cena jest najniższa. W modelu taryf dynamicznych lub bardziej zmiennych cen energii taka automatyzacja staje się ważniejsza, ponieważ przeciętny użytkownik nie będzie w stanie ręcznie reagować na zmiany cen i produkcji w ciągu dnia.

Dla przedsiębiorstwa EMS jest narzędziem zarządzania kosztami. Może integrować PV, magazyn energii, proces produkcyjny, chłodnictwo, wentylację, sprężarki, ładowarki, oświetlenie, system BMS budynku i dane cenowe z rynku energii. Dzięki temu firma może ograniczać szczyty poboru, zwiększać autokonsumpcję, sterować ładowaniem floty, prognozować zużycie, przygotowywać się do rozliczeń godzinowych i unikać części kosztów związanych z mocą oraz energią bierną. W takim modelu EMS staje się nie tylko elementem technicznym, lecz także narzędziem zarządzania operacyjnego.

Dla operatorów systemu i agregatorów EMS ma jeszcze inne znaczenie. Pozwala traktować rozproszone instalacje PV, magazyny, pompy ciepła i ładowarki EV jako zasoby elastyczności. Pojedynczy domowy magazyn energii ma niewielką moc z punktu widzenia KSE. Tysiące takich magazynów, połączonych przez agregatora i sterowanych cyfrowo, mogą jednak tworzyć wirtualną elektrownię lub zasób wspierający bilansowanie. To właśnie ten kierunek może być jednym z ważniejszych elementów rynku do 2035 r.: przejście od biernego prosumenta do prosumenta aktywnego, którego instalacja może reagować na sygnały cenowe i techniczne.

W Polsce rozwój EMS będzie napędzany przez kilka czynników. Pierwszym jest net-billing, który zwiększa znaczenie autokonsumpcji i wartości energii w czasie. Drugim jest rozwój magazynów energii. Trzecim są taryfy dynamiczne i rosnąca zmienność cen energii. Czwartym jest elektryfikacja ciepła i transportu, ponieważ pompy ciepła oraz ładowarki EV tworzą nowe, elastyczne odbiory energii. Piątym jest potrzeba ograniczania przeciążeń sieci i poprawy obserwowalności zasobów rozproszonych, na co zwracają uwagę PSE w strategii do 2040 r¹².

Największą barierą dla EMS nie jest sama technologia, lecz interoperacyjność, jakość danych i kompetencje użytkowników. Systemy różnych producentów często nie komunikują się ze sobą w pełni płynnie. Dane bywają rozproszone między falownikiem, licznikiem, aplikacją producenta, magazynem, BMS budynku i operatorem. Użytkownicy nie zawsze rozumieją różnicę między produkcją, autokonsumpcją, energią oddaną do sieci, energią pobraną i bilansem ekonomicznym. Dlatego rozwój EMS wymaga standaryzacji, prostych interfejsów, cyberbezpieczeństwa i nowych usług doradczych.

Z punktu widzenia rynku pracy EMS tworzy bardzo istotną zmianę jakościową. Branża PV będzie potrzebować nie tylko monterów, ale także integratorów systemów energetycznych, specjalistów od danych, automatyków, programistów, analityków zużycia energii, doradców taryfowych i specjalistów ds.

¹¹ <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>

¹² https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

cyberbezpieczeństwa urządzeń energetycznych. W instalacjach przemysłowych kompetencje te będą zbliżać sektor PV do automatyki przemysłowej, energetyki zawodowej i zarządzania budynkami. W instalacjach domowych będą wymagać od instalatorów umiejętności wyjaśnienia użytkownikowi, jak system działa i jak wpływa na rachunki.

Wspólna logika innowacji: od modułu do systemu

Perowskity, BIPV, agrowoltaika, magazyny energii i EMS są bardzo różnymi technologiami, ale łączy je wspólna logika. Wszystkie przesuwają fotowoltaikę z prostego modelu „produkcji energii ze słońca” do modelu bardziej zintegrowanego. Perowskity rozszerzają możliwe formy i powierzchnie produkcji energii. BIPV łączy PV do budynków. Agrowoltaika łączy produkcję energii z produkcją rolną. Magazyny energii pozwalają przesuwać produkcję w czasie. EMS nadaje całemu układowi zdolność sterowania i optymalizacji.

W perspektywie do 2035 r. najważniejsze nie będzie więc pytanie, która pojedyncza technologia „wygra”. Bardziej prawdopodobny jest rozwój modeli hybrydowych. Budynek może mieć dachową PV, fasadę BIPV, magazyn energii, ładowarkę EV i EMS. Gospodarstwo rolne może łączyć agrowoltaikę, magazyn, pompę ciepła, chłodnię i lokalne zarządzanie energią. Przedsiębiorstwo może wykorzystywać PV, magazyn, kontrakty PPA, system zarządzania mocą i optymalizację zużycia. Samorząd może budować lokalny ekosystem energii obejmujący szkoły, obiekty sportowe, magazyny, klastry energii i wspólnoty energetyczne.

Taki kierunek rozwoju zmienia również strukturę rynku pracy. W pierwszej fazie boomu PV najważniejsze były kompetencje sprzedażowe i montażowe. W kolejnej fazie potrzebne będą kompetencje projektowe, cyfrowe, serwisowe, analityczne i integracyjne. Rynek będzie potrzebował osób, które potrafią dobrać technologię do profilu odbiorcy, ocenić ograniczenia sieciowe, połączyć PV z magazynem, zaprogramować EMS, uwzględnić taryfy i zaprojektować rozwiązanie zgodne z przepisami budowlanymi, energetycznymi oraz środowiskowymi.

Dlatego innowacje technologiczne w fotowoltaice należy traktować jako czynnik zmieniający cały łańcuch wartości. Nie chodzi jedynie o to, że nowe moduły będą bardziej sprawne. Chodzi o to, że PV będzie coraz głębiej wbudowana w budynki, rolnictwo, przemysł, elektromobilność, lokalne sieci i cyfrowe systemy zarządzania. Dla Polski oznacza to szansę, ale także ryzyko. Szansą jest rozwój nowych usług, specjalizacji regionalnych i kompetencji zawodowych. Ryzykiem jest pozostanie wyłącznie rynkiem montażu i importu komponentów, bez budowy własnych zdolności projektowania, integracji i serwisowania złożonych systemów energetycznych.

Najważniejszy wniosek z przeglądu innowacji technologicznych jest następujący: przyszłość fotowoltaiki w Polsce nie będzie zależać wyłącznie od liczby zainstalowanych gigawatów. Będzie zależać od tego, czy te gigawaty zostaną dobrze zintegrowane z siecią, budynkami, rolnictwem, magazynami energii i cyfrowymi systemami zarządzania. To właśnie w tej integracji znajduje się główny obszar innowacji, a jednocześnie główne źródło nowych zawodów i kompetencji do 2035 r.



ŁAŃCUCH WARTOŚCI PV W POLSCE

3



Łańcuch wartości PV w Polsce

Rozwój fotowoltaiki w Polsce najczęściej opisuje się przez pryzmat przyrostu mocy zainstalowanej, liczby mikroinstalacji, udziału energii słonecznej w produkcji energii elektrycznej albo popularności programów wsparcia. Taki sposób opisu dobrze pokazuje skalę rynku, ale nie odpowiada na ważniejsze pytanie gospodarcze: jaka część wartości tworzonej przez sektor fotowoltaiczny zostaje w kraju? Innymi słowy, czy Polska jest przede wszystkim rynkiem montażu i konsumpcji importowanej technologii, czy też rozwija własny łańcuch wartości obejmujący projektowanie, produkcję komponentów, integrację systemów, serwis, badania i rozwój oraz specjalistyczne usługi energetyczne?

Łańcuch wartości PV jest dłuższy i bardziej złożony niż sam proces instalowania paneli. W ujęciu technologicznym zaczyna się od surowców i materiałów, w tym krzemu metalurgicznego, polisilikonu, ingotów, wafli, ogniw i modułów. Następnie obejmuje komponenty systemowe: konstrukcje wsporcze, falowniki, okablowanie, zabezpieczenia, transformatory, systemy monitoringu, magazyny energii i rozwiązania EMS. Kolejną część łańcucha to projektowanie, finansowanie, logistyka, budowa, przyłączenie, eksploatacja, serwis, modernizacja i recykling. W praktyce najwięcej wartości przemysłowej powstaje w produkcji ogniw, modułów, falowników, magazynów energii i komponentów specjalistycznych, natomiast najwięcej miejsc pracy lokalnych tworzą projektowanie, sprzedaż, montaż, obsługa formalna i serwis.

W Polsce sektor PV rozwijał się dotąd głównie od strony popytowej i instalacyjnej. Oznacza to, że krajowy rynek bardzo szybko zwiększał liczbę instalacji i moc zainstalowaną, ale nie zbudował w równym tempie pełnego, zintegrowanego zaplecza produkcyjnego. Jest to zjawisko typowe dla wielu państw europejskich. Globalny łańcuch dostaw fotowoltaiki jest bowiem silnie skoncentrowany w Azji, przede wszystkim w Chinach. IEA wskazuje, że udział Chin we wszystkich głównych etapach produkcji paneli słonecznych, takich jak polisilikon, ingoty, wafle, ogniwa i moduły, przekracza 80%¹. Według tej samej analizy Chiny są również siedzibą dziesięciu największych dostawców urządzeń do produkcji PV, a koncentracja produkcji polisilikonu, ingotów i wafli może sięgać prawie 95% globalnej zdolności wytwórczej w perspektywie projektów budowanych i planowanych.

Taka koncentracja ma dwojaki wpływ na Polskę. Z jednej strony umożliwiła gwałtowny spadek cen modułów i przyspieszyła rozwój rynku. Bez tanich, masowo produkowanych komponentów importowanych z Azji polski boom prosumencki i szybki rozwój farm PV byłyby znacznie trudniejsze. Z drugiej strony uzależniła polski rynek od zewnętrznych dostaw technologii, cen frachtu, polityki handlowej, kursów walut, dostępności surowców i decyzji największych producentów. W tym sensie Polska korzystała z globalnej skali produkcji, ale jednocześnie nie przejmowała dużej części wartości przemysłowej związanej z wytwarzaniem najważniejszych komponentów.

Produkcja komponentów a import

Największa luka w krajowym łańcuchu wartości dotyczy górnych etapów produkcji PV. Polska nie jest znaczącym producentem polisilikonu, wafli krzemowych ani ogniw fotowoltaicznych w skali porównywalnej z największymi ośrodkami azjatyckimi. To właśnie te etapy są kapitałochłonne, energochłonne i wymagają dużej skali. IEA wskazuje, że energia elektryczna odpowiada za ponad 40% kosztów produkcji polisilikonu oraz prawie 20% kosztów produkcji ingotów i wafli, co sprawia, że konkurencyjność

¹ <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>.



przemysłowa w tych segmentach zależy od cen energii, skali produkcji, dostępności kapitału i stabilności polityki przemysłowej². Dla Polski oznacza to, że wejście w pełną produkcję krzemowego łańcucha PV od surowca do modułu byłoby bardzo trudne bez silnego wsparcia publicznego, taniej i przewidywalnej energii, dużych zamówień oraz współpracy europejskiej. Sama obecność szybko rosnącego rynku krajowego nie wystarcza, aby zbudować konkurencyjną produkcję ogniw i wafli. W tym segmencie decydują efekty skali, automatyzacja, dostęp do maszyn produkcyjnych, know-how technologiczny i zdolność finansowania inwestycji liczonych w setkach milionów euro. Jest to powód, dla którego Polska, podobnie jak większość państw UE, importuje znaczną część kluczowych komponentów PV, zwłaszcza modułów, ogniw i falowników.

Jednocześnie nie oznacza to całkowitego braku krajowych kompetencji przemysłowych. Polska ma wybrane firmy aktywne w produkcji lub dostarczaniu elementów łańcucha PV, szczególnie w segmentach bliższych integracji systemu niż produkcji ogniw. Przykładem są konstrukcje wsporcze i systemy montażowe, które mają duże znaczenie w projektach dachowych i farmowych. Corab opisuje swoją działalność jako opartą na produkcji konstrukcji, dystrybucji i kompleksowej obsłudze projektów OZE; firma podaje m.in. 4,6 GW rocznych możliwości produkcyjnych konstrukcji PV oraz ponad 13 600 przeszkolonych instalatorów³. Dane tego typu należy traktować jako informacje firmowe, ale dobrze pokazują, że krajowa wartość dodana może powstawać nie tylko w module, lecz także w konstrukcjach, logistyce, oprogramowaniu do doboru rozwiązań, szkoleniach i obsłudze projektów.

Inny typ krajowej specjalizacji reprezentuje ML System, rozwijający rozwiązania z zakresu fotowoltaiki zintegrowanej z budownictwem. Spółka oferuje m.in. moduły BIPV, fasady fotowoltaiczne, świetliki, fotowoltaiczne żaluzje, dachówki PhotonRoof, płyty elewacyjne PhotonWall oraz rozwiązania smart city⁴. Znaczenie takich firm polega na tym, że przesuwały krajowy łańcuch wartości w stronę produktów specjalistycznych, trudniejszych do prostego zastąpienia importowanym modulem standardowym. BIPV wymaga integracji wiedzy z fotowoltaiki, budownictwa, szkła, elewacji, norm przeciwpożarowych i projektowania architektonicznego. Właśnie w takich niszcach Polska może budować bardziej trwałe przewagi niż w masowej produkcji modułów krzemowych.

Trzecim przykładem są technologie perowskitowe, rozwijane w Polsce m.in. przez Saule Technologies. Spółka deklaruje specjalizację w produkcji ogniw perowskitowych drukowanych na cienkich, elastycznych podłożach w niskich temperaturach, a jako potencjalne zastosowania wskazuje m.in. BIPV, BAPV, IoT i elektromobilność⁵. Z perspektywy łańcucha wartości jest to przykład działalności bliższej badaniom, materiałom i własności intelektualnej niż klasycznej produkcji modułów. Tego typu aktywność może mieć duże znaczenie strategiczne, nawet jeśli jej skala rynkowa jest na razie znacznie mniejsza niż skala importu klasycznych modułów krzemowych.

W praktyce polski łańcuch wartości PV jest więc asymetryczny. Relatywnie słabszy pozostaje w masowej produkcji najważniejszych komponentów, zwłaszcza ogniw i modułów krzemowych, a silniejszy w obszarach bliższych klientowi końcowemu: dystrybucji, projektowaniu, montażu, konstrukcjach, integracji, serwisie, rozwiązaniach BIPV, perowskitach, systemach zarządzania i usługach okołoprojektowych. Taka struktura nie jest przypadkowa. Wynika z globalnej koncentracji produkcji, kosztów energii

² <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>

³ <https://corab.pl/>

⁴ <https://mlsystem.pl/>

⁵ <https://sauletech.com/technology/>

i kapitału, ale także z tempa, w jakim polski rynek rósł po 2019 r. Sektor instalacyjny mógł rozwijać się szybko, bo korzystał z importowanych komponentów. Sektor produkcyjny wymagałby natomiast dłuższego horyzontu, większych inwestycji i bardziej konsekwentnej polityki przemysłowej.

Instalacja i serwis jako najsilniejszy krajowy segment rynku

Największa część krajowej aktywności gospodarczej w sektorze PV powstała dotąd w obszarze instalacji, sprzedaży, projektowania, obsługi formalnej i serwisu. Jest to naturalna konsekwencja prosumenckiego charakteru pierwszej fazy polskiego boomu fotowoltaicznego. Miliony kontaktów handlowych, setki tysięcy projektów dachowych i szybki wzrost liczby mikroinstalacji wymagały sieci firm instalacyjnych działających lokalnie lub regionalnie. To właśnie one przejęły znaczną część wartości dodanej w pierwszych latach rozwoju rynku.

W segmencie mikroinstalacji łańcuch wartości zaczyna się zwykle od sprzedaży i audytu energetycznego. Następnie obejmuje projekt instalacji, dobór modułów, falownika i konstrukcji, przygotowanie oferty finansowej, montaż, zgłoszenie do operatora systemu dystrybucyjnego, uruchomienie, monitoring oraz obsługę posprzedażową. W prostym modelu dachowym proces ten może wydawać się powtarzalny, ale wraz z rozwojem rynku staje się coraz bardziej wymagający. Instalator musi uwzględniać rodzaj dachu, zacienienie, stan instalacji elektrycznej, profil zużycia, zasady rozliczeń, możliwość późniejszej rozbudowy o magazyn energii, ładowarkę EV lub pompę ciepła.

W latach 2019-2022 przewagą firm instalacyjnych była zdolność szybkiej realizacji projektów i sprawnej obsługi klienta. W kolejnych latach coraz większego znaczenia nabiera jakość techniczna. Rynek przechodzi od prostego modelu „sprzedaj i zamontuj” do modelu, w którym liczy się trwałość instalacji, bezpieczeństwo pożarowe, monitoring, serwis, integracja z magazynem energii i zdolność pracy w systemie net-billingu. Z punktu widzenia klienta coraz mniej wystarcza informacja o mocy instalacji w kWp. Coraz ważniejsze staje się pytanie, ile energii zostanie zużyte na miejscu, jak instalacja będzie pracować w różnych porach roku, czy można ją rozbudować i jak szybko serwis zareaguje na awarię.

Serwis i utrzymanie ruchu będą zyskiwać na znaczeniu także dlatego, że starzeje się pierwsza duża fala instalacji prosumenckich. Instalacje montowane w latach 2019-2021 będą w kolejnych latach wymagały przeglądów, wymiany części falowników, napraw po zdarzeniach atmosferycznych, aktualizacji oprogramowania, czyszczenia modułów, pomiarów elektrycznych i diagnostyki wydajności. W dużych farmach PV serwis jest jeszcze bardziej złożony. Obejmuje monitoring produkcji, termowizję, inspekcje dronowe, utrzymanie zieleni, kontrolę konstrukcji, diagnostykę stringów, obsługę stacji transformatorowych i współpracę z operatorem sieci.

W tym sensie instalacja i serwis stanowią dziś najbardziej lokalny i najbardziej pracochłonny element łańcucha wartości PV w Polsce. Nawet jeśli moduły są importowane, projekt musi zostać dobrany do konkretnego budynku lub działki, instalacja musi zostać wykonana lokalnie, a serwis musi działać w miejscu eksploatacji. Oznacza to, że właśnie w tym segmencie powstaje istotna część krajowych miejsc pracy. Komisja Europejska wskazuje, że sektor energii słonecznej tworzy bezpośrednio zatrudnienie, a w 2024 r. w UE pracowało w nim według IRENA około 764,4 tys. osób. Komisja przywołuje również prognozę SolarPower Europe, zgodnie z którą Europa może przekroczyć 1 mln pracowników solarnych do 2027 r⁶.

⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

Dla Polski oznacza to potrzebę profesjonalizacji usług. W pierwszej fazie rynku barierą była liczba instalatorów. W kolejnej fazie barierą będzie jakość ich kompetencji. Potrzebne będą umiejętności z zakresu elektryki, energetyki, automatyki, magazynowania energii, ochrony przeciwpożarowej, komunikacji cyfrowej i diagnostyki. Szczególnie ważna będzie zdolność do integracji PV z magazynem energii, EMS, pompą ciepła, ładowarką EV i systemem zarządzania budynkiem. Instalator przyszłości będzie coraz mniej monterem paneli, a coraz bardziej integratorem rozproszonego systemu energetycznego.

Warto również podkreślić, że silny segment instalacyjny może być zarówno szansą, jak i ryzykiem. Szansą, ponieważ tworzy miejsca pracy, rozwija lokalne firmy i zwiększa kompetencje techniczne w regionach. Ryzykiem, ponieważ przy niskich barierach wejścia na rynek mogą pojawiać się firmy o niewystarczającym zapleczu technicznym, słabym serwisie i krótkim horyzoncie działania. W takiej sytuacji jakość instalacji może stać się problemem systemowym: źle dobrane zabezpieczenia, błędy montażowe, brak dokumentacji, niewłaściwe prowadzenie przewodów czy słaby monitoring obniżają zaufanie do całego rynku. Dlatego rozwój łańcucha wartości musi obejmować nie tylko liczbę firm, ale również standardy techniczne, szkolenia, certyfikację i odpowiedzialność serwisową.

Rozwój firm technologicznych

Najciekawszym elementem polskiego łańcucha wartości PV nie jest masowa produkcja klasycznych modułów, lecz rozwój firm technologicznych działających w niszach o wyższej wartości dodanej. To właśnie tam Polska może budować bardziej realistyczne przewagi. Konkurowanie ceną z największymi producentami azjatyckimi w standardowych modułach krzemowych jest trudne. Znacznie bardziej perspektywiczne może być rozwijanie produktów specjalistycznych, integracji systemowej, oprogramowania, konstrukcji, BIPV, perowskitów, magazynowania, EMS i usług cyfrowych.

ML System jest przykładem firmy, która rozwija fotowoltaikę na styku energetyki, budownictwa i technologii materiałowych. Jej oferta obejmuje rozwiązania BIPV, szkło fotowoltaiczne, fasady, świetliki, dachówki i elementy smart city⁷. Znaczenie tego typu firm polega na tym, że nie sprzedają wyłącznie standardowego komponentu energetycznego, lecz produkt wymagający projektowania, dopasowania architektonicznego, certyfikacji i obsługi inwestycji budowlanych. W takim modelu wartość powstaje nie tylko w materiale, ale także w wiedzy projektowej i zdolności współpracy z architektami, generalnymi wykonawcami oraz inwestorami nieruchomościowymi.

Saule Technologies reprezentuje inny kierunek: próbę rozwoju technologii materiałowej, która może poszerzyć możliwe zastosowania PV poza klasyczne panele szklane. Spółka deklaruje produkcję drukowanych ogniw perowskitowych na cienkich, elastycznych podłożach, możliwość pracy w słabym oświetleniu oraz dostosowywanie kształtu, koloru i przezroczystości⁸. Z punktu widzenia łańcucha wartości najważniejsza jest tu własność intelektualna, know-how produkcyjne i potencjał zastosowań specjalistycznych. Nawet jeśli perowskity nie zastąpią szybko klasycznych modułów krzemowych w dużych farmach PV, mogą stworzyć osobny segment rynku: zasilanie urządzeń IoT, lekkie powierzchnie budowlane, elektronikę, elementy mobilne i rozwiązania architektoniczne.

⁷ <https://mlsystem.pl/>

⁸ <https://sauletech.com/technology/>

Corab pokazuje natomiast znaczenie komponentów systemowych i infrastruktury projektowej⁹. Konstrukcja wsporcza nie jest najbardziej widocznym elementem instalacji PV, ale decyduje o bezpieczeństwie, trwałości i tempie budowy. Firma podkreśla produkcję konstrukcji, dystrybucję, obsługę projektów OZE, programy do obliczeń konstrukcji i wsparcie dla instalatorów. Tego typu działalność ma duże znaczenie dla krajowej wartości dodanej, ponieważ jest bliższa realnym projektom i mniej podatna na prostą konkurencję wyłącznie cenową. Konstrukcje muszą być dopasowane do norm, obciążeń, typów dachów, gruntów, warunków wiatrowych, śniegowych i wymagań inwestora.

Firmy technologiczne mogą rozwijać się także wokół systemów cyfrowych. Wraz z przejściem rynku PV do etapu magazynowania, autokonsumpcji i taryf dynamicznych rośnie znaczenie oprogramowania. Systemy EMS, platformy monitoringu, narzędzia do projektowania instalacji, systemy predykcji produkcji, zarządzanie portfelami farm PV i agregacja zasobów rozproszonych będą coraz ważniejszą częścią łańcucha wartości. W tym obszarze przewaga nie zależy wyłącznie od dostępu do fabryki, lecz od danych, algorytmów, integracji urzędów, relacji z klientem i znajomości lokalnych warunków regulacyjnych. Dla Polski może to być szczególnie ważna szansa, ponieważ kraj ma rozwinięte kompetencje informatyczne i rosnący rynek energetyki rozproszonej.

Warto jednak zauważyć, że rozwój firm technologicznych wymaga innego ekosystemu niż rozwój firm instalacyjnych. Instalator może wejść na rynek stosunkowo szybko, jeśli ma dostęp do komponentów, zespołu montażowego i klientów. Firma technologiczna potrzebuje dłuższego finansowania, ochrony własności intelektualnej, laboratoriów, certyfikacji, testów trwałości, dostępu do demonstratorów i pierwszych zamówień referencyjnych. Bez tego wiele innowacji pozostaje na etapie prototypu, prezentacji lub pojedynczych wdrożeń. Dlatego dla rozwoju krajowego łańcucha wartości kluczowe będzie tworzenie mechanizmów wspierających przejście od B+R do produkcji, certyfikacji i sprzedaży.

Bariery dla krajowej produkcji

Najważniejszą barierą dla krajowej produkcji komponentów PV jest konkurencja kosztowa globalnego łańcucha dostaw. IEA wskazuje, że Chiny są najbardziej konkurencyjną kosztowo lokalizacją dla wszystkich głównych elementów łańcucha PV, a koszty produkcji w Chinach są około 35% niższe niż w Europie¹⁰. Taka różnica nie wynika z jednego czynnika. Składają na nią skala produkcji, koszty energii, dostęp do surowców, poziom automatyzacji, wsparcie publiczne, koncentracja dostawców i wieloletnia polityka przemysłowa.

Drugą barierą są koszty energii i ich przewidywalność. Produkcja polisilikonu, wafli i ogniw jest energochłonna. Jeżeli krajowy przemysł nie ma dostępu do taniej, stabilnej i niskoemisyjnej energii, trudno mu konkurować z regionami, w których przemysł PV korzysta z niższych cen energii, preferencyjnych taryf lub zintegrowanych klastrów przemysłowych. Dla Polski jest to szczególnie istotne, ponieważ krajowy miks energetyczny przez lata pozostawał bardziej emisyjny i kosztowo zmienny niż w wielu państwach UE. Paradoks polega więc na tym, że rozwój produkcji komponentów dla OZE wymaga wcześniejszej poprawy konkurencyjności energetycznej przemysłu.

Kolejną barierą jest skala inwestycji. Produkcja ogniw i modułów w konkurencyjnej skali wymaga nowoczesnych linii, automatyzacji, kontroli jakości, certyfikacji i stałego dostępu do kapitału. W warunkach

⁹ <https://corab.pl/>

¹⁰ <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>

bardzo szybkiej zmiany technologicznej ryzyko inwestycyjne jest wysokie. Technologie modułów zmieniają się z PERC na TOPCon, HJT, tandemowe i inne rozwiązania wyższej sprawności. Inwestor, który zbuduje zakład oparty na technologii tracącej konkurencyjność, może szybko znaleźć się pod presją cenową. To sprawia, że bankowalność projektów produkcyjnych poza Azją jest trudniejsza niż bankowalność projektów instalacyjnych lub farm PV.

Brak pełnego ekosystemu dostawców to kolejna bariera. Fabryka modułów potrzebuje ogniw, szkła, folii, ram, puszek przyłączeniowych, kabli, certyfikacji, opakowań i logistyki. Fabryka ogniw potrzebuje wafli, chemikaliów, past metalizacyjnych, gazów technicznych, maszyn i wysoko wyspecjalizowanej kadry. Jeżeli większość tych elementów trzeba importować, lokalna produkcja może pozostać montażem końcowym, a nie pełnym łańcuchem wartości. W takim modelu część wartości dodanej nadal odpływa za granicę.

Piątą barierą jest niepewność regulacyjna i popytowa. Produkcja przemysłowa potrzebuje długoterminowej przewidywalności. Jeżeli rynek instalacyjny podlega częstym zmianom zasad rozliczeń, dotacji, aukcji, wymagań przyłączeniowych albo taryf, trudniej planować inwestycje w produkcję. Z punktu widzenia producenta komponentów ważne są nie tylko ambicje klimatyczne, ale konkretne i stabilne mechanizmy popytowe: zamówienia publiczne, kryteria jakościowe w aukcjach, wymagania local content zgodne z prawem UE, preferencje dla niskoemisyjnego śladu węglowego, certyfikacja odporności cybernetycznej i dostęp do finansowania.

Unia Europejska zaczęła odpowiadać na te bariery przez politykę przemysłową. Net-Zero Industry Act zakłada, że unijna zdolność produkcyjna technologii net-zero ma do 2030 r. odpowiadać co najmniej 40% rocznych potrzeb wdrożeniowych UE. Akt obejmuje m.in. technologie fotowoltaiczne, magazynowe, wiatrowe, pompy ciepła i technologie sieciowe¹¹. Równolegle Europejska Strategia Solar Energy Strategy zakłada dalsze zwiększanie mocy PV w UE, rozwój inicjatywy dachowej, partnerstwa kompetencyjnego oraz Europejskiego Sojuszu Przemysłu PV, którego celem jest dywersyfikacja dostaw, zatrzymanie większej wartości w Europie i ograniczenie ryzyka przerw w dostawach¹².

Dla Polski te inicjatywy są szansą, ale nie gwarancją sukcesu. Sam fakt, że UE chce odbudować zdolności produkcyjne, nie oznacza automatycznie, że nowe fabryki powstaną w Polsce. Konkurencja o inwestycje będzie obejmować kraje z tańszą energią, większymi programami wsparcia, silniejszym zapleczem przemysłowym albo już istniejącymi klastrami technologicznymi. Polska może jednak wykorzystać swoje atuty: duży i szybko rosnący rynek wewnętrzny, położenie logistyczne, kompetencje inżynierskie, doświadczenie instalacyjne, rozwijający się sektor magazynowania energii, obecność firm konstrukcyjnych i technologicznych oraz potencjał regionów przemysłowych.

Możliwe kierunki wzmacniania krajowego łańcucha wartości

Wzmacnianie polskiego łańcucha wartości PV nie musi oznaczać próby odtworzenia całej azjatyckiej skali produkcji. Bardziej realistyczna strategia powinna polegać na wyborze segmentów, w których Polska może uzyskać przewagę lub przynajmniej trwałą pozycję. Pierwszym takim segmentem są konstrukcje, systemy montażowe i komponenty mechaniczne. Polska ma zaplecze metalowe, produkcyjne

¹¹ https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en

¹² https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

i logistyczne, a konstrukcje PV wymagają dostosowania do lokalnych warunków budowlanych, norm i typów projektów. Wraz ze wzrostem farm PV, carportów, BIPV i agrowoltaiki znaczenie konstrukcji będzie rosło.

Drugim segmentem są produkty specjalistyczne: BIPV, szkło fotowoltaiczne, fasady aktywne, zadania, elementy infrastruktury miejskiej i rozwiązania dla budownictwa publicznego. W tym obszarze liczy się nie tylko cena modułu, lecz także projekt, estetyka, certyfikacja, funkcja budowlana i możliwość indywidualizacji. To obszar bardziej odporny na prostą konkurencję taniego modułu masowego. Polskie firmy takie jak ML System pokazują, że krajowy przemysł może uczestniczyć w tym segmencie nie tylko jako wykonawca, ale jako twórca produktu.

Trzecim segmentem są technologie cyfrowe: EMS, monitoring, zarządzanie portfelem instalacji, predykcja produkcji, integracja magazynów, agregacja zasobów i usługi elastyczności. To część łańcucha wartości, która będzie rosła wraz z udziałem PV w systemie. Im więcej instalacji, magazynów i odbiorników elastycznych, tym większe znaczenie danych i oprogramowania. Polska może tu wykorzystać kompetencje informatyczne, doświadczenie rynku instalacyjnego i lokalną znajomość regulacji.

Czwartym segmentem jest serwis, diagnostyka i modernizacja. Wraz ze starzeniem się pierwszej fali instalacji prosumenckich i rozwojem farm PV powstanie duży rynek usług posprzedażowych. Będą one obejmować przeglądy, pomiary, termowizję, monitoring, wymianę falowników, rozbudowę o magazyny, optymalizację pracy w net-billingu i poprawę autokonsumpcji. Jest to segment lokalny, trudny do importu, a jednocześnie bardzo ważny dla jakości całego rynku.

Piątym segmentem są innowacje materiałowe i niszowe technologie, w tym perowskity. Nie należy zakładać, że w krótkim czasie zastąpią one klasyczne moduły krzemowe, ale mogą otworzyć nowe zastosowania PV: lekkie powierzchnie, elektronikę, elementy miejskie, BIPV, czujniki, IoT i produkty mobilne. W tym obszarze wartość może powstawać w patentach, know-how, licencjach, demonstratorach i wyspecjalizowanych liniach produkcyjnych.

Znaczenie łańcucha wartości dla rynku pracy i rozwoju regionalnego

Struktura łańcucha wartości bezpośrednio wpływa na rynek pracy. Jeżeli Polska pozostanie przede wszystkim importerem komponentów i rynkiem montażowym, miejsca pracy będą koncentrować się w sprzedaży, instalacji, obsłudze projektów i serwisie. Będą to miejsca pracy ważne, lokalne i potrzebne, ale mniej związane z wysoką wartością przemysłową. Jeżeli natomiast kraj rozwinie produkcję wybranych komponentów, technologie BIPV, magazyny, systemy zarządzania i usługi cyfrowe, powstanie większe zapotrzebowanie na inżynierów, automatyków, projektantów, specjalistów B+R, technologów produkcji, analityków danych i menedżerów projektów przemysłowych.

Łańcuch wartości ma również wymiar regionalny. Produkcja konstrukcji, komponentów metalowych i logistyka mogą rozwijać się w regionach przemysłowych. BIPV i technologie budowlane mogą wzmacniać regiony z zapleczem szklarskim, materiałowym, architektonicznym i budowlanym. Agrowoltaika może tworzyć nowe modele współpracy w regionach rolniczych. Serwis farm PV będzie rozwijał się tam, gdzie powstają duże instalacje naziemne. Systemy cyfrowe i EMS mogą koncentrować się w dużych ośrodkach akademickich i technologicznych, ale ich wdrożenia będą rozproszone po całym kraju.

Z punktu widzenia polityki publicznej najważniejsze jest więc odróżnienie wzrostu rynku PV od rozwoju krajowego łańcucha wartości. Wzrost rynku może nastąpić dzięki importowi i montażowi. Rozwój łańcucha wartości wymaga natomiast świadomej strategii przemysłowej, edukacyjnej i regionalnej. Potrzebne są instrumenty wspierające krajowe komponenty, szkolenia techniczne, demonstratory technologii, zamówienia publiczne oparte na jakości, programy certyfikacji oraz wsparcie dla firm przechodzących od prostego wykonawstwa do integracji systemów.

Najważniejszy wniosek jest następujący: Polska zbudowała szybko rosnący rynek fotowoltaiki, ale nie zbudowała jeszcze równie silnego, pełnego łańcucha przemysłowego PV. Największa krajowa wartość powstaje dziś w instalacji, serwisie, dystrybucji, konstrukcjach, wybranych technologiach specjalistycznych i usługach integracyjnych. Najśłabsze pozostają najbardziej strategiczne etapy produkcji masowej: polisilikon, wafle, ogniwa i standardowe moduły krzemowe. Do 2035 r. kluczowe będzie więc przesunięcie Polski z pozycji rynku odbioru i montażu w stronę rynku integracji, serwisu, technologii specjalistycznych i wybranej produkcji komponentów. Tylko wtedy rozwój PV będzie przekładał się nie tylko na nowe moce w systemie energetycznym, ale także na trwałe kompetencje, miejsca pracy i przewagi gospodarcze.



WPŁYW INNOWACJI NA RYNEK PRACY

4





Rozwój fotowoltaiki w Polsce przez długi czas był opisywany głównie przez liczbę nowych instalacji, przyrost mocy oraz popularność programów wsparcia. Z perspektywy rynku pracy taki opis jest jednak niewystarczający. Najważniejsza zmiana nie polega już tylko na tym, że potrzeba więcej osób do montażu paneli. Rynek PV przechodzi od prostego modelu instalacyjnego do modelu zintegrowanego, w którym coraz większe znaczenie mają magazyny energii, systemy zarządzania energią, instalacje hybrydowe, BIPV, agrowoltaika, cyberbezpieczeństwo, serwis predykcyjny i obsługa danych. Oznacza to, że fotowoltaika staje się nie tylko źródłem nowych miejsc pracy, ale również czynnikiem zmieniającym strukturę kompetencji w energetyce, budownictwie, automatyce, rolnictwie i usługach technicznych.

Skala tej zmiany jest widoczna na poziomie europejskim. Komisja Europejska wskazuje, że w 2024 r. sektor fotowoltaiki w UE zapewniał zatrudnienie dla około 764,4 tys. osób, a według raportu SolarPower Europe liczba pracowników sektora solarnego w Europie może przekroczyć 1 mln do 2027 r¹. Z kolei Międzynarodowa Agencja Energetyczna w raporcie „World Energy Employment 2025”² podkreśla, że transformacja energetyczna coraz silniej zależy od dostępności wykwalifikowanych pracowników, a niedobory kompetencji mogą wpływać na tempo realizacji inwestycji.

W Polsce znaczenie tego zjawiska wynika z bardzo szybkiego rozwoju rynku PV. Według URE na koniec 2025 r. w kraju działało ponad 1,6 mln mikroinstalacji OZE, z czego niemal wszystkie stanowiły instalacje fotowoltaiczne³. Tak duża baza instalacji oznacza, że rynek pracy nie może być już analizowany wyłącznie przez pryzmat nowych montażu. Coraz większego znaczenia nabierają obsługa istniejących instalacji, diagnostyka, modernizacja, wymiana falowników, rozbudowa o magazyny energii, integracja z pompami ciepła i ładowarkami pojazdów elektrycznych oraz optymalizacja pracy w systemie net-billingu.

Od instalatora PV do integratora systemów energetycznych

W pierwszej fazie rozwoju rynku najważniejszą rolę zawodową był instalator fotowoltaiki. Jego podstawowe zadania obejmowały montaż modułów, konstrukcji wsporczej, falownika, okablowania, zabezpieczeń oraz przygotowanie instalacji do zgłoszenia operatorowi systemu dystrybucyjnego. Był to zawód techniczny, ale w wielu przypadkach silnie powtarzalny. Dominował model dachowej mikroinstalacji, a klient oczekiwał przede wszystkim szybkiego montażu i obniżenia rachunków za energię.

Innowacje technologiczne zmieniają ten układ. Instalacja PV coraz rzadziej działa jako samodzielny system. Coraz częściej jest częścią układu hybrydowego, który obejmuje magazyn energii, pompę ciepła, ładowarkę samochodu elektrycznego, system EMS, automatykę budynku i urządzenia sterowane według cen energii lub profilu produkcji. Oznacza to, że tradycyjny instalator PV musi stopniowo przekształcać się w integratora systemów energetycznych. Nie wystarczy już wiedzieć, jak zamontować moduły i podłączyć falownik. Trzeba rozumieć, jak cała instalacja będzie pracować w czasie, jak zwiększyć autokonsumpcję, jak dobrać pojemność magazynu, jak ograniczyć przeciążenia i jak zautomatyzować zużycie energii.

W praktyce tworzy to nową kategorię zawodową: instalator systemów hybrydowych. Jest to osoba lub zespół, który potrafi zaprojektować i uruchomić instalację PV połączoną z magazynem energii, pompą ciepła, ładowarką EV i systemem zarządzania energią. Taki specjalista musi łączyć kompetencje

¹ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

² <https://www.iea.org/reports/world-energy-employment-2025>

³ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/13173,Raport-URE-w-Polsce-mamy-juz-ponad-16-mln-mikroinstalacji-OZE.html>

elektryczne, energetyczne, automatyczne i informatyczne. Powinien znać zasady pracy falowników hybrydowych, wymagania bezpieczeństwa baterii, ograniczenia mocy przyłączeniowej, zasady pracy awaryjnej, komunikację między urządzeniami oraz podstawy optymalizacji ekonomicznej w systemie rozliczeń prosumenckich.

To przesunięcie jest szczególnie ważne w kontekście programu „Mój Prąd”, którego nowsze edycje coraz mocniej wspierają magazyny energii i rozwiązania zwiększające autokonsumpcję⁴. W praktyce oznacza to, że polityka publiczna również zaczyna premiować bardziej złożone instalacje, a nie wyłącznie montaż paneli. Dla rynku pracy jest to sygnał, że przyszłość branży będzie należeć do firm zdolnych do kompleksowej integracji urządzeń, a nie tylko do szybkiego montażu standardowych zestawów PV.

Nowe zawody i specjalizacje

Wpływ innowacji na rynek pracy najlepiej widać w pojawianiu się nowych specjalizacji. Nie wszystkie będą od razu funkcjonować jako formalnie wyodrębnione zawody w klasyfikacjach zawodów. Część z nich będzie najpierw specjalizacją w ramach istniejących profesji: elektryków, automatyków, projektantów instalacji, serwisantów, doradców energetycznych, inżynierów budownictwa czy specjalistów IT. Z czasem jednak część tych ról może się utrwalić jako osobne profile kompetencyjne.

Pierwszą grupę stanowią instalatorzy i projektanci systemów hybrydowych PV. Ich zadaniem jest łączenie fotowoltaiki z magazynami energii, pompami ciepła, ładowarkami EV i systemami sterowania. W tym profilu kluczowa jest umiejętność dobrania nie tylko mocy instalacji, ale całego bilansu energetycznego odbiorcy. Specjalista musi rozumieć, kiedy energia jest produkowana, kiedy jest zużywana, kiedy warto ją magazynować, a kiedy oddać do sieci. W przypadku przedsiębiorstw dochodzi również analiza profilu poboru, mocy zamówionej, kosztów szczytowych oraz możliwości sterowania procesami.

Drugą grupę stanowią specjaliści EMS, czyli osoby zajmujące się inteligentnym zarządzaniem energią. EMS nie jest dodatkiem do instalacji, ale jej cyfrowym centrum decyzyjnym. System decyduje, czy energia z PV ma zostać zużyta na bieżąco, skierowana do magazynu, wykorzystana do ładowania samochodu, zasilenia pompy ciepła albo oddana do sieci. Specjalista EMS musi rozumieć dane pomiarowe, automatykę, komunikację urządzeń, taryfy, prognozy produkcji i zużycia oraz cyberbezpieczeństwo. W dużych obiektach profil ten zbliża się do roli energy managera, automatyka budynkowego i analityka danych.

Trzecią grupę tworzą specjaliści ds. magazynów energii. Wraz z rozwojem baterii rośnie zapotrzebowanie na osoby, które potrafią dobrać pojemność i moc magazynu, zaprojektować jego pracę, ocenić opłacalność, zadbać o bezpieczeństwo pożarowe, obsłużyć system BMS i prowadzić diagnostykę. Magazyn energii jest urządzeniem bardziej złożonym niż panel PV, a jego błędny dobór może znacząco obniżyć efekt ekonomiczny inwestycji. W większych projektach pojawi się zapotrzebowanie na operatorów magazynów, projektantów systemów bateryjnych, specjalistów ds. usług elastyczności i analityków rynku energii.

Czwartą grupą są serwisanci i operatorzy O&M dla farm PV. W miarę jak rośnie liczba dużych instalacji, coraz ważniejsze staje się utrzymanie ich wysokiej sprawności przez wiele lat. Praca serwisanta farmy PV obejmuje monitoring produkcji, diagnostykę stringów, inspekcje termowizyjne, obsługę stacji

⁴ <https://mojprad.gov.pl/nabor-vii>

transformatorowych, utrzymanie zieleni, kontrolę konstrukcji, pomiary elektryczne, analizę awarii falowników oraz raportowanie do właściciela instalacji. Coraz większe znaczenie będą miały drony, kamery termowizyjne, systemy SCADA i analiza danych produkcyjnych.

Piątą grupę tworzą specjaliści BIPV, czyli fotowoltaiki zintegrowanej z budynkami. Ta specjalizacja wymaga połączenia wiedzy z zakresu fotowoltaiki, budownictwa, architektury, fasad, szkła, ochrony przeciwpożarowej i efektywności energetycznej. Projektant BIPV nie projektuje wyłącznie instalacji elektrycznej. Musi rozumieć, że moduł może jednocześnie pełnić funkcję materiału budowlanego, elementu elewacji, osłony przeciwsłonecznej lub przeszklenia. Oznacza to potrzebę współpracy między architektami, konstruktorami, projektantami elektrycznymi, rzeczoznawcami przeciwpożarowymi i wykonawcami fasad.

Szóstą grupą są doradcy i projektanci agrowoltaiki. Agrowoltaika łączy produkcję energii z produkcją rolną, dlatego wymaga kompetencji z pogranicza energetyki, agronomii, planowania przestrzennego i doradztwa inwestycyjnego. Specjalista tego typu powinien umieć ocenić, czy dana uprawa toleruje zacienienie, jak zaprojektować rozstaw konstrukcji, czy możliwy jest przejazd maszyn rolniczych, jak utrzymać funkcję rolną gruntu i jak pogodzić interes rolnika z modelem biznesowym inwestora PV.

Ostatnią grupą są specjaliści ds. elastyczności, agregacji i wirtualnych elektrowni. W miarę jak rośnie liczba instalacji PV, magazynów, pomp ciepła i ładowarek EV, rośnie też znaczenie agregacji rozproszonych zasobów. Pojedynczy prosument ma niewielki wpływ na system. Tysiące prosumentów, sterowanych przez agregatora i reagujących na sygnały cenowe lub techniczne, mogą tworzyć realny zasób elastyczności. Taki rynek będzie potrzebował analityków energii, specjalistów ds. danych, operatorów platform cyfrowych, prawników energetycznych i menedżerów portfeli rozproszonych zasobów.

Zmiana struktury zatrudnienia

W pierwszym etapie boomu fotowoltaicznego zatrudnienie koncentrowało się głównie w sprzedaży, montażu i obsłudze klienta. Firmy instalacyjne potrzebowały doradców, ekip montażowych, elektryków, projektantów prostych mikroinstalacji i osób obsługujących zgłoszenia do operatorów. Był to rynek szybki, rozproszony i silnie zależny od programów wsparcia oraz popytu gospodarstw domowych.

W kolejnej fazie struktura zatrudnienia zaczyna się zmieniać. Nadal potrzebni są instalatorzy, ale rośnie udział prac bardziej specjalistycznych. Po pierwsze, zwiększa się znaczenie projektowania. Instalacja PV musi być coraz lepiej dopasowana do profilu zużycia energii, a nie tylko do dostępnej powierzchni dachu. Po drugie, rośnie znaczenie serwisu i utrzymania. Miliony działających mikroinstalacji oraz rosnąca liczba farm PV tworzą rynek usług posprzedażowych. Po trzecie, zwiększa się znaczenie integracji systemów. PV coraz częściej współpracuje z bateriami, pompami ciepła, ładowarkami EV i automatyką budynku. Po czwarte, rośnie znaczenie danych, ponieważ optymalizacja pracy instalacji wymaga monitoringu, prognozowania i analizy.

Ta zmiana powoduje przesunięcie od zatrudnienia montażowego do zatrudnienia projektowo-serwisowo-cyfrowego. Nie oznacza to spadku znaczenia monterów. Oznacza raczej, że sam montaż przestaje być wystarczającą kompetencją do utrzymania pozycji na rynku. Firmy, które chcą działać długoterminowo, będą musiały rozwijać działy serwisu, monitoringu, audytu energetycznego, projektowania magazynów, integracji EMS i obsługi klienta po zakończeniu inwestycji.

Zmiana struktury zatrudnienia będzie widoczna także między segmentami rynku. W segmencie prosumenckim większego znaczenia nabiorą modernizacje istniejących instalacji, rozbudowa o magazyny energii i optymalizacja autokonsumpcji. W segmencie biznesowym wzrośnie zapotrzebowanie na specjalistów od instalacji przyzakładowych, kontraktów PPA, analiz profili zużycia, magazynowania i zarządzania mocą. W segmencie farm PV potrzebni będą projektanci, operatorzy O&M, specjaliści środowiskowi, eksperci przyłączeniowi i analitycy produkcji. W segmencie BIPV i agrowoltaiki pojawią się role hybrydowe, łączące energetykę z budownictwem albo rolnictwem.

Szczególnie istotne jest to, że innowacje w PV zwiększają zapotrzebowanie na kompetencje interdyscyplinarne. Rynek nie będzie potrzebował wyłącznie większej liczby elektryków. Będzie potrzebował elektryków rozumiejących automatykę, automatyków rozumiejących energetykę, informatyków rozumiejących urządzenia energetyczne, projektantów budowlanych rozumiejących PV oraz doradców energetycznych rozumiejących modele rozliczeń. To właśnie ta interdyscyplinarność będzie jednym z głównych wyzwań edukacyjnych.

Zapotrzebowanie na kwalifikacje

Podstawą rynku PV pozostaną kwalifikacje elektryczne. Instalacje fotowoltaiczne są elementem systemu elektroenergetycznego, dlatego wymagają znajomości zasad bezpieczeństwa, ochrony przeciwporażeniowej, zabezpieczeń, doboru przewodów, pracy falowników, pomiarów elektrycznych i dokumentacji technicznej. Wraz z rozwojem magazynów energii i systemów hybrydowych rośnie również znaczenie wiedzy o prądzie stałym, bateriach, systemach BMS, zabezpieczeniach przeciwpożarowych i procedurach awaryjnych.

W polskim systemie ważnym punktem odniesienia jest certyfikacja instalatorów OZE prowadzona przez Urząd Dozoru Technicznego. UDT wskazuje, że certyfikat potwierdza kwalifikacje do instalowania m.in. systemów fotowoltaicznych, pomp ciepła, słonecznych systemów grzewczych, kotłów i pieców na biomasę oraz płytowych systemów geotermalnych. Certyfikat jest wydawany na 5 lat, a uzyskanie go może nastąpić m.in. przez ukończenie szkolenia i zdanie egzaminu albo na podstawie odpowiedniego wykształcenia zawodowego lub wyższego⁵.

Uzupełniającą rolę mogą tu odgrywać Branżowe Centra Umiejętności, szczególnie te działające w obszarach związanych z energetyką odnawialną, automatyką, mechatroniką i nowoczesnymi technologiami energetycznymi. Ich znaczenie nie polega na zastępowaniu formalnych uprawnień, lecz na tworzeniu przestrzeni do praktycznego uczenia się na aktualnych urządzeniach, w warunkach zbliżonych do rzeczywistej pracy. W przypadku fotowoltaiki BCU mogą być miejscem, w którym kwalifikacje instalatorskie są rozwijane o umiejętności pracy z magazynami energii, falownikami hybrydowymi, systemami EMS i diagnostyką instalacji⁶.

W kontekście innowacji szczególnie ważne jest to, że kwalifikacje powinny obejmować nie tylko montaż pojedynczej technologii, ale również zdolność łączenia kilku technologii w jeden system. Przykładowo instalator systemu hybrydowego powinien rozumieć fotowoltaikę, magazyn energii, pompę ciepła, ładowarkę EV, zabezpieczenia, komunikację urządzeń i podstawy zarządzania energią. Projektant EMS powinien rozumieć profil zużycia odbiorcy, taryfy, dane pomiarowe, automatykę, API urządzeń, cyber-

⁵ <https://www.udt.gov.pl/certyfikacja-instalatorow-oze>

⁶ <https://www.frse.org.pl/kpo-bcu>

bezpieczeństwo i warunki pracy sieci. Specjalista O&M powinien znać monitoring, termowizję, diagnostykę falowników, analizę spadków produkcji i procedury serwisowe.

Ważnym obszarem kwalifikacji będzie również praca z danymi. Instalacje PV generują dane o produkcji, napięciach, awariach, temperaturze, pracy falowników, stanie magazynu i zużyciu energii. W prostych instalacjach dane te są często wykorzystywane tylko do podglądu produkcji w aplikacji. W dojrzałym rynku staną się podstawą optymalizacji kosztów, serwisu predykcyjnego i zarządzania portfelem instalacji. Firmy będą więc potrzebowały osób, które potrafią interpretować dane energetyczne, rozpoznawać anomalie, porównywać produkcję rzeczywistą z prognozą i rekomendować działania techniczne. W tym obszarze BCU mogą pełnić funkcję pomostu między szkołą a firmą technologiczną, ponieważ pozwalają ćwiczyć nie tylko montaż, ale także analizę pracy instalacji, odczyt danych i podstawy cyfrowego zarządzania energią.

Coraz większego znaczenia nabierze również znajomość rynku energii. Net-billing, taryfy dynamiczne, usługi elastyczności, cable pooling i agregacja powodują, że instalacja PV ma wymiar nie tylko techniczny, ale także ekonomiczny. Osoba doradzająca klientowi powinna rozumieć, że opłacalność inwestycji zależy od profilu zużycia, godzin produkcji, cen energii, magazynowania i możliwości sterowania odbiorami. Doradztwo oparte wyłącznie na hasle „im większa instalacja, tym lepiej” staje się niewystarczające, a w niektórych przypadkach może prowadzić do błędnych decyzji inwestycyjnych.

Osobną grupę stanowią kompetencje regulacyjne i środowiskowe. Duże projekty PV wymagają znajomości procedur przyłączeniowych, decyzji środowiskowych, planowania przestrzennego, warunków zabudowy, aukcji OZE, umów PPA, wymagań operatorów sieci i zasad współdzielenia przyłącza. Agrowoltaika wymaga dodatkowo rozumienia regulacji dotyczących gruntów rolnych i utrzymania funkcji produkcyjnej. BIPV wymaga znajomości przepisów budowlanych, przeciwpożarowych i norm dotyczących elewacji. Oznacza to, że rynek pracy będzie potrzebował nie tylko techników, ale także specjalistów formalno-prawnych wyspecjalizowanych w projektach PV.

Wreszcie, rośnie znaczenie kompetencji miękkich i organizacyjnych. Transformacja energetyczna odbywa się w kontakcie z klientem, społecznością lokalną, operatorem, urzędem, projektantem i wykonawcą. Instalator, projektant lub doradca musi umieć wyjaśnić działanie systemu, przedstawić realistyczne korzyści, omówić ograniczenia i zarządzać oczekiwaniami. Jest to szczególnie ważne po doświadczeniach pierwszej fazy boomu, w której część sprzedaży była oparta na uproszczonych obietnicach oszczędności. Dojrzały rynek będzie wymagał większej odpowiedzialności komunikacyjnej. W tym zakresie BCU mogą wspierać nie tylko kompetencje techniczne, ale także przygotowanie do pracy z klientem, dokumentacją, zespołem projektowym i lokalnym otoczeniem inwestycji.

Luka kompetencyjna

Luka kompetencyjna w sektorze PV ma kilka wymiarów. Pierwszy jest ilościowy i dotyczy dostępności pracowników technicznych. Szybki rozwój rynku powoduje, że zapotrzebowanie na elektryków, elektromonterów, automatyków i serwisantów rośnie szybciej niż zdolność systemu edukacji do ich dostarczenia. Barometr Zawodów, prowadzony jako ogólnopolskie badanie zapotrzebowania na pracowników, pozwala śledzić relację między dostępnymi pracownikami a potrzebami pracodawców na poziomie zawodów i regionów⁷. Dla sektora PV szczególnie istotne są zawody elektryczne, elektromonterskie, automatyczne i budowlano-instalacyjne.

⁷ <https://barometrzawodow.pl/modul/prognozy-na-mapach>

Drugi wymiar luki jest jakościowy. Na rynku nie brakuje wyłącznie „rąk do pracy”, ale osób zdolnych do pracy z coraz bardziej złożonymi systemami. Instalacja PV z magazynem energii, EMS, ładowarką EV i pompą ciepła wymaga innych kompetencji niż prosta instalacja dachowa. Luka dotyczy więc integracji technologii, konfiguracji urządzeń, diagnostyki, cyberbezpieczeństwa, analizy danych i projektowania systemów pod konkretnego odbiorcę. To luka trudniejsza do zamknięcia niż niedobór podstawowych monterów, ponieważ wymaga doświadczenia, praktyki i dostępu do nowoczesnych stanowisk szkoleniowych.

Kolejna luka dotyczy edukacji zawodowej i technicznej. Wiele programów szkoleniowych nadal koncentruje się na pojedynczej technologii, podczas gdy rynek przesuwa się w stronę systemów hybrydowych. Potrzebne są programy kształcenia, które pokazują cały układ: PV, magazyn, falownik hybrydowy, licznik, EMS, pompa ciepła, ładowarka EV, zabezpieczenia, komunikacja i aplikacja użytkownika. Szkolenie powinno obejmować nie tylko teorię, ale również diagnostykę typowych usterek, pracę na rzeczywistych urządzeniach, interpretację danych oraz kontakt z klientem. W tym miejscu rola BCU może być szczególnie istotna. Centra te, zgodnie z założeniami programu KPO, mają łączyć funkcje edukacyjno-szkoleniowe, integrujące, innowacyjno-rozwojowe oraz doradczo-promocyjne. W praktyce oznacza to, że mogą służyć nie tylko uczniom, ale także nauczycielom, pracownikom firm i osobom dorosłym, które chcą uzupełnić lub zmienić kwalifikacje. Dla sektora PV ważne jest zwłaszcza to, aby BCU były miejscem bieżącej aktualizacji programów szkoleniowych we współpracy z branżą, ponieważ technologie stosowane w instalacjach hybrydowych zmieniają się szybciej niż klasyczne podstawy kształcenia zawodowego.

Czwarty wymiar luki dotyczy kadry nauczycielskiej i instruktorów. Jeżeli technologie zmieniają się szybciej niż wyposażenie szkół i centrów szkoleniowych, nauczyciele mogą mieć ograniczony kontakt z aktualnymi rozwiązaniami rynkowymi. Dotyczy to szczególnie magazynów energii, systemów EMS, falowników hybrydowych, komunikacji cyfrowej i BIPV. Bez systematycznego doszkalania nauczycieli trudno będzie przygotowywać absolwentów do pracy w firmach, które korzystają z najnowszych rozwiązań. BCU mogą ograniczać ten problem, jeżeli będą pełniły rolę regionalnych lub branżowych centrów doskonalenia nauczycieli zawodu i instruktorów praktycznej nauki zawodu, szczególnie w zakresie urządzeń, które dopiero wchodzi do powszechnego zastosowania.

Ostatnia luka dotyczy poziomu menedżerskiego. Przedsiębiorstwa, samorządy, spółdzielnie mieszkaniowe i gospodarstwa rolne coraz częściej będą podejmować decyzje o inwestycjach PV, ale nie zawsze będą miały kompetencje do oceny ofert, ryzyk i modeli rozliczeń. Potrzebni będą energy managerowie, doradcy energetyczni i specjaliści ds. efektywności, którzy potrafią ocenić, czy instalacja ma sens, jaka powinna być jej moc, czy warto dodać magazyn, jak zmieni się profil zużycia i jakie będą skutki ekonomiczne. Bez takich kompetencji rośnie ryzyko nieudanych inwestycji.

Konsekwencje dla edukacji i szkoleń zawodowych

Najważniejszą konsekwencją dla systemu edukacji jest konieczność odejścia od wąskiego kształcenia instalatorów pojedynczych urządzeń. Rynek potrzebuje ścieżek, które łączą elektrotechnikę, energetykę odnawialną, automatykę, informatykę przemysłową, budownictwo i zarządzanie energią. Nie oznacza to, że każdy pracownik musi być ekspertem we wszystkich tych dziedzinach. Oznacza jednak, że absolwent powinien rozumieć, jak jego część pracy wpływa na cały system.

Dla szkół branżowych, techników, centrów kształcenia zawodowego i Branżowych Centrów Umiejętności szczególnie ważne będzie tworzenie modułów praktycznych. Przykładowy moduł „PV plus magazyn

energii” powinien obejmować dobór urządzeń, montaż, zabezpieczenia, konfigurację falownika, symulację autokonsumpcji, awarie, pomiary i dokumentację. Moduł „EMS i dane energetyczne” powinien obejmować monitoring produkcji, odczyt danych, sterowanie odbiorami, podstawy taryf dynamicznych i cyberbezpieczeństwo. Moduł „BIPV” powinien łączyć fotowoltaikę z elementami budownictwa, fasad i bezpieczeństwa pożarowego. Moduł „agrowoltaika” powinien obejmować podstawy rolnictwa, konstrukcji, zacienienia i organizacji pracy gospodarstwa.

Zaletą BCU może być możliwość organizowania kształcenia wokół realnych stanowisk pracy, a nie wyłącznie wokół programów przedmiotowych. W przypadku PV oznaczałoby to pracę na układach obejmujących moduły, falownik, magazyn energii, licznik, zabezpieczenia, aplikację użytkownika i system EMS. Taki model lepiej odpowiada temu, jak wygląda praca w firmach instalacyjnych, serwisowych i projektowych. Pozwala także szybciej wprowadzać do edukacji nowe elementy rynku, np. falowniki hybrydowe, magazyny energii, sterowanie autokonsumpcją czy diagnostykę danych produkcyjnych.

Istotne będzie również kształcenie w modelu krótkich kwalifikacji i mikropoświadczeń. Rynek PV zmienia się szybko, dlatego jednorazowe ukończenie szkoły nie wystarczy. Pracownicy będą musieli regularnie aktualizować kompetencje, szczególnie w zakresie magazynów energii, falowników, EMS, przepisów, norm i programów wsparcia. Europejska Solar Academy, uruchomiona w ramach Net-Zero Industry Act, ma szkolić 100 tys. pracowników w ciągu trzech lat, co pokazuje, że luka kompetencyjna jest traktowana na poziomie UE jako bariera przemysłowa, a nie tylko edukacyjna⁸.

W polskich warunkach szczególnie ważną będzie współpraca szkół i centrów szkoleniowych z firmami. Przedsiębiorstwa dysponują aktualnymi urządzeniami, wiedzą o awariach i doświadczeniem z klientami. Szkoły i centra kształcenia mają z kolei zaplecze dydaktyczne i możliwość przygotowywania kadr w sposób bardziej systemowy. BCU mogą w tym układzie pełnić funkcję pośrednika między edukacją i gospodarką: zbierać potrzeby firm, aktualizować programy szkoleń, udostępniać sprzęt, organizować szkolenia dla nauczycieli i wspierać promocję ścieżek zawodowych związanych z OZE. Bez takiej współpracy powstanie ryzyko rozdźwięku: uczniowie będą uczyć się technologii, które są opóźnione wobec rynku, a firmy będą musiały zaczynać szkolenie pracowników niemal od początku.

Wpływ innowacji na jakość pracy

Innowacje w fotowoltaice wpływają nie tylko na liczbę miejsc pracy, ale także na ich jakość. Prosty montaż dachowy jest pracą fizyczną, często sezonową, zależną od pogody i lokalnego popytu. Integracja systemów hybrydowych, serwis, EMS, O&M i analiza danych tworzą natomiast bardziej stabilne oraz specjalistyczne profile zatrudnienia. Oznacza to możliwość wzrostu jakości pracy, ale tylko pod warunkiem, że pracownicy będą mieli dostęp do szkoleń i ścieżek awansu.

Dojrzewanie rynku może również ograniczać część ryzyk związanych z pierwszą fazą boomu. W okresie szybkiego wzrostu pojawiały się firmy nastawione głównie na sprzedaż i szybki montaż. W miarę jak rynek przechodzi w stronę serwisu, magazynów i integracji, większą przewagę uzyskują podmioty dysponujące stałym zespołem, kompetencjami technicznymi i odpowiedzialnością za instalację po sprzedaży. To może poprawić standardy pracy, ale również podnieść próg wejścia do branży. BCU mogą wzmocnić ten proces, ponieważ pomagają budować bardziej uporządkowane ścieżki rozwoju zawodowego. Pracownik, który zaczyna od podstawowego montażu PV, może z czasem uzupełniać

⁸ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

kompetencje w zakresie magazynów energii, EMS, diagnostyki, O&M albo projektowania systemów hybrydowych. Z perspektywy rynku pracy ważne jest właśnie to przejście: od jednorazowego przeszkolenia do ciągłego podnoszenia kwalifikacji. W branży, w której technologie i modele rozliczeń szybko się zmieniają, taka możliwość będzie jednym z warunków utrzymania jakości usług.

Jednocześnie rośnie odpowiedzialność pracowników. Błędy w prostej instalacji PV mogą powodować straty produkcji lub problemy eksploatacyjne. Błędy w systemie hybrydowym z baterią, EMS i zasilaniem awaryjnym mogą mieć poważniejsze konsekwencje dla bezpieczeństwa, majątku i pracy obiektu. Dlatego wraz z innowacjami musi rosnąć kultura bezpieczeństwa, jakość dokumentacji, standardy odbioru i odpowiedzialność serwisowa.

Wnioski dla rynku pracy

Wpływ innowacji na rynek pracy w sektorze PV można sprowadzić do jednej głównej tezy: fotowoltaika przechodzi od rynku montażu do rynku integracji. W pierwszej fazie najważniejsze było szybkie zwiększenie liczby instalacji. W kolejnej fazie kluczowe będzie to, czy instalacje będą dobrze zaprojektowane, bezpieczne, serwisowane, zintegrowane z magazynami energii i zarządzane cyfrowo. To zmienia profil poszukiwanych pracowników.

Największy wzrost zapotrzebowania będzie dotyczył instalatorów systemów hybrydowych, projektantów PV plus storage, specjalistów EMS, serwisantów O&M, diagnostów instalacji, automatyków, energy managerów, analityków danych energetycznych, doradców agrowoltaicznych i projektantów BIPV. Równocześnie utrzyma się popyt na elektryków i elektromonterów, ale ich kompetencje będą musiały być stopniowo poszerzane o magazynowanie, komunikację cyfrową i zarządzanie energią.

Największa luka kompetencyjna będzie dotyczyć nie podstawowego montażu, lecz zdolności do łączenia technologii w jeden działający system. Rynek potrzebuje pracowników, którzy rozumieją zależność między produkcją, zużyciem, magazynowaniem, ceną energii i ograniczeniami sieci. Właśnie ta umiejętność będzie decydować o przewadze firm i jakości usług. BCU mogą być jednym z narzędzi ograniczania tej luki, ponieważ ich zadaniem jest trwale łączenie edukacji zawodowej z potrzebami branż, a więc także szybsze przenoszenie nowych wymagań technologicznych do praktycznego kształcenia.

Dla polityki edukacyjnej oznacza to konieczność rozwijania praktycznych, modułowych i aktualizowanych programów kształcenia. Dla przedsiębiorstw oznacza to potrzebę inwestowania w szkolenia, certyfikację i serwis. Dla BCU oznacza to możliwość pełnienia roli branżowych laboratoriów kompetencji, w których testuje się, porządkuje i upowszechnia nowe standardy pracy dla fotowoltaiki, magazynowania energii i zarządzania energią. Dla pracowników oznacza to, że branża PV może być atrakcyjną ścieżką zawodową, ale wymaga ciągłego uczenia się. Dla całej gospodarki oznacza to, że fotowoltaika może tworzyć nie tylko miejsca pracy, lecz także nowe kompetencje techniczne potrzebne w szerszej transformacji energetycznej Polski.

Ostatecznie innowacje w fotowoltaice nie zastępują ludzi technologią. Przeciwnie, zwiększają zapotrzebowanie na pracowników, którzy potrafią technologię projektować, integrować, obsługiwać i wyjaśniać użytkownikom. Do 2035 r. najcenniejsze na rynku pracy będą nie pojedyncze umiejętności montażowe, lecz zdolność łączenia wiedzy elektrycznej, cyfrowej, energetycznej i organizacyjnej. To właśnie w tym miejscu fotowoltaika staje się nie tylko sektorem OZE, ale jednym z ważnych obszarów rozwoju kompetencji przyszłości. W tym procesie BCU mogą pełnić rolę praktycznego zaplecza transformacji kompetencyjnej: bliżej rynku niż tradycyjna szkoła, ale bardziej systemowo niż pojedyncze szkolenie firmowe.

ANALIZA REGIONALNA

5



Rozwój fotowoltaiki w Polsce ma charakter ogólnokrajowy, ale nie przebiega we wszystkich regionach w taki sam sposób. Instalacje PV są obecne we wszystkich województwach, jednak ich struktura, skala i funkcja gospodarcza zależą od lokalnych warunków: dostępności gruntów, typu zabudowy, profilu zużycia energii, możliwości przyłączeniowych, aktywności samorządów oraz obecności firm instalacyjnych i technologicznych. Inaczej rozwija się fotowoltaika w regionach metropolitalnych, inaczej w województwach przemysłowo-rolniczych, a jeszcze inaczej na obszarach wiejskich, gdzie duże znaczenie mają grunty, lokalne sieci i potencjał energetyki rozproszonej.

Z regionalnego punktu widzenia PV nie jest już jedną technologią wdrażaną według tego samego wzorca. W pierwszej fazie boomu dominował model prosumencki, związany z dachami domów jednorodzinnych. W kolejnych latach coraz większe znaczenie zaczęły mieć instalacje komercyjne, farmy PV, projekty przyzakładowe, magazyny energii, agrowoltaika i lokalne inicjatywy energetyczne. Oznacza to, że potencjał regionów trzeba oceniać nie tylko przez nasłonecznienie, ale także przez lokalny popyt na energię, stan sieci, strukturę gospodarki i zdolność do organizowania projektów energetycznych.

Najważniejsze źródła danych do analizy regionalnej stanowią Bank Danych Lokalnych GUS oraz zestawienia Urzędu Regulacji Energetyki. GUS BDL udostępnia dane z obszaru elektroenergetyki, w tym informacje dotyczące mocy zainstalowanej i produkcji energii według źródeł¹. URE publikuje natomiast okresowe zestawienia instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym według stanu na 31 grudnia 2025 r. i 31 marca 2026 r.². Dane te pozwalają analizować rozmieszczenie inwestycji, choć wymagają ostrożności, ponieważ różne źródła mogą posługiwać się innymi kategoriami: mikroinstalacjami, małymi instalacjami, instalacjami koncesjonowanymi, mocą osiągalną lub mocą zainstalowaną.

Rozmieszczenie inwestycji PV

Rozmieszczenie inwestycji PV w Polsce można opisać przez trzy główne segmenty. Pierwszy to mikroinstalacje, które rozwijały się przede wszystkim tam, gdzie występowała duża liczba domów jednorodzinnych, relatywnie wysoka zdolność inwestycyjna gospodarstw domowych i aktywny rynek lokalnych firm instalacyjnych. Ten model był szczególnie silny w gminach podmiejskich oraz na obszarach, gdzie mieszkańcy mogli połączyć programy wsparcia z chęcią obniżenia rachunków za energię.

Drugi segment to farmy PV. Ich rozmieszczenie zależy od dostępności gruntów, zapisów planistycznych, warunków przyłączeniowych, odległości od infrastruktury elektroenergetycznej oraz akceptacji społecznej. Duże instalacje naziemne częściej pojawiają się na terenach mniej zurbanizowanych, rolniczych, poprzemysłowych lub na gruntach o niższej przydatności dla innych funkcji. W tym przypadku samo nasłonecznienie nie wystarcza. Kluczowe jest to, czy projekt można przyłączyć, sfinansować i przeprowadzić formalnie.

Trzeci segment to instalacje komercyjne i przemysłowe. Ich znaczenie rośnie wraz z dojrzewaniem rynku. Przedsiębiorstwa instalują PV nie tylko po to, aby produkować energię, ale także po to, aby ograniczyć koszty operacyjne, zmniejszać ekspozycję na zmienność cen energii i realizować cele ESG. Ten model jest szczególnie istotny w regionach przemysłowych, logistycznych i usługowych, gdzie zużycie energii w ciągu dnia dobrze pokrywa się z profilem produkcji PV.

¹ <https://bdl.stat.gov.pl/bdl/dane/podgrup/temat/13/185/1674>

² <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108.Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-31-marca-2026-r.html>

Na wszystkie te segmenty nakłada się kwestia sieci. PSE w „Strategii PSE S.A. do roku 2040” wskazują, że ponad 90% mocy OZE w Polsce jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, a liczba prosumentów przekroczyła 1,5 mln³. Dokument podkreśla także potrzebę lepszej obserwowalności źródeł rozproszonych i głębszej współpracy operatora systemu przesyłowego z operatorami systemów dystrybucyjnych. W praktyce oznacza to, że przewaga regionalna zależy coraz bardziej od relacji między produkcją energii, lokalnym zużyciem i zdolnością sieci do przyjmowania nowych źródeł.

Mazowieckie: duży popyt i integracja miejska

Województwo mazowieckie jest przykładem regionu, w którym potencjał PV wynika przede wszystkim ze skali gospodarki i popytu na energię. Jest to największy region kraju pod względem liczby ludności, znaczenia gospodarczego, koncentracji usług, administracji, logistyki i przedsiębiorstw. Fotowoltaika może rozwijać się tu równolegle w kilku segmentach: mikroinstalacjach prosumenckich, instalacjach na budynkach publicznych, PV dla biznesu, instalacjach na centrach logistycznych oraz rozwiązaniach zintegrowanych z budynkami.

W przypadku Mazowsza duże znaczenie ma fotowoltaika dachowa. Strefy podmiejskie Warszawy, Radomia, Płocka, Siedlec i innych ośrodków sprzyjały rozwojowi instalacji prosumenckich, ponieważ łączyły zabudowę jednorodziną, popyt na energię i relatywnie wysoką zdolność inwestycyjną gospodarstw domowych. Jednocześnie duża koncentracja usług i przedsiębiorstw tworzy przestrzeń dla instalacji komercyjnych, które mogą pracować przede wszystkim na autokonsumpcję.

Według infografiki Urzędu Statystycznego w Warszawie przygotowanej z okazji Światowego Dnia Ziemi 2025, moc instalacji OZE w województwie mazowieckim w 2024 r. wyniosła 4 941 MW, a fotowoltaika odpowiadała za 83% tej mocy⁴. Dane te pokazują, że Mazowsze jest nie tylko dużym odbiorcą energii, ale również regionem szybko rosnącego wytwarzania rozproszonego.

Ograniczeniem rozwoju PV na Mazowszu jest konkurencja o przestrzeń oraz rosnąca presja na sieci dystrybucyjne. W regionach zurbanizowanych dachy są wykorzystywane także przez instalacje techniczne, klimatyzację, wentylację, świetliki czy infrastrukturę przeciwpożarową. Tereny inwestycyjne są drogie, a farmy PV konkurują z innymi funkcjami przestrzeni. Dlatego w Mazowieckim szczególnego znaczenia mogą nabierać technologie pozwalające lepiej wykorzystywać istniejące powierzchnie: BIPV, carporty PV, instalacje na budynkach publicznych, magazyny energii i systemy EMS.

Mazowieckie można więc określić jako region popytu, dachów i integracji miejskiej. Jego przewagą nie jest wyłącznie przestrzeń pod nowe źródła, lecz duża liczba odbiorców, rozwinięty sektor usług i możliwość wykorzystywania energii na miejscu. Przyszłość PV w tym regionie będzie zależała przede wszystkim od jakości projektowania, autokonsumpcji, zarządzania energią i integracji z budynkami.

³ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

⁴ https://warszawa.stat.gov.pl/download/gfx/warszawa/pl/defaultaktualnosci/1486/19/18/1/swiatowy_dzien_ziemi_2025.pdf

Wielkopolskie: przemysł, rolnictwo i projekty wielkoskalowe

Województwo wielkopolskie reprezentuje inny model rozwoju fotowoltaiki. Jest to region o silnym zapleczu przemysłowym, rolniczym, logistycznym i produkcyjnym. Takie połączenie sprzyja zarówno instalacjom przyzakładowym, jak i większym projektom naziemnym. W odróżnieniu od Mazowsza, gdzie silny jest komponent metropolitalny, Wielkopolska może rozwijać PV jako część transformacji przemysłu, rolnictwa i terenów poprzemysłowych.

Istotnym elementem regionalnego potencjału jest dostępność terenów, w tym gruntów o różnej jakości użytkowej oraz obszarów związanych z wcześniejszą działalnością przemysłową lub energetyczną. W dokumentach regionalnych dotyczących potencjału OZE w województwie wielkopolskim wskazywano m.in. rozwój dużych projektów fotowoltaicznych, w tym farmy PV w gminie Brudzew o mocy około 70 MW⁵. Przykład ten pokazuje, że PV może być elementem zmiany funkcji terenów i lokalnej transformacji energetycznej.

Wielkopolska ma także duży potencjał instalacji przemysłowych i komercyjnych. Zakłady produkcyjne, centra logistyczne, chłodnie, gospodarstwa rolne i przedsiębiorstwa przetwórstwa spożywczego często zużywają energię w ciągu dnia, czyli wtedy, gdy instalacje PV produkują najwięcej. Dzięki temu fotowoltaika może zwiększać autokonsumpcję i ograniczać koszty energii, a nie wyłącznie wprowadzać energię do sieci.

Wielkopolskie jest również naturalnym obszarem do rozwoju agrowoltaiki. Silna funkcja rolnicza regionu powoduje, że rozwój klasycznych farm PV może napotykać napięcia dotyczące wykorzystania gruntów. Agrowoltaika może być jednym ze sposobów łagodzenia tego konfliktu, jeżeli projekty rzeczywiście łączą produkcję energii z utrzymaniem działalności rolniczej. Potencjał ten będzie jednak zależał od praktycznych modeli współpracy między rolnikami, inwestorami i samorządami.

Najważniejszym ograniczeniem, podobnie jak w innych regionach, pozostaje sieć. Duże projekty PV wymagają warunków przyłączenia, a rosnąca liczba źródeł odnawialnych zwiększa presję na sieci średniego i wysokiego napięcia. W praktyce atrakcyjność lokalizacji będzie zależała nie tylko od ceny gruntu, ale także od możliwości przyłączenia, lokalnego zużycia energii i potencjału zastosowania magazynów lub cable pooling. Wielkopolskie można więc określić jako region przemysłowo-rolniczy, w którym PV może wzmacniać zarówno konkurencyjność przedsiębiorstw, jak i transformację terenów oraz gospodarstw.

Lubelskie: potencjał słoneczny i energetyka lokalna

Województwo lubelskie jest przykładem regionu, w którym fotowoltaika łączy się z potencjałem rolniczym, lokalnym i środowiskowym. Regionalna polityka energetyczna wskazuje, że Lubelskie posiada korzystne warunki do rozwoju instalacji PV, szczególnie na obszarach o dobrym nasłonecznieniu, a instalacje mogą być lokalizowane zarówno na dachach budynków, jak i na mniej żyznych terenach⁶.

Lubelskie łączy kilka cech sprzyjających rozwojowi PV: relatywnie dobre warunki słoneczne, dużą powierzchnię terenów wiejskich, znaczenie rolnictwa i rosnące zainteresowanie energetyką rozproszoną.

⁵ <https://wbpp.poznan.pl/download/1218/analiza-potencjalu-odnawialnych-zrodel-energii-w-wojodztwie-wielkopolskim.pdf>

⁶ https://umwl.bip.lubelskie.pl/upload/pliki/284zalacznik_nr_1.pdf

W tym regionie PV może rozwijać się zarówno jako technologia prosumencka, jak i jako element lokalnych systemów energetycznych. Szczególne znaczenie mogą mieć instalacje na budynkach publicznych, gospodarstwach rolnych, obiektach komunalnych, zakładach przetwórstwa i terenach o niższej przydatności rolniczej.

W przypadku Lubelskiego ważna jest rola społeczności energetycznych. Regionalny dokument wskazuje, że do 10 lutego 2024 r. w województwie funkcjonowały różne formy społeczności energetycznych, w tym prosumenci, spółdzielnie energetyczne i klastry energii. W zestawieniu wskazano 108 467 instalacji fotowoltaicznych prosumentów o łącznej mocy 699,2 MWe oraz spółdzielnie energetyczne działające m.in. w gminach Hrubieszów, Trzeszczany, Werbkowice, Dołhobyczów, Mircze, Tyszowce, Białopole, Horodło i Uchanie⁷. To pokazuje, że Lubelskie może rozwijać PV nie tylko przez duże farmy, ale także przez lokalne modele wytwarzania i zużycia energii. Spółdzielnie energetyczne i klastry mogą być szczególnie ważne w gminach wiejskich, gdzie wspólny projekt może objąć budynki publiczne, gospodarstwa, oczyszczalnie ścieków, szkoły, oświetlenie uliczne, obiekty komunalne i lokalne przedsiębiorstwa. W takim modelu PV staje się narzędziem rozwoju lokalnego, a nie wyłącznie inwestycją w produkcję energii.

Ograniczeniem może być jednak lokalna chłonność sieci i odległość od dużych odbiorców energii. Duża farma PV może produkować energię tam, gdzie zużycie lokalne jest niewielkie, co zwiększa potrzebę przesyłu energii poza obszar wytwarzania. Dlatego w Lubelskiem szczególnie ważne będą magazyny energii, lokalne bilansowanie, rozwój odbiorów energii w rolnictwie i przemyśle spożywcym oraz łączenie PV z innymi technologiami, np. biogazem, pompami ciepła i chłodnictwem.

Porównanie potencjałów regionalnych

Porównanie Mazowieckiego, Wielkopolskiego i Lubelskiego pokazuje, że potencjał PV nie ma jednego wymiaru. Mazowieckie dysponuje największą bazą popytową, silnym sektorem usług i dużą liczbą budynków, na których można rozwijać instalacje dachowe, komercyjne i BIPV. Wielkopolskie łączy potencjał przemysłowy, rolniczy i przestrzenny, co sprzyja instalacjom przyzakładowym, farmom PV, projektom na terenach poprzemysłowych i agrowoltaice. Lubelskie wyróżnia się dobrymi warunkami słonecznymi, rolniczym charakterem i potencjałem energetyki lokalnej, w tym spółdzielni energetycznych oraz klastrów.

Mazowieckie można określić jako region popytu i integracji miejskiej. Wielkopolskie jako region produkcji, przemysłu i projektów wielkoskalowych. Lubelskie jako region energetyki rozproszonej i potencjału rolniczego. Każdy z tych modeli wymaga innego podejścia. W Mazowieckim kluczowe będą dachy, budynki publiczne, BIPV, EMS i autokonsumpcja w biznesie. W Wielkopolskim większe znaczenie będą miały instalacje przemysłowe, farmy PV, agrowoltaika i tereny transformacji gospodarczej. W Lubelskiem istotne będą spółdzielnie energetyczne, klastry, instalacje rolnicze i lokalne bilansowanie energii.

Wspólnym mianownikiem tych regionów jest rosnące znaczenie jakości projektu. W pierwszej fazie rozwoju PV najważniejsze było pytanie, gdzie można zamontować instalację. W kolejnej fazie ważniejsze będzie pytanie, kto zużyje energię, kiedy ją zużyje, czy sieć ją przyjmie, czy można ją magazynować i czy projekt wzmacnia lokalną gospodarkę. To oznacza, że analiza regionalna PV musi coraz bardziej przypominać analizę lokalnych systemów energetycznych, a nie wyłącznie mapę rozmieszczenia paneli.

⁷ https://umwl.bip.lubelskie.pl/upload/pliki/284zalacznik_nr_1.pdf

Klastry energii i inicjatywy lokalne

Klastry energii, spółdzielnie energetyczne i inne lokalne inicjatywy mogą odegrać ważną rolę w dalszym rozwoju fotowoltaiki. Ich znaczenie wynika z tego, że wraz ze wzrostem udziału PV coraz ważniejsze staje się zużywanie energii możliwie blisko miejsca jej wytworzenia. Jeżeli produkcja z instalacji PV trafia do lokalnych odbiorców, zmniejsza się presja na przesył energii na większe odległości, poprawia się autokonsumpcja i wzrasta akceptacja społeczna inwestycji.

Klastry energii mogą łączyć samorzady, przedsiębiorstwa, gospodarstwa rolne, spółki komunalne, szkoły, obiekty sportowe, oczyszczalnie ścieków, zakłady produkcyjne, farmy PV, magazyny energii i odbiorców końcowych. Ich celem nie powinno być samo powołanie formalnej struktury, lecz zbudowanie realnego modelu wytwarzania, zużycia i zarządzania energią. W praktyce oznacza to konieczność odpowiedzi na pytania: kto produkuje energię, kto ją zużywa, kiedy powstają nadwyżki, gdzie można je magazynować i kto odpowiada za dane oraz rozliczenia.

Znaczenie lokalnego bilansowania dostrzegają PSE. W strategii do 2040 r.⁸ operator wskazuje rozwój Lokalnych Obszarów Bilansowania jako jeden z kierunków modernizacji systemu. LOB-y są definiowane jako wyodrębnione segmenty sieci elektroenergetycznej, w których równowaga między wytwarzaniem a zużyciem energii jest utrzymywana lokalnie, bez konieczności przesyłu na duże odległości. PSE zapowiada udział w uruchomieniu projektów pilotażowych pięciu LOB-ów do końca 2030 r.

Dla samorządów klastry i spółdzielnie energetyczne mogą być narzędziem ograniczania kosztów energii w obiektach publicznych. Gmina może analizować zużycie energii w szkołach, urzędach, oczyszczalniach, stacjach uzdatniania wody, oświetleniu ulicznym i budynkach komunalnych, a następnie projektować lokalny portfel źródeł i odbiorów. Fotowoltaika może być jednym z elementów tego portfela, obok magazynów energii, efektywności energetycznej, pomp ciepła, biogazu lub zarządzania popytem.

Dla przedsiębiorstw lokalne inicjatywy energetyczne mogą oznaczać dostęp do bardziej przewidywalnej energii i możliwość współpracy z lokalnymi wytwórcami. Dla rolnictwa mogą stać się sposobem na wykorzystanie PV bez utraty funkcji produkcyjnej gospodarstw. Energia z PV może zasilać chłodnie, pompy, wentylację, suszarnie, systemy nawadniania, przetwórstwo lokalne lub ładowanie maszyn elektrycznych. W połączeniu z biogazownią rolniczą i magazynem energii może tworzyć stabilniejszy lokalny system energetyczny niż sama farma PV.

Warunkiem sukcesu lokalnych inicjatyw jest profesjonalizacja. Klastry nie będą działać skutecznie, jeśli pozostaną jedynie porozumieniami formalnymi. Potrzebne są dane pomiarowe, analiza profilu zużycia, model finansowy, kompetencje prawne, uzgodnienia z operatorem sieci, system rozliczeń i odpowiedzialny lider. Oznacza to zapotrzebowanie na nowe kompetencje regionalne: menedżerów klastrów, analityków danych energetycznych, specjalistów ds. finansowania, projektantów lokalnych portfeli OZE i doradców dla jednostek samorządu terytorialnego.

Główne bariery regionalne

Największą barierą regionalnego rozwoju PV jest dostępność sieci. Dotyczy to zarówno dużych farm, jak i mikroinstalacji. W przypadku farm problemem są warunki przyłączenia i odległość od infrastruktury elektroenergetycznej. W przypadku mikroinstalacji problemem mogą być lokalne przeciążenia

⁸ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf



sieci niskiego napięcia, wzrost napięcia w godzinach wysokiej produkcji oraz ograniczona obserwowalność źródeł rozproszonych. PSE podkreślają, że przy tak dużej skali OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnych konieczna jest ściślejsza współpraca między operatorem przesyłowym i operatorami dystrybucyjnymi⁹.

Drugą barierą jest planowanie przestrzenne. Fotowoltaika, szczególnie wielkoskalowa, wymaga zgodności z dokumentami planistycznymi i akceptacji lokalnej. Na terenach rolniczych pojawiają się napięcia dotyczące wyłączania gruntów z produkcji rolnej, wpływu farm PV na krajobraz i relacji z mieszkańcami. W regionach zurbanizowanych problemem jest konkurencja o dachy, grunty i powierzchnie techniczne. W praktyce rozwój PV będzie coraz bardziej zależał od jakości planowania przestrzennego i konsultacji społecznych.

Trzecią barierą jest brak lokalnych kompetencji. Część gmin i mniejszych przedsiębiorstw nie ma zasobów, aby przygotować złożony projekt energetyczny, przeanalizować zużycie, dobrać technologię, ocenić ryzyka i rozmawiać z operatorem sieci. W takich warunkach potencjał PV może pozostawać niewykorzystany nawet tam, gdzie istnieją dachy, grunty i lokalny popyt na energię. Rozwój regionalny wymaga więc nie tylko inwestycji, ale także kompetencji projektowych, doradczych i zarządczych.

Wnioski dla analizy regionalnej

Analiza regionalna pokazuje, że fotowoltaika może być narzędziem rozwoju terytorialnego, ale tylko wtedy, gdy zostanie powiązana z lokalną strukturą gospodarki. Mazowieckie powinno rozwijać przede wszystkim PV dachową, komercyjną, BIPV, systemy zarządzania energią i usługi dla dużych odbiorców. Wielkopolskie ma szczególny potencjał w projektach przemysłowych, farmowych, agrowoltaicznych i na terenach transformacji gospodarczej. Lubelskie może wykorzystać PV jako element energetyki lokalnej, rolnictwa, spółdzielni energetycznych i klastrów.

Dalszy rozwój PV w regionach wymaga odejścia od prostego podejścia opartego na maksymalizacji mocy. W dojrzałym rynku ważniejsze będzie pytanie, czy instalacja ma lokalnego odbiorcę, czy może pracować z magazynem, czy nie pogłębia problemów sieciowych i czy wzmacnia lokalne kompetencje. Samorządy powinny więc rozwijać lokalne plany energetyczne oparte na danych, obejmujące profile zużycia energii, potencjał dachów, możliwości sieci, budynki publiczne, przedsiębiorstwa, rolnictwo i potencjalne lokalizacje magazynów.

Najważniejszy wniosek jest następujący: regionalny potencjał PV nie zależy już wyłącznie od nasłonecznienia. Coraz większe znaczenie mają sieć, lokalny popyt, możliwość magazynowania, jakość planowania przestrzennego, aktywność samorządów i kompetencje techniczne. Fotowoltaika może rozwijać się w całej Polsce, ale każdy region będzie potrzebował innego modelu. Regiony metropolitalne będą koncentrować się na dachach, budynkach i zarządzaniu energią. Regiony przemysłowe na auto-konsumpcji, farmach i projektach przyzakładowych. Regiony rolnicze na agrowoltaice, spółdzielniach energetycznych i lokalnym bilansowaniu. To zróżnicowanie będzie jednym z kluczowych czynników kształtujących rynek PV do 2035 r.

⁹ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf



OTOCZENIE REGULACYJNE I WSPARCIE PUBLICZNE

6



Rozwój fotowoltaiki w Polsce był w dużym stopniu kształtowany przez regulacje i systemy wsparcia. W pierwszej fazie rynku kluczowe znaczenie miały instrumenty zachęcające gospodarstwa domowe do inwestowania w mikroinstalacje, przede wszystkim program „Mój Prąd” oraz korzystny system rozliczeń prosumenckich. W kolejnych latach punkt ciężkości zaczął się przesuwać. Regulacje nie służą już wyłącznie zwiększaniu liczby instalacji, ale coraz częściej odpowiadają na bardziej złożone problemy: autokonsumpcję, magazynowanie energii, przeciążenia sieci, stabilność systemu, rozwój dużych farm PV i integrację fotowoltaiki z budynkami. Zmiana ta jest naturalnym skutkiem dojrzewania rynku. Gdy fotowoltaika była technologią niszową, celem polityki publicznej było pobudzenie popytu. Gdy stała się jednym z głównych źródeł OZE w Polsce, samo zwiększanie mocy przestało wystarczać. Dalszy rozwój musi być powiązany z siecią, magazynami energii, lokalnym bilansowaniem i nowymi modelami rynku. Otoczenie regulacyjne zaczyna więc pełnić podwójną rolę: nadal stymuluje inwestycje, ale jednocześnie porządkuje ich wpływ na system elektroenergetyczny.

Systemy wsparcia: od dofinansowania instalacji do wsparcia autokonsumpcji

Najważniejszym programem, który przyspieszył rozwój fotowoltaiki prosumenckiej w Polsce, był „Mój Prąd”. Jego znaczenie nie ograniczało się do efektu finansowego. Program stworzył prosty i rozpoznawalny mechanizm wsparcia, który pozwolił gospodarstwom domowym łatwiej podjąć decyzję o inwestycji. W pierwszych edycjach nacisk był położony głównie na montaż mikroinstalacji PV. W praktyce oznaczało to wsparcie fazy umasowienia rynku, kiedy głównym celem było zwiększenie liczby prosumentów i przyrost mocy zainstalowanej.

W nowszych edycjach programu widoczna jest już inna logika. W szóstej edycji, realizowanej jako część programu „Mój Prąd” na lata 2024-2027, celem jest nie tylko zwiększenie produkcji energii elektrycznej z mikroinstalacji, ale także umożliwienie magazynowania energii elektrycznej i ciepła. Program przewiduje wsparcie dla mikroinstalacji PV o mocy od 2 do 20 kW oraz urządzeń wspierających autokonsumpcję, czyli magazynów energii elektrycznej i magazynów ciepła¹. Dla mikroinstalacji zgłoszonych do przyłączenia od 1 sierpnia 2024 r. dofinansowanie jest możliwe pod warunkiem zgłoszenia urządzenia dodatkowego, czyli magazynu energii lub magazynu ciepła. Ta zmiana dobrze pokazuje kierunek polityki publicznej. Wsparcie nie ma już premiować wyłącznie montażu paneli. Ma zachęcać prosumenta do takiego skonfigurowania instalacji, aby większa część wyprodukowanej energii była wykorzystywana na miejscu albo przechowywana na później. Jest to odpowiedź na problemy, które pojawiły się wraz ze skalą rynku: nadwyżki energii w godzinach południowych, lokalne przeciążenia sieci, spadek wartości energii oddawanej do systemu i rosnącą potrzebę sterowania zużyciem.

Ważnym elementem otoczenia regulacyjnego była również zmiana systemu rozliczeń prosumentów. Od 1 kwietnia 2022 r. dla nowych prosumentów zaczął obowiązywać net-billing, czyli model wartościowego rozliczania energii wprowadzonej do sieci. Ministerstwo Klimatu i Środowiska wskazywało, że net-billing polega na rozliczeniu wartości energii wyprodukowanej przez prosumenta w oparciu o wartość energii ustaloną docelowo według ceny z Rynku Dnia Następnego². Dotychczasowi prosumenci, którzy spełnili warunki przyłączenia przed zmianą systemu, zachowali prawo do rozliczeń w systemie opustów przez 15 lat. Net-billing zmienił ekonomię mikroinstalacji. W systemie opustów najważniejsze było często wyprodukowanie możliwie dużej ilości energii w skali roku. W systemie net-billingu większego znaczenia

¹ <https://mojprad.gov.pl/nabor-vi/>

² <https://www.gov.pl/web/klimat/nowy-system-rozliczania-tzw-net-billing---od-1-kwietnia-2022-r-dla-nowych-prosumentow>



nabiera moment produkcji i zużycia energii. Instalacja dobrana bez analizy profilu odbiorcy może przynosić niższy efekt ekonomiczny niż system mniejszy, ale lepiej zarządzany. W tym sensie regulacja przesunęła rynek w stronę jakości projektu, autokonsumpcji i cyfrowego zarządzania energią.

W praktyce program „Mój Prąd” i net-billing zaczęły działać w tym samym kierunku. Pierwszy instrument zachęca do instalowania urządzeń zwiększających autokonsumpcję, drugi zwiększa ekonomiczne znaczenie zużycia energii w odpowiednim czasie. Dla branży PV oznacza to zmianę modelu biznesowego. Firmy instalacyjne muszą coraz częściej oferować nie tylko panele i falownik, ale pełny układ: PV, magazyn energii, magazyn ciepła, pompę ciepła, ładowarkę EV i system zarządzania energią.

Aukcje OZE i przejście do bardziej rynkowych mechanizmów

Drugim ważnym filarem wsparcia są aukcje OZE. W odróżnieniu od programu „Mój Prąd”, który jest skierowany przede wszystkim do gospodarstw domowych, aukcyjny system wsparcia ma znaczenie głównie dla większych projektów inwestycyjnych. Mechanizm ten pozwala wytwórcom sprzedawać energię z instalacji OZE w oparciu o cenę zaoferowaną w aukcji, co zwiększa przewidywalność przychodów i może ułatwiać finansowanie inwestycji.

Znaczenie fotowoltaiki w aukcjach dobrze pokazują wyniki z 2023 r. Prezes URE wskazał, że spośród 200 zwycięskich ofert w aukcjach przeprowadzonych w 2023 r. aż 197 dotyczyło instalacji fotowoltaicznych. W aukcji dla projektów PV i wiatrowych o mocy nie większej niż 1 MW wszystkie oferty złożyli przedsiębiorcy inwestujący w instalacje fotowoltaiczne. W aukcji dla projektów większych niż 1 MW rozstrzygnięcie mogło doprowadzić do powstania instalacji PV o łącznej mocy nieco ponad 471 MW oraz lądowych farm wiatrowych o mocy 24,5 MW³. Jednocześnie wyniki aukcji pokazują, że system wsparcia nie działa w próżni. W 2023 r. zakontraktowano jedynie 6,8% energii przeznaczonej do sprzedaży i 4,8% jej wartości, a URE wskazał, że długoterminowe umowy cPPA stają się atrakcyjną alternatywą dla aukcyjnego systemu wsparcia. Rynek większych projektów PV stopniowo przesuwa się więc w stronę bardziej zróżnicowanych modeli sprzedaży energii: aukcji OZE, umów PPA, autokonsumpcji przemysłowej, sprzedaży rynkowej i projektów hybrydowych.

W 2025 r. URE opublikował wyniki kolejnych aukcji zwykłych⁴. Przykładowo w aukcji AZ/7/2025 złożono 98 ofert, z czego 76 wygrało aukcję. Minimalna cena, po jakiej energia została sprzedana, wyniosła 100,00 zł/MWh, a maksymalna 329,68 zł/MWh. Łączna ilość sprzedanej energii wyniosła 15,8 TWh, a jej wartość prawie 4,79 mld zł⁵. Z perspektywy rozwoju PV aukcje nadal pozostają ważnym instrumentem, ale ich rola zmienia się. W pierwszej fazie były sposobem na uruchamianie nowych projektów w warunkach wyższej niepewności. W kolejnej będą jednym z kilku mechanizmów, obok PPA, magazynowania, usług elastyczności i modeli autokonsumpcji. Dla inwestorów oznacza to większą konieczność analizowania ryzyka cenowego, profilu produkcji, możliwości bilansowania i warunków przyłączenia.

³ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/aktualnosci/11496,Aukcje-OZE-2023-Prezes-URE-podsumowuje-wyniki-tegorocznych-aukcji-na-sprzedaz-en.html>

⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze/ogloszenia-i-wyniki-auk>

⁵ <https://www.ure.gov.pl/download/9/15582/WynikaukcjiAZ-7-2025.pdf>

Regulacje Unii Europejskiej i ich wpływ na polski rynek PV

Otoczenie regulacyjne polskiej fotowoltaiki jest silnie powiązane z polityką Unii Europejskiej. Najważniejsze znaczenie mają cztery kierunki: wyższe cele udziału OZE, uproszczenie procedur dla odnawialnych źródeł energii, rozwój fotowoltaiki w budynkach oraz odbudowa europejskiego łańcucha wartości technologii net-zero.

Pierwszy kierunek wynika ze zrewidowanej dyrektywy RED III. Komisja Europejska wskazuje, że zmieniona dyrektywa OZE, czyli Directive EU/2023/2413, weszła w życie 20 listopada 2023 r. i ustanawia wiążący cel udziału OZE w unijnym miksie energetycznym na poziomie co najmniej 42,5% do 2030 r., przy ambicji dojścia do 45%⁶. Dla Polski oznacza to, że rozwój fotowoltaiki będzie częścią szerszego zobowiązania europejskiego, a nie wyłącznie krajowej polityki energetycznej.

Drugi kierunek dotyczy przyspieszania procedur administracyjnych dla OZE. Komisja Europejska wskazuje, że elementy dotyczące permittingu, czyli wydawania zezwoleń dla projektów odnawialnych, zostały uwzględnione w zrewidowanej dyrektywie RED III. W praktyce chodzi o ograniczenie jednego z najważniejszych problemów inwestorów: długich, rozproszonych i niepewnych procedur. Dla PV ma to znaczenie zarówno w przypadku farm wielkoskalowych, jak i instalacji na budynkach, choć skala barier różni się w zależności od typu projektu.

Trzeci kierunek wiąże się z budynkami. W ramach unijnej strategii solarnej Komisja Europejska wskazała cel przekroczenia 380 GW mocy fotowoltaicznej w UE do 2025 r. oraz co najmniej 700 GW do 2030 r. Jednym z elementów tej strategii jest European Solar Rooftops Initiative, czyli inicjatywa mająca przyspieszyć wykorzystanie dachów do produkcji energii. Komisja wskazuje, że zmieniona dyrektywa EPBD wprowadza obowiązek przygotowania nowych budynków do instalacji rozwiązań solarnych, a w przypadku istniejących budynków publicznych przewiduje stopniowe wdrażanie instalacji solarnych od 2027 r., tam gdzie jest to technicznie, ekonomicznie i funkcjonalnie wykonalne⁷. Zmieniona dyrektywa EPBD, która weszła w życie 28 maja 2024 r., wzmacnia również kierunek modernizacji energetycznej budynków. Komisja Europejska wskazuje, że budynki odpowiadają za około 40% zużycia energii w UE, a nowe budynki mają być projektowane jako gotowe do instalacji fotowoltaicznych lub solarnych⁸. Dla polskiego rynku PV oznacza to wzrost znaczenia dachów, budynków publicznych, BIPV, audytów energetycznych i współpracy branży PV z budownictwem.

Czwarty kierunek to Net-Zero Industry Act⁹, czyli unijna odpowiedź na zależność Europy od importowanych technologii czystej energii. Komisja Europejska wskazuje, że akt ma zwiększać europejskie zdolności produkcyjne technologii net-zero i ich kluczowych komponentów. Ustanawia cel, aby unijna zdolność produkcyjna odpowiadała co najmniej 40% rocznych potrzeb wdrożeniowych UE do 2030 r. Zakresem aktu objęte są m.in. technologie fotowoltaiczne i solarne, baterie i magazyny energii, pompy ciepła oraz technologie sieciowe. Dla Polski Net-Zero Industry Act ma znaczenie strategiczne, choć nie gwarantuje automatycznie rozwoju krajowej produkcji PV. Może jednak tworzyć korzystniejsze warunki

⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en

⁷ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

⁸ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

⁹ https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en

dla inwestycji w wybrane elementy łańcucha wartości: konstrukcje, komponenty, magazyny energii, BIPV, systemy zarządzania energią i technologie specjalistyczne. Jeżeli Polska pozostanie wyłącznie rynkiem montażu importowanych modułów, wykorzysta tylko część korzyści wynikających z europejskiej transformacji energetycznej.

Sieć, przyłączenia i nowe mechanizmy elastyczności

Najważniejszym regulacyjno-technicznym ograniczeniem dalszego rozwoju PV jest dziś sieć. W pierwszych latach boomu rynek koncentrował się głównie na dostępności instalatorów, cenie modułów i zasadach rozliczeń. W kolejnej fazie coraz większe znaczenie zaczęły mieć warunki przyłączenia, lokalna chłonność sieci, przeciążenia, redysponowanie i możliwość zarządzania nadwyżkami energii.

PSE w „Strategii PSE S.A. do roku 2040” wskazują, że ponad 90% mocy źródeł OZE w Polsce jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, a liczba prosumentów przekroczyła 1,5 mln. Operator podkreśla, że bezpieczeństwo pracy KSE coraz bardziej zależy od funkcjonowania lokalnych sieci dystrybucyjnych, producentów, odbiorców i magazynów energii. Rosnący udział fotowoltaiki prosumenckiej utrudnia prognozowanie produkcji i zużycia, szczególnie wtedy, gdy potencjalna generacja OZE przewyższa bieżące zapotrzebowanie. W tym kontekście istotne są rozwiązania zwiększające elastyczność i efektywność wykorzystania infrastruktury. Jednym z nich jest cable pooling, czyli współdzielenie przyłącza przez różne instalacje OZE. Przepisy dotyczące cable poolingu obowiązują od 1 października 2023 r., a 2024 r. był pierwszym pełnym rokiem ich stosowania. Według URE w 2024 r. wykonano 12 współdzielonych przyłączy, podpisano 49 umów na współdzielenie przyłącza, złożono 130 wniosków i wydano warunki przyłączenia dla 62 instalacji. W przypadku 47 wniosków wydano odmowy¹⁰.

Cable pooling pokazuje, że regulacje zaczynają odpowiadać na problem ograniczonych zdolności przyłączeniowych. Zamiast budować nowe przyłącza dla każdej instalacji osobno, można lepiej wykorzystywać istniejącą infrastrukturę, zwłaszcza gdy różne źródła mają odmienne profile pracy. W praktyce duże znaczenie może mieć łączenie PV z wiatrem, magazynem energii lub innymi źródłami, które nie generują energii w tym samym czasie. URE wskazuje jednak, że obecnie cable pooling może być stosowany jedynie do instalacji OZE, a rozwój tej formuły zależałby m.in. od możliwości objęcia nią niezależnych magazynów energii.

Drugim kierunkiem jest lokalne bilansowanie. PSE opisują Lokalne Obszary Bilansowania jako wyodrębnione segmenty sieci, w których równowaga między wytwarzaniem a zużyciem energii jest utrzymywana lokalnie, bez konieczności przesyłu energii na duże odległości. Według PSE lokalne bilansowanie może ograniczać straty przesyłowe, zmniejszać obciążenie sieci i tworzyć przestrzeń dla nowych modeli biznesowych obejmujących operatorów, agregatorów i prosumentów¹¹. Dla fotowoltaiki oznacza to istotną zmianę. Przyszłość rynku nie będzie zależała wyłącznie od tego, ile nowych mocy uda się przyłączyć, ale od tego, czy energia będzie produkowana i zużywana w sposób korzystny dla systemu. Regulacje będą coraz mocniej premiować instalacje, które zwiększają autokonsumpcję, poprawiają elastyczność, współpracują z magazynami i są widoczne dla operatorów.

¹⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12985.Prezes-URE-podsumowuje-pierwszy-rok-funkcjonowania-cable-pooling-w-Polsce.html>

¹¹ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

Barierzy administracyjne

Mimo dużego wzrostu rynku PV bariery administracyjne nadal pozostają jednym z głównych ograniczeń dalszego rozwoju. Ich charakter zależy od typu inwestycji. W przypadku mikroinstalacji najważniejsze są zasady rozliczeń, wymogi programów wsparcia, dokumentacja oraz procedury zgłoszeniowe do operatora sieci. W przypadku farm PV kluczowe znaczenie mają warunki przyłączenia, decyzje środowiskowe, planowanie przestrzenne, warunki zabudowy, uzgodnienia lokalne i finansowanie. Jeszcze inne wymagania pojawiają się przy BIPV, gdzie fotowoltaika wchodzi w obszar przepisów budowlanych, przeciwpożarowych i norm dotyczących fasad. Agrowoltaika z kolei wymaga dodatkowego rozstrzygnięcia kwestii gruntów rolnych, utrzymania funkcji produkcyjnej i relacji między inwestycją energetyczną a działalnością rolniczą.

Najpoważniejszym ograniczeniem dla wielu projektów pozostaje możliwość przyłączenia do sieci. W przypadku dużych farm PV brak warunków przyłączenia może zatrzymać inwestycję niezależnie od tego, czy projekt jest opłacalny, czy inwestor dysponuje gruntem i finansowaniem. W segmencie mikroinstalacji problem ma zwykle mniejszą skalę formalną, ale może ujawniać się w postaci lokalnych przeciążeń sieci niskiego napięcia, wzrostu napięcia w godzinach wysokiej produkcji oraz konieczności ograniczania generacji. Im większa liczba źródeł rozproszonych, tym mniej wystarcza tradycyjny model prostego przyłączania kolejnych instalacji. Operatorzy i administracja muszą stopniowo przechodzić w stronę aktywnego zarządzania lokalną siecią, lepszej obserwowalności źródeł i większej roli magazynów energii oraz elastyczności odbiorców.

Duże znaczenie ma również planowanie przestrzenne. Fotowoltaika wielkoskalowa wymaga zgodności z lokalnymi dokumentami planistycznymi i akceptacji społecznej, a to coraz częściej staje się jednym z warunków powodzenia projektu. Na terenach rolniczych pojawiają się napięcia dotyczące wykorzystania gruntów, wpływu farm PV na krajobraz i relacji z mieszkańcami. W regionach miejskich oraz podmiejskich problemem jest konkurencja o dachy, grunty i powierzchnie techniczne. Przejrzyste zasady lokalizacji instalacji mogą skracać proces inwestycyjny i ograniczać ryzyko konfliktów, natomiast brak jasnych reguł prowadzi do wydłużania procedur, wzrostu kosztów przygotowania projektu i większej niepewności po stronie inwestora.

Dodatkowym wyzwaniem jest rosnąca złożoność regulacji. Rynek PV obejmuje dziś wiele modeli działania: prosumenta indywidualnego, prosumenta zbiorowego, prosumenta wirtualnego, farmy PV, instalacje komercyjne, magazyny energii, cable pooling, aukcje OZE, umowy PPA, klastry energii i spółdzielnie energetyczne. Dla dużych podmiotów taka złożoność oznacza konieczność stałego zarządzania ryzykiem prawnym i regulacyjnym. Dla mniejszych firm, gmin, gospodarstw rolnych lub wspólnot mieszkaniowych może być jednak realną barierą wejścia. Nawet jeżeli technologia jest dostępna i ekonomicznie uzasadniona, inwestor może nie mieć wystarczającej wiedzy, aby wybrać właściwy model, przygotować dokumentację i przejść przez procedury.

Na tę złożoność nakłada się zmienność zasad. Fotowoltaika rozwijała się w Polsce w warunkach częstych zmian: przejścia z systemu opustów na net-billing, modyfikacji programów wsparcia, nowych wymagań wobec magazynów energii, wprowadzenia cable pooling, rozwoju taryf dynamicznych oraz zapowiadanych zmian wynikających z prawa UE. Część tych zmian jest konieczna, ponieważ rynek dojrzewa i musi być lepiej zintegrowany z systemem elektroenergetycznym. Problem pojawia się jednak wtedy, gdy tempo zmian utrudnia planowanie inwestycji, przygotowywanie ofert, szkolenie pracowników i komunikację z klientami. W takiej sytuacji niepewność regulacyjna staje się kosztem, który ponoszą zarówno inwestorzy, jak i firmy wykonawcze.



Ważną, choć mniej widoczną barierą są także kompetencje po stronie lokalnej administracji i inwestorów. Samorządy, małe przedsiębiorstwa, wspólnoty mieszkaniowe i gospodarstwa rolne często są zainteresowane inwestycjami w PV, ale nie zawsze mają zasoby, aby ocenić opłacalność projektu, wybrać właściwy model prawny, przygotować dokumentację, przeanalizować profil zużycia energii i prowadzić rozmowy z operatorem sieci. W efekcie potencjał dachów, budynków publicznych, terenów lokalnych i inicjatyw energetycznych może być wykorzystywany wolniej niż pozwalałaby na to sama technologia.

Bariery administracyjne nie oznaczają więc wyłącznie nadmiaru formalności. Są raczej zbiorem ograniczeń, które pojawiają się na styku technologii, prawa, sieci, planowania przestrzennego i kompetencji organizacyjnych. W początkowej fazie rynku wystarczało uproszczenie dostępu do dotacji i procedur zgłoszeniowych. W dojrzałej fazie potrzebne jest bardziej zintegrowane podejście: sprawniejsze procedury przyłączeniowe, lepsze planowanie lokalizacji, stabilniejsze zasady wsparcia, prostsza komunikacja regulacyjna i większe wsparcie doradcze dla mniejszych inwestorów. Bez tego część potencjału PV może pozostać niewykorzystana, nawet jeżeli warunki technologiczne i ekonomiczne będą sprzyjające.

Znaczenie regulacji dla kierunku rozwoju rynku

Analiza otoczenia regulacyjnego pokazuje, że rynek PV w Polsce znajduje się między dwoma etapami. Pierwszy etap był oparty na prostym wsparciu popytu: dotacji, opustach, spadku cen modułów i rosnącym zainteresowaniu prosumentów. Drugi etap będzie oparty na integracji: magazynach energii, net-billingu, autokonsumpcji, elastyczności, cyfryzacji i lepszym wykorzystaniu sieci. Oznacza to, że rola regulacji będzie coraz bardziej jakościowa.

Dla gospodarstw domowych najważniejsze będzie przejście od instalacji PV jako prostego sposobu obniżenia rachunków do instalacji jako części domowego systemu energetycznego. Programy wsparcia będą coraz częściej obejmować magazyny, zarządzanie energią i urządzenia zwiększające zużycie energii na miejscu. Dla firm istotne będą instalacje przykładowe, PPA, magazyny energii, taryfy dynamiczne i zarządzanie mocą. Dla inwestorów farmowych kluczowe pozostaną warunki przyłączenia, aukcje, umowy sprzedaży energii, cable pooling i możliwość udziału w usługach elastyczności.

Dla administracji publicznej największym wyzwaniem będzie spójność polityki. Rozwój PV wymaga równoczesnego działania w kilku obszarach: wsparcia inwestycji, modernizacji sieci, uproszczenia procedur, planowania przestrzennego, edukacji zawodowej i polityki przemysłowej. Jeżeli te elementy będą prowadzone oddzielnie, rynek może rosnać, ale będzie coraz częściej napotykał ograniczenia systemowe.

Najważniejszy wniosek z rozdziału jest następujący: otoczenie regulacyjne w Polsce przeszło od fazy stymulowania liczby instalacji do fazy sterowania jakością ich integracji z systemem. „Mój Prąd” coraz silniej premiuje magazynowanie i autokonsumpcję. Net-billing zwiększa znaczenie profilu zużycia energii. Aukcje OZE nadal wspierają większe projekty, ale konkurują z modelami rynkowymi, takimi jak PPA. Regulacje UE wzmacniają presję na przyspieszenie OZE, rozwój dachów solarnych, odbudowę europejskiego przemysłu i modernizację budynków. Bariery administracyjne i sieciowe pozostają jednak realnym ograniczeniem. Do 2035 r. o sukcesie PV zdecyduje nie tylko to, czy powstaną kolejne gigawaty mocy, lecz także to, czy regulacje pozwolą je bezpiecznie przyłączyć, wykorzystać lokalnie, magazynować i zarządzać nimi w sposób korzystny dla całego systemu energetycznego.

SCENARIUSZE ROZWOJU DO 2035 R.

7



BCU

**Energetyka Odnawialna
Słoneczna Stary Brześć**

Scenariusze rozwoju fotowoltaiki do 2035 r. należy traktować nie jako prostą prognozę liczby nowych instalacji, lecz jako analizę możliwych ścieżek dojrzewania całego rynku. W pierwszej fazie polski rynek PV był napędzany głównie przez spadek cen modułów, programy wsparcia, system opustów i rosnącą świadomość prosumentów. W kolejnej dekadzie najważniejsze będą inne czynniki: możliwości przyłączeniowe, magazynowanie energii, autokonsumpcja, rozwój usług elastyczności, cyfryzacja, lokalne bilansowanie, jakość kadr oraz tempo dostosowywania regulacji do wysokiego udziału OZE.

Punktem wyjścia jest bardzo szybki wzrost z lat 2018-2025. Według danych URE na koniec 2025 r. w Polsce działało ponad 1,6 mln mikroinstalacji OZE, z czego niemal wszystkie stanowiły instalacje fotowoltaiczne¹. Z kolei IEA PVPS wskazywała, że w 2024 r. Polska miała 21,3 GW skumulowanej mocy PV i dodała w tym roku około 4,2 GW nowych mocy². PSE w swoich materiałach i strategii do 2040 r. pokazują natomiast, że rozwój OZE staje się jednym z głównych czynników kształtujących bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego³.

Do 2035 r. rynek PV będzie więc rozwijał się w warunkach znacznie większej złożoności niż dotychczas. Proste zwiększanie mocy będzie coraz mniej wystarczające. Znaczenie będzie miało to, czy nowe instalacje można przyłączyć, czy energia jest zużywana lokalnie, czy istnieją magazyny energii, czy odbiorcy potrafią sterować zużyciem oraz czy firmy dysponują kadrą zdolnymi projektować, integrować i serwisować coraz bardziej złożone systemy. W tym sensie przyszłość fotowoltaiki w Polsce będzie zależeć nie tylko od technologii, ale także od regulacji, sieci, kompetencji i organizacji rynku.

Na potrzeby raportu można przyjąć trzy scenariusze rozwoju do 2035 r.: scenariusz bazowy, scenariusz przyspieszony oraz scenariusz stagnacyjny. Scenariusz bazowy zakłada kontynuację rozwoju rynku przy umiarkowanym tempie modernizacji sieci i stopniowym upowszechnianiu magazynów energii. Scenariusz przyspieszony zakłada skuteczną integrację PV z magazynami, cyfryzacją, lokalnym bilansowaniem i inwestycjami sieciowymi. Scenariusz stagnacyjny opisuje wariant, w którym dalszy wzrost zostaje ograniczony przez bariery przyłączeniowe, niestabilność regulacyjną i niewystarczające tempo rozwoju kompetencji.

Założenia wspólne dla scenariuszy

Wszystkie scenariusze wychodzą z założenia, że fotowoltaika pozostanie jednym z najważniejszych źródeł odnawialnych w Polsce. Wynika to z kilku trwałych czynników. Po pierwsze, technologia PV jest skalowalna: może być stosowana zarówno w mikroinstalacji na domu jednorodzinnym, jak i w farmie o mocy kilkudziesięciu lub kilkuset megawatów. Po drugie, jej koszt jednostkowy w długim okresie spadał szybciej niż koszt wielu innych technologii energetycznych. Po trzecie, PV jest łatwiejsza do wdrażania modułowego niż duże źródła konwencjonalne. Po czwarte, fotowoltaika dobrze wpisuje się w elektryfikację gospodarki, zwłaszcza w połączeniu z pompami ciepła, elektromobilnością, magazynami energii i systemami zarządzania zużyciem.

Drugim wspólnym założeniem jest to, że rozwój PV nie będzie już tak prosty jak w latach 2019-2022. W początkowej fazie rynku wystarczyło obniżyć barierę wejścia dla gospodarstw domowych i firm instalacyjnych. W kolejnej fazie kluczowe będą zdolności integracyjne systemu. PSE wskazują, że do 2035 r.

¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/13173.Raport-URE-w-Polsce-mamy-juz-ponad-16-mln-mikroinstalacji-OZE.html>

² https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS_Trends_2025-.pdf

³ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

udział OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej przekroczy 60%⁴, a coraz częstsze będą okresy, w których większość popytu na energię będzie pokrywana przez źródła odnawialne. To oznacza, że PV nie będzie już tylko dodatkowym źródłem energii, lecz jednym z elementów decydujących o sposobie pracy całego systemu.

Trzecim założeniem jest rosnące znaczenie regulacji unijnych. Komisja Europejska wskazuje, że zmieniowana dyrektywa OZE ustanawia cel udziału energii odnawialnej w UE na poziomie co najmniej 42,5% do 2030 r., przy ambicji dojścia do 45%⁵. W obszarze energii słonecznej Komisja wskazuje cel przekroczenia 380 GW mocy fotowoltaicznej w UE do 2025 r. oraz co najmniej 700 GW do 2030 r.⁶. Dla Polski oznacza to, że rozwój PV będzie wspierany przez szerszy kierunek polityki europejskiej, ale jednocześnie będzie podlegał rosnącym wymaganiom dotyczącym efektywnej integracji z systemem, budynkami i rynkiem energii.

Czwartym założeniem jest zmiana struktury popytu. W latach 2019-2022 rynek był silnie prosumencki, a głównym klientem były gospodarstwa domowe. Do 2035 r. coraz większą rolę będą odgrywać przedsiębiorstwa, samorządy, wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, klastry energii, gospodarstwa rolne oraz inwestorzy budujący większe projekty hybrydowe. Instalacje prosumenckie pozostaną ważne, ale nie będą już jedynym symbolem rozwoju PV. Rynek będzie przesuwiał się w stronę instalacji przyzakładowych, magazynów energii, BIPV, agrowoltaiki, carportów, lokalnych systemów bilansowania i zarządzania energią.

Piątym założeniem jest rosnąca rola kompetencji. W prostym rynku PV wystarczał instalator, doradca handlowy i projektant podstawowej mikroinstalacji. W rynku dojrzałym potrzebni będą integratorzy systemów hybrydowych, specjaliści EMS, serwisanci O&M, projektanci magazynów energii, analitycy danych energetycznych, energy managerowie, specjaliści ds. BIPV, doradcy agrowoltaiczni i menedżerowie klastrów energii. To oznacza, że tempo rozwoju rynku będzie zależać nie tylko od kapitału i technologii, ale także od zdolności systemu edukacji i firm do dostarczania nowych kompetencji.

Scenariusz bazowy: dalszy wzrost przy rosnących wymaganiach systemowych

Scenariusz bazowy zakłada, że fotowoltaika w Polsce będzie nadal się rozwijać, ale tempo wzrostu będzie niższe niż w okresie boomu prosumenckiego. Rynek nie zatrzyma się, ponieważ PV pozostanie atrakcyjną technologią dla gospodarstw domowych, firm, samorządów i inwestorów. Jednocześnie dalszy rozwój będzie coraz mocniej uzależniony od warunków przyłączeniowych, opłacalności autokonsumpcji, dostępności magazynów energii i stabilności regulacyjnej.

W tym wariantcie do 2035 r. Polska utrzymuje znaczący przyrost mocy PV, ale rynek przechodzi z fazy ilościowej do fazy jakościowej. Mniej istotna staje się sama liczba nowych mikroinstalacji, a ważniejsze staje się to, jak są one projektowane i wykorzystywane. W segmencie prosumenckim coraz częściej standardem staje się instalacja z magazynem energii lub magazynem ciepła. W segmencie przedsiębiorstw rośnie znaczenie instalacji przyzakładowych pracujących na autokonsumpcję. W segmencie farm PV inwestorzy coraz częściej analizują nie tylko koszt budowy, ale także profil produkcji, ryzyko ograniczania generacji, warunki sprzedaży energii i możliwość łączenia PV z magazynem lub wiatrem.

⁴ https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf

⁵ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en

⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

W scenariuszu bazowym modernizacja sieci postępuje, ale nie usuwa wszystkich ograniczeń. Część projektów nadal napotyka odmowy przyłączenia albo konieczność zmiany modelu inwestycyjnego. Coraz bardziej popularne staje się współdzielenie przyłącza, czyli cable pooling, jednak jego rozwój jest stopniowy. Magazyny energii są coraz częściej instalowane przy mikroinstalacjach i w biznesie, ale nie stają się jeszcze powszechnym elementem każdej większej inwestycji. System EMS upowszechnia się przede wszystkim w instalacjach komercyjnych i u bardziej świadomych prosumentów.

W takim wariantcie rozwój PV będzie stabilny, ale selektywny. Najszybciej będą rosły projekty, które mają lokalne zużycie energii, dobrą lokalizację sieciową i możliwość zarządzania produkcją. Wolniej będą rozwijały się inwestycje oparte wyłącznie na oddawaniu energii do sieci w godzinach wysokiego nasłonecznienia. Rynek stanie się bardziej profesjonalny, ale też bardziej wymagający. Firmy instalacyjne oparte wyłącznie na sprzedaży prostych zestawów dachowych będą traciły przewagę, natomiast wzrośnie znaczenie podmiotów oferujących audyt, projekt, magazyn, EMS, serwis i optymalizację ekonomiczną.

Wpływ na zatrudnienie w scenariuszu bazowym będzie dodatni, ale bardziej jakościowy niż ilościowy. Nadal potrzebni będą instalatorzy i elektrycy, lecz największy wzrost zapotrzebowania dotyczyć będzie specjalistów integrujących kilka technologii. Rynek pracy będzie przesuwiał się od krótkiego montażu do długoterminowej obsługi systemów. Wzrośnie liczba miejsc pracy w serwisie, diagnostyce, O&M, monitoringu instalacji, doradztwie energetycznym, projektowaniu magazynów i zarządzaniu energią.

Produktywność sektora będzie rosła dzięki lepszemu oprogramowaniu, standaryzacji projektów i doświadczeniu firm. Jednocześnie wzrost produktywności może ograniczać liczbę prostych stanowisk montażowych. Montaż będzie bardziej efektywny, ale obsługa systemów bardziej złożona. To oznacza, że rynek pracy nie musi rosnąć proporcjonalnie do mocy zainstalowanej. Może rosnąć wolniej liczbowo, ale w stronę wyższych kwalifikacji i bardziej stabilnych miejsc pracy.

Scenariusz przyspieszony: PV jako element elastycznego systemu energetycznego

Scenariusz przyspieszony zakłada, że Polska skutecznie rozwiązuje najważniejsze bariery integracji PV. Modernizacja sieci przyspiesza, rośnie liczba magazynów energii, rozwijają się lokalne obszary bilansowania, systemy EMS stają się standardem w nowych instalacjach komercyjnych, a regulacje wspierają aktywnych prosumentów, agregatorów i klastry energii. W takim wariantcie fotowoltaika przestaje być postrzegana jako źródło generujące problemy nadwyżek, a staje się częścią elastycznego systemu opartego na cyfrowym zarządzaniu.

W tym scenariuszu szczególnie szybko rozwijają się projekty hybrydowe. PV jest łączona z magazynami energii, farmami wiatrowymi, biogazowniami, pompami ciepła, ładowarkami EV i elastycznymi odbiorami przemysłowymi. Dla gospodarstw domowych standardem staje się instalacja PV z magazynem energii, magazynem ciepła i prostym systemem zarządzania zużyciem. Dla firm standardem staje się analiza profilu poboru, projektowanie autokonsumpcji, zarządzanie mocą, magazyn energii i integracja z systemem zarządzania budynkiem lub procesem produkcyjnym.

Wariant przyspieszony wymaga także sprawniejszej administracji. Procedury przyłączeniowe są bardziej przewidywalne, planowanie przestrzenne lepiej wskazuje lokalizacje dla OZE, a inwestorzy mają dostęp do danych o możliwościach sieciowych. Cable pooling obejmuje coraz więcej projektów, a ma-

gazyny energii mogą pełnić realną funkcję ograniczania przeciążeń i przesuwania produkcji w czasie. Samorządy rozwijają klastry energii i spółdzielnie energetyczne, ale nie jako struktury formalne, lecz jako rzeczywiste narzędzia lokalnego bilansowania.

W tym scenariuszu rośnie również krajowa wartość dodana. Polska nie musi stać się pełnym producentem całego łańcucha PV od polisilikonu do modułu, ale rozwija wybrane specjalizacje: konstrukcje wsporcze, BIPV, systemy montażowe, magazyny energii, integrację systemów, oprogramowanie EMS, monitoring, serwis i rozwiązania dla agrowoltaiki. Net-Zero Industry Act oraz europejska polityka odbudowy przemysłu technologii zeroemisyjnych tworzą korzystniejsze warunki dla takich inwestycji.

Wpływ na zatrudnienie w scenariuszu przyspieszonym byłby największy. Rosłoby zapotrzebowanie nie tylko na instalatorów, ale także na projektantów systemów hybrydowych, specjalistów EMS, automatyków, analityków danych energetycznych, serwisantów magazynów energii, energy managerów, specjalistów ds. cyberbezpieczeństwa urządzeń energetycznych, doradców agrowoltaicznych i projektantów BIPV. Powstawałyby także nowe role w samorządach i lokalnych inicjatywach energetycznych: menedżerowie klastrów, koordynatorzy lokalnego bilansowania, specjaliści ds. finansowania projektów OZE i doradcy energetyczni dla JST.

Wariant przyspieszony byłby szczególnie korzystny dla produktywności. Instalacje PV byłyby lepiej dopasowane do profilu zużycia, magazyny ograniczałyby straty wartości energii w godzinach nadprodukcji, a systemy EMS automatycznie sterowałyby pracą odbiorników. Przedsiębiorstwa mogłyby ograniczać koszty energii, poprawiać przewidywalność wydatków i wykorzystywać PV jako element konkurencyjności. W skali systemowej większa elastyczność zmniejszałaby konieczność ograniczania generacji i poprawiała wykorzystanie istniejących zasobów.

Najważniejszym warunkiem scenariusza przyspieszonego jest jednak szybkie zamknięcie luki kompetencyjnej. Technologia może być dostępna, ale bez kadr zdolnych do jej projektowania, instalowania i obsługi rynek będzie rozwijał się wolniej. W tym wariancie duże znaczenie miałyby Branżowe Centra Umiejętności, technika, szkoły branżowe, uczelnie techniczne i szkolenia firmowe. BCU mogłyby pełnić funkcję praktycznych laboratoriów kompetencji dla PV, magazynów energii, EMS i systemów hybrydowych, łącząc edukację zawodową z rzeczywistymi potrzebami firm.

Scenariusz stagnacyjny: ograniczenia sieciowe i luka kompetencyjna

Scenariusz stagnacyjny nie oznacza całkowitego zatrzymania rynku PV. Oznacza raczej spowolnienie, pogorszenie opłacalności części inwestycji i utratę dynamiki, która była widoczna w latach 2019-2024. W tym wariancie technologia PV pozostaje dostępna, ale jej rozwój coraz częściej napotyka bariery, których nie da się rozwiązać samym spadkiem cen modułów. Najważniejsze z nich to ograniczone zdolności przyłączeniowe, niska chłonność lokalnych sieci, brak magazynów energii, niepewność regulacyjna, niedobór wykwalifikowanych pracowników i słaba koordynacja lokalna.

W takim scenariuszu prosumenci nadal instalują PV, ale decyzje inwestycyjne są ostrożniejsze. Net-billing, zmienność cen energii i spadek wartości energii oddawanej do sieci powodują, że proste instalacje bez magazynu i bez analizy profilu zużycia stają się mniej atrakcyjne. Część klientów odkłada decyzję o inwestycji albo wybiera mniejsze systemy. Firmy instalacyjne, które nie rozwinęły kompetencji w zakresie magazynowania i EMS, mają trudności z dostosowaniem oferty do nowych warunków.

W segmencie farm PV głównym problemem są odmowy przyłączenia i rosnące ryzyko ograniczania generacji. Inwestorzy dysponują gruntami i projektami, ale nie zawsze mogą uzyskać warunki przyłączenia na akceptowalnych zasadach. Projekty oparte wyłącznie na sprzedaży energii do sieci stają się bardziej ryzykowne, zwłaszcza gdy nie mają magazynu, odbiorcy lokalnego lub umowy PPA. Część inwestycji zostaje odłożona, a część zmienia parametry techniczne, aby dostosować się do ograniczeń sieciowych.

W tym wariantcie wolniej rozwijają się także lokalne inicjatywy energetyczne. Klastry energii i spółdzielnie energetyczne istnieją formalnie, ale często nie mają wystarczających danych, kompetencji i modeli finansowych, aby realnie bilansować energię. Samorządy chcą inwestować w PV, ale brakuje im specjalistów od przygotowania projektów, analizy zużycia, magazynowania i rozmów z operatorami. W efekcie potencjał dachów publicznych, obiektów komunalnych, gospodarstw rolnych i przedsiębiorstw lokalnych pozostaje wykorzystany tylko częściowo.

Scenariusz stagnacyjny byłby najmniej korzystny dla rynku pracy. Zatrudnienie w prostym montażu mogłoby stać się bardziej niestabilne i zależne od krótkich fal popytu. Część firm instalacyjnych mogłaby wypaść z rynku, zwłaszcza tych, które działały głównie w modelu szybkiej sprzedaży mikroinstalacji. Jednocześnie popyt na wysokie kompetencje nadal by istniał, ale system edukacji i szkolenia nie nadążałby za potrzebami. Powstałaby więc sytuacja paradoksalna: część pracowników miałaby problem ze stabilnym zatrudnieniem, a firmy rozwijające bardziej zaawansowane projekty nadal zgłaszałyby niedobór specjalistów.

Wpływ na produktywność również byłby ograniczony. Instalacje PV powstawałyby, ale ich energia nie zawsze byłaby wykorzystywana w optymalny sposób. Brak magazynów i EMS prowadziłby do większych nadwyżek w godzinach południowych, niższej wartości energii oddawanej do sieci i większej liczby sytuacji, w których generacja musi być ograniczana. Przedsiębiorstwa, które nie inwestują w zarządzanie energią, mogłyby nie wykorzystać pełnego potencjału PV do obniżania kosztów. W efekcie sektor rósłby wolniej i dawałby mniejszy impuls modernizacyjny dla gospodarki.

Największym ryzykiem scenariusza stagnacyjnego byłoby utrwalenie Polski jako rynku montażu i konsumpcji technologii, a nie rynku integracji i tworzenia wartości dodanej. Importowane komponenty nadal byłyby instalowane, ale słabiej rozwijałyby się usługi cyfrowe, serwis, BIPV, agrowoltaika, lokalne bilansowanie i kompetencje wyskoscjonalistyczne. Taki wariant ograniczałby wpływ PV na rozwój regionalny, innowacyjność i jakość miejsc pracy.

Wpływ innowacji na zatrudnienie

Niezależnie od scenariusza, innowacje technologiczne zmieniają strukturę zatrudnienia w sektorze PV. Różnica między scenariuszami polega na skali i tempie tej zmiany. W wariantcie bazowym zatrudnienie będzie stopniowo przesuwane się od montażu prostych instalacji do integracji systemów, serwisu i doradztwa. W wariantcie przyspieszonym przesunięcie to będzie szybkie i obejmie także nowe role związane z lokalnym bilansowaniem, agregacją i cyfrowym zarządzaniem energią. W wariantcie stagnacyjnym zmiana będzie nierówna: część rynku pozostanie przy prostych usługach, a niedobór specjalistów ograniczy rozwój bardziej zaawansowanych projektów.

Najważniejszą grupą pracowników pozostaną elektrycy, elektromonterzy i instalatorzy, ale ich profil zawodowy będzie się zmieniał. Pracownik montujący instalację PV będzie musiał coraz częściej rozumieć magazyn energii, falownik hybrydowy, zabezpieczenia DC i AC, system BMS, komunikację urządzeń

i podstawy EMS. W większych projektach niezbędne będą kompetencje związane z pomiarami, dokumentacją, odbiorami technicznymi i serwisem długoterminowym. To oznacza, że prosta praca montażowa będzie stopniowo uzupełniana przez zadania diagnostyczne i integracyjne.

Drugą rosnącą grupą będą specjaliści cyfrowi i analityczni. Instalacje PV, magazyny i systemy EMS generują duże ilości danych: o produkcji, zużyciu, napięciach, stanie baterii, pracy falowników i awariach. Dane te będą wykorzystywane do optymalizacji kosztów, serwisu predykcyjnego, zarządzania portfelami instalacji i lokalnego bilansowania. Firmy będą potrzebowały osób, które potrafią nie tylko odczytać dane z aplikacji, ale także zinterpretować je technicznie i ekonomicznie.

Trzecią grupą będą specjaliści projektowi i doradcy. W miarę dojrzewania rynku coraz więcej klientów będzie potrzebowało nie samego montażu, lecz odpowiedzi na pytanie, jaki model energetyczny jest dla nich najlepszy. Dotyczy to przedsiębiorstw, samorządów, spółdzielni mieszkaniowych, gospodarstw rolnych i wspólnot lokalnych. Potrzebni będą doradcy energetyczni, energy managerowie, specjaliści ds. finansowania, projektanci systemów hybrydowych i menedżerowie inwestycji PV.

Czwartą grupą będą specjaliści od technologii sektorowych: BIPV, agrowoltaiki, magazynów energii, O&M i usług elastyczności. Każdy z tych obszarów wymaga specyficznej wiedzy. BIPV łączy fotowoltaikę z budownictwem i architekturą. Agrowoltaika łączy energetykę z rolnictwem. Magazyny energii wymagają wiedzy o bateriach, bezpieczeństwie i ekonomice pracy systemu. O&M dla farm PV wymaga diagnostyki, monitoringu i utrzymania infrastruktury przez wiele lat. Usługi elastyczności wymagają rozumienia rynku energii, danych i sterowania zasobami.

Do 2035 r. rynek pracy w PV będzie więc bardziej zróżnicowany i bardziej wymagający. Wzrost zatrudnienia nie będzie polegał jedynie na zwiększeniu liczby ekip montażowych. Będzie polegał na tworzeniu całego ekosystemu zawodów technicznych, cyfrowych, doradczych i zarządczych. Im bardziej Polska zbliży się do scenariusza przyspieszonego, tym większa część tych miejsc pracy będzie miała charakter wysokospecjalistyczny i stabilny. Im bardziej rynek będzie dryfował w stronę stagnacji, tym większe będzie ryzyko sezonowości, niestabilności i niedopasowania kompetencji.

Wpływ innowacji na produktywność

Innowacje w PV mogą zwiększać produktywność nie tylko przez sam przyrost mocy zainstalowanej, ale przede wszystkim przez lepsze wykorzystanie energii, infrastruktury, danych i pracy ludzi. W dojrzałym rynku wartość instalacji nie wynika już wyłącznie z jej mocy nominalnej. Coraz większe znaczenie ma to, ile energii zostanie realnie wykorzystane przez odbiorcę, w jakich godzinach, przy jakich kosztach i z jakim wpływem na sieć.

Na poziomie pojedynczej instalacji produktywność rośnie dzięki nowocześniejszym modułom, lepszym falownikom, magazynom energii i systemom monitoringu. Pozwalają one produkować więcej użytecznej energii z tej samej powierzchni, szybciej wykrywać spadki wydajności i lepiej przesuwac wykorzystanie energii w czasie. Instalacja PV przestaje być więc prostym źródłem energii działającym według warunków pogodowych. Staje się układem, który można obserwować, optymalizować i dostosowywać do profilu odbiorcy.

Wyraźny wpływ innowacji widać także w przedsiębiorstwach. Firma, która łączy PV z magazynem energii, EMS i analizą profilu zużycia, może ograniczać koszty energii, zmniejszać szczyty poboru, stabilizować wydatki i lepiej planować procesy. Dla części przedsiębiorstw energia staje się jednym

z kluczowych czynników konkurencyjności, szczególnie w przemyśle, logistyce, chłodnictwie, handlu i rolnictwie. PV nie jest wtedy wyłącznie inwestycją środowiskową lub wizerunkową, ale elementem zarządzania kosztami operacyjnymi. Największe korzyści osiągną te firmy, które potraktują energię jako obszar zarządzania procesowego, a nie tylko jako rachunek do zapłacenia.

Produktywność może rosnąć również po stronie systemu elektroenergetycznego. Instalacje PV pozbawione magazynów, sterowania i lokalnego bilansowania mogą zwiększać problemy w godzinach nadprodukcji, zwłaszcza przy dużym nasyceniu źródłami słonecznymi. Te same instalacje, ale połączone z magazynami energii, EMS, elastycznymi odbiorami i lokalnym zarządzaniem, mogą wspierać system: ograniczać przeciążenia, zmniejszać straty, poprawiać wykorzystanie istniejącej infrastruktury i redukować potrzebę kosztownych interwencji. Oznacza to, że innowacje zwiększają produktywność nie tylko u użytkownika końcowego, ale także w szerszym układzie sieciowym.

Osobne znaczenie ma produktywność pracy. Cyfrowe narzędzia projektowe, monitoring, diagnostyka zdalna, drony, termowizja i standaryzacja procedur mogą zwiększać efektywność firm instalacyjnych oraz serwisowych. Dobrze wyposażony zespół serwisowy może obsługiwać większy portfel instalacji, szybciej wykrywać awarie, ograniczać przestoje i lepiej planować interwencje. Nie oznacza to jednak, że technologia automatycznie zastępuje pracowników. Raczej zmienia charakter ich pracy: mniej czasu powinno być poświęcane na działania reaktywne i powtarzalne, a więcej na diagnostykę, analizę danych, optymalizację i obsługę bardziej złożonych systemów.

Z punktu widzenia gospodarki najkorzystniejszy jest wariant, w którym PV zwiększa produktywność jednocześnie w kilku obszarach: w samej instalacji, w przedsiębiorstwie, w systemie elektroenergetycznym i w organizacji pracy. Taki efekt jest możliwy przede wszystkim w scenariuszu przyspieszonym, w którym fotowoltaika rozwija się razem z magazynami energii, EMS, lokalnym bilansowaniem i kompetencjami pracowników. W scenariuszu bazowym będzie osiągnięty częściowo, głównie przez bardziej zaawansowane firmy i świadomych odbiorców. W scenariuszu stagnacyjnym potencjał produktywności pozostanie ograniczony, ponieważ wiele instalacji będzie działać jako źródła energii, ale nie jako elementy inteligentnego systemu zarządzania.

Wnioski scenariuszowe

Analiza scenariuszowa pokazuje, że do 2035 r. o przyszłości polskiej fotowoltaiki zdecyduje nie sama dostępność technologii, lecz zdolność do jej integracji. Moduły PV będą nadal tańsze, bardziej sprawne i łatwiejsze do stosowania w różnych warunkach. Nie wystarczy to jednak, aby utrzymać wysoką wartość rynku. Kluczowe będą sieci, magazyny energii, EMS, autokonsumpcja, lokalne bilansowanie, kompetencje pracowników i stabilne regulacje.

Scenariusz bazowy oznacza dalszy rozwój PV, ale w tempie bardziej umiarkowanym i selektywnym niż w okresie boomu. Rynek będzie rósł, lecz coraz większą przewagę uzyskają projekty dobrze dopasowane do profilu zużycia i możliwości sieciowych. Scenariusz przyspieszony pozwoliłby przekształcić fotowoltaikę w jeden z filarów elastycznego systemu energetycznego, generujący nie tylko energię, ale także nowe kompetencje, usługi i wartość gospodarczą. Scenariusz stagnacyjny ograniczyłby tempo inwestycji, utrwalił część barier sieciowych i kompetencyjnych oraz zmniejszył wpływ PV na produktywność gospodarki.

Najbardziej pożądanym kierunkiem leży między scenariuszem bazowym a przyspieszonym. Oznacza to utrzymanie rozwoju mocy PV, ale przy równoczesnym przejściu od rynku montażu do rynku integracji. Do 2035 r. sukcesem nie będzie wyłącznie większa liczba paneli, lecz większa zdolność kraju do wykorzystywania energii słonecznej w sposób elastyczny, lokalny, cyfrowy i produktywny. W tym sensie fotowoltaika może stać się nie tylko technologią transformacji energetycznej, ale także narzędziem modernizacji przedsiębiorstw, rozwoju kompetencji zawodowych i zwiększania odporności lokalnych systemów energetycznych.

WNIOSKI I REKOMENDACJE

8



Analiza rozwoju fotowoltaiki w Polsce pokazuje, że sektor PV przeszedł w krótkim czasie drogę od rynku wschodzącego do jednego z kluczowych elementów transformacji energetycznej. Początkowo jego rozwój był napędzany głównie przez gospodarstwa domowe, programy wsparcia i spadek kosztów technologii. Obecnie rynek znajduje się w kolejnej fazie: bardziej wymagającej, bardziej złożonej i silniej powiązanej z infrastrukturą sieciową, magazynowaniem energii, cyfryzacją, lokalnym bilansowaniem i jakością kompetencji zawodowych.

Najważniejszy wniosek z raportu jest taki, że dalszy rozwój PV nie może być oceniany wyłącznie przez przyrost mocy zainstalowanej. W pierwszej fazie rynku sukcesem było samo upowszechnienie technologii. W kolejnej fazie sukces będzie zależał od tego, czy nowe i istniejące instalacje będą dobrze zintegrowane z siecią, budynkami, przedsiębiorstwami, gospodarstwami rolnymi i lokalnymi systemami energetycznymi. Fotowoltaika pozostanie jednym z filarów transformacji energetycznej, ale jej wartość gospodarcza będzie coraz bardziej zależała od jakości projektowania, zdolności magazynowania, auto-konsumpcji, zarządzania energią i dostępności wykwalifikowanych pracowników.

Z perspektywy łańcucha wartości Polska zbudowała bardzo silny rynek instalacyjny, ale nie zbudowała jeszcze równie mocnego zaplecza przemysłowego. Największa krajowa wartość dodana powstaje dziś w projektowaniu, sprzedaży, montażu, dystrybucji, konstrukcjach wsporczych, wybranych technologiach specjalistycznych, serwisie oraz integracji systemów. Słabsze pozostają górne etapy łańcucha produkcyjnego: polisilikon, wafle, ogniwa i masowa produkcja standardowych modułów krzemowych. Oznacza to, że Polska prawdopodobnie nie powinna koncentrować się wyłącznie na próbie odtworzenia całego globalnego łańcucha produkcji PV, ale powinna wzmacniać te segmenty, w których może budować realną przewagę: BIPV, konstrukcje, magazyny energii, EMS, oprogramowanie, serwis, agrowoltaikę, integrację systemową i specjalistyczne komponenty.

Z perspektywy rynku pracy kluczowa jest zmiana profilu kompetencji. Fotowoltaika przestaje być prostym rynkiem montażu paneli, a staje się rynkiem integracji technologii. Rosnące znaczenie magazynów energii, falowników hybrydowych, systemów EMS, BIPV, agrowoltaiki, usług elastyczności i lokalnego bilansowania powoduje, że sektor będzie potrzebował nie tylko instalatorów, ale także projektantów systemów hybrydowych, automatyków, specjalistów EMS, serwisantów O&M, analityków danych energetycznych, energy managerów, doradców agrowoltaicznych, projektantów BIPV i menedżerów lokalnych inicjatyw energetycznych. Największa luka kompetencyjna nie będzie dotyczyć wyłącznie liczby pracowników, lecz zdolności do łączenia technologii w jeden bezpieczny, opłacalny i dobrze zarządzany system.

Z perspektywy regionalnej fotowoltaika będzie rozwijała się w różnych modelach. Regiony metropolitalne, takie jak Mazowieckie, będą koncentrowały się na dachach, budynkach publicznych, usługach energetycznych, BIPV, systemach EMS i autokonsumpcji w biznesie. Regiony przemysłowo-rolnicze, takie jak Wielkopolskie, mogą rozwijać PV przyzakładową, farmy PV, agrowoltaikę i projekty na terenach transformacji gospodarczej. Regiony o silnym charakterze rolniczym i lokalnym, takie jak Lubelskie, mogą wykorzystać PV jako element spółdzielni energetycznych, klastrów, lokalnego bilansowania i dywersyfikacji dochodów gospodarstw. Nie istnieje jeden uniwersalny model rozwoju PV dla całego kraju. Każdy region powinien budować własną ścieżkę opartą na lokalnym popycie, stanie sieci, strukturze gospodarki i dostępnych kompetencjach.

Rekomendacje dla polityki regionalnej

Polityka regionalna powinna odejść od prostego podejścia, w którym rozwój fotowoltaiki mierzy się głównie liczbą nowych instalacji lub łączną mocą zainstalowaną. W dojrzałym rynku ważniejsze staje się pytanie, czy energia z PV jest wykorzystywana lokalnie, czy nie pogłębia przeciążeń sieci, czy wspiera przedsiębiorstwa, czy zmniejsza koszty samorządów i czy tworzy trwałe kompetencje w regionie. Regiony powinny więc traktować fotowoltaikę jako element lokalnego systemu energetycznego, a nie jako sumę pojedynczych inwestycji.

Samorządy wojewódzkie i lokalne powinny przygotowywać mapy potencjału PV oparte nie tylko na nasłonecznieniu i dostępności gruntów, ale także na profilu zużycia energii, stanie sieci, lokalizacji dużych odbiorców, potencjale dachów, terenach przemysłowych, budynkach publicznych i możliwościach magazynowania. Taka mapa powinna pokazywać, gdzie warto rozwijać dachy publiczne i komercyjne, gdzie farmy PV, gdzie agrowoltaikę, gdzie magazyny energii, a gdzie lokalne klastry lub spółdzielnie energetyczne. Dzięki temu polityka regionalna może stać się bardziej selektywna i skuteczna.

W regionach metropolitalnych priorytetem powinny być dachy, budynki publiczne, parkingi, carporty, BIPV i systemy zarządzania energią w obiektach komercyjnych. W takich lokalizacjach grunty są drogie, konkurencja o przestrzeń jest duża, a popyt na energię wysoki. Oznacza to, że największą wartość mogą przynieść projekty zintegrowane z istniejącą infrastrukturą: szkołami, urzędami, halami sportowymi, centrami logistycznymi, biurami, galeriami handlowymi i budynkami wielorodzinnymi. Samorządy powinny w pierwszej kolejności analizować własne zasoby budynkowe i traktować je jako laboratorium lokalnej transformacji energetycznej.

W regionach przemysłowych i logistycznych szczególne znaczenie powinny mieć instalacje przyzakładowe, magazyny energii, zarządzanie mocą i kontrakty długoterminowe. Przedsiębiorstwa, które zużywają energię w ciągu dnia, mogą najlepiej wykorzystać profil produkcji PV. Polityka regionalna powinna więc wspierać audyty energetyczne dla firm, doradztwo w zakresie autokonsumpcji, projekty PV plus storage oraz tworzenie lokalnych porozumień między wytwórcami i odbiorcami energii. W takim modelu fotowoltaika staje się narzędziem zwiększania konkurencyjności przedsiębiorstw, a nie tylko źródłem zielonej energii.

W regionach rolniczych konieczne jest bardziej świadome podejście do gruntów. Duże farmy PV mogą być ważnym elementem transformacji, ale nie powinny prowadzić do prostego konfliktu między produkcją energii a produkcją rolną. Dlatego należy rozwijać projekty agrowoltaiczne, pilotaże łączące uprawy i PV, modele wypasu na terenach farm, instalacje przy gospodarstwach oraz projekty energetyczne zasilające chłodnie, pompy, suszarnie, wentylację i lokalne przetwórstwo. Agrowoltaika powinna być traktowana jako osobny model inwestycyjny, wymagający udziału rolników, agronomów, energetyków i samorządów.

Klastry energii i spółdzielnie energetyczne powinny być rozwijane jako realne narzędzia lokalnego bilansowania, a nie wyłącznie jako formalne porozumienia. Warunkiem ich skuteczności jest dostęp do danych o zużyciu energii, profesjonalny model finansowy, lider organizacyjny, jasne zasady współpracy z operatorem sieci i zdolność zarządzania portfelem źródeł oraz odbiorów. Samorządy powinny wspierać takie inicjatywy tam, gdzie istnieje rzeczywisty lokalny popyt na energię: w obiektach publicznych, gospodarce komunalnej, zakładach produkcyjnych, rolnictwie i usługach lokalnych.

W polityce regionalnej należy również mocniej powiązać inwestycje energetyczne z edukacją i rynkiem pracy. Region, który rozwija PV, powinien równolegle rozwijać lokalne zaplecze kompetencyjne: technika, szkoły branżowe, centra kształcenia zawodowego, BCU, uczelnie techniczne i współpracę z firmami. Bez tego część wartości z inwestycji pozostanie poza regionem, ponieważ specjalistyczne usługi projektowe, serwisowe i integracyjne będą kupowane z zewnątrz. Fotowoltaika może wzmacniać rozwój terytorialny tylko wtedy, gdy inwestycjom towarzyszy budowa lokalnych kompetencji.

Rekomendacje dla systemu edukacji i VET

System edukacji zawodowej powinien odpowiadać na zmianę rynku PV z rynku montażu w rynek integracji. Oznacza to konieczność aktualizacji programów kształcenia, wyposażenia pracowni i sposobu prowadzenia zajęć praktycznych. Uczeń, słuchacz lub osoba dorosła uzupełniająca kwalifikacje nie powinna poznawać fotowoltaiki jako odizolowanej technologii. Powinna rozumieć cały system: moduły PV, falownik, magazyn energii, zabezpieczenia, licznik, EMS, pompę ciepła, ładowarkę EV, profil zużycia energii i zasady rozliczeń.

W kształceniu zawodowym należy rozwijać moduły praktyczne dotyczące systemów hybrydowych. Szczególnie potrzebne są zajęcia obejmujące dobór i montaż instalacji PV z magazynem energii, konfigurację falownika hybrydowego, podstawy pracy baterii i BMS, zabezpieczenia przeciwpożarowe, pomiary elektryczne, dokumentację odbiorową, diagnostykę awarii oraz analizę autokonsumpcji. Rynek będzie coraz częściej potrzebował pracowników, którzy potrafią nie tylko zamontować panel, ale także uruchomić i wyjaśnić działanie całego układu energetycznego. Duże znaczenie powinny mieć również kompetencje cyfrowe. Systemy PV generują dane o produkcji, napięciach, temperaturze, stanie falownika, magazynu i zużyciu energii. W edukacji zawodowej należy więc wprowadzać podstawy pracy z monitoringiem, interpretacji danych, wykrywania anomalii, serwisu predykcyjnego i systemów EMS. Nie chodzi o to, aby każdy instalator był programistą. Chodzi o to, aby pracownik rozumiał, jakie dane są istotne, jak je odczytywać i jak na ich podstawie podejmować decyzje serwisowe lub projektowe.

Branżowe Centra Umiejętności powinny pełnić w tym systemie rolę praktycznych laboratoriów transformacji energetycznej. Ich zadaniem nie powinno być powielanie standardowej oferty szkoleniowej, ale szybkie przenoszenie nowych technologii z rynku do edukacji. BCU mogą organizować krótkie kursy dla instalatorów, szkolenia dla nauczycieli, warsztaty dla firm, zajęcia dla uczniów i doradztwo dla lokalnych instytucji. W obszarze PV szczególnie wartościowe byłyby stanowiska pokazujące pełne układy: PV plus magazyn energii, PV plus pompa ciepła, PV plus ładowarka EV, PV plus EMS, BIPV oraz demonstratory agrowoltaiki. BCU powinny być także miejscem współpracy między szkołami, firmami, samorządami i producentami technologii. Firmy wiedzą, jakie awarie występują w praktyce, jakie urządzenia są stosowane na rynku i jakich kompetencji brakuje pracownikom. Szkoły mają kontakt z młodzieżą i systemem kształcenia. Samorządy mogą wskazywać potrzeby lokalnych inwestycji. Producenci i dostawcy mogą udostępniać aktualne urządzenia. BCU powinny łączyć te środowiska i przekładać ich potrzeby na krótkie, praktyczne programy szkoleniowe.

W systemie VET należy rozwijać krótkie kwalifikacje i mikropoświadczenia. Technologie PV zmieniają się szybko, dlatego jednorazowe przygotowanie do zawodu nie wystarczy. Pracownik powinien mieć możliwość uzupełnienia kompetencji w konkretnych obszarach: magazyny energii, EMS, O&M farm PV, BIPV, agrowoltaika, diagnostyka termowizyjna, bezpieczeństwo baterii, praca z klientem, dokumentacja techniczna, net-billing i taryfy dynamiczne. Takie moduły powinny być krótkie, praktyczne i regularnie aktualizowane.

Należy wzmocnić doskonalenie nauczycieli zawodu i instruktorów praktycznej nauki zawodu. Luka kompetencyjna dotyczy nie tylko uczniów i pracowników firm, ale także osób, które mają ich uczyć. Jeżeli nauczyciele nie mają dostępu do falowników hybrydowych, magazynów energii, systemów EMS czy aktualnych narzędzi diagnostycznych, program kształcenia będzie opóźniony wobec rynku. BCU mogą pełnić rolę regionalnych centrów doskonalenia nauczycieli, szczególnie w obszarach, w których technologia zmienia się szybciej niż podstawy programowe.

Edukacja powinna obejmować także kompetencje regulacyjne, ekonomiczne i komunikacyjne. Pracownik branży PV coraz częściej musi rozumieć nie tylko technikę, ale również zasady rozliczeń, autokonsumpcję, profil zużycia, podstawy opłacalności inwestycji i ograniczenia sieciowe. Musi także umieć wyjaśnić klientowi, że większa instalacja nie zawsze oznacza lepszą inwestycję, a magazyn energii lub EMS może być ważniejszy niż kolejne moduły. Dojrzały rynek wymaga odpowiedzialnego doradztwa, a nie wyłącznie sprzedaży.

System edukacji powinien także mocniej promować ścieżki zawodowe związane z PV i energetyką rozproszoną. Branża potrzebuje elektryków, automatyków, elektromonterów, serwisantów, projektantów, specjalistów danych, doradców energetycznych i techników utrzymania ruchu. W promocji zawodów warto pokazywać, że praca w PV nie oznacza wyłącznie montażu paneli na dachu. Może prowadzić do specjalizacji w magazynach energii, cyfryzacji, serwisie farm, budownictwie aktywnym energetycznie, agrowoltaice i zarządzaniu energią w przedsiębiorstwach.

Rekomendacje dla przedsiębiorstw

Przedsiębiorstwa działające w branży PV powinny przygotować się na przejście od prostego modelu sprzedażowo-montażowego do modelu usług integracyjnych. Klient coraz częściej będzie oczekiwał nie tylko instalacji, ale odpowiedzi na pytanie, jak ograniczyć koszty energii, zwiększyć autokonsumpcję, dobrać magazyn, zarządzać zużyciem i zabezpieczyć się przed zmianami cen. Firma, która będzie nadal sprzedawała wyłącznie moc instalacji w kWp, może tracić przewagę na rzecz podmiotów oferujących pełne rozwiązania energetyczne.

Firmy instalacyjne powinny rozwijać kompetencje w zakresie magazynów energii i systemów EMS. To właśnie te obszary będą odróżniać wykonawców podstawowych od bardziej zaawansowanych integratorów. W praktyce oznacza to szkolenie ekip technicznych, tworzenie standardów montażu, rozwój procedur bezpieczeństwa, naukę konfiguracji falowników hybrydowych, analizę danych z instalacji i budowę zespołów serwisowych. Magazyn energii nie powinien być traktowany jako dodatek handlowy, lecz jako element wymagający właściwego projektu, montażu, konfiguracji i późniejszej obsługi.

Przedsiębiorstwa powinny wzmocnić serwis i obsługę posprzedażową. Pierwsza fala instalacji prosumenckich zaczyna się starzeć, a rosnąca liczba farm PV i instalacji komercyjnych będzie wymagała profesjonalnego O&M. Rynek serwisowy może stać się jednym z najważniejszych źródeł stabilnych przychodów w branży. Obejmuje on przeglądy, pomiary, diagnostykę, termowizję, monitoring, wymianę falowników, modernizację instalacji, rozbudowę o magazyn energii i optymalizację pracy systemu. Firmy, które zbudują dobrą obsługę posprzedażową, będą mniej zależne od sezonowych fal sprzedaży.

Firmy z sektora przemysłowego, logistycznego, handlowego i rolniczego powinny traktować PV jako element zarządzania energią, a nie wyłącznie jako inwestycję wizerunkową. Przed podjęciem decyzji o instalacji należy analizować profil zużycia energii, moc zamówioną, godziny pracy zakładu, możliwość przesunięcia części odbiorów, sens zastosowania magazynu energii, potencjał ładowania floty elektrycznej i opłacalność systemu EMS. Największe korzyści osiągną te przedsiębiorstwa, które połączą PV z zarządzaniem procesem, a nie tylko zamontują panele na dostępnej powierzchni.

Przedsiębiorstwa powinny ostrożniej podchodzić do przewymiarowania instalacji. W dojrzałym rynku większa moc nie zawsze oznacza większą opłacalność. Przy net-billingu, zmiennych cenach energii i ograniczonej chłonności sieci szczególnie ważne staje się dopasowanie instalacji do profilu zużycia. W wielu przypadkach lepszym rozwiązaniem może być mniejsza instalacja z wyższą autokonsumpcją, magazynem energii i dobrym sterowaniem niż duży system oddający znaczną część energii do sieci w godzinach niskiej wartości.

Firmy powinny inwestować w dane. Monitoring instalacji nie powinien służyć wyłącznie do sprawdzania, czy system produkuje energię. Dane z PV, magazynu, falownika i odbiorów powinny być wykorzystywane do optymalizacji kosztów, wykrywania awarii, planowania serwisu, oceny opłacalności i raportowania ESG. Przedsiębiorstwa posiadające kilka instalacji powinny budować portfelowe zarządzanie energią, oparte na porównywaniu lokalizacji, analizie produkcji i kontroli zużycia.

Ważnym kierunkiem dla firm technologicznych jest specjalizacja. Polska nie musi konkurować wyłącznie masową produkcją standardowych modułów. Większy potencjał może leżeć w konstrukcjach wsporczych, BIPV, agrowoltaice, rozwiązaniach dla magazynowania energii, oprogramowaniu EMS, serwisie, diagnostyce, integracji systemów i produktach dostosowanych do konkretnych warunków lokalnych. Przedsiębiorstwa powinny szukać przewagi tam, gdzie liczy się wiedza projektowa, jakość wykonania, znajomość rynku i obsługa klienta, a nie tylko cena komponentu.

Firmy powinny aktywnie współpracować z systemem edukacji. Niedobór kompetencji będzie jednym z głównych ograniczeń rozwoju rynku, dlatego przedsiębiorstwa nie powinny traktować szkół i BCU wyłącznie jako dostawców absolwentów. Powinny współtworzyć programy szkoleń, udostępniać urządzenia, przyjmować uczniów na praktyki, szkolić nauczycieli, opisywać typowe awarie i współorganizować kursy dla dorosłych. Taka współpraca pozwoli szybciej dostosować edukację do rzeczywistego rynku i ograniczyć koszty wdrażania nowych pracowników.

Przedsiębiorstwa powinny także rozwijać odpowiedzialną komunikację z klientem. W pierwszej fazie boomu część rynku opierała się na uproszczonych obietnicach szybkiego zwrotu i dużych oszczędności. Dojrzały rynek wymaga bardziej realistycznego doradztwa. Klient powinien rozumieć, jak działa net-billing, dlaczego autokonsumpcja jest ważna, kiedy magazyn energii ma sens, jakie są ograniczenia sieciowe i jakie obowiązki wiążą się z eksploatacją instalacji. Zaufanie do branży będzie jednym z warunków jej dalszego rozwoju.

Priorytety wdrożeniowe do 2035 r.

Do 2035 r. rozwój fotowoltaiki w Polsce powinien koncentrować się na integracji, a nie tylko ekspansji. Oznacza to konieczność łączenia nowych mocy PV z magazynami energii, systemami EMS, lokalnym bilansowaniem, modernizacją sieci i rozwojem kompetencji. W praktyce priorytetem powinny być projekty, które zwiększają autokonsumpcję, zmniejszają obciążenie sieci, wspierają przedsiębiorstwa i budują lokalną wartość dodaną.

Polityka publiczna powinna premiować jakość instalacji, a nie wyłącznie jej moc. Programy wsparcia powinny zachęcać do magazynowania, zarządzania energią, integracji z budynkami, wykorzystania dachów publicznych i rozwoju lokalnych modeli energetycznych. Regulacje powinny być stabilne, zrozumiałe i możliwie proste dla mniejszych inwestorów. Administracja powinna wzmacniać doradztwo dla gmin, wspólnot, rolników i małych firm, ponieważ to właśnie tam często istnieje potencjał inwestycyjny, ale brakuje kompetencji do jego uruchomienia.

System edukacji powinien przygotować kadry do rynku, który będzie bardziej złożony niż rynek pierwszego boomu PV. Szkoły, technika, centra kształcenia zawodowego i BCU powinny rozwijać praktyczne moduły dotyczące PV, magazynów energii, EMS, BIPV, agrowoltaiki, O&M i danych energetycznych. Szczególne znaczenie będą miały krótkie formy kształcenia dla osób dorosłych i doskonalenie nauczycieli zawodu. Bez tego luka kompetencyjna może stać się jednym z głównych hamulców transformacji energetycznej.

Przedsiębiorstwa powinny przejść od sprzedaży instalacji do zarządzania rozwiązaniem energetycznym. Oznacza to rozwój doradztwa, projektowania, serwisu, analizy danych i współpracy z klientem po zakończeniu montażu. Firmy, które zbudują kompetencje integracyjne, będą lepiej przygotowane na rynek 2035 r. Firmy, które pozostaną przy prostym modelu montażowym, będą bardziej narażone na spadek marż, sezonowość i konkurencję cenową.

Najważniejsza konkluzja raportu jest następująca: fotowoltaika w Polsce osiągnęła skalę, która wymaga nowego podejścia. Dalszy rozwój nie będzie polegał tylko na dokładaniu kolejnych paneli. Będzie polegał na budowie zdolności do efektywnego wykorzystania energii słonecznej w gospodarstwach domowych, firmach, samorządach, rolnictwie i regionach. O przewadze zdecydują sieci, magazyny, dane, kompetencje, jakość projektów i zdolność współpracy między administracją, edukacją i biznesem. Jeżeli te elementy zostaną połączone, fotowoltaika może stać się nie tylko źródłem energii, ale także narzędziem modernizacji gospodarki, rynku pracy i rozwoju regionalnego.



BCU

Energetyka Odnawialna
Słoneczna Stary Brześć



Finansowanie



**KRAJOWY
PLAN
ODBUDOWY**



**Rzeczpospolita
Polska**

Sfinansowane przez
Unię Europejską
NextGenerationEU



Partnerzy



**ZESPÓŁ SZKÓŁ
CENTRUM
KSZTAŁCENIA
ROLNICZEGO**



Sieć Szkół Rolniczych
powadzonych przez
Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi



**Ministerstwo Rolnictwa
i Rozwoju Wsi**



PSFiME



**FUNDACJA
EDUKACJI
EKOLOGICZNEJ**
eko logika