

Natalia Iwaszczuk
Jarosław Baran

PERSPEKTYWY ROZWOJU KRAJOWEJ PRODUKCJI FOTOWOLTAIKI

w kontekście zapotrzebowania
na surowce



WYDAWNICTWA AGH
KRAKÓW 2025

Natalia Iwaszczuk
Jarosław Baran

PERSPEKTYWY ROZWOJU KRAJOWEJ PRODUKCJI FOTOWOLTAIKI

w kontekście zapotrzebowania
na surowce



WYDAWNICTWA AGH
KRAKÓW 2025

Wydawnictwa Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie

© Wydawnictwa AGH, Kraków 2025
Creative Commons CC-BY 4.0

ISBN 978-83-68219-53-1

<https://doi.org/10.7494/978-83-68219-53-1>

Recenzenci:

dr hab. Joanna Żyra, prof. PK

dr hab. inż. Piotr Lebkowski, prof. AGH

Afiliacje autorów:

Natalia Iwaszczuk

Akademia Górniczo-Hutnicza

Wydział Zarządzania

Katedra Zarządzania Strategicznego i Ekonomii

al. A. Mickiewicza 30

30-059 Kraków

Jarosław Baran

Akademia Górniczo-Hutnicza

Szkola Doktorska

al. A. Mickiewicza 30

30-059 Kraków

Publikacja monografii została sfinansowana z subwencji (numer umowy 16.16.200.0396).

Redakcja i korekta: *Monika Filipek*

Skład: *MarDruk Marcin Herzog, e-mail: biuro@mardruk.pl*

Projekt okładki i strony tytułowej: *Alicja Pronobis*

Wydawnictwa AGH

al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

tel. 12 617 32 28, 12 636 40 38

e-mail: redakcja@wydawnictwoagh.pl

www.wydawnictwo.agh.edu.pl

Spis treści

Przedmowa	5
Rozdział 1. Główne powody transformacji energetycznej w Polsce i Unii Europejskiej	9
Rozdział 2. Uwarunkowania rozwoju sektora OZE w Polsce. Scenariusze energetyczne	25
Rozdział 3. Fotowoltaika w Polsce i na świecie – stan przeszły, teraźniejszy oraz perspektywy	41
Rozdział 4. Zarys historii i budowa ogniw fotowoltaicznych	53
Rozdział 5. Technologie PV i ich klasyfikacje	59
Rozdział 6. Surowce wykorzystywane w modułach PV	67
Rozdział 7. Krajowy <i>local content</i> w produkcji modułów fotowoltaicznych	87
Rozdział 8. Analiza przyszłego zapotrzebowania na wybrane surowce	93
8.1. Etapy procesu badawczego	93
8.2. Wyniki badań	103
8.2.1. Krzem	103
8.2.2. Srebro	109
8.2.3. German	116
8.2.4. Kadm	122
8.2.5. Tellur	128
8.2.6. Miedź	134
8.2.7. Ind	140
8.2.8. Gal	146
8.2.9. Selen	152
Rozdział 9. Krajowy potencjał produkcji ogniw PV – wnioski końcowe i zalecenia	159
Literatura	163

Przedmowa

Odchodzenie od wykorzystywania paliw kopalnych do produkcji energii elektrycznej stało się istotnym elementem nowej polityki energetycznej w wielu krajach. Rządy muszą więc podejmować działania zgodne z porozumieniami klimatycznymi, które mają na celu ochronę środowiska oraz zdrowia ludzkiego. Szczególnie wydarzenia z ostatnich kilku lat wyraźnie pokazały, że szeroko pojęta transformacja energetyczna powinna być traktowana priorytetowo, dlatego obecnie duży nacisk kładzie się na uniezależnienie od dostaw zewnętrznych. Dotyczy to nie tylko surowców energetycznych, lecz również niezbędnych do wykonania instalacji generujących energię elektryczną. Polska – jako kraj z dużym udziałem węgla w miksie energetycznym – stoi przed poważnymi wyzwaniami. Choć w ostatnich latach odnotowywano coraz więcej inwestycji w energię odnawialną (w tym fotowoltaikę), konieczne są dalsze, intensywne działania w celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń, obniżenia kosztów energii oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, tj. uniezależnienia się od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych.

W monografii podjęto próbę analizy zapotrzebowania na surowce nieenergetyczne niezbędne do produkcji modułów fotowoltaicznych (PV) w Polsce oraz oszacowania, jak będzie się ono kształtowało do roku 2040.

W **rozdziale 1** omówiono uwarunkowania wpływające na konieczność transformacji krajowej energetyki. Wskazano, jakie determinanty kształtują politykę klimatyczną i środowiskową w krajach Unii Europejskiej i jakie ma to skutki dla gospodarki w Polsce. Umiejscowiono politykę energetyczną Polski w kontekście ciągłych zmian mających spowodować, że energetyka stanie się zeroemisyjna w możliwie najkrótszym czasie.

Rozdział 2 poświęcono odnawialnym źródłom energii (OZE) w Polsce. Zidentyfikowane zostały czynniki wpływające na ten sektor, wskazano także szanse i zagrożenia oraz jego mocne i słabe strony. Istotną część rozdziału stanowi analiza scenariuszy transformacji energetycznej do roku 2040, pozwalająca na prognozowanie potencjalnych kierunków rozwoju oraz możliwości przejścia na OZE w wyznaczonym terminie.

W **rozdziale 3** zaprezentowano globalną oraz krajową fotowoltaikę (PV – *photovoltaic*). Przedstawiono zmiany, jakie następowały w przeciągu ostatnich dekad, ukazując, jak wpłynęły one na bieżącą sytuację światowej i polskiej energetyki fotowoltaicznej. Wskazano również czynniki determinujące możliwości dalszego rozwoju instalacji PV oraz bariery mogące go zablokować lub spowolnić, a także uwarunkowania zewnętrzne (geograficzne), takie jak nasłonecznienie na terytorium naszego kraju.

W **rozdziale 4** nakreślono historyczny rys postępów w dziedzinie produkcji ogniw fotowoltaicznych oraz omówiono budowę typowego ogniwa PV i zasady jego działania. Przedstawiono także dynamikę zmian związanych ze sprawnością ogniw wytwarzanych w warunkach laboratoryjnych i osiągnięcia przyczyniające się do opracowywania coraz wydajniejszych technologii.

Rozdział 5 zawiera szczegółową analizę dominujących technologii produkcji ogniw fotowoltaicznych, które są obecnie produkowane masowo. Przedstawiono ich klasyfikację z uwzględnieniem udziału poszczególnych technologii w globalnym rynku PV oraz obserwowanych trendów rozwojowych. Analiza ta ma kluczowe znaczenie dla trafnej oceny potencjału poszczególnych rozwiązań technologicznych w kontekście ich przyszłego udziału w strukturze rynku fotowoltaiki.

W **rozdziale 6** omówione zostały zarówno surowce wykorzystywane obecnie do wytwarzania ogniw fotowoltaicznych, jak i te, które będą stosowane do ich produkcji w perspektywie do roku 2040. Ich odpowiednia identyfikacja wraz z oszacowaniem spodziewanych zmian jest niezbędna, aby modelowanie przyszłego zapotrzebowania na te surowce było jak najbardziej zbliżone do rzeczywistości. Znaczną część rozdziału poświęcono technologii krzemowej, przedstawiając aspekty techniczne oraz technologiczne, wskazując kierunek zmian oraz perspektywy redukcji nasycenia surowcowego (intensywności zużycia konkretnego materiału w przeliczeniu na jednostkę mocy wytworzonej przez ogniwo). W celu uproszczenia procesu badawczego dokonano również selektywnego doboru surowców podstawowych, które zostały uznane za istotne dla dalszej analizy.

Rozdział 7 poświęcono badaniom związanym z oszacowaniem możliwości w zakresie zwiększenia przyszłego udziału krajowego (*local content*) w produkcji ogniw fotowoltaicznych w rozpatrywanych przedziałach czasowych. Analiza ta jest niezbędna ze względu na konieczność wprowadzenia do modelu danych ilościowych związanych z tym zagadnieniem, uwzględniających zarówno potencjał techniczny, ekonomiczny czy badawczo-rozwojowy, jak i ograniczenia, które mogą mieć istotny wpływ na przyszły sektor produkcyjny instalacji fotowoltaicznych w Polsce.

Rozdział 8 składa się z dwóch części. Pierwszą poświęcono szczegółowemu omówieniu procesu badawczego. Przedstawiono zastosowaną metodykę, określono zakres prowadzonych analiz, a także opisano strukturę modelu obliczeniowego oraz poszczególne etapy związane z implementacją danych wejściowych. Druga część rozdziału zawiera prezentację wyników obliczeń przeprowadzonych z wykorzystaniem opracowanego modelu. W przypadku każdego z dziewięciu przeanalizowanych surowców dane wynikowe przedstawiono oddzielnie dla scenariusza kontynuacyjnego (SK) oraz scenariusza perspektywicznego (SP), co ułatwia interpretację rezultatów i ich porównywanie. W tabelach zaprezentowane zostały wyniki zbiorcze dla wszystkich scenariuszy, a na wykresach pokazano wyniki osobno dla każdego z nich – także w celu uzyskania lepszej czytelności i łatwiejszej interpretacji.

Rozdział 9 stanowi podsumowanie przeprowadzonych badań oraz zawiera syntetyczne wnioski z analizy rezultatów obliczeniowych. Wskazano w nim również potencjalne kierunki dalszych prac badawczych nieuwzględnionych w ramach niniejszego opracowania wraz z identyfikacją ograniczeń metodologicznych i zakresowych

zastosowanego podejścia. Przedstawiono także wnioski końcowe wraz z zaleceniami odnoszącymi się do procesu przekształceń systemu energetycznego oraz poprawy krajowych zdolności produkcyjnych w zakresie technologii fotowoltaicznych. Uwzględniono przy tym prognozy rozwoju na najbliższe kilkanaście lat oraz kluczowe czynniki wpływające na tempo i skuteczność implementacji nowych rozwiązań w Polsce.

Monografia jest skierowana do wszystkich zainteresowanych tematyką produkcji w branży fotowoltaiki w Polsce z wykorzystaniem dostępnych na rynku krajowym surowców oraz rolą krajowej gospodarki w procesie transformacji sektora energetycznego w Unii Europejskiej.

Rozdział 1

Główne powody transformacji energetycznej w Polsce i Unii Europejskiej

W obliczu narastających problemów związanych ze zmianami klimatycznymi oraz konieczności zapewnienia stabilności energetycznej przejście na odnawialne źródła energii (OZE) stało się jednym z najbardziej priorytetowych zagadnień na całym świecie. Tak zwana zielona lub czysta energia (w tym energia słoneczna) odgrywa kluczową rolę w redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie wymaganym do realizacji międzynarodowych zobowiązań klimatycznych. Zapewnienie dostępu do czystej energii przyczynia się również do poprawy jakości powietrza, co ma pozytywne skutki zdrowotne dla ludności, szczególnie w krajach z dużym zanieczyszczeniem, takich jak Polska. Należy również podkreślić, że Polska jest w dużym stopniu zależna od paliw kopalnych, dlatego powinna podejmować działania w celu:

- dywersyfikacji źródeł energii i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego;
- zmniejszenia zależności od importu surowców energetycznych;
- sprostania unijnym regulacjom;
- obniżenia kosztów energii.

Przestawienie się na zieloną energię jest także kluczowe w kontekście zmniejszenia globalnej emisji gazów cieplarnianych. Sektor energetyczny (tak w Europie, jak i na świecie) jest największym emitentem dwutlenku węgla (CO₂)¹, dlatego tak ważna jest jego modernizacja w celu zmniejszenia negatywnego wpływu człowieka na klimat (European Data, 2024). Wprowadzenie zrównoważonych źródeł energii sprzyja również rozwojowi lokalnych rynków pracy oraz tworzeniu nowoczesnych technologii, co przyczynia się do wzrostu innowacyjności i konkurencyjności gospodarki.

Nie ulega wątpliwości, że epoka wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych, a w szczególności z paliw kopalnych, powoli dobiega końca. Naturalnie istnieją różnorodne uwarunkowania, które powodują, że dla konkretnych krajów czy regionów okres transformacji zapewne będzie dłuższy lub krótszy. Czynniki, które prawdopodobnie będą miały na to wpływ, są m.in.:

- odmienne podejście do przeciwdziałania zmianom klimatycznym;
- zróżnicowane możliwości w zakresie odejścia od węgla, ropy czy gazu (tak ekonomiczne, jak i społeczne czy polityczne);
- sytuacja geopolityczna i prawna kraju;
- uwarunkowania geograficzne mające istotny wpływ na zdolności generowania energii pochodzącej z OZE.

¹ W roku 2019 sektor energetyczny odpowiadał za 77,01% emisji gazów cieplarnianych w UE (Parlament Europejski, 2024).

Proces dekarbonizacji w dłuższej perspektywie jest jednak nie tylko możliwy i prawdopodobny, ale wręcz niezbędny, przede wszystkim z powodu wyczerpalności surowców energetycznych i wzrostu kosztów ich wydobycia, transportu, przetworzenia oraz dystrybucji. Oznacza to, że cena produktu będzie coraz wyższa, co wpłynie na jego dostępność dla konsumenta. Niebagatelne znaczenie (szczególnie w ostatnim czasie) mają także koszty zewnętrzne działalności sektora energetycznego. Biorąc pod uwagę kryterium zakresu wpływu, można je podzielić na:

- środowiskowe,
- zdrowotne,
- klimatyczne,
- społeczne,
- ekonomiczne.

Koszty środowiskowe

Przemysł energetyczny oparty na spalaniu paliw kopalnych (zwłaszcza węgla) ma ogromny wpływ na środowisko naturalne. Procesy wydobywcze prowadzą do degradacji gruntów, zanieczyszczenia wód oraz powstawania hałd górniczych. Z kolei emisje pyłów i gazów, pochodzących m.in. z elektrowni węglowych, przyczyniają się do wzrostu zanieczyszczenia powietrza i zwiększają ilość gazów cieplarnianych w atmosferze. W kontekście środowiskowym transformacja energetyczna oznacza zmniejszenie produkcji szkodliwych substancji, ochronę ekosystemów oraz zrównoważone gospodarowanie zasobami naturalnymi. Jednym z najważniejszych środowiskowych efektów przejścia na OZE jest ograniczenie wypuszczania do atmosfery tlenków siarki i azotu, które przyczyniają się do powstawania kwaśnych deszczy niszczących gleby i lasy. Wprowadzenie technologii OZE prowadzi także do zmniejszenia zapotrzebowania na wodę w procesach produkcji energii, co jest istotne w obliczu coraz częstszych problemów z jej niedoborem (suszami).

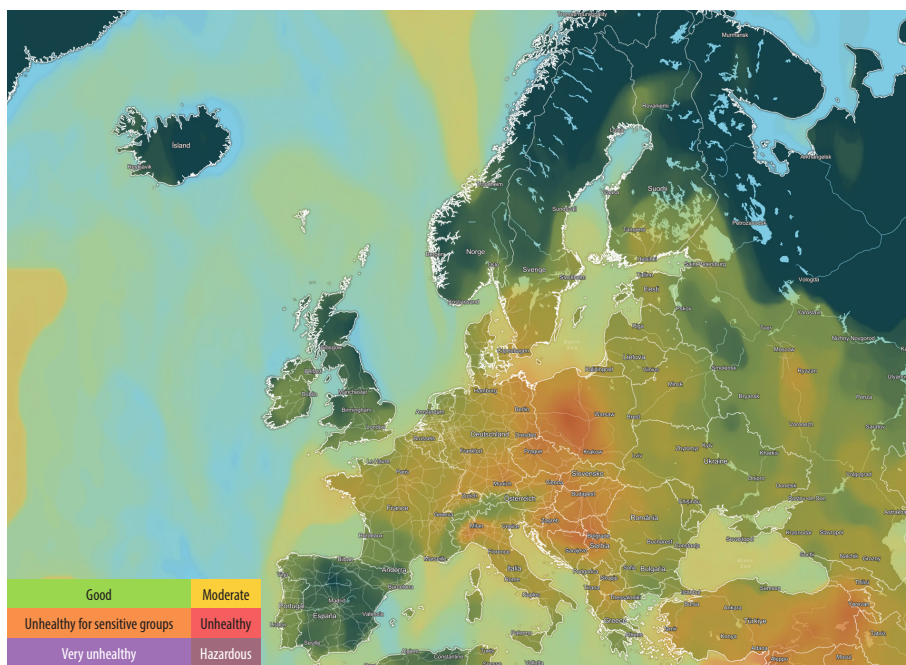
Koszty zdrowotne

Negatywne skutki zdrowotne związane z emisją pyłów i gazów są dobrze udokumentowane. Stanowią one jedno z głównych źródeł zanieczyszczeń powietrza, które wpływają na jakość oraz długość życia ludzi (Smith i in., 2013). Wysokie stężenia pyłów zawieszonych ($PM_{2,5}$ i PM_{10}) oraz tlenków siarki (SO_x) i azotu (NO_x) w powietrzu przyczyniają się do rozwoju chorób układu oddechowego, sercowo-naczyniowego oraz nowotworów. Od dłuższego czasu Polska (jako kraj z dużym udziałem elektrowni węglowych) boryka się z problemem smogu, który wpływa na zdrowie publiczne. Nie można pominąć tu faktu, że niektóre polskie miasta znajdują się wśród najbardziej zanieczyszczonych miast w Europie. W artykule *Polish city more polluted than Beijing* z 2016 r. „Financial Times” wskazywał, że na 50 miast w czołówce najbardziej zanieczyszczonych w Europie aż 33 znajdowały się w Polsce. Z kolei wśród miast z pierwszej dziesiątki w całej Unii Europejskiej aż 7 leży w Polsce (Fleck, 2023; Olivier, 2023). Najnowsze dane z Europejskiej Agencji Środowiska są nieco lepsze. Wskazują one, że w okresie 2022–2023 w pierwszej dziesiątce znalazły się tylko 3 polskie miasta (European Environment Agency, b.d.). Nie wiadomo jednak, czy zmiana ta ukazuje trwałą tendencję, czy tylko krótkookresową zmianę.

Zanieczyszczenie powietrza jest przyczyną wielu poważnych chorób układu oddechowego, takich jak astma i przewlekła obturacyjna choroba płuc, a także chorób sercowo-naczyniowych. Z raportów Światowej Organizacji Zdrowia (WHO – World Health Organization) oraz Europejskiej Agencji Środowiska (EEA – European Environment Agency) wynika, że w Polsce każdego roku z powodu zanieczyszczeń powietrza przedwcześnie umiera ok. 45–50 tys. osób (European Environment Agency, 2023). Niestety inne badania wskazują, że wartości te są znacznie zaniżone i mogą być dwukrotnie wyższe (Wantuch, 2021).

Transformacja energetyczna jest zatem również inwestycją w zdrowie obywateli. Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń dzięki zwiększeniu udziału OZE w produkcji energii przyczynia się do obniżenia liczby zachorowań i poprawy jakości oraz długości życia mieszkańców (Kim i in., 2020; Silva i in., 2021; Xing i in., 2019). Jednocześnie możliwe staje się obniżenie kosztów zdrowotnych (m.in. kosztów leczenia), które są zupełnie wymierne i w przypadku Polski – bardzo znaczące (Yin i in., 2024).

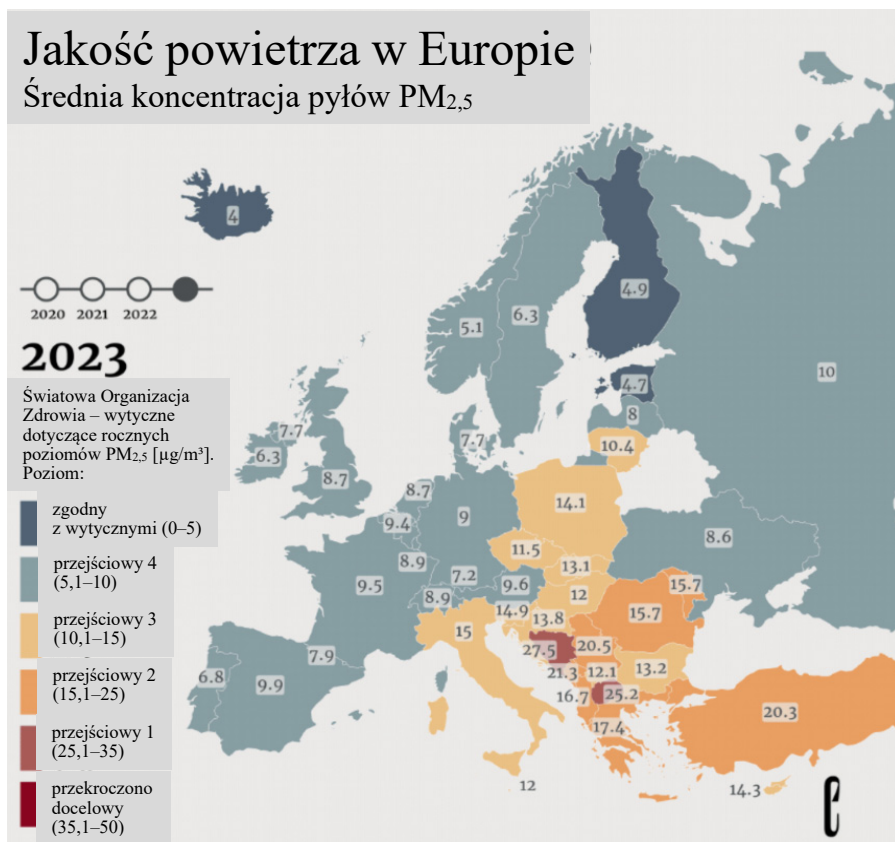
Mapa unoszących się w powietrzu pyłów zawieszonych nad terytorium krajów europejskich (z dnia 11.11.2024 o godzinie 5.00 CET) przedstawiona została na rysunku 1. Nad Polską niestety dominuje kolor pomarańczowy, zbliżony do czerwonego, co świadczy o wysokim zanieczyszczeniu powietrza.



Rys. 1. Mapa zanieczyszczeń powietrza w postaci pyłów zawieszonych w Europie w roku 2024
Poziom jakości powietrza: *good* – dobre; *moderate* – umiarkowane; *unhealthy for sensitive groups* – niezdrowe dla grup wrażliwych; *unhealthy* – niezdrowe; *very unhealthy* – bardzo niezdrowe; *hazardous* – niebezpieczne

Źródło: IQAir, b.d.

Z kolei na rysunku 2 pokazano średnie koncentracje pyłów zawieszonych $PM_{2,5}$ w powietrzu nad Europą w roku 2023 według danych Światowej Organizacji Zdrowia. WHO zwraca szczególną uwagę na pyły o średnicy $2,5 \mu m$. Stanowią one największe zagrożenie dla zdrowia ludzi, ponieważ wchłaniane w górnych i dolnych drogach oddechowych mogą nawet przenikać do krwiobiegu człowieka.



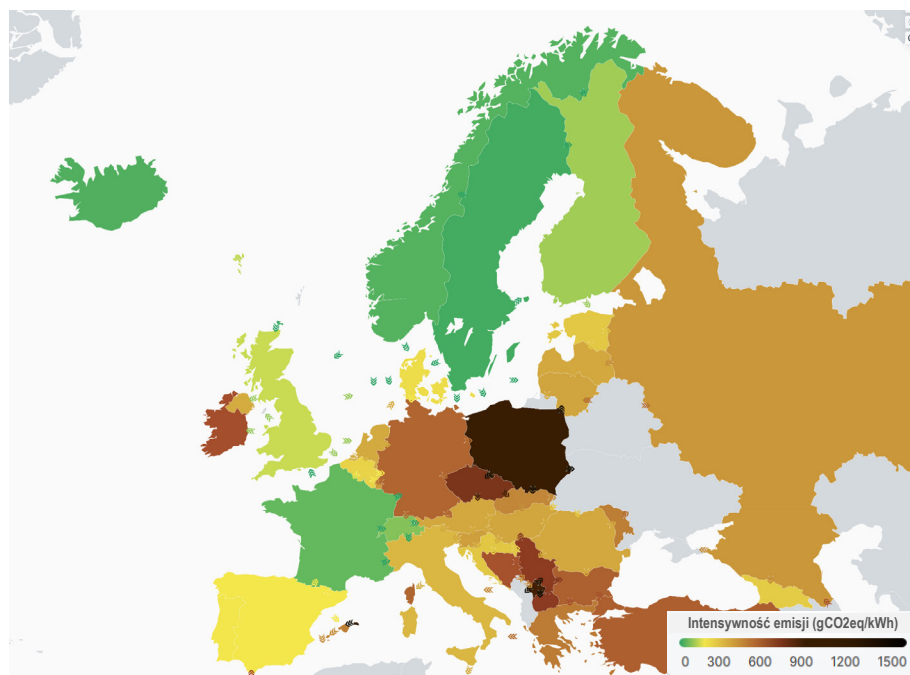
Rys. 2. Koncentracje pyłów zawieszonych $PM_{2,5}$ nad Europą

Źródło: Baudry, 2024, na podstawie World Air Quality Report, IQAir

Koszty klimatyczne

Zmiany klimatyczne stanowią jeden z głównych powodów, dla których transformacja energetyczna jest koniecznością. Polska, ze względu na swoje położenie geograficzne, doświadcza rosnącej liczby ekstremalnych zjawisk pogodowych, takich jak susze, powodzie czy gwałtowne burze. Stanowią one bezpośrednie zagrożenie dla gospodarki i bezpieczeństwa tak ludzi, jak i mienia. Zmniejszenie emisji pyłów i gazów cieplarnianych dzięki przechodzeniu na OZE ma fundamentalne znaczenie w walce z globalnym ociepleniem i wskazanymi wcześniej negatywnymi skutkami dla jakości powietrza i zdrowia ludności (Samiee & Aghdam, 2024).

Mapa emisji ekwiwalentu dwutlenku węgla w przeliczeniu na kilowatogodzinę energii elektrycznej (eqCO₂/kWh) wyprodukowanej przez elektrownie w Europie (z dnia 11.11.2024 o godzinie 5.00 CET) przedstawiona została na rysunku 3. W przypadku Polski było to 868 g eqCO₂/kWh. Dla porównania w tym samym czasie emisje w Szwecji, Norwegii czy Francji wynosiły odpowiednio 19 g eqCO₂/kWh, 32 g eqCO₂/kWh oraz 43 g eqCO₂/kWh (Electricity Maps, b.d.). Niestety Polska wypadła nie najlepiej na tle innych krajów z regionu.



Rys. 3. Emisja dwutlenku węgla pochodzącego z elektrowni w Europie

Źródło: Electricity Maps, b.d.

Koszty społeczne

Polska jest jednym z krajów UE, gdzie społeczność lokalna często jest silnie związana z przemysłem wydobywczym, zwłaszcza na Górnym Śląsku. Transformacja energetyczna i odejście od paliw kopalnych (w tym węgla) oznacza zmiany na lokalnych rynkach pracy, co wiąże się zarówno z wyzwaniami, jak i z szansami. Z jednej strony istnieje ryzyko utraty miejsc pracy (np. w sektorze węglowym), z drugiej zaś rozwój nowych technologii sprzyja tworzeniu stanowisk dla specjalistów w dziedzinie inżynierii, montażu i serwisu urządzeń OZE (Dębicka i in., 2024). Warto podkreślić, że utrzymanie oraz transformacja sektora górniczego w Polsce wiąże się nie tylko z koniecznością poniesienia znacznych nakładów finansowych, ale także mogą być źródłem napięć oraz konfliktów społecznych. Mimo to – jak zauważają autorzy raportu dotyczącego tzw. umowy społecznej rządu z górnikami – „wsparcie dla

sektora górniczego będzie akceptowane przez społeczeństwo i przez instytucje Unii Europejskiej, jeśli będzie racjonalne i transparentne oraz zostaną w nim uwzględnione interesy szerokich grup społecznych, a nie jedynie wybranych” (Pandera & Adamczewski, 2024).

Programy edukacyjne oraz szkolenia zawodowe są kluczowe dla przygotowania pracowników do nowych wyzwań rynkowych będących skutkiem przekształcenia sektora energetycznego. Zachodzące zmiany mają szansę na zyskanie większej akceptacji społecznej, jeśli będą im towarzyszyły inicjatywy mające na celu dobrobyt lokalnych społeczności, np. przeznaczenie funduszy na wspieranie procesów restrukturyzacji regionów górniczych (Dhar i in., 2020). Szczególnie pożądana jest reorientacja zawodowa górników oraz innych grup pracowników powiązanych z wydobywaniem węgla w Polsce (Piwowar & Dzikuć, 2024).

Dodatkowo wykorzystanie energii odnawialnej może pośrednio przyczynić się do:

- łagodzenia i eliminacji ubóstwa (w tym energetycznego) dzięki dostępności tańszej energii,
- zwiększenia zatrudnienia pracowników z obszarów wiejskich,
- złagodzenia zmian klimatu,
- poprawy zdrowia i długości życia (Farghali i in., 2023).

Badania wskazują, że polskie społeczeństwo oczekuje czystej energii, pochodzącej z odnawialnych źródeł, a także w większości popiera założenia krajowej oraz unijnej polityki energetycznej, jednocześnie wskazując jednak na potrzebę wsparcia rządowego w zakresie przeprowadzania zmian (Drożdż i in., 2021; Woźniak i in., 2022).

Koszty ekonomiczne

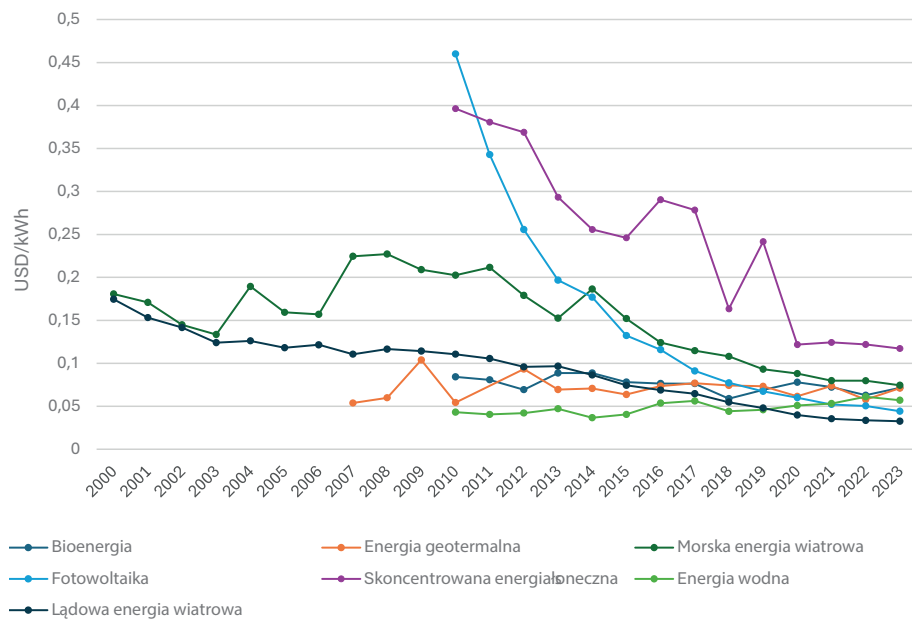
Przejęcie na OZE jest czynnikiem niezwykle istotnym także w kontekście ekonomicznym, i to pod wieloma względami. Przede wszystkim należy zauważyć, że oprócz wymienionych już wcześniej korzyści zamiana tradycyjnych źródeł energii na OZE może przyczynić się do:

- wzrostu gospodarczego (Chen i in., 2020),
- zwiększenia produktywności produkcyjnej (Makieła i in., 2022),
- zapewnienia taniej energii elektrycznej w dłuższej perspektywie czasu.

Nie bez znaczenia (szczególnie w kontekście ostatnich wydarzeń, tj. wybuchu wojny w Ukrainie czy napięć geopolitycznych i działań militarnych na Bliskim Wschodzie) jest także to, że przechodzenie na OZE dodatkowo zwiększy niezależność i bezpieczeństwo energetyczne kraju (Jonek-Kowalska, 2022). Już teraz widoczna jest zmiana narracji, która ma wpływ zarówno na politykę energetyczną państw, jak i poparcie społeczne dla zmian oraz będzie skutkować zwiększeniem zaangażowania na tym polu w najbliższych latach (Steffen & Pat, 2022; Zakeri i in., 2022).

Odpowiednio zaplanowany proces transformacji może generować znaczne korzyści finansowe dla gospodarki (Hasterok i in., 2021) i zapewnić wymierne oszczędności

i dla producentów energii, i dla jej odbiorców (Niekurzak, 2021). Kształtowanie się kosztów produkcji energii (LCOE – *levelized cost of energy*)² pochodzącej z OZE pokazano na rysunku 4. Zaprezentowane na wykresie dane przedstawiają średni koszt na jednostkę energii wytworzonej w okresie eksploatacji nowej elektrowni i są wyrażone w dolarach amerykańskich za kilowatogodzinę³ oraz skorygowane o inflację w przeliczeniu na rok 2023.



Rys. 4. Koszty produkcji energii z poszczególnych OZE w latach 2000–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Our World in Data, 2024

Jak widać, większość przedstawionych na wykresie technologii OZE charakteryzuje się trendem spadkowym LCOE. Szczególnie należy tu podkreślić dynamiczną zmianę kosztów w przypadku obu technologii wykorzystujących światło słoneczne: fotowoltaiki (PV – *photovoltaic*)⁴ oraz skoncentrowanej energii słonecznej

² Jest to uśredniony koszt wygenerowania energii elektrycznej w danej jednostce wytwórczej (np. elektrowni) w całkowitym okresie jej funkcjonowania wyrażony w jednostkach pieniężnych na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej (np. PLN/kWh). Przy jego obliczaniu uwzględnia się koszty niezbędne do celu wytworzenia energii elektrycznej.

³ Watogodzina (Wh) to energia dostarczana przez jeden wat (W) mocy przez jedną godzinę (h). Ponieważ jeden wat jest równoważny jednemu dżulowi (J) na sekundę (s), watogodzina (Wh) jest równoważna 3600 J energii. Przedrostki używane dla wielokrotności to kilowatogodziny (kWh), megawatogodziny (MWh), gigawatogodziny (GWh) oraz terawatogodziny (TWh). Oznacza to, że każda zmiana jednostki o jeden stopień w górę odpowiada przemnożeniu wartości o 10³.

⁴ Technologia wykorzystująca efekt fotowoltaiczny do bezpośredniej konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną.

(CSP – *concentrated solar power*)⁵. W przypadku pierwszej z nich spadek w przeciągu kilkunastu lat wyniósł ponad 90% – z ok. 0,46 USD w 2010 r., do zaledwie ok. 0,04 USD w 2023 r. Z kolei CSP charakteryzowało się nieco mniejszym spadkiem (koszt ten wyniósł odpowiednio ok. 0,40 USD oraz 0,12 USD), jednak nadal bardzo znaczącym (ok. 70%), co plasuje to rozwiązanie na drugim miejscu pod względem redukcji LCOE wśród rozpatrywanych źródeł energii (Our World in Data, 2024). Dane przedstawione na rysunku 4 dowodzą, że każdy rodzaj OZE ma potencjał w zakresie dostarczania nie tylko czystej, ale także niedrogiej energii.

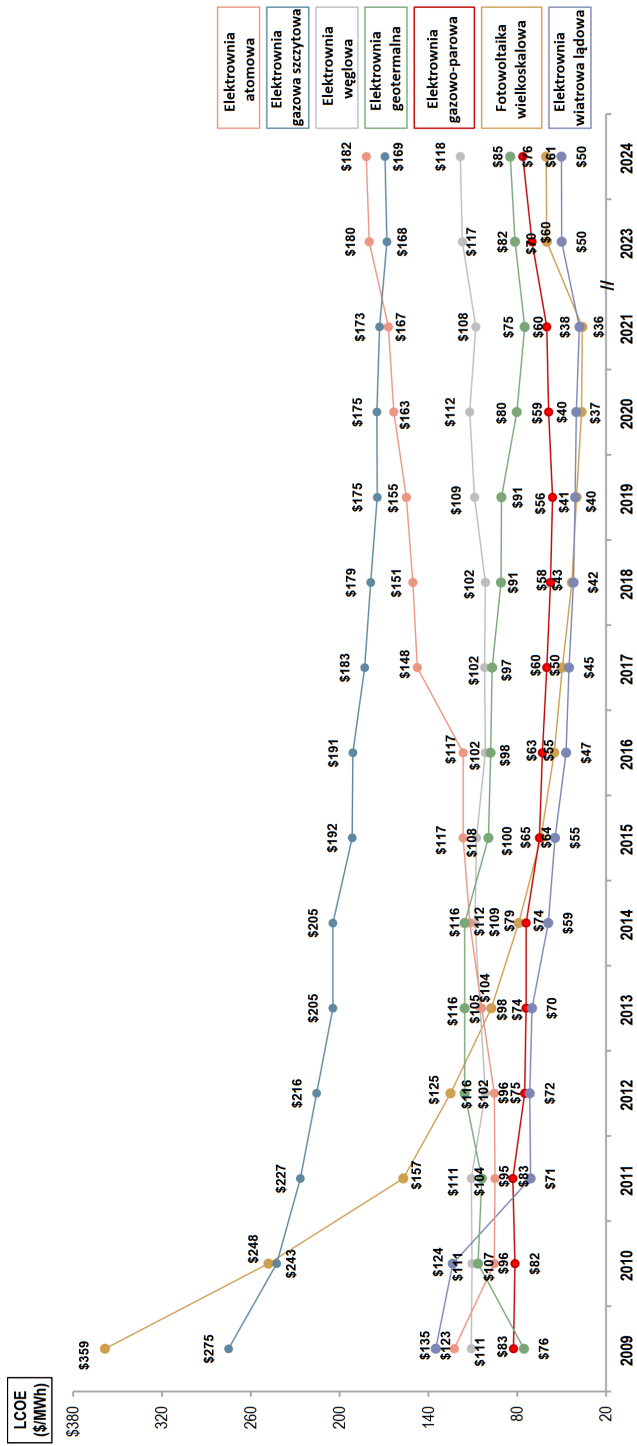
Z kolei na rysunku 5 zaprezentowano wykres, na którym porównane zostały koszty wytworzenia energii pochodzącej z wybranych źródeł odnawialnych oraz z energetyki konwencjonalnej w okresie 2009–2024 (dane wyrażone są w dolarach amerykańskich na każdą megawatogodzinę energii elektrycznej – USD/MWh). Wynika z niego, że ceny takich kopalin jak m.in. węgiel, gaz ziemny, uran czy pluton obecnie bądź to znajdują się w trendzie bocznym (brak lub niewielkie zmiany cen), bądź też mają tendencję do wzrostów – w przeciwieństwie do kosztów wytworzenia tzw. zielonej energii.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na zasadność transformacji w kierunku OZE jest wielkość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do uruchomienia nowych elektrowni. W tabeli 1 zaprezentowano koszty budowy instalacji elektroenergetycznych zlokalizowanych w krajach europejskich w roku 2015 wraz z prognozą na lata 2020, 2030, 2040 i 2050 (dane wyrażone w dolarach amerykańskich na każdy kilowat zainstalowanej mocy – USD/kW). Jak widać, także tutaj przewiduje się znaczący spadek kosztów w przypadku technologii wykorzystujących energię słońca (PV oraz CSP), wiatru (turbiny morskie oraz lądowe), wody (elektrownie oceaniczne) czy ziemi (geotermalne). Nie są natomiast spodziewane istotne zmiany kosztów uruchomienia konwencjonalnych elektrowni, tj. pozyskujących energię z węgla, gazu ziemnego czy ropy naftowej. Oznacza to, że coraz korzystniejsze ekonomicznie stają się uruchamianie nowych instalacji elektroenergetycznych bazujących na OZE.

Także w najnowszym opracowaniu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA – International Energy Agency)⁶, tj. raporcie *World Energy Outlook (2024)*, przedstawione zostały koszty kapitałowe budowy elektrowni oraz LCOE dla wybranych technologii wykorzystujących paliwa kopalne oraz OZE. W tabeli 2 koszty te zostały zestawione z wartościami przewidywanymi w scenariuszu zeroemisyjnym do roku 2050 (*Net Zero Emissions by 2050 Scenario*) dla poszczególnych regionów świata (wszystkie wartości wyrażono w dolarach amerykańskich w cenach stałych z roku 2023).

⁵ Technologia koncentracji energii słonecznej polegająca na przetwarzaniu promieniowania słonecznego na energię ciepłą za pomocą układów skupiających (np. luster parabolicznych).

⁶ Międzynarodowa organizacja międzyrządowa założona w 1974 r. w ramach OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), której celem jest m.in. promowanie bezpieczeństwa energetycznego, wspieranie zrównoważonej transformacji energetycznej oraz analizowanie polityk energetycznych.



Rys. 5. Koszy produkcji energii z OZE na tle kosztów w energetyce konwencjonalnej w latach 2009–2024

Źródło: opracowanie własne na podstawie Lazard, 2024

Tabela 1

Koszty budowy instalacji elektroenergetycznych w Europie w latach 2015–2050

Instalacja		Koszt budowy				
		2015	2020	2030	2040	2050
Elektrownia fotowoltaiczna (PV)	USD/kW	1300	980	730	560	470
Produkcja wodoru		1380	1220	920	700	570
Elektrownia gazowa		670	500	500	500	670
Elektrownia olejowa		950	930	890	860	820
Generator Diesla		900	900	900	900	900
Elektrociepłownia gazowa		1000	1000	1000	1000	1000
Ogniwo paliwowe		5000	5000	2500	2500	1120
Elektrociepłownia olejowa		1310	1290	1240	1180	1130
Elektrownia wiatrowa na lądzie		1640	1580	1510	1450	1400
Elektrownia węglowa		2000	2000	2000	2000	2000
Elektrownia na biomasę		2400	2350	2300	2200	2110
Elektrownia oceaniczna		6950	6650	4400	3100	2110
Elektrownia na węgiel brunatny		2200	2200	2200	2200	2200
Elektrociepłownia na biomasę		2550	2500	2450	2350	2250
Elektrownia geotermalna		12 340	2800	2650	2500	2400
Elektrociepłownia węglowa		2500	2500	2500	2500	2500
Elektrociepłownia na węgiel brunatny		2500	2500	2500	2500	2500
Elektrownia wiatrowa na morzu		4000	3690	3190	2830	2610
Elektrownia wodna ¹		2650	2650	2650	2650	2650
Elektrownia słoneczna (CSP) ²		5700	5000	3700	3050	2740
Elektrownia jądrowa	6600	6000	5100	4500	4500	
Elektrociepłownia geotermalna	13 200	11 190	8890	7460	6460	

¹ Wartości odnoszą się zarówno do elektrowni przepływowych, jak i zbiornikowych.² Koszty dotyczą systemu z podwójnym współczynnikiem nasłonecznienia oraz magazynem ciepła umożliwiającym 8 h pracy turbiny.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Pregger i in., 2019

Tabela 2

Nakłady inwestycyjne oraz LCOE wybranych elektrowni
z podziałem na kraje/regiony w latach 2023–2050

	Nakłady inwestycyjne [USD/kW]			Współczynnik wykorzystania mocy [%]			Paliwo, CO ₂ , obsługa i serwis [USD/MWh]			LCOE [USD/MWh]		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Stany Zjednoczone												
El. jądrowa	5000	4800	4500	90	90	85	30	30	30	110	110	110
El. węglowa	2100	2100	2100	30	b.d.	b.d.	95	160	220	195	b.d.	b.d.
El. CCGT	1000	1000	1000	60	35	b.d.	55	85	110	75	120	b.d.
Fotowoltaika	1110	640	440	20	22	23	10	10	10	55	30	25
El. wiatrowa na lądzie	1500	1420	1320	42	43	44	10	10	10	40	35	35
El. wiatrowa na morzu	4060	2560	1740	41	46	49	35	25	15	125	75	50
Uśredniony całkowity koszt produkcji energii elektrycznej ¹										60	80	65
Unia Europejska												
El. jądrowa	6600	5100	4500	70	75	75	35	35	35	170	135	125
El. węglowa	2000	2000	2000	15	b.d.	b.d.	160	185	250	320	b.d.	b.d.
El. CCGT	1000	1000	1000	20	10	b.d.	120	95	120	195	230	b.d.
Fotowoltaika	750	460	320	14	14	14	10	10	10	50	35	25
El. wiatrowa na lądzie	1630	1530	750	29	30	30	15	15	10	60	55	30
El. wiatrowa na morzu	3120	2140	1440	50	55	56	15	10	10	70	45	30
Uśredniony całkowity koszt produkcji energii elektrycznej ¹										130	95	80
Chiny												
El. jądrowa	2800	2800	2500	80	75	80	30	30	30	75	80	70
El. węglowa	800	800	800	50	b.d.	b.d.	80	120	180	100	b.d.	b.d.
El. CCGT	560	560	560	40	30	b.d.	85	90	115	100	115	b.d.
Fotowoltaika	670	400	270	13	13	13	10	10	5	50	30	25
El. wiatrowa na lądzie	990	920	860	24	25	26	10	10	10	45	40	35
El. wiatrowa na morzu	2380	1600	1100	32	37	40	20	15	10	90	55	35
Uśredniony całkowity koszt produkcji energii elektrycznej ¹										80	85	60

Tabela 2 cd.

	Nakłady inwestycyjne [USD/kW]			Współczynnik wykorzystania mocy [%]			Paliwo, CO ₂ , obsługa i serwis [USD/MWh]			LCOE [USD/MWh]		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Indie												
El. jądrowa	2800	2800	2800	75	85	90	30	30	30	75	75	70
El. węglowa	1200	1200	1200	70	b.d.	b.d.	40	105	200	60	b.d.	b.d.
El. CCGT	700	700	700	30	25	b.d.	100	80	120	130	115	b.d.
Fotowoltaika	710	430	280	20	21	22	5	5	5	45	25	20
El. wiatrowa na lądzie	1210	1130	1040	26	28	30	15	10	10	60	50	45
El. wiatrowa na morzu	2620	1740	1160	33	36	39	25	15	10	115	70	45
Uśredniony całkowity koszt produkcji energii elektrycznej ¹										85	100	45

Objaśnienia: El. – elektrownia; CCGT – *combined cycle gas turbine*, elektrownia gazowo-parowa.

¹ Obejmuje wszystkie koszty związane z elektrownią i magazynowaniem wyrażone w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej, w tym amortyzację kapitału, paliwo, emisje CO₂ oraz koszty eksploatacji i konserwacji, z wyłączeniem kosztów przesyłu i dystrybucji energii.

Źródło: opracowanie własne na podstawie IEA, 2024

Jak widać, koszty są ściśle uzależnione od analizowanego regionu, co wynika ze zróżnicowania czynników mających wpływ na kształtowanie się zarówno kosztów początkowych, jak i ostatecznych wartości cen energii elektrycznej. Spowodowane jest to z jednej strony odmiennymi cenami materiałów, paliwa, emisji dwutlenku węgla czy innym poziomem kosztów pracowniczych. Z drugiej strony istotne są także naturalne uwarunkowania geograficzne i klimatyczne wpływające na efektywność danego źródła energii, w szczególności OZE (PV, turbiny wiatrowe). Powoduje to konieczność odpowiedniego dobrania rozwiązań w miksie energetycznym, tak aby zoptymalizować zarówno koszty inwestycji, jak i eksploatacji instalacji.

Specyficzne uwarunkowania Polski (w tym geopolityczne, środowiskowe, technologiczne i inne) również w znaczący sposób wpływają na obecne oraz przyszłe decyzje związane z uruchomieniem nowych elektrowni i elektrociepłowni, a w konsekwencji pośrednio także na to, z jakich źródeł będzie pochodziła energia i jaki będzie jej koszt. W tabeli 3 przedstawiono wybrane technologie wytwarzania energii w Polsce w latach 2020–2050 oraz ich główne parametry techniczno-ekonomiczne. Dane zostały zaczerpnięte z najnowszej publikacji Ministerstwa Klimatu i Środowiska, tj. aktualizacji KPEiK (*Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu*) z października 2024 r. wraz z prognozą z lutego 2025 r. (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, b.d. 2). Założenia przyjęte w tym dokumencie uwzględniają

najważniejsze determinanty, które pojawiły się od poprzedniej publikacji, a które mogą mieć istotny wpływ zarówno na prognozy dotyczące przyszłych rozwiązań (m.in. wielkość zainstalowanych mocy elektrowni, w danej technologii wytwarzania), jak i na wartości wyjściowe poniższych parametrów techniczno-ekonomicznych.

Tabela 3

Parametry techniczno-ekonomiczne wybranych technologii wytwarzania energii w Polsce w latach 2020–2050

Paliwo/technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwestycyjne	Koszty		Sprawność netto / całkowita	Przewidywany okres eksploatacji	Emisje CO ₂
			stałe	zmienne			
		tys. EUR/MW	tys. EUR/MW	EUR/MWh	%	lata	kg/GJ
Węgiel brunatny							
Węgiel brunatny (PL)	2020–2050	2000	53	3,8	44	40	110
Węgiel brunatny (PC + CCS)	2030–2050	3600	80	9,5	38	40	14
Węgiel brunatny (FBC)	2020–2050	2275	56	3,8	40	40	106
Węgiel kamienny							
Węgiel kamienny (PC)	2020–2050	1850	49	3,6	46	40	94
Węgiel kamienny (IGCC)	2025–2050	2500	64	7,8	48	40	94
Węgiel kamienny (IGCC + CCS)	2030–2050	3650	87	11,3	40	40	12
Węgiel kamienny (CHP)	2020–2050	2500	53	3,6	30/80	40	94
Węgiel kamienny (CHP + CCS)	2030–2050	3885	84	13,3	22/75	40	12
Gaz ziemny							
Gaz ziemny / wodór (CCGT)	2020–2050	835	20	2,0	58–62	30	56
Gaz ziemny (CCGT + CCS)	2030–2050	1500	42	4,4	50–52	30	6
Gaz ziemny / wodór (CHP + CCGT)	2020–2050	1055	22	2,2	52–56	30	56
Gaz ziemny / wodór (TG)	2025–2050	500	18	6,7	40	30	56
Gaz mikro (CHP)	2020–2050	2610	108	–	20/90	25	56

Tabela 3 cd.

Paliwo/technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwestycyjne	Koszty		Sprawność netto / całkowita	Przewidywany okres eksploatacji	Emisje CO ₂
			stałe	zmienne			
		tys. EUR/MW	tys. EUR/MW	EUR/MWh	%	lata	kg/GJ
Energia jądrowa							
Elektrownie jądrowe (PWR)	2030–2050	4750	115	3,0	36	60	0
Małe elektrownie jądrowe (SMR)	2030–2050	6500 ↓5250	115	4,0	36	60	0
Odnawialne źródła energii							
Elektrownie wiatrowe na lądzie	2020–2050	1500 ↓1150	56	–	–	25	0
Elektrownie wiatrowe na morzu	2020–2030	3050 ↓2450	100	–	–	25	0
Elektrownie wiatrowe na morzu	2031–2050	2450 ↓1850	100	–	–	25	0
Duże elektrownie wodne	2020–2050	3100	39	–	–	60	0
Małe elektrownie wodne	2020–2050	2850	83	–	–	60	0
Elektrownie geotermalne	2020–2050	7780 ↓6650	178	–	9	30	0
Ogniwa fotowoltaiczne	2020–2050	840 ↓610	18	–	–	25	0
Ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2020–2050	1100 ↓780	22	–	–	25	0
Biogaz rolniczy (CHP)	2020–2050	3650 ↓3050	244	–	36/85	25	0
Biogaz z oczyszczalni ścieków (CHP)	2020–2050	3900	150	–	34/85	25	0
Biogaz składowiskowy (CHP)	2020–2050	2000	89	–	40/85	25	0
Biomasa stała (CHP)	2020–2050	3250 ↓3000	133	–	30/80	30	0

Tabela 3 cd.

Inne							
Elektrownie wodne pompowe	2020–2050	1350	44	–	80	60	0

Objaśnienia: PC – *pulverized coal* (klasyczny kocioł pyłowy opalany węglem); CCS – *carbon capture and storage* (wychwyt i składowanie CO₂); FBC – *fluidized bed combustion* (spalanie w złożu fluidalnym); IGCC – *integrated gasification combined cycle* (zintegrowany układ zgazowania węgla + cykl kombinowany); CHP – *combined heat and power* (kogeneracja: prąd + ciepło); CCGT – *combined cycle gas turbine* (gazowo-parowy cykl kombinowany); TG – *turbine gas* (turbina gazowa); PWR – *pressurized water reactor* (reaktor wodny ciśnieniowy); SMR – *small modular reactor* (mały modułowy reaktor jądrowy). Wartość za strzałką (↓) oznacza założony spadek wartości do wskazanego poziomu pod koniec wskazanego okresu.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ministerstwo Klimatu i Środowiska, b.d. 2; 2024b

Jak widać, OZE (a w szczególności fotowoltaika) wypadają bardzo korzystnie na tle tradycyjnych elektrowni zarówno pod względem nakładów inwestycyjnych, jak i kosztów eksploatacyjnych. Co niezwykle istotne i warte podkreślenia, energetyka jądrowa (choć bezemisyjna) jest kosztowną technologią, tak pod względem nakładów początkowych, które są jednymi z najwyższych, jak i dalszych kosztów eksploatacyjnych. Należy jednak pamiętać, że miks energetyczny musi być tak dobrany, żeby zapewnić stabilną moc wytwórczą, której nie oferuje żaden rodzaj OZE, dlatego elektrownie jądrowe są prawdopodobnie jedyną alternatywą dla instalacji na węgiel czy gaz.

Oznacza to, że większości z opisanych wyżej kosztów można uniknąć bądź je istotnie obniżyć, przeprowadzając zakrojoną na szeroką skalę transformację energetyczną. W Polsce trzeba przy tym brać pod uwagę uwarunkowania wynikające z przepisów krajowych i międzynarodowych. Jako członek Unii Europejskiej, nasz kraj musi stosować się do zaleceń dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym. Istotne są tutaj m.in. takie postanowienia i uzgodnienia jak:

- porozumienie paryskie, które zobowiązuje sygnatariuszy do utrzymania globalnego wzrostu temperatury poniżej 2°C, a najlepiej poniżej 1,5°C (United Nations: Climate Change, b.d.);
- Europejski Zielony Ład, zakładający osiągnięcie do roku 2050 neutralności klimatycznej przez kraje członkowskie (European Commission, 2019).

W UE (a tym samym w Polsce) równie ważne są regulacje w ramach pakietu *Gotowi na 55*, który zakłada redukcję emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. w porównaniu do poziomu z 1990 r. (European Council, b.d.). Rządowe strategie, takie jak *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku* (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2024a) oraz *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do roku 2030* (KPEiK, 2030) nakreślają plan stopniowej dekarbonizacji, obniżenia emisji oraz przejścia na zrównoważone źródła energii. Szczególną uwagę zwrócono na OZE, takie jak fotowoltaika oraz elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, w przypadku których przyrost zainstalowanych mocy ma być najbardziej znaczący.

Rozdział 2

Uwarunkowania rozwoju sektora OZE w Polsce. Scenariusze energetyczne

Rozwój energetyki opartej na OZE jest nieunikniony zarówno w skali globalnej, jak i regionalnej, dlatego także Polska musi dostosować się do zmian, które już trwają. Otwarte pozostają pytania:

- Czy uda się przeprowadzić transformację energetyczną w zakładanym czasie?
- Czy sam proces będzie przebiegał zgodnie z założeniami i wytycznymi?

Co istotne, zmieniające się czynniki zewnętrzne (m.in. aktualizacja polityki klimatycznej, uwarunkowania geopolityczne i ekonomiczne, postęp technologiczny) sprawiają, że oczekiwania co do efektów transformacji energetycznej także stale się zmieniają. Aktualizacji podlegają m.in. wytyczne zawarte w KPEiK oraz PEP2040. Najnowszy dokument KPEiK (wersja do konsultacji publicznych) (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, b.d. 2) zakłada istotnie większą dynamikę zmian oraz znacznie większy udział OZE w koszyku energetycznym niż wcześniejsza wersja (Krajowy plan, 2019). Jest to ważne np. dlatego, że obecnie moc już istniejących instalacji PV wielokrotnie przekracza wyznaczone w planie poziomy nie tylko na tę, ale także na kolejną dekadę. Jeden z proponowanych scenariuszy zakłada, że w perspektywie roku 2040 osiągalna moc netto w podziale na źródła będzie kształtowała się jak w tabeli 4.

Tabela 4

Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Polsce według technologii (scenariusz WAM – *with additional measures*) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie na węgiel brunatny	8197	8145	8643	7445	6566	6566	3344	683
Elektrownie na węgiel kamienny	14 613	14 655	13 617	15 889	14 465	9136	5847	4572
Elektrownie na gaz/wodór	0	0	0	0	1332	5957	5957	6703

Tabela 4 cd.

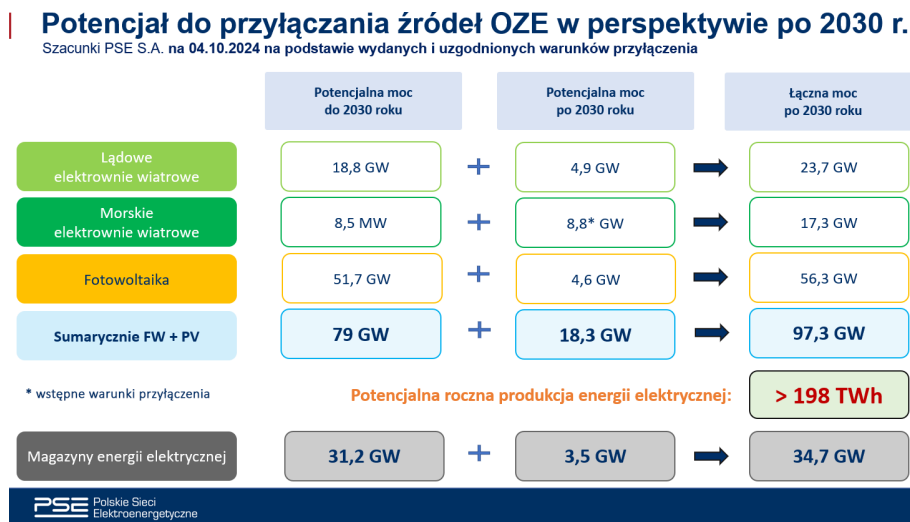
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie jądrowe systemowe	0	0	0	0	0	0	1170	6225
Elektrownie jądrowe (SMR)	0	0	0	0	0	0	600	1200
Elektrownie wodne	914	935	964	987	1008	1118	1148	1178
Elektrownie szczytowo-pompowe	1679	1679	1705	1705	1767	2510	2510	4235
Elektrociepłownie przemysłowe	6140	6126	1605	1945	1814	1755	1608	1110
Elektrociepłownie na węgiel kamienny			4968	5226	4578	3757	2403	19
Elektrociepłownie na gaz/wodór	760	807	928	2688	3515	5071	4581	4760
Elektrownie i elektrociepłownie na biomasę	102	140	513	534	669	983	1116	1145
Elektrociepłownie na biogaz/biometan			216	241	362	509	526	519
Elektrownie BECCS	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrownie wiatrowe na lądzie	121	1108	4886	6499	11 996	19 028	23 042	25 816
Elektrownie wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5927	12 233	17 883
Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	0	0	108	1229	19 726	28 976	37 901	46 293
Turbiny szczytowe na gaz/wodór	0	0	0	0	0	0	0	805

Objaśnienia: SMR – *small modular reactor* (mały modułowy reaktor jądrowy); BECCS – *bioenergy with carbon capture and storage* (bioenergia z wychwytem i składowaniem CO₂)

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ministerstwo Klimatu i Środowiska, b.d. 2

Jeszcze bardziej optymistyczne są szacunki krajowego operatora przesyłowego – Polskich Sieci Energetycznych (PSE), zgodnie z którymi już w 2030 r. potencjalna moc PV w Polsce może wynieść 51,7 GW, a następnie jeszcze wzrosnąć o blisko 5 GW, aż do 56,3 GW. Sumaryczna moc lądowych i morskich farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych ma wynieść aż 79 GW do 2030 r. i aż 97,3 GW po

roku 2030, przy czym miałyby one generować blisko 200 TWh energii elektrycznej rocznie (Elźbieciak & Zasuń, 2024). Są to dane szacunkowe na podstawie wydanych i uzgodnionych warunków przyłączenia na 4 października 2024 r. Prognozy PSE w zakresie przyłączenia OZE (w tym PV) do roku 2030 i później przedstawiono na rysunku 6.



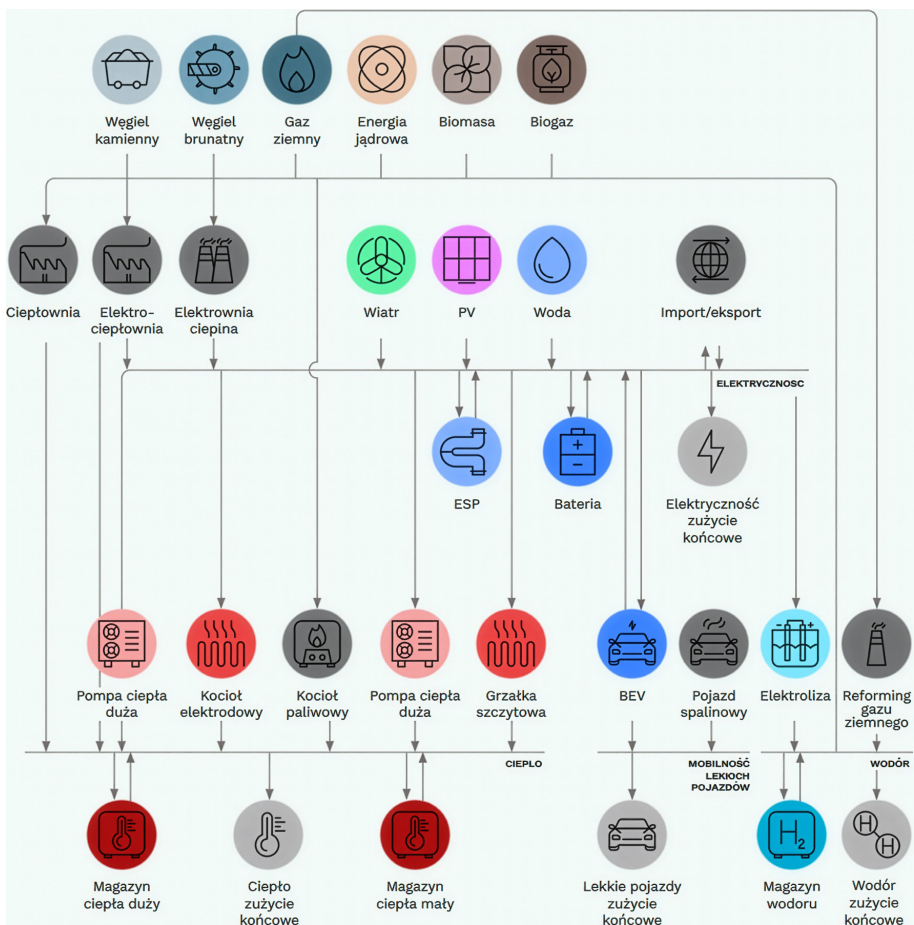
Rys. 6. Potencjał przyłączenia nowych instalacji OZE w perspektywie do 2030 r. i później

Źródło: Elźbieciak & Zasuń, 2024

W dalszej części rozdziału zostaną przedstawione prognozy związane z zainstalowanymi mocami energetyki odnawialnej przygotowane przez dwie instytucje. Te właśnie scenariusze będą punktem odniesienia podczas obliczeń przeprowadzonych w ramach niniejszego badania i posłużą jako źródło danych wejściowych modelu. Zostały one uznane za bardziej prawdopodobne niż prognoza rządowa, uznawana za zachowawczą. Scenariusze te będą dalej nazywane „eksperckimi”, natomiast scenariusz przedstawiony w KPEiK – „rządowym”.

Pierwszy ze scenariuszy (S1) (Kubiczek i in., 2023) bazuje na modelu PyPSA-PL i pochodzi z raportu fundacji Instrat (b.d.). Publikacja przedstawia wyniki analiz scenariuszowych prowadzonych przy użyciu narzędzia PyPSA-PL, rozwijanego przez zespół Instrat w porozumieniu z międzynarodową społecznością ekspertów PyPSA (*Python for power system analysis*). Głównym punktem odniesienia dla prezentowanych analiz są badania wykonywane przy użyciu modelu optymalizacyjnego europejskiego systemu energetycznego PyPSA-Eur, które m.in. wskazują korzyści płynące z integracji sektorów oraz rozwoju paneuropejskiej sieci elektroenergetycznej.

Aby lepiej zobrazować zakres ujętych w modelu zmiennych oraz zależności, na rysunku 7 przedstawiono schematycznie technologie oraz nośniki i przepływy energii w sektorowo zintegrowanej wersji modelu PyPSA-PL.



Rys. 7. Technologie oraz nośniki i przepływy energii w sektorowo zintegrowanej wersji modelu PyPSA-PL

Źródło: Kubiczek i in., 2023

Jak deklarują autorzy raportu:

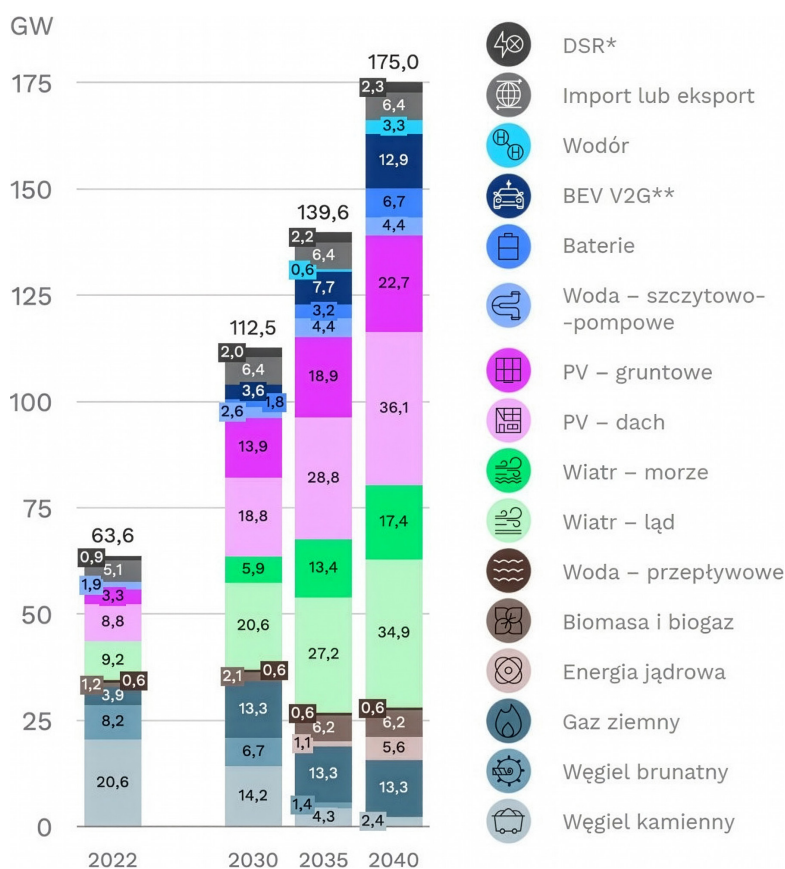
PyPSA-PL to narzędzie pozwalające na identyfikację i symulację optymalnych kosztowo ścieżek rozwoju polskiego systemu energetycznego. Modelowanie odbywa się w oparciu o szereg danych i założeń. Dotyczą one m.in. obecnej struktury polskiej energetyki, przyszłych cen paliw kopalnych i uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, kosztów inwestycji w nowe elektrownie, a także popytu na różne nośniki energii w każdej godzinie danego roku. Uwzględniliśmy również pewne ograniczenia techniczne dotyczące m.in. tempa budowy nowych elektrowni czy zapewnienia odpowiednich parametrów pracy systemu elektroenergetycznego (Kubiczek i in., 2023, s. 8).

Na potrzeby przeprowadzania badań model PyPSA-PL został rozszerzony – uwzględniono nowe sektory ściśle związane z sektorem elektroenergetycznym, w tym m.in. ciepłownictwo, sektor elektromobilny czy wytwarzanie wodoru. Jednocześnie

zoptymalizowano model tak, aby możliwe było uzyskanie odpowiednich celów wytwórczych przy jak najniższych kosztach. Bardziej szczegółowe informacje na temat założeń i działania modelu znajdują się w samej publikacji. Warto podkreślić, że cały model jest dostępny bezpłatnie, na publicznej licencji (Instrat, b.d.).

Drugi ze scenariuszy (S2) przewidujących istotny udział OZE w koszyku energetycznym jest bardzo zbliżony do scenariusza S1, różni się jedynie brakiem uwzględnienia elektrowni jądrowych w miksie, które muszą być zastąpione innymi źródłami energii. Mimo to udział fotowoltaiki w scenariuszu S2 jest taki sam jak w scenariuszu S1, w przeciwieństwie np. do elektrowni wiatrowych, które muszą częściowo zrekompensować brak elektrowni atomowych.

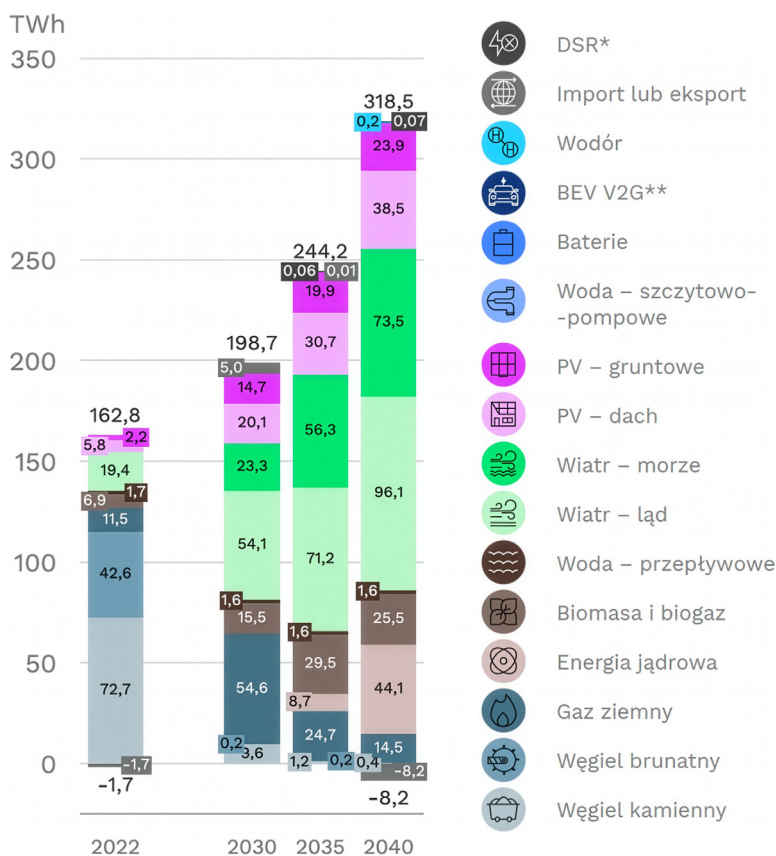
Na rysunku 8 przedstawiono wykres zainstalowanych mocy wytwórczych w scenariuszu S1, a na rysunku 9 – produkcję i wymianę energii elektrycznej.



Rys. 8. Zainstalowana moc wytwórcza [GW] w systemie elektroenergetycznym według scenariusza S1

Objaśnienia: * DSR – demand side response, czyli usługa ograniczenia zużycia przez odbiorców końcowych; ** BEV V2G – vehicle-to-grid, czyli usługa dostarczenia mocy do sieci przez baterie pojazdów elektrycznych (BEV – battery electric vehicle)

Źródło: Kubiczek i in., 2023



Rys. 9. Produkcja oraz wymiana energii elektrycznej [TWh] w systemie elektroenergetycznym według scenariusza S1 (objaśnienia skrótów zob. rys. 8)

Źródło: Kubiczek i in., 2023

Ponieważ monografia poświęcona jest fotowoltaice, a jej udział w miksie energetycznym w obu scenariuszach jest taki sam, zdecydowano się przyjąć scenariusz S1 jako bazowy w niniejszym badaniu – nawet jeżeli do 2040 r. nie zostaną uruchomione w Polsce elektrownie jądrowe, nie wpłynie to na poprawność szacunków dotyczących instalacji PV. Poniżej przedstawiamy dokładny opis scenariusza pochodzący bezpośrednio z publikacji *Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.* (Kubiczek i in., 2023).

S1 – scenariusz ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej (OZE+EJ) – w tym scenariuszu państwo uznaje transformację energetyczną za kluczowe wyzwanie naszych czasów. Kilukrotny wzrost nakładów oraz mobilizacja instytucji państwowych, zarządców infrastruktury i sektora prywatnego przyczyniają się do modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej. Przepisy dotyczące planowania przestrzennego są przyjazne dla rozwoju OZE, a urzędy posiadają dostateczne zasoby, by odpowiednie procesy administracyjne przebiegały bez zbędnych opóźnień. Program jądrowy jest realizowany

w spektakularnie szybkim jak na Europę tempie (z opóźnieniem zaledwie ok. 2 lat wobec obecnych deklaracji). Po 2030 r. nie budujemy już nowych elektrowni gazowych, nawet jeżeli alternatywne rozwiązania są początkowo droższe. Polskie budynki przechodzą gruntowną termomodernizację dzięki szeroko zakrojonym programom wsparcia, pozwalając na zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło do ich ogrzewania. Polki i Polacy stopniowo przesiadają się na samochody elektryczne, jak również transport publiczny (Kubiczek i in., 2023, s. 13).

To, co jest kluczowe przy porównywaniu różnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej, to fakt, że nie należy zestawiać mocy z produkcją w sposób bezpośredni. Wprawdzie zastrzeżenie to odnosi się do wszystkich scenariuszy (nie tylko rozpatrywanych na potrzeby tego badania, ale i innych, tworzonych przez różne organizacje), jednak przedstawiony przykład pokazuje to bardzo wyraźnie. Jeśli porównamy wykresy z rysunków 8 i 9, zauważymy, że źródła stałe, pracujące 24 h na dobę, cechuje o wiele większa produkcja niż OZE (szczególnie fotowoltaikę) o podobnych zainstalowanych mocach. Elektrownie zawodowe energetyki jądrowej o mocy 5,6 GW powinny dostarczyć aż 44,4 TWh energii elektrycznej, podczas gdy 36,1 GW zainstalowanych mocy fotowoltaiki dachowej może dostarczyć 38,5 TWh energii elektrycznej na koniec analizowanego okresu, tj. na koniec 2040 r. Oznacza to, że ponad sześciokrotnie większa moc PV wygeneruje mniej energii niż planowana moc elektrowni atomowych. Innego rodzaju OZE, tj. elektrownie wiatrowe, ze względu na swoją specyfikę będą się cechowały większą produkcją niż fotowoltaika (której ograniczeniem jest ekspozycja na promieniowanie słoneczne, dostępne średniorocznie przez kilka godzin na dobę), jednak także mniejszą niż elektrownie na węgiel (kamienny i brunatny) lub gaz ziemny oraz właśnie elektrownie atomowe.

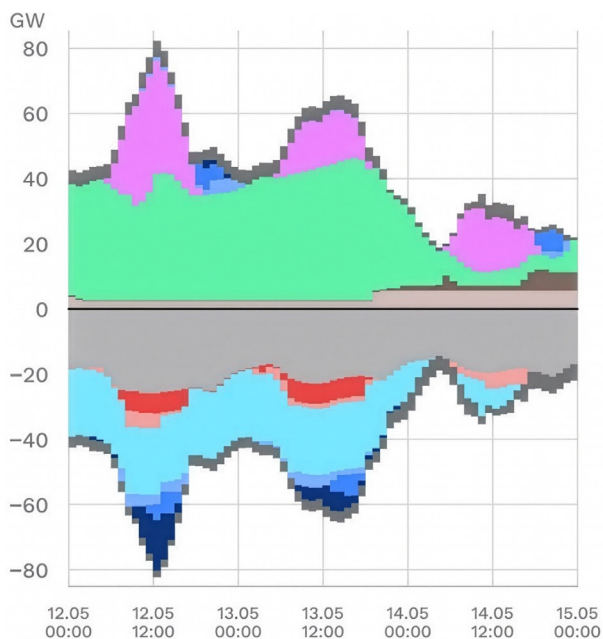
Można więc zakładać, że tzw. przewymiarowanie instalacji fotowoltaicznych jest niezbędne w celu uzyskania stabilności wytwarzania energii elektrycznej także w okresach, w których nie są one tak wydajne. W celu zobrazowania możliwego przebiegu procesu transformacji w omawianym scenariuszu (S1) na rysunkach 10 i 11 przedstawiono prognozy kształtowania się poziomu produkcji i poboru energii elektrycznej w czasie późnej wiosny i zimy 2040 r.

Można zauważyć znaczącą różnicę w generowaniu i zużyciu energii, co stanowi dodatkowy argument za koniecznością nie tylko zainstalowania odpowiednio dużych mocy wytwórczych, ale także rozsądnego gospodarowania nimi. Nadwyżki powinny być wykorzystywane np. w celu ładowania magazynów energii lub samochodów elektrycznych.










Drugą instytucją, której scenariusz został uwzględniony w niniejszym badaniu, jest Polski Instytut Ekonomiczny (PIE, 2025). Publikacja, z której pochodzą dane wejściowe użyte w modelu, to raport *Scenariusze polskiego miksu energetycznego 2040* (Miniszewski & Pilszyk, 2023). Przyjęte w nim scenariusze bazują na modelu PEI Energy Mix będącym narzędziem analitycznym, które służy do:

[...] prognozowania długoterminowych trendów w sektorze energii elektrycznej, ciepłownictwa i górnictwa węgla w Polsce za pomocą optymalizacji funkcji kosztowej. Celem jego stworzenia było wsparcie procesu decyzyjnego o charakterze strategicznym, który dotyczył kompleksowego podejścia do energetyki krajowej. Jednocześnie model pozwala na ocenę ilościowych skutków wprowadzonych regulacji klimatycznych.

Funkcją celu modelu *PEI Energy Mix*, która podlega minimalizacji, jest zdyskontowana stopą dyskonta d suma kosztów ze wszystkich sektorów ujętych w modelu. Oznacza to, że model szuka optymalnego rozwiązania, czyli końcowego kosztu przeprowadzonych inwestycji, przy zadanym horyzoncie czasowym i założeniach. Stopa dyskontowa umożliwia przeliczenie przyszłej wartości kapitału na jej wartość bieżącą (Miniszewski & Pilszyk, 2023, s. 17).



GENERACJA

-  Import
-  BEV V2G
-  Baterie – rozładowanie
-  ESP* – generacja
-  PV
-  Wiatr
-  Woda – przepływowe
-  Biomasa i biogaz
-  Energia jądrowa

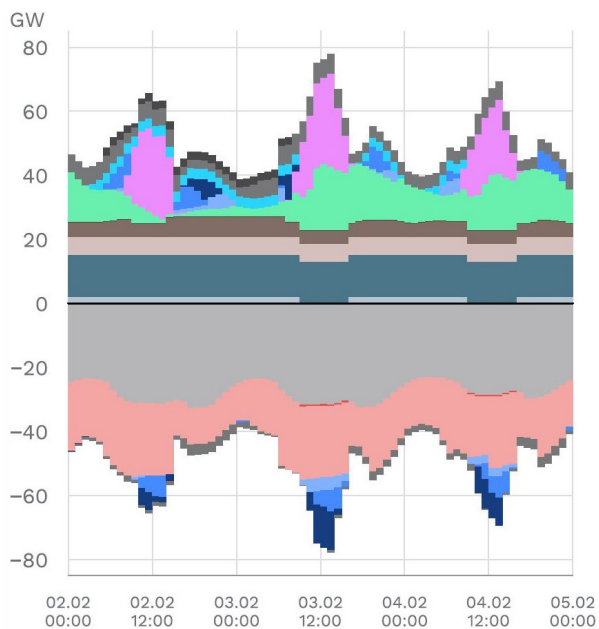
POBÓR

-  Elektryczność – zużycie końcowe
-  Power-to-heat – systemowe
-  Power-to-heat – indywidualne
-  Elektroliza
-  ESP* – pompowanie
-  Baterie – ładowanie
-  BEV – ładowanie
-  Eksport

* ESP – elektrownie szczytowo-pompowe.

Rys. 10. Przykładowa prognoza kształtowania się poziomu produkcji i poboru energii elektrycznej [GW] późną wiosną 2040 r. w scenariuszu S1

Źródło: Kubiczek i in., 2023



GENERACJA

- DSR
- Import
- Wodór
- BEV V2G
- Baterie – rozładowanie
- ESP – generacja
- PV
- Wiatr
- Woda – przepływowe
- Biomasa i biogaz
- Energia jądrowa
- Gaz ziemny
- Węgiel kamienny

POBÓR

- Elektryczność – zużycie końcowe
- Power-to-heat – systemowe
- Power-to-heat – indywidualne
- ESP – pompowanie
- Baterie – ładowanie
- BEV – ładowanie
- Eksport

Rys. 11. Przykładowa prognoza kształtowania się poziomu produkcji i poboru energii elektrycznej [GW] zimą 2040 r. w scenariuszu S1

Źródło: Kubiczek i in., 2023

Oznacza to, że autorzy dostrzegli, że część decyzji dotyczących przebiegu procesu transformacji powinna być analizowana w kontekście ekonomicznym, dlatego zastosowali odmienne podejście, które jest jednak ekonomicznie uzasadnione.

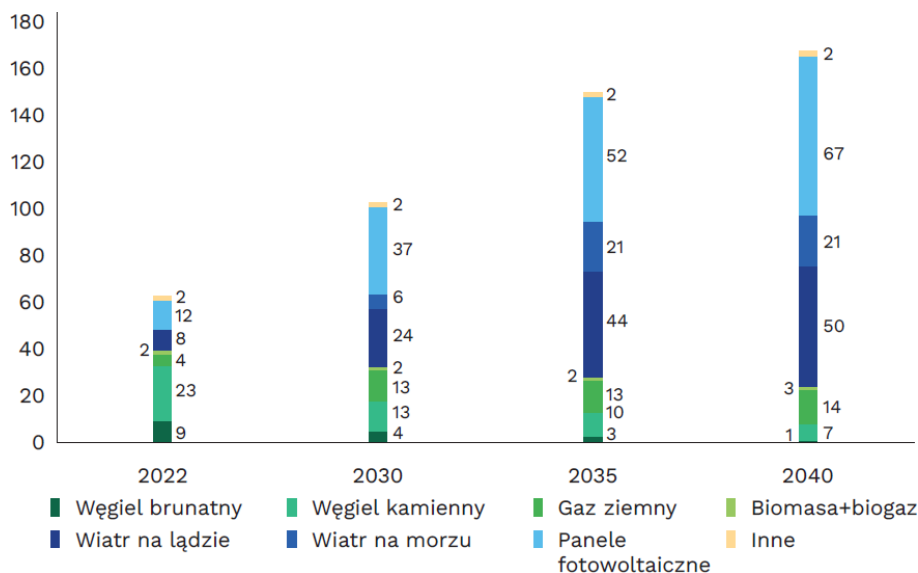
Uwzględniony w niniejszej monografii scenariusz zaczerpnięty z cytowanego raportu to „scenariusz OZE”, którego opis został przedstawiony poniżej:

W scenariuszu OZE maleje generacja energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego oraz przyspiesza rozbudowa mocy opartych na odnawialnych źródłach energii. We wskazanym scenariuszu zakładamy zniesienie przeszkód legislacyjnych dotyczących rozbudowy mocy OZE, np. skrócenie i uproszczenie procedur wydawania pozwoleń i certyfikacji OZE zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej. Działania te pozwolą na znaczące zwiększenie ilości mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii. Następnym założeniem w scenariuszu jest brak inwestycji w nowe jednostki wytwórcze wykorzystujące węgiel kamienny i brunatny po 2023 r., co wiąże się z ich powolnym wygaszaniem. Jednocześnie założono inwestycje w modernizację bloków klasy 200 MWe, które w systemie elektroenergetycznym będą pełnić rolę stabilizującą. Duża ilość OZE i coraz mniejsza ilość węgla w miksie energetycznym Polski mogą zmniejszyć elastyczność systemu elektroenergetycznego i zwiększyć problemy z bilansowaniem. Z tego powodu w początkowych latach transformacji, oprócz funkcjonujących jednostek węglowych, to gaz ziemny, a następnie gaz ziemny i wodór, pełnią rolę źródeł stabilizujących pracę systemu elektroenergetycznego. Wodór jest traktowany jako źródło stabilizujące, ponieważ wytwarza się go w procesie elektrolizy, w momencie zwiększonej produkcji energii z OZE. W sytuacji zmniejszonej generacji energii z niestabilnych źródeł wodór przekształcany jest w energię elektryczną, co zwiększa bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W latach 2023–2030 następuje gwałtowny, ponad trzykrotny wzrost ilości mocy zainstalowanych w OZE. W 2030 r. 59 proc. produkowanej energii elektrycznej pochodzi z OZE, 10 proc. z węgla kamiennego i brunatnego, a 31 proc. z gazu ziemnego. W Polsce zbudowano i oddano do użytku pierwsze morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy 5,9 GW, a ilość mocy zainstalowanej w fotowoltaice ulega potrojeniu i osiąga wartość 36,6 GW. W związku z brakiem przeszkód legislacyjnych i ułatwieniem procedur wydawania pozwoleń na budowę nowych jednostek OZE rośnie liczba wiatraków na lądzie, co przekłada się na 24,2 GW mocy zainstalowanej. W 2030 r. energia z wiatru stanowi 40 proc. całej generacji energii elektrycznej. Z powodu wyłączeń bloków węglowych konieczna jest rozbudowa mocy wykorzystujących gaz ziemny w celu zapewnienia stabilności systemu elektroenergetycznego. Do 2030 r. moc zainstalowana w gazie rośnie do 13 GW. Po 2030 r. w celu zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego rozwijany jest sektor produkcji wodoru. W latach 2030–2035 na cele elektroenergetyczne produkuje się 1104 t wodoru rocznie, a po 2035 r. liczba ta wzrasta do 10 820 t rocznie.

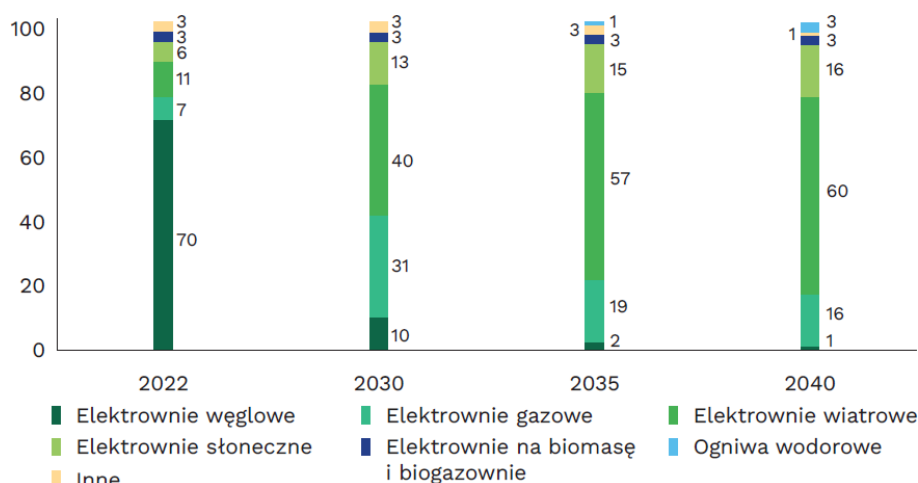
W 2040 r. węgiel kamienny i brunatny odpowiada jedynie za 1 proc. generacji energii elektrycznej, zaś aż 83 proc. energii elektrycznej pochodzi z OZE. Po 2030 r. moce gazowe odpowiadają za 17 proc. generacji energii elektrycznej. Dominującym źródłem staje się energetyka wiatrowa, która odpowiada za 60 proc. produkowanej energii elektrycznej. Moc zainstalowana morskich elektrowni wiatrowych to 20,9 GW, a lądowych 50,2 GW. Produkcja wodoru na cele elektroenergetyczne zwiększa się znacząco i od 2040 r. osiąga poziom 24 000 t rocznie, co przekłada się na 3 proc. całkowitej generacji energii elektrycznej. W 2030 r. w związku z dalszym znacznym udziałem węgla i gazu ziemnego w miksie elektroenergetycznym i wysokimi cenami uprawnień do emisji (ponad 150 EUR/t CO₂) średnia cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wynosi 514 PLN/MWh. Wraz ze zwiększeniem generacji energii z OZE cena energii elektrycznej spada i w 2040 r. osiąga wartość dwukrotnie mniejszą – 251 PLN/MWh (Miniszewski & Pilszyk, 2023, s. 23, 24).

Na rysunkach 12 i 13 przedstawiono wykresy sporządzone na podstawie danych scenariusza OZE na lata 2022–2040: na rysunku 12 – zainstalowaną moc; na rysunku 13 – procentowy udział poszczególnych technologii generacji energii elektrycznej.



Rys. 12. Moc zainstalowana w latach 2022–2040 według danych scenariusza OZE [GW]

Źródło: Miniszewski & Pilszyk, 2023



Rys. 13. Generacja energii elektrycznej w latach 2022–2040 według danych scenariusza OZE [%]

Źródło: Miniszewski & Pilszyk, 2023

Na zamieszczonych wykresach, podobnie jak w przypadku scenariusza fundacji Instrat, widoczna jest znacząca różnica pomiędzy mocą zainstalowaną danych źródeł wytwórczych a ich produkcją. Przykładowo zgodnie z prognozą w 2040 r. fotowoltaika będzie odpowiadała za ok. 16% całkowitej generacji energii elektrycznej, pomimo że jej zainstalowana moc wyniesie aż 67 GW.

Jak widać, w zależności od podejścia różne organizacje przedstawiają w swoich scenariuszach dość szeroki przedział możliwych wartości udziału zarówno całego sektora OZE, jak i samej fotowoltaiki. Przebieg procesu transformacji zależy będzie od uwarunkowań opisanych w dalszej części rozdziału, a jednocześnie od intensywności zmian prowadzących do dalszego zwiększania udziału OZE (w tym PV) w miksie energetycznym. Naturalnie proces ten będzie się wiązał z ogromnymi kosztami, m.in. związanymi z:

- instalowaniem nowych urządzeń generujących energię elektryczną (farm PV, turbin wiatrowych, fotowoltaicznych instalacji prosumenckich i in.),
- modernizacją i rozbudową sieci przesyłowych,
- instalowaniem magazynów energii,
- tworzeniem nowoczesnych systemów zarządzania energią.

Problem ten został już wielokrotnie dostrzeżony. Rząd jasno wskazuje na konieczność reform i wyznacza kierunek działań, np. niezbędne będzie zainwestowanie 70 mld złotych w unowocześnienie sieci przesyłowych (Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, 2024). Z kolei całkowity koszt wprowadzenia niezbędnych zmian prognozowany w KPEiK oszacowano nawet na 1700 mld złotych (Cire.pl, 2021).

Duże znaczenie będą miały w tym kontekście także krajowe uregulowania prawne, np. tzw. ustawa odległościowa dla turbin wiatrowych czy ograniczenia środowiskowe dla farm PV. Bardzo istotne mogą okazać się także działania podejmowane na rzecz współuczestnictwa konsumentów (tj. odbiorców energii) w procesie transformacji. Przykładowo może to być:

- świadome korzystanie z taryf dynamicznych,
- instalowanie magazynów energii,
- stosowanie systemów zarządzania energią (EMS – *energy management system*),
- wykorzystywanie urządzeń *smart home*.

Bardzo ważne są również krajowe inicjatywy umożliwiające osobom zainteresowanym inwestowaniem w zieloną energię uzyskanie wsparcia. Na przykład w ramach programu „Mój prąd” (Mój Prąd, b.d.) prosumenci mogą otrzymać dotacje na zakup i montaż instalacji PV, magazynów energii, magazynów ciepła i systemów zarządzania energią. Program „Czyste powietrze” (Fundusze Europejskie, b.d.) umożliwi z kolei uzyskanie dotacji na wymianę wysokoemisyjnych źródeł ciepła (na paliwa stałe) na nisko- oraz zeroemisyjne (np. pompy ciepła) oraz zwiększenie efektywności energetycznej budynków (np. ich termomodernizację). Co istotne, w ramach tego programu także mogą zostać przyznane środki finansowe na zakup i montaż instalacji fotowoltaicznych.

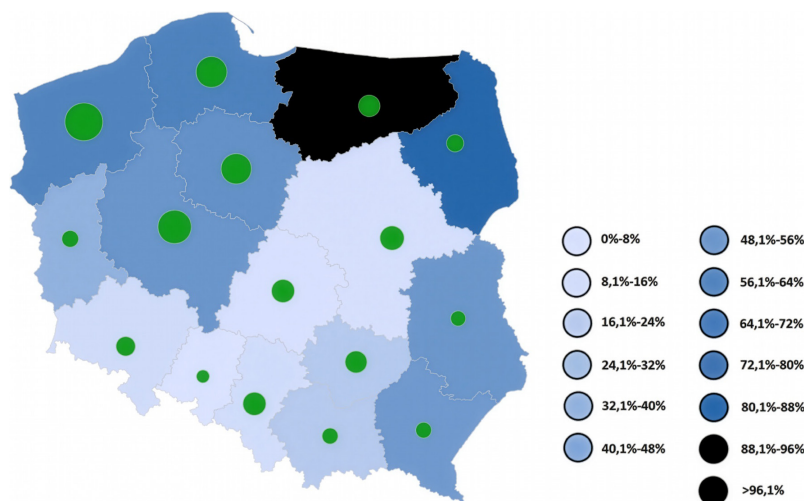
W przypadku Polski impulsem do podjęcia działań w celu przejścia na źródła zeroemisyjne będzie także najpewniej dodatkowy koszt związany z rosnącymi cenami praw do emisji CO₂ w systemie ETS EU⁷, a następnie również ETS2 EU. W listopadzie 2024 r. ich cena w systemie EU ETS (notowania ciągle na następny rok) wynosiła ponad 65 EUR/t CO₂, a w lutym 2022 r. przekroczyła nawet 90 EUR/t CO₂, podczas gdy na początku 2018 r. było to zaledwie ok. 8 EUR/t CO₂ (Energy Instraat, b.d.). Po uruchomieniu ETS2 w 2027 r. wzrost kosztów bezpośrednio odczują także gospodarstwa domowe, które będą musiały poradzić sobie z rosnącymi cenami węgla czy gazu ziemnego. Z analiz wynika, że w perspektywie do roku 2050 może to oznaczać wzrost nawet o ponad 100% netto ceny gazu i nawet o ok. 400% netto cen węgla w porównaniu z cenami tych surowców w 2023 r. (Buk & Izdebski, 2024). Z całą pewnością będzie miało wpływ na kształtowanie się popytu na energię pochodzącą ze źródeł zeroemisyjnych, a więc nieobciążonych kosztami ETS/ETS2.

Polska wybrała ścieżkę transformacji energetycznej zgodnie ze scenariuszem zrównoważonym, który zakłada wolniejsze tempo rozwoju OZE. Pozwoli to na zaspokojenie całościowego krajowego zapotrzebowania na energię z wykorzystaniem istniejących źródeł, bez napięć związanych z gwałtowną ekspansją zielonych technologii i kwestią ich finansowania (Kochanek, 2021). Pilna transformacja energetyki w Polsce jest jednak niezwykle istotna, gdyż krajowa energia elektryczna, produkowana w znacznej mierze z węgla, jest jedną z najdroższych w Europie, co negatywnie wpływa na konkurencyjność krajowego przemysłu i całej gospodarki (Siemionczyk, 2024a). Niestety spośród krajów UE to właśnie Polska ma największy udział węgla w generacji energii elektrycznej – w 2023 r. wynosił on aż 61% produkcji. Kolejne na liście są Czechy, przy czym w przypadku tego kraju było to zaledwie 40%, a średnia unijna to tylko 12% – poniżej tej wartości były m.in. Grecja, Holandia, Włochy czy Hiszpania (Brown & Jones, 2024).

Nadzieją na zmianę tej sytuacji dla Polski jest właśnie rozwój OZE i energetyki atomowej, co pozwoli także na redukcję kosztów produkcji energii elektrycznej (Siemionczyk, 2024b). Warto odnotować, że w niektóre dni OZE pokrywają pełne zapotrzebowanie na energię elektryczną w naszym kraju (Derski, 2023). Dobowe raporty dotyczące generowanej aktualnie mocy z podziałem na źródła można w czasie rzeczywistym sprawdzić na stronie operatora sieci elektroenergetycznych (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) (PSE, b.d.). Analiza jakościowa pokazuje, że w zakresie transformacji w Polsce zachodzą korzystne zmiany: udział OZE w produkcji energii rośnie i stopniowo zaspokajają one coraz większą część zapotrzebowania, a także zwiększa się potencjał inwestycyjny podmiotów energetycznych w Polsce (Bednarczyk i in., 2021). Trzeba jednak zwrócić uwagę na to, że będący głównym tematem tej książki sektor fotowoltaiczny nadal zmaga się z wieloma problemami, które ograniczają jego potencjał wzrostowy (Wachnik & Chyba, 2021).

⁷ EU ETS (*EU Emissions Trading System*) – unijny system handlu uprawnieniami do emisji. Stanowi on podstawę unijnej polityki mającej na celu przeciwdziałanie zmianie klimatu i ograniczanie emisji gazów cieplarnianych w zrównoważony pod względem kosztów i skuteczny gospodarczo sposób. Opiera się na zasadzie pułapów i handlu (European Union, b.d.).

Obecnie Polska cechuje się dużym zróżnicowaniem regionalnym w zakresie zainstalowanych mocy OZE. Na rysunku 14 przedstawiono mapę zawierającą poglądowe informacje o wielkości produkcji energii elektrycznej z OZE w danym województwie (zielone kółka – im większa średnica, tym większa ilość wygenerowanej energii) na tle udziału tych źródeł energii w całkowitej produkcji energii elektrycznej ogółem w danym województwie (ciemniejszy kolor oznacza większy udział) w 2022 r.



Rys. 14. Wielkość produkcji energii z OZE w poszczególnych województwach

Źródło: opracowanie własne na podstawie GUS, b.d.

Oczywiście wyniki poszczególnych województw mają bezpośredni związek z umiejscowieniem różnych rodzajów instalacji generujących energię elektryczną – zarówno elektrowni wykorzystujących paliwa kopalne (głównie węgiel), jak i farm fotowoltaicznych czy wiatrowych. Jak łatwo się domyślić, w przypadku regionów o dużej produkcji energii elektrycznej z elektrowni węglowych wpływ instalacji OZE jest mniej widoczny niż w przypadku tych województw, które nie mają dużych instalacji korzystających z paliw kopalnych. Naturalnie istotny wpływ ma także potencjał danego obszaru w zakresie możliwości tworzenia tam OZE. Region nadmorski charakteryzuje się większą wietrznością, dlatego znajduje się tam więcej turbin wiatrowych niż w innych częściach kraju.

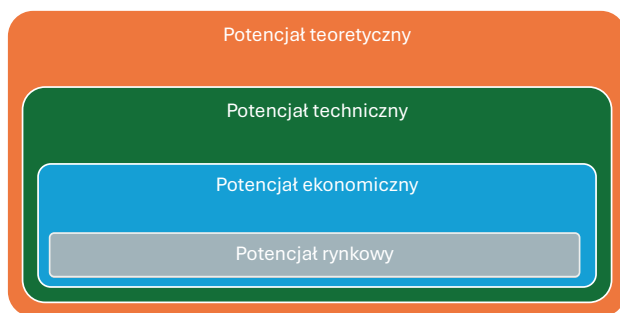
Określając potencjał danego obszaru w zakresie produkcji energii z OZE, należy wziąć pod uwagę znacznie więcej kwestii niż tylko możliwości teoretyczne. Czynniki, które trzeba uwzględnić, można podzielić na kilka obszarów:

- potencjał techniczny ogranicza powstawanie instalacji w zależności od uwarunkowań technologicznych i prawnych;
- potencjał ekonomiczny związany jest z weryfikacją opłacalności przedsięwzięcia;
- potencjał rynkowy wskazuje, czy wyprodukowana energia będzie mogła zostać przeznaczona dla odbiorcy końcowego (ma to bezpośredni związek z możliwościami w zakresie infrastruktury przesyłowej).

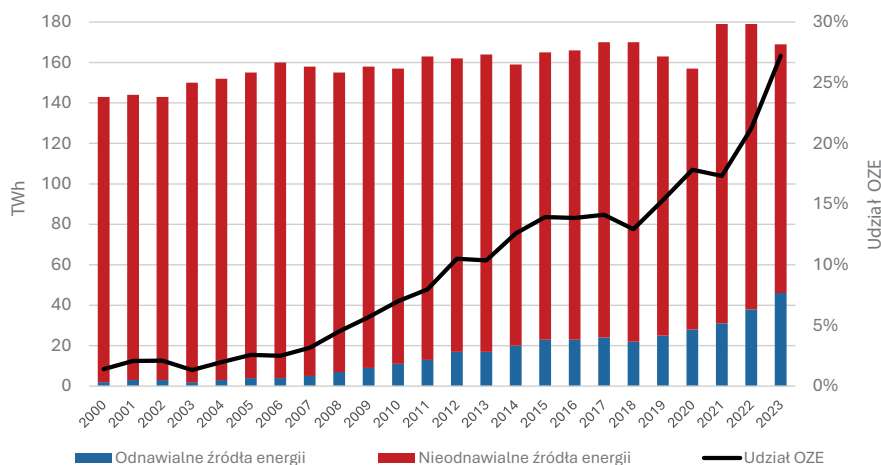
Wizualizację struktury ograniczeń związanych z danym rodzajem potencjału i ich wpływ na końcowe możliwości produkcji energii przedstawiono na rysunku 15.

Jak łatwo zauważyć, możliwości wykonania nowych instalacji będą więc inne nie tylko w przypadku różnych regionów, ale także poszczególnych rodzajów OZE. Autor jednego z badań zweryfikował potencjał techniczny OZE w Polsce oraz przeprowadził analizy SWOT i PEST m.in. dla takich źródeł energii jak biomasa odpadowa, energia słoneczna i wiatrowa, a także energetyka wodna (Igliński, 2020). W badaniu wzięto pod uwagę różnorodne uwarunkowania zależne od specyfiki danego rodzaju OZE i wskazano na istniejące oraz przyszłe możliwości tworzenia nowych instalacji.

Warto też pokazać, jak w ostatnich latach kształtowała się krajowa produkcja energii z OZE na tle produkcji energii elektrycznej w Polsce ogółem. Na lewej osi wykresu (rys. 16) zaprezentowano wielkość produkcji energii elektrycznej [TWh] w latach 2000–2023 z podziałem na paliwa kopalne (czerwone słupki) i OZE (niebieskie słupki). Na prawej osi pokazano procentowy udział OZE w całkowitej generacji energii (czarna linia).



Rys. 15. Struktura ograniczeń potencjalnej produkcji energii z OZE



Rys. 16. Produkcja krajowej energii elektrycznej z podziałem na źródła odnawialne oraz nieodnawialne w latach 2000–2023

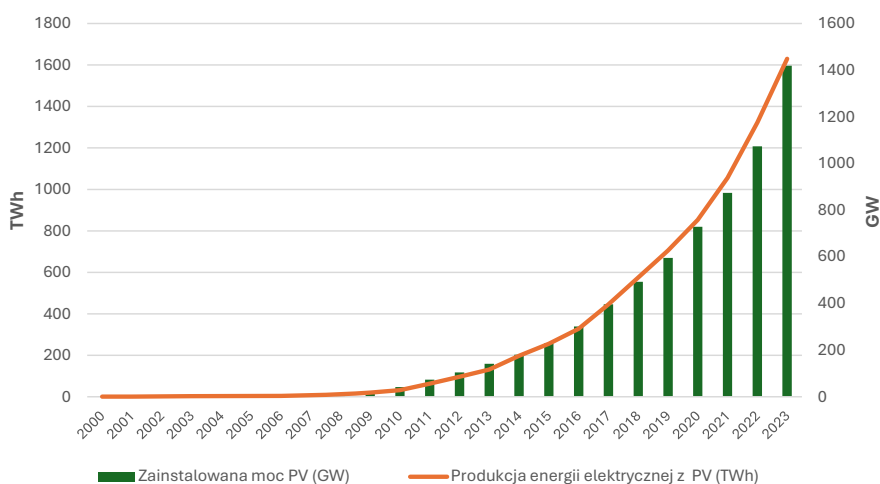
Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy Institute, 2024; Ember, b.d. 2

Jak widać, produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych sukcesywnie rosła. W 2000 r. jej udział stanowił zaledwie 1% całkowitej produkcji, a dekadę później już 7%. Kolejne dziesięciolecie przyniosło dalszy wzrost, aż do 18% w 2020 r. Ostatnie lata charakteryzują się jeszcze bardziej dynamicznym wzrostem udziału, który osiągnął poziom 27%. Pomiędzy rokiem 2020 a 2023 udział wzrósł więc o 9 p.p. (punktów procentowych), a to oznacza, że w zaledwie 3 lata osiągnięto wzrost równy połowie tego, jaki nastąpił w całej poprzedniej dekadzie. Nie byłoby to możliwe bez znacznego zwiększenia liczby instalacji fotowoltaicznych w Polsce, których udział w krajowym miksie energetycznym wzrastał skokowo.

Rozdział 3

Fotowoltaika w Polsce i na świecie – stan przeszły, teraźniejszy oraz perspektywy

Od kilkunastu lat odnotowywany jest ciągły, intensywny wzrost udziału fotowoltaiki w globalnym systemie elektroenergetycznym. Dotyczy to zarówno zainstalowanych mocy PV [GW], jak i produkcji energii elektrycznej [TWh] pochodzącej z tych instalacji. Na prawej osi wykresu (rys. 17) zaprezentowano wielkość mocy [GW] uruchomionych instalacji PV na świecie (zielone słupki) w okresie 2000–2023. Z kolei na lewej osi przedstawiono wielkość produkcji energii elektrycznej [TWh] pochodzącej z tych instalacji (pomarańczowa linia).



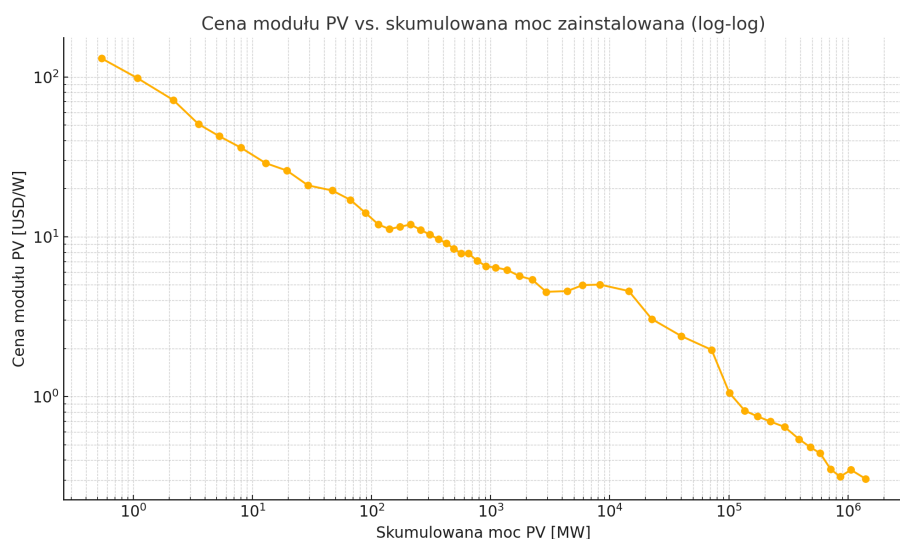
Rys. 17. Światowa produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki na tle zainstalowanych mocy instalacji PV w latach 2000–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Our World in Data, b.d. (dane zagregowane przez Our World in Data)

Jak można zauważyć, na początku XXI w. roczny przyrost mocy uruchomionych instalacji fotowoltaicznych wynosił kilka gigawatów, a produkcja energii wzrastała o kilka terawatogodzin rocznie. Na początku kolejnej dekady były to już wartości wyrażone w dziesiątkach, a ostatnie 5 lat charakteryzuje się przyrostami po kilkaset gigawatów i terawatogodzin rocznie, przy czym produkcja energii osiągnęła poziom niemal 1630 TWh przy ponad 1418 GW zainstalowanych mocy PV (w ujęciu globalnym).

Tak intensywny wzrost znaczenia instalacji fotowoltaicznych jest skutkiem znaczącego spadku kosztów ich wytwarzania. Zarówno cena ogniw, jak i pozostałych komponentów niezbędnych do produkcji modułów oraz całych instalacji PV na przestrzeni lat wykazuje stałą tendencję spadkową. Efekt skali powoduje, że coraz niższe ceny modułów wpływają na zwiększenie popytu, a to z kolei pozwala na coraz tańszą, wielkoskalową ich produkcję. Jest to tzw. krzywa uczenia się lub krzywa rozwoju technologii. Wskazuje ona kierunek trendu, którego konsekwencją są postępujące zmiany w danej dziedzinie.

Na rysunku 18 zaprezentowano wykres przedstawiający kształtowanie się cen modułów PV na tle zainstalowanych mocy w ujęciu globalnym w latach 1975–2023. W celu lepszego zobrazowania danych użyto skali logarytmicznej, a nie liniowej. Wszystkie wartości wyrażono w dolarach amerykańskich (USD), przyjmując stałe ceny z roku 2023 na każdy watopik⁸ mocy modułu PV [2023 USD/Wp].



Rys. 18. Cena modułów fotowoltaicznych na tle zainstalowanych mocy PV w ujęciu globalnym w latach 1975–2023

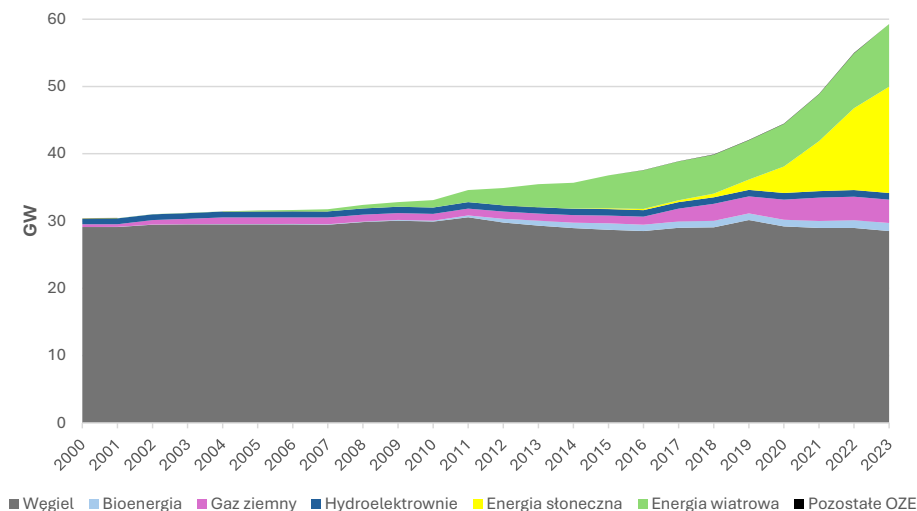
Źródło: opracowanie własne na podstawie Globenergia 2024a

Jak widać, w roku 1975 cena za każdy wat modułu PV wynosiła ponad 130 USD, przy niespełna 0,5 MW zainstalowanych mocy na całym świecie. Dekadę później było to 17 USD, przy ponad 66 MW mocy globalnych instalacji. W roku 2000 cena spadła do ponad 6 USD, a całkowita moc wzrosła do ok. 1100 MW. W 2023 r.

⁸ Watopik (Wp) oznacza moc ogniwa, modułu, panelu PV bądź instalacji fotowoltaicznej, jaka jest uzyskiwana podczas pracy w warunkach standardowych (STC), czyli przy określonych parametrach pracy, tj. nasłonecznieniu: 1000 W/m², temperaturze: 25°C, AM: 1,5 (AM oznacza masę powietrza, grubość atmosfery; na równiku wynosi ona 1, w Europie ok. 1,5). W literaturze bywa stosowane uproszczone nazewnictwo – pomija się przyrostek „pik”, a więc moc danego źródła fotowoltaicznego wyraża się w watach (W) i wielokrotnościach tej jednostki (kW, MW, GW, TW), które w domyśle oznaczają wato-piki oraz analogiczne wielokrotności.

cena wyniosła zaledwie 0,31 USD, a wszystkie instalacje fotowoltaiczne osiągnęły moc blisko 1420 GW. W ujęciu procentowym oznacza to spadek ceny modułu w analizowanym okresie (tj. niespełna 50 lat) aż o 99,76% oraz wzrost zainstalowanych mocy PV na świecie o blisko 284 000 000%.

Polska, jako kraj członkowski UE (a więc zobowiązany do dekarbonizacji swojej elektroenergetyki w perspektywie kolejnych dekad), zdecydowanie musi zintensyfikować działania w zakresie rozwoju OZE, zwłaszcza że udział paliw kopalnych (w szczególności węgla) w krajowej produkcji energii elektrycznej jest wciąż bardzo duży. Strukturę zainstalowanych mocy w polskiej elektroenergetyce w latach 2000–2023 pokazano na rysunku 19.

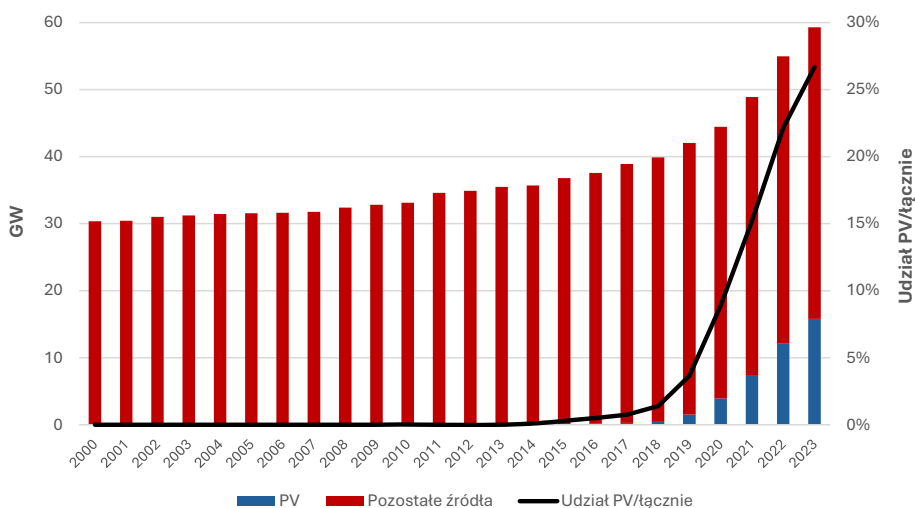


Rys. 19. Struktura zainstalowanych mocy w elektroenergetyce w Polsce w latach 2000–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ember, b.d. 1

Na wykresie (rys. 19) widoczne są zmiany, które rozpoczęły się po roku 2010. W latach 2000–2010 zaledwie kilka procent zainstalowanych mocy wytwórczych stanowiły inne źródła niż węgiel. Udział OZE był pomijalny, a generowana zielona energia pochodziła głównie z hydroelektrowni. W drugiej dekadzie XXI w. w Polsce nastąpił istotny przyrost zainstalowanych mocy źródeł odnawialnych. Początkowo były to głównie turbiny wiatrowe, których łączna moc wynosiła kilka gigawatów, jednak już po kilku latach to fotowoltaika okazała się głównym źródłem czystej energii w Polsce – po 2020 r. zainstalowana moc elektrowni PV wzrastała aż do blisko 16 GW w 2023 r. Oznacza to, że instalacje PV zajęły drugie (po węglu) miejsce pod względem ilości generowanej mocy. Należy jednak zaznaczyć, że pomimo zwiększenia zainstalowanych mocy ogółem o kilkadziesiąt gigawatów w stosunku do roku 2000 moc elektrowni węglowych jedynie nieznacznie się zmniejszyła. Spowodowane jest to m.in. wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, a także niestabilnością wytwórczą źródeł odnawialnych (fotowoltaicznych i wiatrowych). Oznacza to, że obecnie nie jest możliwe pełne zastąpienie paliw kopalnych przez OZE.

Na kolejnym wykresie (rys. 20) zaprezentowana została struktura zainstalowanych mocy w Polsce z uwzględnieniem fotowoltaiki w latach 2000–2023. Za pomocą niebieskich słupków przedstawiono moce wytwórcze fotowoltaiki, a za pomocą czerwonych – wszystkich pozostałych źródeł, tj. elektrowni, farm, etc. wykorzystujących inne źródła energii (skala lewa, GW). Dodatkowo czarna linia obrazuje udział PV w strukturze wszystkich zainstalowanych mocy elektroenergetycznych (skala prawa, %). Można zauważyć bardzo szybki wzrost udziału fotowoltaiki po roku 2019, do czego przyczyniły się m.in. systemy wsparcia dla prosumentów oraz jednoczesny spadek kosztów instalacji fotowoltaicznych.

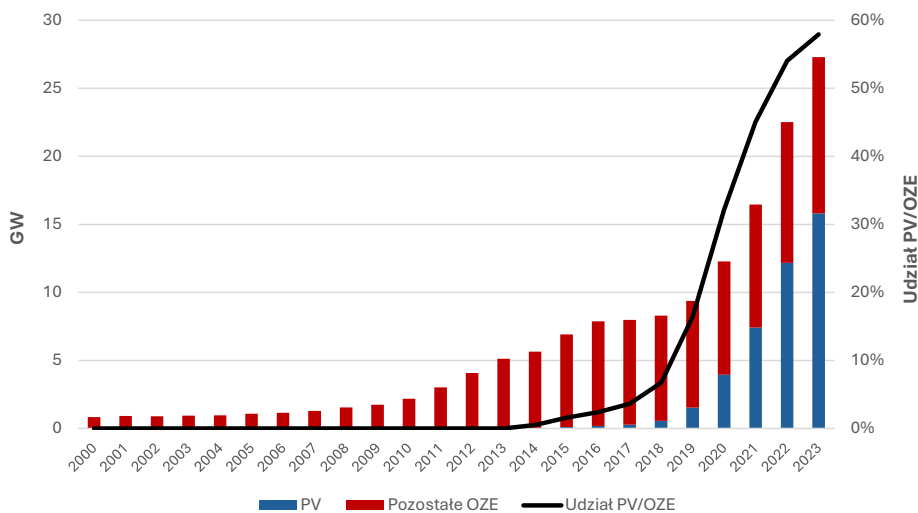


Rys. 20. Udział PV w strukturze mocy zainstalowanej w Polsce w latach 2000–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ember, b.d. 1

Na rysunku 21 przedstawiono z kolei zmiany udziału zainstalowanych mocy PV w latach 2000–2023 na tle pozostałych rodzajów OZE w Polsce. Podobnie jak na poprzednim wykresie niebieskie słupki reprezentują moce wytwórcze fotowoltaiki, a czerwone – wszystkich pozostałych rodzajów zielonej energii (skala lewa, GW). Dodatkowo czarna linia przedstawia udział PV w całkowitych zainstalowanych mocach źródeł odnawialnych (skala prawa, %). Można zauważyć, że do 2018 r. fotowoltaika w Polsce odgrywała marginalną rolę nie tylko pod względem zainstalowanych mocy, ale też jej procentowego udziału w strukturze OZE. Po 2019 r. nastąpił dynamiczny wzrost procentowego udziału fotowoltaiki w koszyku OZE, który w 2022 r. przekroczył 50%, a w następnym roku osiągnął blisko 58%.

Co istotne, w przeciwieństwie do bloków energetycznych elektrowni węglowych zawodowych źródła odnawialne cechują się niestabilną produkcją energii, która ulega znacznym fluktuacjom w czasie (zarówno w cyklach dobowych, jak i sezonowych). Należy więc podkreślić, że zwiększenie mocy OZE nie będzie skutkowało analogicznym przyrostem generowanej mocy, tak jakby to było w przypadku elektrowni węglowych.



Rys. 21. Udział PV na tle innych OZE pod względem zainstalowanych mocy w Polsce w latach 2000–2023

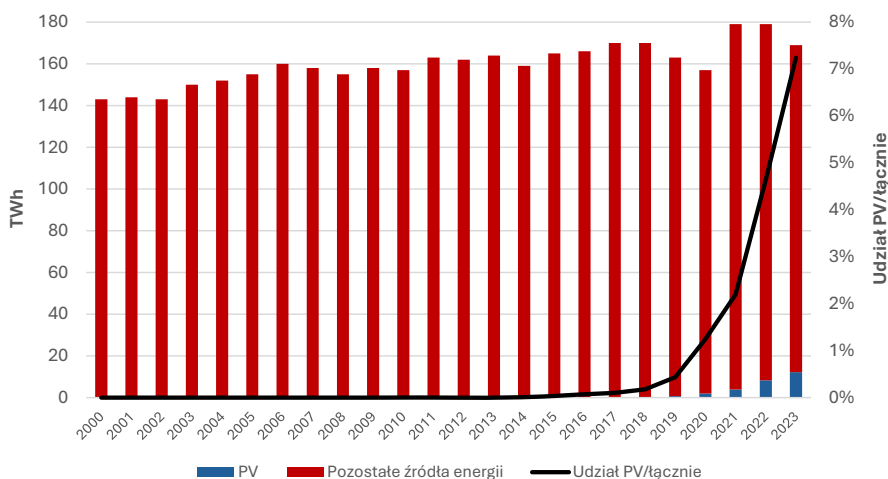
Źródło: opracowanie własne na podstawie Ember, b.d. 1

Produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki na tle pozostałych źródeł energii została przedstawiona na rysunku 22. Niebieskie słupki reprezentują ilość wygenerowanej energii elektrycznej pochodzącej z fotowoltaiki, a czerwone – ze wszystkich pozostałych źródeł (skala lewa, TWh). Czarna linia przedstawia udział PV w całkowitej produkcji energii elektrycznej (skala prawa, %). Widoczna jest znacząca różnica w stosunku do wykresu przedstawiającego zainstalowane moce. Udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej (tak ilościowy [TWh], jak i procentowy) osiąga dużo niższe wartości, dochodząc zaledwie do ok. 7% w 2023 r. Jest to naturalnie spowodowane specyfiką instalacji fotowoltaicznych, tj. uzależnieniem od energii słonecznej.

Z kolei wielkość produkcji energii elektrycznej z PV na tle pozostałych rodzajów OZE przedstawiono na rysunku 23. Podobnie jak na poprzednim wykresie niebieskie słupki reprezentują energię elektryczną wygenerowaną z fotowoltaiki, a czerwone – z wszystkich pozostałych źródeł odnawialnych (skala lewa, TWh). Czarna linia przedstawia udział PV w całkowitej produkcji OZE (skala prawa, %). Tutaj także widoczna jest znacząca różnica między wykresami – pomimo że instalacje fotowoltaiczne odpowiadają już za blisko 60% zainstalowanych mocy wytwórczych, to ich udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej z OZE wyniósł jedynie niewiele ponad 25%. Jest to kwestia bardzo istotna w dalszych rozważaniach na temat przyszłości elektroenergetyki w Polsce. Przedstawione dane potwierdzają konieczność uwzględnienia przewymiarowania instalacji fotowoltaicznych w celu zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną.

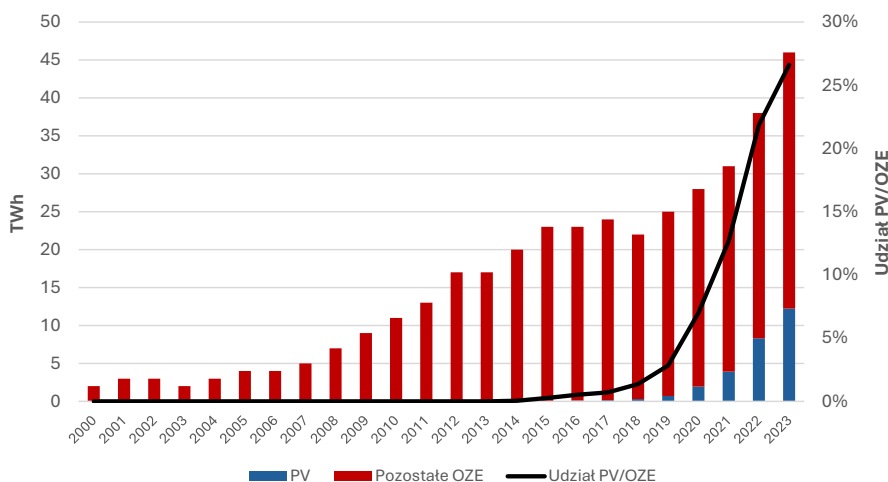
Co ważne, w obecnej strukturze zainstalowanych mocy w Polsce (dane na rok 2023) zdecydowana większość źródeł PV to mikroinstalacje o mocy do 50 kW⁹ (66,3%).

⁹ Podział na mikroinstalacje oraz małe i duże instalacje wynika z zapisów ustawy o OZE (Dz.U. z 2024, poz. 1361). Jak już wyjaśniono, moce powinny być wyrażane w kilowatopikach (kWp) (por. przyp. 8, s. 42).



Rys. 22. Wielkość produkcji energii elektrycznej z PV i jej udział w całej generacji w Polsce w latach 2000–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ember, b.d. 1

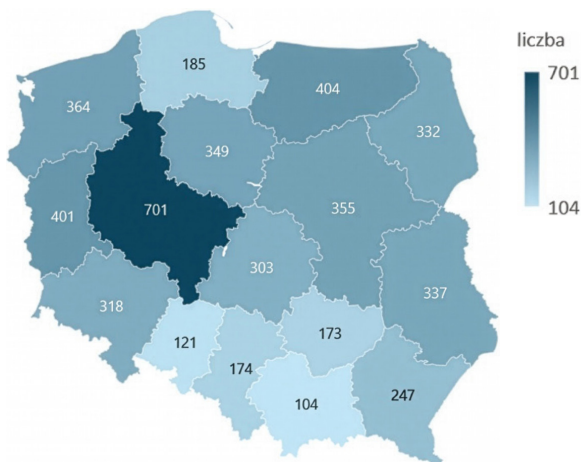


Rys. 23. Wielkość produkcji energii elektrycznej z PV na tle produkcji z innych OZE w Polsce w latach 2000–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ember, b.d. 1

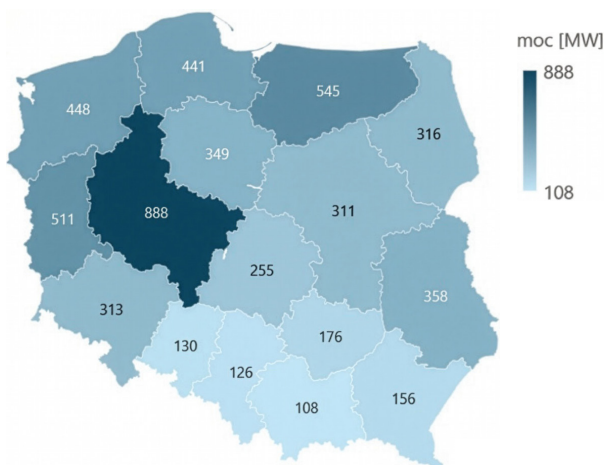
Małe instalacje stanowią 24,3%, a najmniejsza grupa to duże farmy PV (o mocach powyżej 1 MW), które tworzą 9,4% całej zainstalowanej mocy PV w Polsce (Wiśniewski i in., 2024). Taki stan jest skutkiem m.in. wprowadzonego przez rząd wsparcia dla prosumentów w zakresie mikroinstalacji (Dzikuć i in., 2022), w szczególności że początkowo stosowany był system oparty na rozliczeniu ilościowym (tzw. *net-metering*), a nie cenowym (*net-billing*). Warto zauważyć, że późniejsze przejście na *net-billing* spowodowało znaczne obniżenie dynamiki przyrostu nowych

mikroinstalacji, a w konsekwencji spadek akceleracji z 69% do 43%, co w wartościach bezwzględnych oznacza 2022 MW nowych mocy w 2023 r. w stosunku do 3217 MW w roku 2022 (Wiśniewski i in., 2024). Należy dodać, że mikroinstalacji prosumenckich w Polsce w roku 2023 było ponad 1,4 mln, a ich łączna moc przekroczyła 11,3 GW (URE, 2024). Co istotne, dane za rok 2023 wskazują, że obecnie najdynamiczniej rosnący segment to farmy powyżej 1 MW, a jego wzrost wyniósł 113% rok do roku – w sumie przyłączono 80 farm o łącznej mocy 0,77 GW (Wiśniewski i in., 2024). Na rysunku 24 przedstawiono mapę Polski z liczbą instalacji PV powyżej 50 kW, a na rysunku 25 – ich skumulowaną moc z podziałem na województwa.



Rys. 24. Liczba instalacji PV o mocy powyżej 50 kW w Polsce z podziałem na województwa w 2023 r.

Źródło: Wiśniewski i in., 2024



Rys. 25. Moc instalacji o mocy powyżej 50 kW w Polsce z podziałem na województwa w 2023 r.

Źródło: Wiśniewski i in., 2024

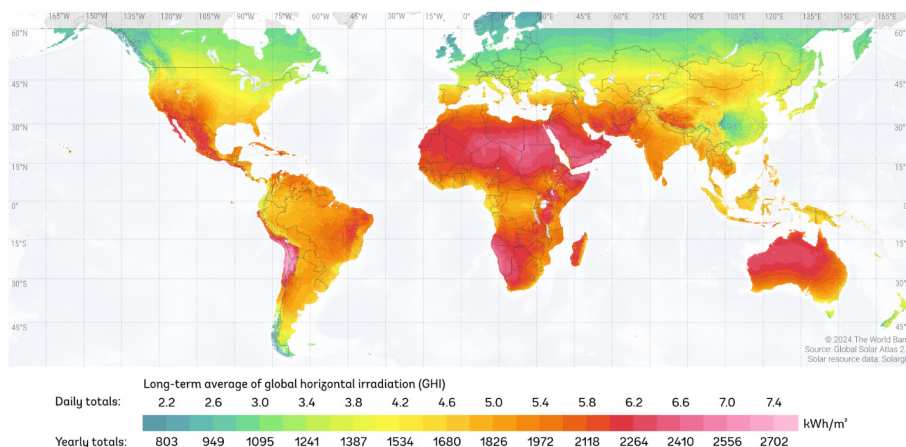
Widoczne jest znaczne zróżnicowanie terytorialne – zarówno pod względem liczby instalacji PV, jak i uruchomionych mocy. Najwięcej elektrowni znajduje się w województwie wielkopolskim (701), które dysponuje także największą zainstalowaną mocą PV wynoszącą blisko 890 MW. Z kolei województwo z najmniejszą liczbą instalacji (104 elektrownie) o najmniejszej zainstalowanej mocy (108 MW) to małopolskie. Różnice są znaczące, nawet jeżeli wziąć pod uwagę dysproporcje w wielkości województw. Niektóre mniejsze terytorialnie województwa (jak np. lubuskie) plasują się w krajowej czołówce tak pod względem liczby, jak i mocy instalacji. Takie zróżnicowanie może wskazywać na konieczność dalszego inwestowania w OZE w wybranych regionach, tak aby tworzyć lokalne klastry energetyczne. Jest to niezbędne, by zminimalizować konieczność przesyłu energii na duże odległości, co zwiększa koszty dystrybucji (koszty eksploatacyjne), a także wymusza budowę nowych linii przesyłowych (i pociąga za sobą spore koszty początkowe). Pośrednio wiąże się to także z potrzebą rozwiązania problemów z przyłączaniem nowych instalacji ze względu na ograniczenia przepustowości systemu elektroenergetycznego. Być może zwiększenie rozproszenia instalacji i wzrost konsumpcji regionalnej poprawiłyby sytuację.

Fotowoltaika w Polsce pomimo intensywnego rozwoju nadal odpowiada zaledwie za ponad 7% całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej. Oznacza to, że dalsze dynamiczne zwiększanie tej wartości (tak pożądanego ze względu na potrzebę szybkiej dekarbonizacji) jest możliwe. Jeśli chodzi o wielkość zainstalowanych mocy, Polska znalazła się na szóstym miejscu wśród krajów UE (dane na koniec 2023 r.) (Wiśniewski i in., 2024). Na pierwszej pozycji uplasowały się Niemcy z zainstalowaną mocą wynoszącą 81 739 MW, wyprzedzając kolejny kraj aż o ponad 50 000 MW. Drugie miejsce zajęły Włochy (31 015 MW), a podium zamykała Hiszpania (29 795 MW). Trzy kolejne kraje to Holandia (blisko 24 GW), Francja (ponad 20 GW) i w końcu Polska, której instalacje PV miały ponad 17 GW¹⁰ mocy. Kolejne kraje dysponowały aż o ponad połowę mniejszymi mocami niż Polska: Belgia – ok. 8,5 GW, Grecja i Austria – po ok. 7 GW, a dziesiąte w tym zestawieniu Węgry – niespełna 6 GW.

Co warto podkreślić, są kraje na świecie, które mają zdecydowanie większy udział PV w całkowitej generacji energii elektrycznej niż Polska. Pomijając mniejsze państwa, jak Wyspy Cooka, Luksemburg czy Malta, gdzie PV zaspokaja od 20% do 50% zapotrzebowania na energię elektryczną, to w takich krajach jak Chile, Grecja, Węgry, Holandia, Australia czy Hiszpania te wartości oscylują pomiędzy ok. 17% a 20% (Our World in Data, 2024). Dobry wynik Holandii i Węgier dowodzi, że nie tylko w regionach o korzystnym klimacie (jak np. Chile, Australia, Grecja czy

¹⁰ W zależności od metodologii przyjętych obliczeń podawane wartości mogą się różnić. Dane za rok 2023 publikowane przez instytucje zawierają się w zakresie 15,81–17,08 GW. Na potrzeby obliczeń w niniejszej monografii (ze względu na dostępność danych w chwili opracowywania modelu) przyjęto wartość pochodzącą z raportu Instytutu Energetyki Odnawialnej (Wiśniewski i in., 2024), tj. 17,08 GW, którą zaokrąglono do 17,1 GW (więcej o przyjętych założeniach w rozdziale 8). Dane te są zbliżone do podanych przez Agencję Rynku Energii (ARE, b.d.), która zainstalowaną moc fotowoltaiki w Polsce oszacowała na 16,9 GW.

Hiszpania) możliwe jest osiągnięcie znacznego udziału fotowoltaiki w całościowej produkcji energii elektrycznej. Naturalnie im większe ilości światła słonecznego (tzn. im większe nasłonecznienie i uśłonecznienie), tym zwykle bardziej ekonomicznie uzasadnione są inwestycje w instalacje fotowoltaiczne na danym obszarze. Wyraża się to zwykle w LCOE (*levelized cost of energy*), należy jednak zauważyć, że ze względu na temperaturowy spadek wydajności paneli fotowoltaicznych na obszarach o dużym nasłonecznieniu i wysokiej temperaturze generowana moc może być porównywalna lub wręcz niższa niż na obszarach o mniejszym nasłonecznieniu, ale niższej temperaturze. Dodatkowo należy wziąć pod uwagę kwestie związane z ukształtowaniem terenu czy zróżnicowanym kątem padania promieni słonecznych. Na rysunku 26 przedstawiono wielkość promieniowania słonecznego (GHI¹¹) na kuli ziemskiej, a na rysunku 27 – potencjał fotowoltaiki na świecie.

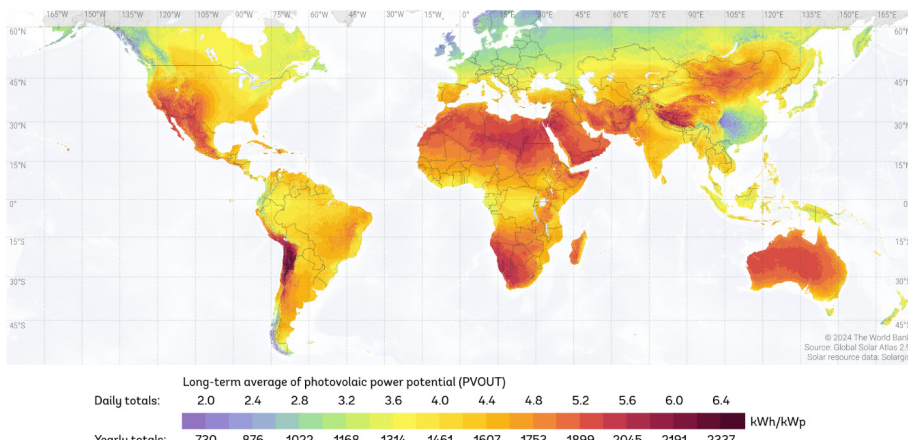


Rys. 26. Wielkość promieniowania słonecznego (GHI) na świecie

Źródło: Global Solar Atlas, b.d.

Jak widać, przedstawione wartości są różne w przypadku różnych regionów świata, a to może rzutować na opłacalność i czas zwrotu z inwestycji (co szczególnie istotne dla elektrowni komercyjnych) oraz wyniki szacowania zainstalowanych mocy – ilości wyprodukowanej energii elektrycznej mogą być różne przy tej samej mocy. Co istotne, w skali całej planety rozbieżności są bardzo duże. W przypadku regionów o najkorzystniejszych warunkach wartości PPP (*photovoltaic power potential*) wynoszą nawet ponad 2300 kWh rocznie na każdy kilowatopik instalacji PV, z kolei w miejscach o niekorzystnych warunkach roczna produkcja może wynieść tylko ponad 700 kWh/kWp.

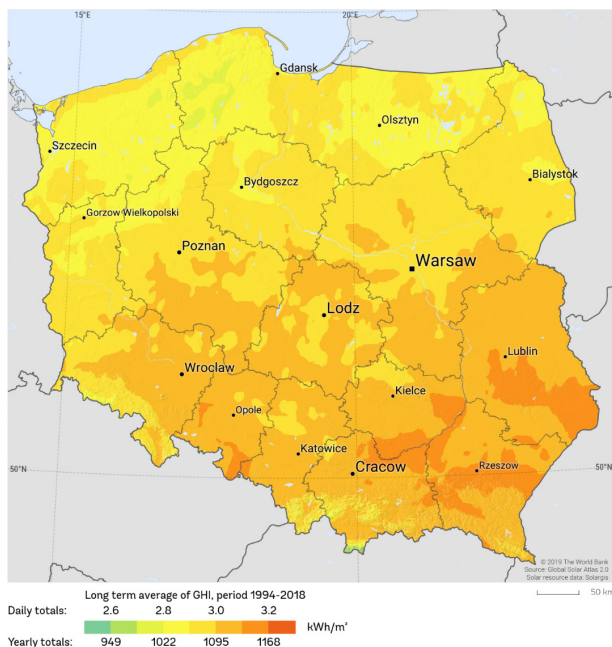
¹¹ *Global horizontal irradiation* – suma promieniowania bezpośredniego (DNI – *direct normal irradiation*) i rozproszonego (DHI – *diffuse horizontal irradiation*) padającego na powierzchnię poziomą (więcej na ten temat zob. Islam i in., 2022).



Rys. 27. Potencjał energetyczny fotowoltaiki (PPP) na świecie

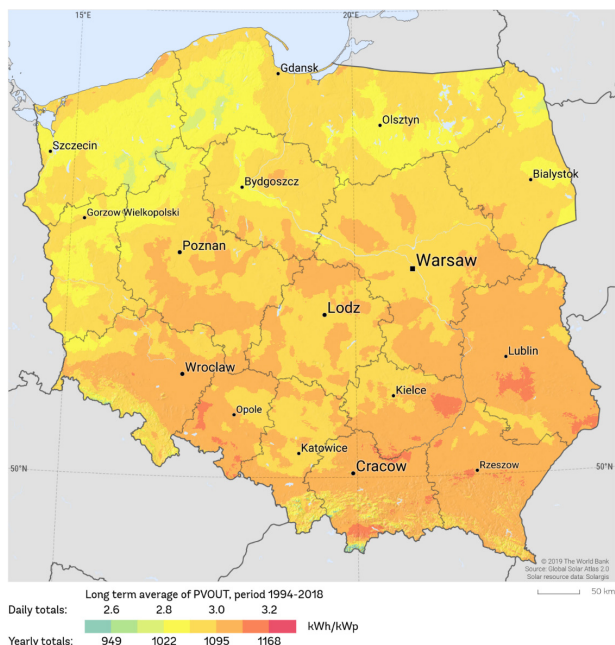
Źródło: Global Solar Atlas, b.d.

Na mniejszym obszarze o niewielkim zróżnicowaniu geograficznym i krajobrazowym, takim jak terytorium Polski, różnice są znacznie mniejsze. W przeważającej części kraju (poza obszarami górskimi) GHI mieści się w zakresie ok. 1000–1150 kWh/kWp. Wartości GHI na terenie Polski zostały przedstawione na rysunku 28, a wartości PPP – na rysunku 29.



Rys. 28. Wielkość promieniowania słonecznego (GHI) w Polsce

Źródło: Global Solar Atlas, b.d.



Rys. 29. Potencjał energetyczny fotowoltaiki (PPP) w Polsce

Źródło: Global Solar Atlas, b.d.

Krajowa fotowoltaika ma duży potencjał wzrostowy. Jeśli porównamy Polskę z takimi państwami jak Wielka Brytania czy Holandia, w przypadku których proces transformacji energetycznej i rozwoju fotowoltaiki przebiegał podobnie, ale rozpoczął się wcześniej, wiele wskazuje na to, że Polska ma przed sobą jeszcze długi okres wzrostu liczby nowych instalacji (Duda i in., 2022). Najlepszym na to dowodem są dane za rok 2024, kiedy moc z początkowych 17 GW (na koniec 2023 r.) wzrosła do ponad 18 GW pod koniec maja 2024 r. (Globenergia, 2024b) i aż ponad 20,5 GW pod koniec października 2024 r. (Rynek Elektryczny, 2024). Polska pod względem rozwoju fotowoltaiki wypada też coraz lepiej zarówno na tle krajów członkowskich UE, jak i całego świata. Zgodnie z europejskimi badaniami rozwój instalacji PV w naszym kraju w najbliższych latach będzie bardzo dynamiczny – przewiduje się, że w latach 2024–2028 zostanie zainstalowanych od 18 GW nowych mocy w scenariuszu pesymistycznym (*low scenario*), przez 23 GW w scenariuszu średnim (*medium scenario*), aż do 29 GW w scenariuszu optymistycznym (*high scenario*). Oznaczałoby to przyrost roczny na poziomie blisko 20% oraz prawie 40 GW dostępnej mocy instalacji fotowoltaicznych już w roku 2028 (SolarPower Europe, 2024). Analiza PESTEL przeprowadzona dla rynku PV w Polsce wskazała, że pomimo wielu zagrożeń podjęcie odpowiednich działań może skutkować dalszym rozwojem tego sektora OZE na terenie kraju (Hysa & Mularczyk, 2024).

Biorąc pod uwagę wszystkie przedstawione uwarunkowania, można więc przewidywać, że następne lata (do roku 2040) będą charakteryzowały się dynamicznym rozwojem OZE, a fotowoltaika stanie się głównym źródłem zielonej energii w Polsce.

Aby oszacować zapotrzebowanie na surowce wykorzystywane podczas produkcji instalacji fotowoltaicznych, w szczególności badanych w tej publikacji modułów PV, niezbędne jest omówienie budowy, zasady działania oraz procesu wytwarzania samego ogniwa, a także wybranych rozwiązań technologicznych, ponieważ od nich zależy ilość użytych surowców.

Rozdział 4

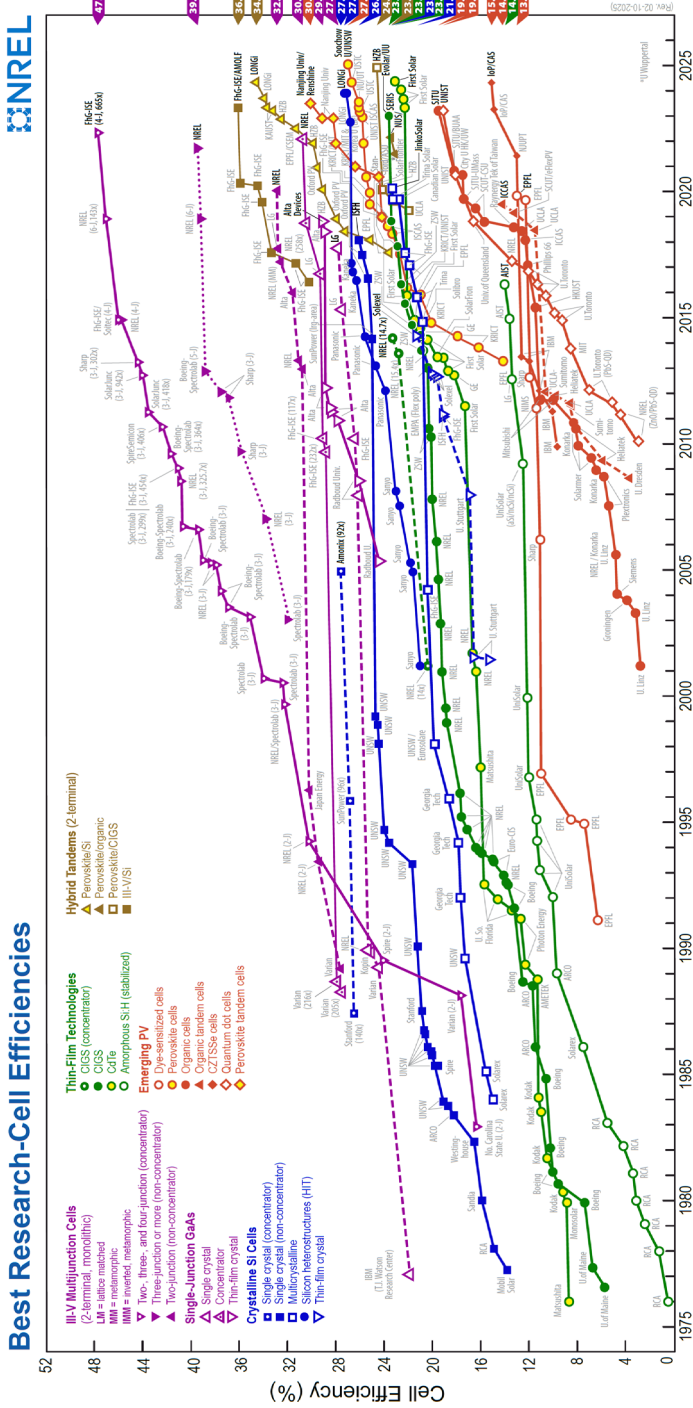
Zarys historii i budowa ogniw fotowoltaicznych

Historia fotowoltaiki sięga 1839 r., kiedy to francuski fizyk Alexandre Edmond Becquerel odkrył efekt fotoelektryczny – zjawisko polegające na powstawaniu siły elektromotorycznej (SEM) w ciele stałym pod wpływem promieni słonecznych. Pozwoliło to na zbudowanie ogniw fotowoltaicznych wytwarzających energię elektryczną bezpośrednio z promieniowania słonecznego. W kolejnych dekadach podejmowano próby użycia w tym celu różnych materiałów, jednak bardzo niska sprawność (efektywność konwersji¹²) takich ogniw oscylująca w okolicach 1% spowodowała, że ich szersze zastosowanie nie miało ekonomicznego uzasadnienia. Przełom nastąpił dopiero w połowie XX w., kiedy to do produkcji wykorzystano krzem, a sprawność ogniwa wzrosła do 6%. Można przyjąć, że to właśnie od tego momentu rozpoczął się okres rozwoju współczesnej fotowoltaiki (Okil i in., 2022). W następnych dziesięcioleciach poszukiwano rozwiązań, które jeszcze bardziej zwiększyłyby sprawność ogniw. W tym celu ulepszano istniejące technologie (w większości oparte na krzemie) oraz opracowywano nowe z wykorzystaniem wielu różnych surowców.

Zmiany sprawności konwersji ogniw fotowoltaicznych skonstruowanych w warunkach laboratoryjnych w latach 1975–2023 przedstawiono na rysunku 30. Widoczny jest tu przede wszystkim stały wzrost tego parametru. Warta uwagi jest jednak także zmiana polegająca na pojawieniu się znacznej liczby nowych rozwiązań w kolejnych latach. O ile na początku badanego okresu było ich zaledwie kilka (głównie cienkowarstwowych oraz opartych na krzemie krystalicznym), o tyle w następnych latach pojawiały się kolejne technologie, zarówno zupełnie nowe, jak i stanowiące modyfikację już istniejących rozwiązań. Należy jednak podkreślić, że najbardziej imponujące wyniki sprawności uzyskiwane są jedynie w warunkach laboratoryjnych, a większość najbardziej efektywnych technologii opiera się na wykorzystaniu jednocześnie kilku rodzajów absorberów w celu zwiększenia sprawności ogniw¹³, co z kolei czyni je bardziej skomplikowanymi, drogimi oraz awaryjnymi przy dłuższym okresie użytkowania.

¹² W wielu publikacjach, a także w kartach katalogowych producentów oraz materiałach publikowanych przez laboratoria czy organizacje używane jest sformułowanie „efektywność konwersji” bądź w skrócie – „efektywność”, jednak w literaturze bardzo często stosuje się w tym samym znaczeniu określenia „sprawność” lub „wydajność”. Efektywność konwersji może być podawana w różnych jednostkach miary, np. watach na metr kwadratowy (W/m²), jednak sprawność (w tym wypadku konwersji energii świetlnej na elektryczną) jako wartość nieskalarna wyrażana będzie tylko w ujęciu procentowym. Wydaje się, że wymienione określenia mogą być stosowane zamiennie.

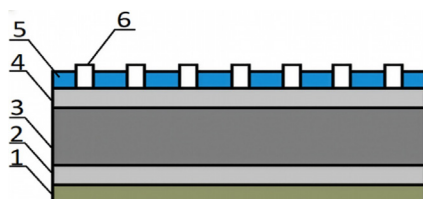
¹³ Można do nich zaliczyć m.in. ogniwa tandemowe, wielozłączowe, wielowarstwowe czy hybrydowe.



Rys. 30. Sprawność konwersji ogniw PV

Źródło: NREL, b.d.

Budowa przykładowego ogniwa PV została pokazana na rysunku 31. Przedstawiono ogniwo, które przez ostatnich kilka dekad było rozwiązaniem najczęściej stosowanym w masowej produkcji, osiągnięciem nawet ponad 90-procentowy udział w rynku technologii opartych na krzemie (Parida i in., 2011). Jest to ogniwo typu p z krystalicznego krzemu c-Si (monokrystalicznego lub polikrystalicznego, w tym multi-krystalicznego) z Al-BSF¹⁴. Należy zaznaczyć, że w ostatnim czasie to ogniwa PERC zdominowały rynek, przy czym przewiduje się, że także i to rozwiązanie zostanie wyparte przez technologię TOPCon typu n¹⁵.



Rys. 31. Budowa typowej komórki krzemowego ogniwa fotowoltaicznego (proporcje na rysunku nie są zachowane):

Objaśnienia: 1 – kontakty tylne (metalizacja Al); 2 – warstwa typu p+; 3 – baza (podłoże krzemowe, warstwa typu p); 4 – emiter n+ domieszkowany fosforem; 5 – powłoka antyrefleksyjna (SiN_x) i pasywująca; 6 – kontakty przednie (Ag) naniesione metodą sitodruku

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ostrowski, 2010

W uproszczeniu typowe ogniwo fotowoltaiczne (ale dotyczy to także wielu innych jego odmian i rozwiązań bazujących na krzemie) składa się z kilku warstw. Główną część przekroju stanowi półprzewodnikowa baza w postaci domieszkowanej płytki z krystalicznego krzemu, tj. c-Si (mono-, multi- bądź polikrystalicznego). Bezpośrednio na niej znajduje się druga warstwa krzemu domieszkowana w odmienny sposób, dzięki czemu pomiędzy tymi warstwami powstaje tzw. złącze półprzewodnikowe p-n, tj. aktywny element krzemowego ogniwa, w którym zachodzi proces fotowoltaiczny.

Początkowo do tworzenia złączy p-n wykorzystywano dyfuzję boru w waflach¹⁶ domieszkowanych arsenem, jednak obecnie standardem przemysłowym jest dyfuzja fosforu w waflach domieszkowanych borem (Pastuszak & Węgierek, 2022). Po przejściu w latach 60. XX w. z wafli typu n na wafle typu p wdrożenie w latach 70. technologii pola tylnej powierzchni aluminiowej (Al-BSF) powstającej dzięki stopieniu tylnego styku z podłożem umożliwiło ograniczenie rekombinacji, tj. niekorzystnego procesu zachodzącego podczas generowania ładunków elektrycznych w procesie fotowoltaicznym na tylnej stronie ogniwa (Raval & Reddy, 2020). Wysoka sprawność tego rodzaju ogniw oraz łatwość ich produkcji polegającej na osadzaniu w procesie sitodruku aluminiowej warstwy na tylnej stronie ogniwa skutkowały, jak już wspomniano wcześniej, ich dominacją na rynku aż przez kilka dekad.

¹⁴ *Aluminium back surface field* – aluminiowe pole tylnej powierzchni.

¹⁵ Technologie wykorzystywane w ogniwach krzemowych omówiono szerzej w rozdziale 6.

¹⁶ Wafle krzemowe są pociętymi na cienkie plastry płytkami krzemu. Więcej na temat technologii ich wytwarzania w rozdziale 6.

Oprócz warstwy czynnej niezbędnym elementem każdego ogniwa są dwie elektrody – górna oraz dolna – wyprowadzające energię elektryczną powstałą podczas procesu fotowoltaicznego. Są one oznaczane jako złącze dodatnie oraz ujemne. To, która elektroda jest „plusem”, a która „minusem”, jest uzależnione od rodzaju półprzewodnika (n lub p) stanowiącego bazę, co warunkuje kierunek przepływu elektronów w złączu p-n bądź n-p. Elektroda dolna wykonana jest z metalu, najczęściej aluminium jak w przedstawionej na rysunku 31 technologii Al-BSF, ewentualnie stopu srebra z aluminium bądź samego srebra. Górna elektroda, umieszczona od strony padania promieni słonecznych, powinna charakteryzować się taką budową i ukształtowaniem, aby umożliwiać jak największą ekspozycję na światło i jego dotarcie w głąb krzemu (więc jej grubość jest ograniczona właśnie możliwością przenikania światła). Może ona mieć postać bądź kontaktów naniesionych w postaci kilku, a ostatnio nawet kilkunastu równoległych pasków wykonanych z pasty srebrnej lub stopu srebra i aluminium (elektroda typu busbar – stosowana w omawianym ogniwie Al-BSF), bądź cienkowarstwowej elektrody transparentnej czy też niewielkich drucików przewodzących (*smart wire*). Tego rodzaju elektroda czasami zamiast z pasty Ag bądź Ag-Al może być wykonana z przezroczystego tlenku indu cyny (ITO), dzięki czemu przepuszcza więcej promieni słonecznych, co poprawia końcową sprawność ogniwa. Inne rozwiązania mające na celu zwiększenie ilości wpadającego promieniowania to np. umieszczenie obu elektrod z tyłu (technologia HIT¹⁷), tj. na dolnej stronie ogniwa, co zostanie opisane w dalszej części.

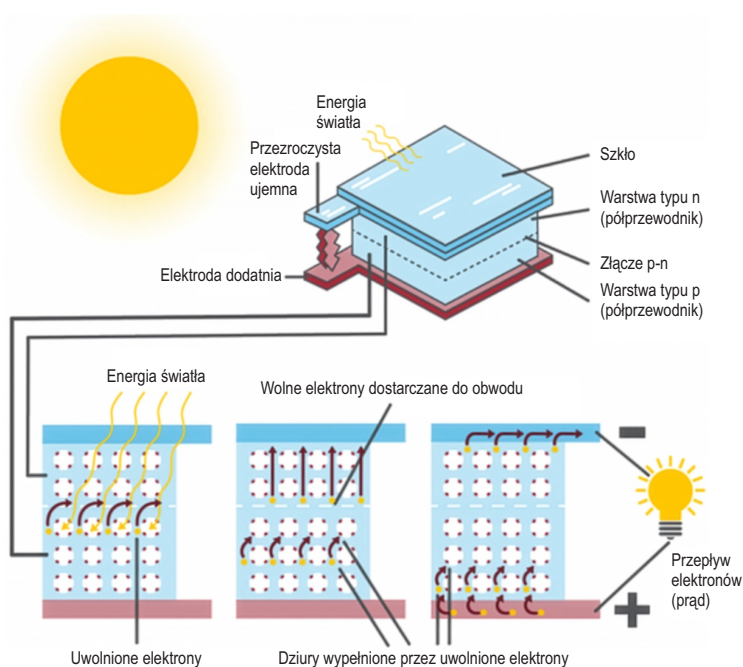
Oprócz omówionych niezbędnych elementów każdego ogniwa PV stosuje się wiele dodatkowych rozwiązań i ulepszeń wpływających na końcowe parametry. Oprócz wspomnianej już sprawności mogą się one przekładać na trwałość ogniwa i jego odporność na warunki zewnętrzne, a także upraszczać proces produkcji, poprawić jego efektywność lub zmniejszać koszt wytwarzania. Przykładem takiego rozwiązania wykorzystywanego we współczesnych ogniwach (m.in. w przedstawionej na rysunku 31 technologii Al-BSF) jest cienka warstwa antyrefleksyjna (ARC – *anti-reflection coating*) znajdująca się pomiędzy elektrodą przednią (od strony światła) a górną warstwą krzemu złącza (p-n lub n-p). Ma ona za zadanie zapobiegać odbiciu światła przez ogniwo, dzięki czemu zwiększa się ilość wpadającego do jego wnętrza promieniowania. Inne rozwiązania to m.in. dodanie kolejnej warstwy – tzw. pasywacyjnej – w celu poprawy parametrów ogniwa w technologiach PERC, PERL i PERT (więcej w rozdziale 6).

Uproszczony przebieg procesu fotowoltaicznego w ogniwie słonecznym przedstawiono na rysunku 32. Można go podzielić na trzy kluczowe etapy, co ułatwi wyjaśnienie sposobu konwersji energii promieniowania świetlnego na energię elektryczną. **Pierwszym etapem** jest absorpcja promieniowania świetlnego. Podstawą działania ogniwa fotowoltaicznego jest zdolność materiału półprzewodnikowego (np. opisanego wcześniej krzemu w ogniwie Al-BSF) do absorpcji fotonów, czyli podstawowych jednostek promieniowania świetlnego. Gdy foton dociera do warstwy aktywnej i ma energię większą niż szerokość przerwy energetycznej półprzewodnika, jego

¹⁷ *Heterojunction with intrinsic thin layer* – heterozłącze z warstwą pośrednią albo heterozłącze z cienką warstwą domieszkowaną pośrednio. Jest to ogniwo zbliżone do ogniwa typu HJT (*heterojunction technology*), tj. opartych na technologii heterozłączonej.

energia zostaje zaabsorbowana. Proces ten powoduje wzbudzenie elektronu i jego przejście z pasma walencyjnego do pasma przewodnictwa, co skutkuje powstaniem tzw. pary elektron–dziura. Elektron staje się wolnym nośnikiem ładunku, podczas gdy w paśmie walencyjnym pozostaje dziura – brakujący elektron o ładunku dodatnim.

Drugi etap to ruch elektronów w układzie. Wewnętrzne pole elektryczne w strukturze ogniwa, które powstaje w wyniku zastosowania złącza półprzewodnikowego typu p-n, powoduje separację wygenerowanych nośników ładunku. Elektrony są kierowane w stronę warstwy typu n (obszar o nadmiarze elektronów), natomiast dziury przemieszczają się do warstwy typu p (obszar o niedoborze elektronów). Dzięki temu zachodzi uporządkowany ruch ładunków, który jest podstawą generacji prądu elektrycznego.



Rys. 32. Przebieg procesu fotowoltaicznego w ogniwie

Źródło: opracowanie własne na podstawie: EIA, 2024

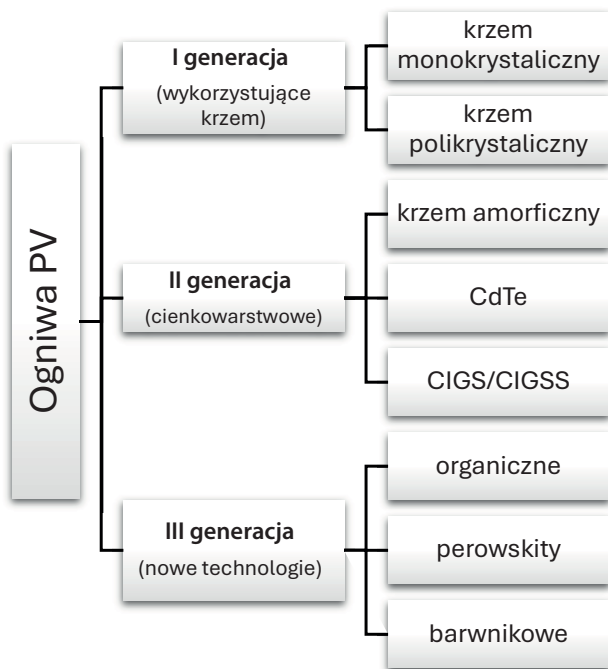
Ostatni, **trzeci etap** to zbieranie elektronów i generacja prądu. Uwolnione elektrony docierają do elektrod umieszczonych na powierzchniach górnej i dolnej ogniwa, gdzie są zbierane, a następnie kierowane do zewnętrznego obwodu elektrycznego. Dzięki różnicy potencjałów powstającej na złączu półprzewodnikowym ogniwo zaczyna działać jak źródło napięcia elektrycznego. Proces ten prowadzi do przepływu prądu elektrycznego w obwodzie, co umożliwia wykorzystanie wytworzonej energii elektrycznej. W zależności od technologii i parametrów pojedyncze ogniwo zwykle może generować napięcie o wartości kilkuset miliwoltów (obecnie dostępne rozwiązania operują w zakresie ok. 550–740 mV) przy natężeniu do ok. 10 A, co pozwala na uzyskanie mocy wynoszącej kilka watów na ogniwo (Hermle i in., 2020; Kopecek & Libal, 2021; Kopecek i in., 2023).

Rozdział 5

Technologie PV i ich klasyfikacje

Istnieje wiele różnych klasyfikacji technologii wytwarzania ogniw fotowoltaicznych używanych tak w literaturze, jak i w materiałach producentów, w zależności od potrzeb bądź wymagań, jednak najczęściej stosowane są dwie z nich. Zgodnie z pierwszą ogniwa PV zostały podzielone na generacje w zależności od technologii ich wytwarzania, natomiast w drugiej – na grupy pod względem użytych surowców (lub grup materiałów).

Pierwsza klasyfikacja zwykle obejmuje trzy (Machkih i in., 2024) lub cztery (Pastuszak & Węgierek, 2022) generacje ogniw fotowoltaicznych w zależności od zastosowanego klucza przyporządkowania najnowszych rozwiązań. Przykładowy podział na trzy generacje, który w uproszczeniu przedstawia ewolucję technologii wytwarzania ogniw PV, przedstawiono na rysunku 33.



Rys. 33. Klasyfikacja ogniw PV z podziałem na generacje

Źródło: opracowanie własne na podstawie Machkih i in., 2024

I generacja obejmuje tzw. grubowarstwowe technologie ogniw fotowoltaicznych wykorzystujące krzem monokrystaliczny (m-Si) i polikrystaliczny (p-Si) (czasami wyodrębnia się także jako osobny rodzaj ogniwa multikrystaliczne – mc-Si). Nazwa tej generacji związana jest z grubością wafli krzemowych, która wynosi kilkaset mikrometrów, obecnie przeważnie ok. 200–300 μm . Do I generacji (ze względu na czas powstania tej technologii) zaliczane są zwykle także ogniwa typu III–V (*single junctions*)¹⁸ wykorzystujące arsenek galu (GaAs), choć ze względu na budowę (grubość warstwy, która wynosi do kilku mikrometrów) czasami są przydzielane do II generacji. I generacja ogniw fotowoltaicznych, ze względu na najdłuższy okres rozwoju i intensywnych badań, jest najlepiej poznana oraz dopracowana pod względem wydajności i trwałości. Umożliwiło to stopniowe zwiększanie efektywności wytwarzanych ogniw.

II generacja to tzw. ogniwa cienkowarstwowe, w których grubość półprzewodnikowego wafła (bazy) jest znacznie mniejsza niż w ogniwach I generacji i w zależności od technologii wynosi od kilkuset nanometrów do kilku mikrometrów. Do tej grupy zaliczane są m.in. kolejne generacje ogniw wykorzystujących krzem, zarówno krystaliczny (mikrokrystaliczne – $\mu\text{c-Si}$), jak i amorficzny (a-Si), ale także ogniwa zbudowane z tellurku kadmu (CdTe), siarczku kadmu (CdS) czy mieszaniny miedzi, indu, seleniu (CIS) i ewentualnie galu (CIGS).

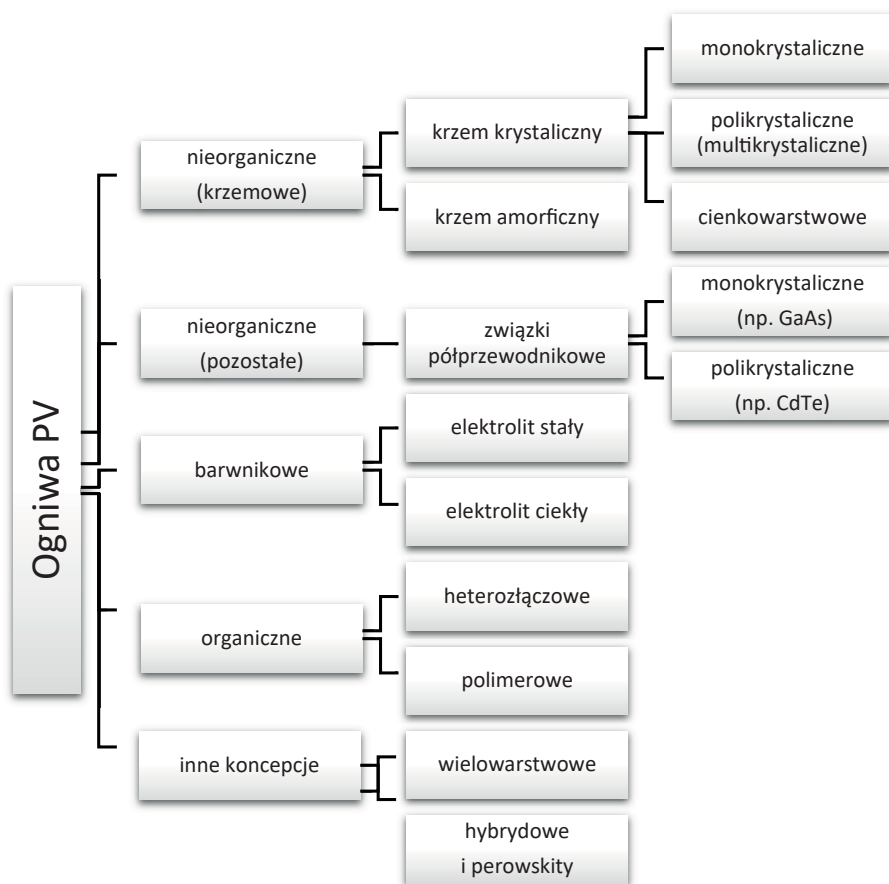
Do ostatniej, III generacji zaliczają się ogniwa nowszych technologii, m.in. barwnikowe, polimerowe czy oparte na perowskitach. Ponadto do tej grupy często są przyporządkowywane najnowsze technologie wykorzystujące rozwój chemii, a obejmujące rozwiązania nanokrystaliczne (takie jak grafen i pochodne czy nanorurki węglowe), kropki kwantowe, ogniwa słoneczne uczulane barwnikami oraz ogniwa słoneczne na bazie cienkowarstwowych polimerów organicznych. W przypadku podziału na cztery generacje część z tych rozwiązań jest zaliczana do IV generacji.

Ze względu na obecne uwarunkowania i ograniczone perspektywy rozwoju najnowszych technologii w rozpatrywanym okresie (tj. do roku 2040) nie tylko w Polsce (Oksińska, 2024), ale i na świecie będą one miały niewielki udział w całym rynku ogniw fotowoltaicznych (np. największa fabryka perowskitów będzie odpowiadała zaledwie za ułamek procenta globalnej produkcji) (Globenergia, 2025; IEA, 2025). Dlatego w niniejszym badaniu uwzględniono tylko ogniwa I i II generacji, a wszystkie inne ujęto jako „pozostałe”. Nie przeprowadzono dla nich obliczeń surowcowych, jednak ich udział procentowy miał wpływ na obliczenia dotyczące surowców ujęte w badaniu¹⁹.

Druga z często stosowanych klasyfikacji, dzieląca ogniwa ze względu na grupy materiałów użytych do produkcji, została przedstawiona na rysunku 34. Widoczny tam podział oczywiście nie jest niezmienny, stanowi tylko jedną z wielu możliwych wersji, która wydała nam się najbardziej odpowiednia dla potrzeb naszego badania. Jak można zauważyć, ta klasyfikacja jest pod pewnymi względami podobna do poprzedniej.

¹⁸ Jednozłączowe ogniwa oparte na strukturach wykonanych z pierwiastków z grup III i V układu okresowego, takich jak gal (Ga) i ind (In) z grupy III oraz arsen (As) i antymon (Sb) z grupy V.

¹⁹ Więcej na ten temat w rozdziałach 6 (technologie i surowce), 7 (udział *local content*) oraz 8 (metodologia i założenia ujęte w modelu).



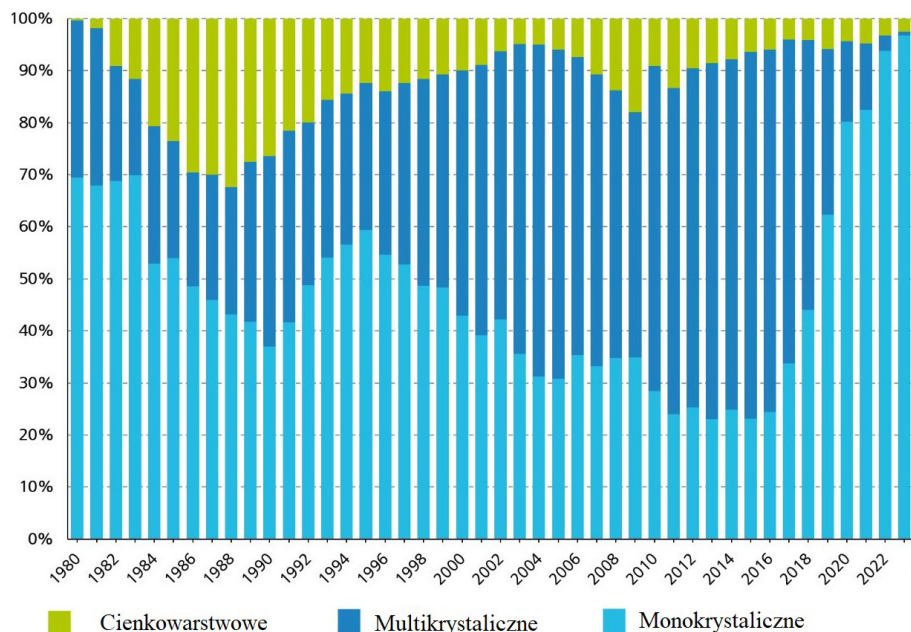
Rys. 34. Grupy materiałów wykorzystywanych do produkcji ogniw fotowoltaicznych (od góry najstarsze technologie)

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ostrowski, 2010

W ciągu ostatnich dekad fotowoltaika została zdominowana przez rozwiązania oparte na krzemie, które w latach 1980–2023 stanowiły od ok. 70% do niemal 100% globalnego rynku PV. Na rysunku 35 zaprezentowano kształtowanie się produkcji modułów fotowoltaicznych w podziale na trzy kategorie: ogniwa wykorzystujące krzem monokrystaliczny i multi(poli)krystaliczny oraz technologie cienkowarstwowe.

Jak można zauważyć, technologie inne niż krzemowe po początkowym znaczącym wzroście w latach 80. ubiegłego wieku od trzech dekad są stopniowo wypierane – w latach 20. XXI w. stanowiły już mniej niż 5% globalnej produkcji modułów PV. Jednocześnie następowały zmiany w zakresie samej technologii krzemowej. O ile w początkowym okresie dominowały rozwiązania wykorzystujące krzem monokrystaliczny, o tyle na początku obecnego wieku to krzem multi(poli)krystaliczny zdominował rynek. Z kolei początek obecnej dekady przyniósł kolejną

zmianę – produkcja modułów multi(poli)krystalicznych niemal zamarła, a ogniwa monokrystaliczne przejęły ponad 95% rynku (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) & PSE Projects, 2025). Warto dodać, że krzem krystaliczny zarówno przez ostatnie trzy dziesięciolecia, jak i wcześniej, w latach 80. ubiegłego wieku, stanowił najczęściej ok. 80–95% całego rynku PV, co oznacza utrzymywanie się swego rodzaju *status quo* przez cały rozpatrywany okres (Oni i in. 2024). W 2023 r. łączna globalna produkcja modułów wyniosła 502 GWp, z czego technologie oparte na krzemie monokrystalicznym osiągnęły wartość 485 GWp, na krzemie multi(poli)krystalicznym – 4 GWp, a rozwiązania cienkowarstwowe – 13 GWp.



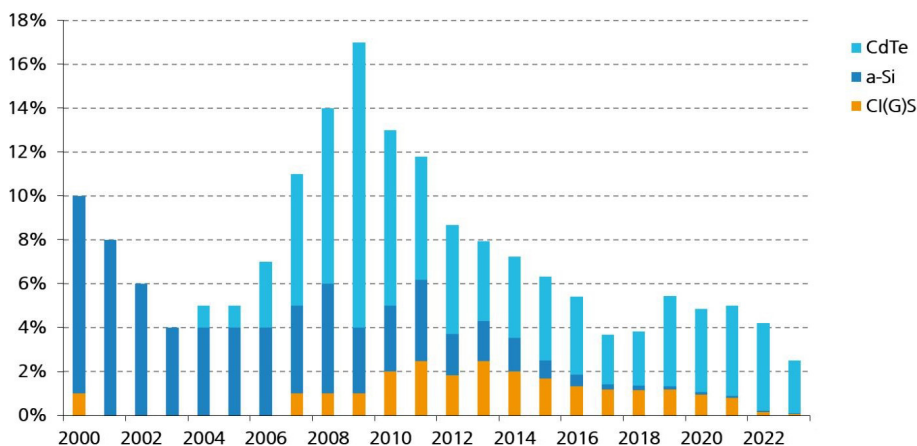
Rys. 35. Udział procentowy poszczególnych technologii wytwarzania w produkcji wszystkich ogniw PV w ujęciu globalnym w latach 1980–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) & PSE Projects, 2025

Przyczyn przewagi krzemu na rynku fotowoltaiki zwykle upatruje się w kilku kluczowych czynnikach. Po pierwsze krzem jest drugim pod względem zawartości pierwiastkiem w skorupie ziemskiej, dzięki czemu jest łatwo dostępny. Ta obfitość surowca w znacznym stopniu przyczyniła się do powszechnego stosowania omawianej technologii i zwiększyła skalowalność ogniw fotowoltaicznych na bazie krzemu. Po drugie półprzewodnikowe właściwości krzemu, poznane już wcześniej i wykorzystywane przy konstruowaniu innych elementów elektronicznych, takich jak diody czy tranzystory, czyniły go idealnym materiałem do przekształcania światła słonecznego w energię elektryczną. Początkowo prosta technologia ogniw PV oparta na złączach p-n z czasem została rozwinięta, parametry ogniw były coraz lepsze, a jednocześnie koszty

ich wytwarzania szybko spadały, co wynikało m.in. z efektu skali (Machín & Márquez, 2024). Warto dodać, że zaliczane zazwyczaj do I generacji ogniwa GaAs nie zdobyły popularności m.in. ze względu na zbyt wysoki koszt wytwarzania i toksyczność arsenu, dlatego stanowią niewielki ułamek rynkowej produkcji układów PV.

Oprócz omówionych już dwóch głównych technologii opartych na krzemie krystalicznym w sprzedaży są jeszcze trzy rozwiązania zaliczane do II generacji, tj. ogniwa cienkowarstwowych. Są to wymienione już wcześniej ogniwa CdTe, CIGS oraz a-Si. Na rysunku 36 przedstawiono kształtowanie się wielkości produkcji tych trzech typów ogniw w latach 2000–2023.

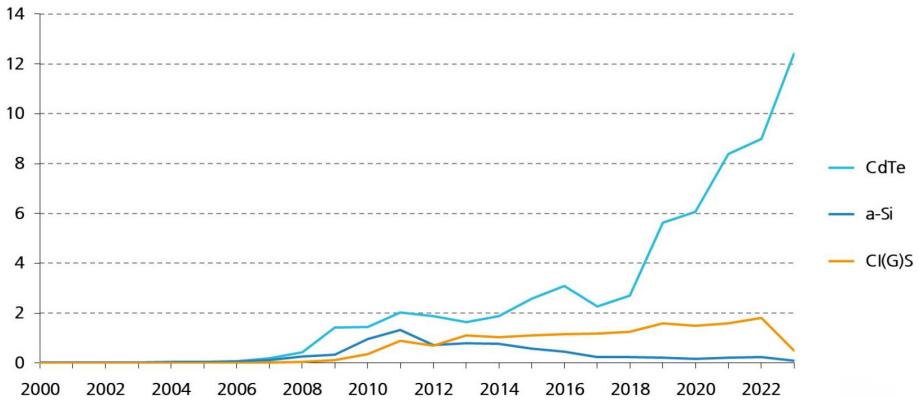


Rys. 36. Udział procentowy poszczególnych technologii cienkowarstwowych w ujęciu globalnym w latach 2000–2023

Źródło: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) & PSE Projects, 2025

Jak widać na wykresie, o ile w początkowym okresie dominowała technologia oparta na krzemie amorficznym (a-Si), o tyle od 2007 r. rozwiązania wykorzystujące tellurek kadmu (CdTe) stanowiły większość produkcji układów cienkowarstwowych. Po początkowych wzrostach od roku 2007 już kilka lat później (od 2014 r.) zaczęła maleć również produkcja ogniwa CIGS/CIS. Obecnie jedynie technologia CdTe utrzymuje więc potencjał rynkowy, co jest bardziej widoczne na rysunku 37. Pomimo procentowego spadku w odniesieniu do globalnej produkcji moc modułów CdTe odnotowuje stały wzrost – z niespełna 2 GWp w roku 2010 do ponad 12 GWp w roku 2023.

Oczywiście każda z przedstawionych technologii ma wady i zalety, a także specyficzne cechy, które wpływają na końcowe właściwości zarówno ogniwa, jak i finalnego produktu, którym są moduły/panele fotowoltaiczne. Na następnych stronach zostało przedstawione porównanie najważniejszych właściwości wymienionych wcześniej ogniwa I oraz II generacji (Al-Ezzi & Ansari, 2022; Machín & Márquez, 2024; Ogbomo i in., 2017; Pastuszek & Węgierek, 2022), które będą uwzględnione w naszym badaniu (z wyjątkiem GaAs).



Rys. 37. Moc ogniw cienkowarstwowych w ujęciu globalnym w latach 2000–2023 [GWp]

Źródło: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) & PSE Projects, 2025

Cechy poszczególnych typów ogniw I i II generacji:

- Ogniw na bazie krzemu:
 - monokrystalicznego (m-Si):
 - sprawność: 15–24%;
 - żywotność: 25 lat;
 - zalety: wysoka sprawność, stabilność, długa żywotność, wysoka gęstość mocy w przeliczeniu na powierzchnię, rozwinięta technologia;
 - ograniczenia: wysoki koszt produkcji, wrażliwość na zanieczyszczenia powierzchni prowadząca do spadku sprawności i/lub uszkodzeń ogniwa, wysoka wrażliwość na temperaturę, problem z absorpcją, energochłonna produkcja, straty materiałowe;
 - polikrystalicznego (p-Si):
 - sprawność: 10–18%;
 - żywotność: 14 lat;
 - zalety: prosty proces produkcyjny, znaczna opłacalność wytwarzania podczas masowej produkcji, rozwinięta technologia, niewielka ilość odpadu krzemowego, wyższa absorpcja (w porównaniu z m-Si);
 - ograniczenia: niższa sprawność (w porównaniu z m-Si), wysoka wrażliwość na temperaturę, energochłonna produkcja, niższa gęstość mocy (w porównaniu z m-Si) ;
 - amorficznego (a-Si):
 - sprawność: 5–12%;
 - żywotność: 15 lat;
 - zalety: niski koszt produkcji, duża dostępność, nietoksyczność, wysoka absorpcja;
 - ograniczenia: bardzo niska sprawność, trudności w doborze materiałów domieszkowych, krótka żywotność nośnika mniejszościowego, niestabilność w długim okresie użytkowania.

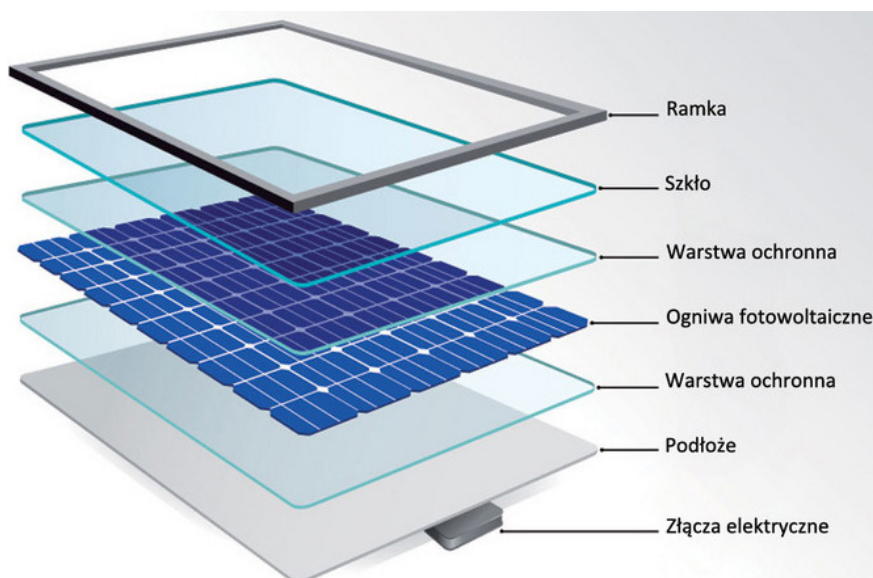
- Ogniwa GaAs:
 - sprawność: 28–30%;
 - żywotność: 18 lat;
 - zalety: wysoka sprawność, duża stabilność, niska wrażliwość na temperaturę, wysoka absorpcja (ponieważ GaAs jest materiałem bezpośrednio absorbującym światło);
 - ograniczenia: bardzo wysoki koszt produkcji, złożoność technologiczna, wysoka cena galu (ze względu na niską dostępność), wysoka toksyczność arsenu, niszowe zastosowania.
- Ogniwa CdTe/CdS:
 - sprawność: 15–16%;
 - żywotność: 20 lat;
 - zalety: dobre dopasowanie do widma, wysoka absorpcja, niewielkie ilości surowca potrzebne do produkcji, duża dostępność kadmu;
 - ograniczenia: umiarkowana sprawność, wysoka wrażliwość na temperaturę, toksyczność kadmu, mała dostępność telluru, problemy z utylizacją.
- Ogniwa CIS/CIGS:
 - sprawność: 20%;
 - żywotność: 12 lat;
 - zalety: stosunkowo wysoka sprawność, niewielkie ilości surowca potrzebne do produkcji, nieskomplikowany proces produkcyjny;
 - ograniczenia: krótka żywotność ogniw, zawodność, niestabilność i podatność na degradację, wrażliwość na temperaturę, mała dostępność indu i galu.

Warto także zaznaczyć, że pomimo poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie wykorzystywanych materiałów oraz procesów produkcyjnych dalsza ścieżka rozwoju fotowoltaiki będzie najpewniej miała charakter ewolucyjny – istniejące technologie krzemowe będą rozwijane i ulepszane i będą stanowiły większość rynku. Nie przewidujemy rewolucyjnych zmian w tym zakresie, co również przyczyniło się do podjęcia decyzji o poświęceniu niniejszego badania technologiom krzemowym oraz dwóm innym wybranym technologiom, tj. CdTe oraz CIGS.

Rozdział 6

Surowce wykorzystywane w modułach PV

Ogniwo jest głównym elementem każdego modułu (panelu) fotowoltaicznego²⁰, jednak dopiero w połączeniu z pozostałymi podzespołami tworzy w pełni funkcjonalną całość. Bez odpowiedniego zabezpieczenia (rama, szkło, folia EVA itd.) ogniwa byłyby narażone na szybką degradację pod wpływem czynników zewnętrznych (atmosferycznych czy środowiskowych) i uszkodzenia mechaniczne, a w konsekwencji pogorszenie parametrów. Dodatkowe elementy zapewniają także możliwość podłączenia elektrycznego (w tym celu niezbędna jest puszka przyłączeniowa). Na rysunku 38 przedstawiono budowę przykładowego modułu fotowoltaicznego.



Rys. 38. Budowa modułu fotowoltaicznego

Źródło: Trip Energy, b.d.

²⁰ Nazwy „moduł fotowoltaiczny” oraz „panel fotowoltaiczny” bardzo często są używane zamiennie, także w literaturze polskiej. Zgodnie z definicją zawartą w angielskiej normie IEC TS 61836:2016 moduł fotowoltaiczny to „najmniejszy w pełni środowiskowo zabezpieczony zestaw połączonych ogniw słonecznych” (przekład własny; por. także IEC 60904-3; IEC 61277). Należy więc przyjąć, że moduł jest głównym elementem panelu fotowoltaicznego, w skład którego wchodzi także dodatkowe oprzyrządowanie, np. okablowanie.

Jak widać, oprócz bazy, tj. ogniwa fotowoltaicznego, w modułach komercyjnych stosowane są takie elementy jak ramka, szkło ochronne, warstwy ochronne (np. z folii EVA), podłoże (folia elektroizolacyjna na tylnej powierzchni) oraz złącze elektryczne (puszka przyłączeniowa). Naturalnie budowa konkretnych produktów może się zmieniać w zależności od użytej technologii, przeznaczenia, producenta czy rynku, na który moduł jest przeznaczony. Obecnie wykorzystuje się różnorodne rozwiązania, np. moduły ze szkłem z obu stron czy systemy bezramkowe.

W tym miejscu należy zaznaczyć, że bardzo różnorodne są także materiały stosowane do produkcji modułów, co sprawia, że trudno jest oszacować ilość zużywanych w tym celu surowców. W Polsce nie ma problemu z dostępnością materiałów takich jak aluminium, szkło czy miedź, więc ich zdobycie nie byłoby problemem, gdyby zaplanowano rozwinięcie produkcji urządzeń PV w naszym kraju. Dlatego właśnie zdecydowaliśmy się pominąć w badaniu dodatkowe surowce stosowane w modułach fotowoltaicznych, a skupić się na zapotrzebowaniu na materiały niezbędne do produkcji samych ogniw. Najważniejsze surowce wykorzystywane do wytwarzania ogniw c-Si, a-Si, CdTe oraz CIGS przedstawiono w tabeli 5.

Jak już powiedziano, technologia oparta na krzemie dominuje na rynku od dekad i dlatego została ona przyjęta jako główna w scenariuszach z prognozami do 2040 r. Wcześniej (por. rozdział 4) omówiono budowę ogniwa, które przez wiele lat było najpopularniejszym rozwiązaniem wykorzystywanym podczas produkcji modułów PV opartych na krzemie, tj. Al-BSF. Obecnie ten rodzaj ogniw jest jednak zastępowany nowszymi technologiami, które są tańsze i mają większą sprawność.

Wykorzystanie krzemu jako materiału bazowego ma wiele zalet. Jest to łatwo dostępny pierwiastek, który pod względem występowania na Ziemi zajmuje drugie miejsce po węglu, a tlenek krzemu (SiO_2) stanowi znaczną część skorupy ziemskiej. Dodatkowo uzyskanie gotowego czystego krzemu z piasku kwarcowego (przy czym wymagana jest czystość na poziomie 99,9999999%) jest stosunkowo proste, a proces ten nie generuje szkodliwych związków chemicznych. Sam krzem nie jest toksyczny, przez co nie stanowi obciążenia dla środowiska, tak podczas przetwarzania, jak i utylizacji. Co więcej, ten półprzewodnik zachowuje swoje właściwości elektryczne aż do temperatury 125°C , a więc nie ma zagrożenia uszkodzenia elementów z niego wykonanych nawet w ekstremalnych warunkach termicznych, które mogą być skutkiem wystawienia na promienie słoneczne. Warto podkreślić, że o ile w XX w. produkcja krzemu zorientowana była głównie na półprzewodniki niezbędne w elektronice (np. układy scalone, tranzystory, diody, elementy optoelektroniczne), o tyle obecnie za większość zapotrzebowania odpowiada fotowoltaika. Globalna produkcja polikrzemu (czyli krzemu krystalicznego) w 2022 r. wyniosła ok. 1 001 350 Mg, przy czym produkcja tego surowca na potrzeby wytwarzania ogniw fotowoltaicznych wzrosła z 604 812 Mg w 2021 r. do 955 575 Mg w 2022 r., kiedy to waga polikrzemu do półprzewodników wyniosła tylko 45 780 Mg. W 2022 r. surowiec do ogniw fotowoltaicznych stanowił więc ponad 95% całkowitej produkcji polikrzemu (Masson i in., 2023).

Tabela 5

Wykaz surowców używanych w wybranych technologiach wytwarzania ogniw PV

Technologia PV	Surowce (alfabetycznie)
c-Si, a-Si	<ul style="list-style-type: none"> ■ aluminium ■ bor ■ cyna ■ fosfor ■ german ■ ind ■ krzem ■ miedź ■ ołów ■ srebro
CdTe	<ul style="list-style-type: none"> ■ cyna ■ ind ■ kadm ■ miedź ■ molibden ■ selen ■ srebro ■ tellur
CIGS	<ul style="list-style-type: none"> ■ cyna ■ cynk ■ gal ■ ind ■ kadm ■ miedź ■ molibden ■ selen

Źródło: opracowanie własne na podstawie Guzik i in., 2022; IEA, 2022; Machkih i in., 2024; Salhi, 2022; Włodarczyk, 2022

Proces wytwarzania czystego krzemu na potrzeby ogniw różni się w zależności od zastosowanej metody. Jak już wspomniano, krzem może mieć strukturę monokryształu, multikryształu (polikryształu) lub amorficzną. Na rysunku 39 pokazano, jak przebiega proces produkcji mono- oraz polikrystalicznych fotowoltaicznych ogniw krzemowych.

Do wytwarzania krzemu monokrystalicznego najczęściej wykorzystuje się metodę Czochralskiego (ok. 80% monokryształów krzemu) lub metodę pływającej strefy (topienia strefowego, *float zone*). Pierwsza polega na hodowaniu zarodka, czyli wpuszczeniu niewielkiego monokryształu do stopionego w tyglu krzemu polikrystalicznego (wraz z niezbędnymi domieszkami), który następnie jest powoli wyciągany i jednocześnie obracany wokół własnej osi w celu uzyskania odpowiedniej struktury oraz rozmiaru. Typowe monokryształy uzyskane tą metodą mają kształt cylindrycznych

sztabek (*ingots*) osiągających 3 cm średnicy i nawet 2 m długości (Golubiewski & Duraczyński, 2010). Proces ten może być dostosowany do warunków, w jakich prowadzona jest hodowla, i w praktyce pozwala na uzyskanie wartości wzrostu wynoszących do 10 cm/h. Druga technika polega – w uproszczeniu – na strefowym stopieniu monokryształu i jednoczesnym przesuwaniu elementu grzewczego, co powoduje przemieszczenie zanieczyszczeń poza kryształ. Wytworzone w ten sposób monokryształy mają długość do 1 m i średnicę ok. 10 cm. Ponieważ w przypadku obu metod podczas kolejnego etapu, tj. cięcia na płytki, powstaje dużo odpadów (nawet 40–60%), została opracowana także trzecia technika, polegająca na wyciąganiu z zarodka cienkich taśm, których już nie trzeba ciąć. Niestety nie pozwala ona na uzyskanie tak dobrych jakościowo płytek krzemu, jak dwie pozostałe metody. Produkcja monokryształów metodą Czochralskiego (Cz-Si) jest ponadto związana z koniecznością zużycia nawet ok. 290 kWh energii elektrycznej na każdy kilogram uzyskanego surowca (Klugmann-Radziemska & Kuczyńska-Łażewska, 2020). Dla porównania, wytworzenie krzemu polikrystalicznego wymaga jedynie ok. 110 kWh na kilogram gotowego materiału (Méndez i in., 2021). Ogniwa monokrystaliczne mogą mieć kształt okrągły, półokrągły lub półkwadratowy i grubość od 0,20 mm do 0,30 mm. Cechuje je jednolita powierzchnia i kolor ciemnoniebieski do czarnego (z warstwą antyrefleksyjną) (Klugmann-Radziemska, 2010).



Rys. 39. Proces wytwarzania mono- oraz polikrystalicznych fotowoltaicznych ogniw krzemowych

Źródło: Ostrowski, 2010

Proces produkcji polikryształów jest stosunkowo prosty i polega na rozkruszeniu bądź zmieleniu materiału krzemowego, który następnie jest roztopiony i ochładzany, dzięki czemu przy ponownym krzepnięciu krzemu w tyglu następuje krystalizacja bloku w jednym kierunku. Ta metoda nazywana jest kierunkowym krzepnięciem (*directional solidification*). Nie ma tu referencyjnej orientacji kryształów jak w metodzie Czochralskiego, dlatego wytwarzany jest materiał krzemowy o różnych orientacjach. Jak wspomniano wcześniej, struktura polikrystaliczna nie zapewnia tak wysokiej sprawności ogniw fotowoltaicznych jak monokrystaliczna, jednak tę wadę rekompensuje niższy koszt produkcji, a więc niższa cena modułu PV. Co istotne, można zauważyć wyraźną tendencję do zwiększania wymiarów ogniw, co pozwala wprawdzie zmniejszyć koszt ich wytwarzania, jednak wiąże się z koniecznością użycia prądu o niższym natężeniu, a to powoduje wzrost temperatury wlewki i powstawanie naprężeń termicznych. Ogniwa polikrystaliczne są kwadratowe, mają grubość od 0,24 mm do 0,30 mm i niebieski kolor (z warstwą antyrefleksyjną). Ich powierzchnia jest niejednolita (Klugmann-Radziemska, 2010).

Ogniwa na bazie krzemu amorficznego produkowane są w zupełnie odmienny sposób. Wytwarzanie płytek krzemowych odbywa się w komorze próżniowej, gdzie następuje rozkład gazów i osadzanie się warstwy amorficznej na podłożu. Proces ten jest prosty, energooszczędny i powoduje mniejsze straty materiałowe (brak konieczności cięcia płytek), a do tego możliwe jest wytwarzanie ogniw o dużej powierzchni. Niestety ich niska sprawność oraz podatność na efekt degradacyjny powodują, że pomimo wskazanych zalet technologia ta została prawie zupełnie wyparta przez ogniwa wykorzystujące krzem krystaliczny.

Wytworzenie czystego krzemu krystalicznego (sztabek, wlewek) jest dopiero początkiem procesu produkcji ogniwa fotowoltaicznego. Następnym etapem jest obróbka krzemu, która obejmuje kolejno:

1. Cięcie wafli. Po wytworzeniu bloków krzemowych materiał jest cięty na cienkie wafle. W przypadku krzemu monokrystalicznego każdy z nich pochodzi z tego samego kryształu, co zapewnia jednolitą strukturę. Wafle z krzemu polikrystalicznego mają różne orientacje krystaliczne, co niekorzystnie wpływa na wydajność ogniw.
2. Domieszkowanie wafli. Typowe domieszki to bor (dla typu p) lub fosfor (dla typu n). Etap ten jest kluczowy, ponieważ nadaje wafłom odpowiedni typ przewodnictwa (p lub n), dzięki czemu później jest możliwe wytworzenie złącza p-n w ogniwie.
3. Oczyszczanie i obróbka powierzchni. Wafle krzemowe są poddawane różnym procesom mającym na celu usunięcie zanieczyszczeń i zbudowanie odpowiedniej powierzchni, która będzie efektywnie pochłaniać światło. Jest to istotny etap, który ma wpływ na późniejszą sprawność ogniw.

W ten sposób otrzymujemy płytkę krzemową, która stanowi bazę ogniwa PV. Aby uzyskać kompletne ogniwo fotowoltaiczne, którego parametry będą odpowiadały obecnym wymaganiom, niezbędne jest przeprowadzenie jeszcze kilku procesów.

Mogą się one różnić w zależności od technologii, ale zwykle są to działania, których uproszczony opis zamieszczamy poniżej (Glunz i in., 2012; Klugmann-Radziemska, 2010, s. 51–56):

1. Przygotowanie powierzchni i teksturowanie. Płytki wafli krzemowych są odtłuszczane, czyszczone, polerowane, a następnie teksturowane (np. przez wytrawianie w roztworach KOH/NaOH lub HF i HNO₃) (Raval & Reddy, 2020), najczęściej w formie piramidalnej. Dzięki odpowiedniej teksturze światło jest wielokrotnie odbijane na powierzchni, co umożliwia jego lepszą absorpcję.
2. Domieszkowanie i dyfuzyjne tworzenie złącza p-n. Na powierzchnię wafli nanosi się domieszkę fosforu lub boru, co pozwala stworzyć złącze p-n, które jest kluczowe dla działania ogniwa. Ważną kwestią na tym etapie jest kontrola głębokości penetracji domieszki. Istnieją różne metody dyfuzji, takie jak naparowanie materiału domieszkowego, domieszkowanie warstwy SiO₂ (nałożonej metodą naparowania próżniowego, mechaniczną bądź sitodruku) lub pokrycie płytki krzemu materiałem zawierającym fosfor oraz SiO₂.
3. Pasywacja powierzchni. Ma ona na celu zminimalizowanie strat energii wynikających z rekombinacji nośników ładunku i może obejmować naniesienie na powierzchnię ogniwa warstw dielektrycznych, które zmniejszają tempo niekorzystnej rekombinacji. Jedną z metod jest wygrzewanie płytki krzemowej w strumieniu gazu obojętnego. W nowoczesnych technologiach, takich jak PERC i TOPCon, pasywacji poddawana jest tylna powierzchnia ogniwa.
4. Naniesienie powłoki antyrefleksyjnej (ARC – *antireflective coating*). Na powierzchnię ogniwa kilkakrotnie nakłada się cienką warstwę antyrefleksyjną, która zmniejsza straty związane z odbiciem światła. Istnieje wiele metod przeprowadzania tego procesu, np. sitodruk, rozpylanie roztworu czy rozwirowywanie emulsji. Naniesienie tej warstwy skutkuje zmianą końcowej barwy ogniw (zwykle na niebieską, ciemnoniebieską lub czarną), a liczba warstw oraz ich grubość (a więc grubość całej powłoki) zależna jest od konkretnych wymogów związanych z właściwościami ogniwa. Zwykle używane materiały to TiO₂, ZnS oraz SiO₂, jednak wykorzystanie np. amorficznego azotku krzemu (a-SiN_x) pozwala jednocześnie pasywować powierzchnię, zmniejszając tym samym liczbę etapów produkcji oraz zużycie surowców. ARC pozwala ograniczyć typowe dla krzemu odbicia z 35–45% do mniej niż 10%, a w przypadku ARC wielowarstwowych (warstwy TiO₂ o grubości 60 nm oraz warstwy SiO₂ o grubości 110 nm) – nawet do 3%.
5. Metalizacja. Na powierzchnię ogniwa nanoszone są metalowe elektrody, które zbierają ładunki z obu stron ogniwa i przenoszą je na linie zasilające. Elektroda przednia zwykle tworzy siatkę kontaktową, która jest tak zaprojektowana, aby zminimalizować zacienienie ogniwa (wyjątkiem jest technologia IBC²¹), od której poprzez tzw. palce (*fingers*) ładunki doprowadzane są do szyny zbiorczej (busbaru) i dalej poza ogniwo. Istotne jest to, aby zapewnić jak najniższą rezystancję elektrod, co można osiągnąć dzięki zmianie liczby busbarów, wykorzystaniu

²¹ *Interdigitated back contact* – ogniwo z obiema elektrodami tylnymi.

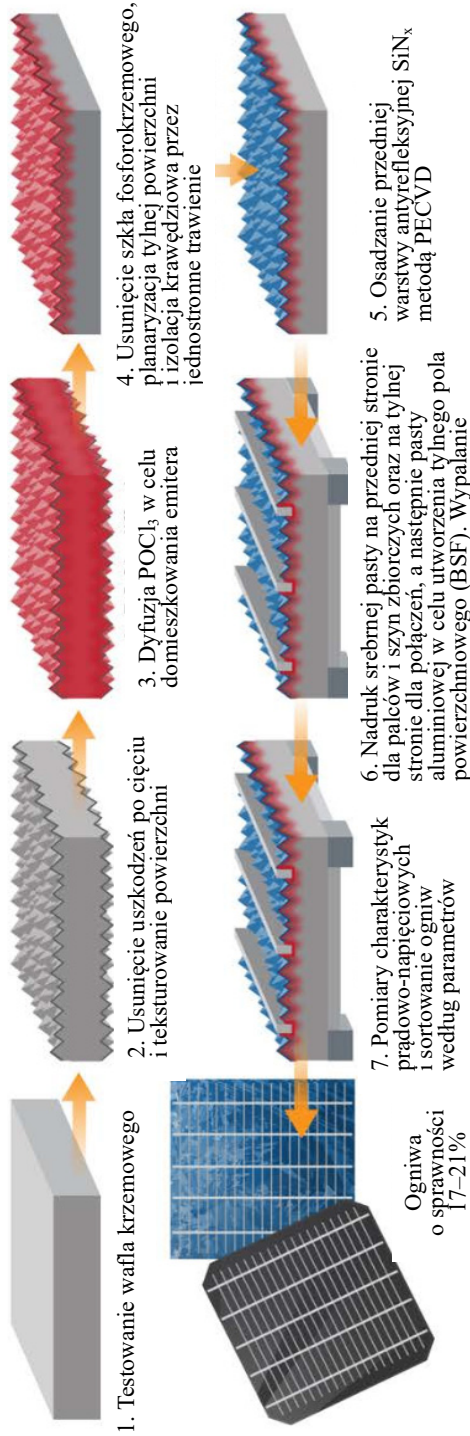
surowców o dobrych parametrach przewodnictwa elektrycznego itp. Z kolei elektroda tylna (BSF – *back surface field*) może zajmować dowolnie dużą powierzchnię, dlatego często jest to jedna, ciągła warstwa (np. aluminium) na podłożu krzemowym. Do metalizacji używa się zwykle w różnych proporcjach srebra, aluminium i miedzi, co przekłada się na znaczący udział tych surowców w końcowym koszcie produkcji ogniwa oraz modułu. Proces ten może odbywać się metodą sitodruku, chemicznego nakładania bądź naparowania w próżni i jest kluczowy dla zapewnienia wysokiej sprawności kontaktu elektrycznego. Zmiany technologiczne związane z tym etapem mogą mieć duży wpływ na zużycie konkretnych surowców w procesie produkcji. Zostanie to dokładniej opisane w dalszej części rozdziału.

6. Wypalanie. Na końcowym etapie ogniwa są suszone i wypalane w piecu w celu usunięcia niepożądanych zanieczyszczeń i ustabilizowania struktur materiałów.

Kolejne osiągnięcia związane z technologiami ogniów PV pozwoliły na dynamiczny rozwój fotowoltaki i bardzo duży wzrost wielkości produkcji przy jednoczesnym znacznym spadku kosztów wytwarzania. Jak wspomniano, wprowadzenie na rynek ogniwa wyposażonego w Al-BSF (aluminiowe pole powierzchni tylnej) było jednym z głównych przełomów, gdyż pozwalało na wytwarzanie stosunkowo tanich ogniów PV o dobrych parametrach. Wraz z upływem czasu i postępem technologicznym proces ich produkcji był stale ulepszany, np. modyfikowano skład past metalizacyjnych. Większa produkcja oznaczała zmniejszenie kosztów, co z kolei prowadziło do dalszego spadku cen i jeszcze większej produkcji (efekt dostępności produktu), a sama technologia Al-BSF przez długi czas była dominującym rozwiązaniem w zakresie krzemowych ogniów fotowoltaicznych. Za kolejny krok milowy w ewolucji ogniów c-Si można uznać stosunkowo niedawne (ok. dekadę temu) wprowadzenie technologii PERC (*passivated emitter rear contact*), która od kilku lat jest najchętniej wybierana przez producentów na całym świecie, ponieważ ogniwa tego typu cechują się wysoką sprawnością przy niskich kosztach produkcji. Rozpoczęcie przemysłowej produkcji ogniów w technologii PERC teoretycznie nie wymagało wysokich nakładów, ponieważ do wcześniej przeprowadzanego procesu Al-BSF należało tylko dodać kolejne dwa etapy, tj. naniesienie odbijającej warstwy tylnej oraz dodatkową pasywację powierzchni i zmodyfikować nanoszenie tylnych styków (Wilson i in., 2020).

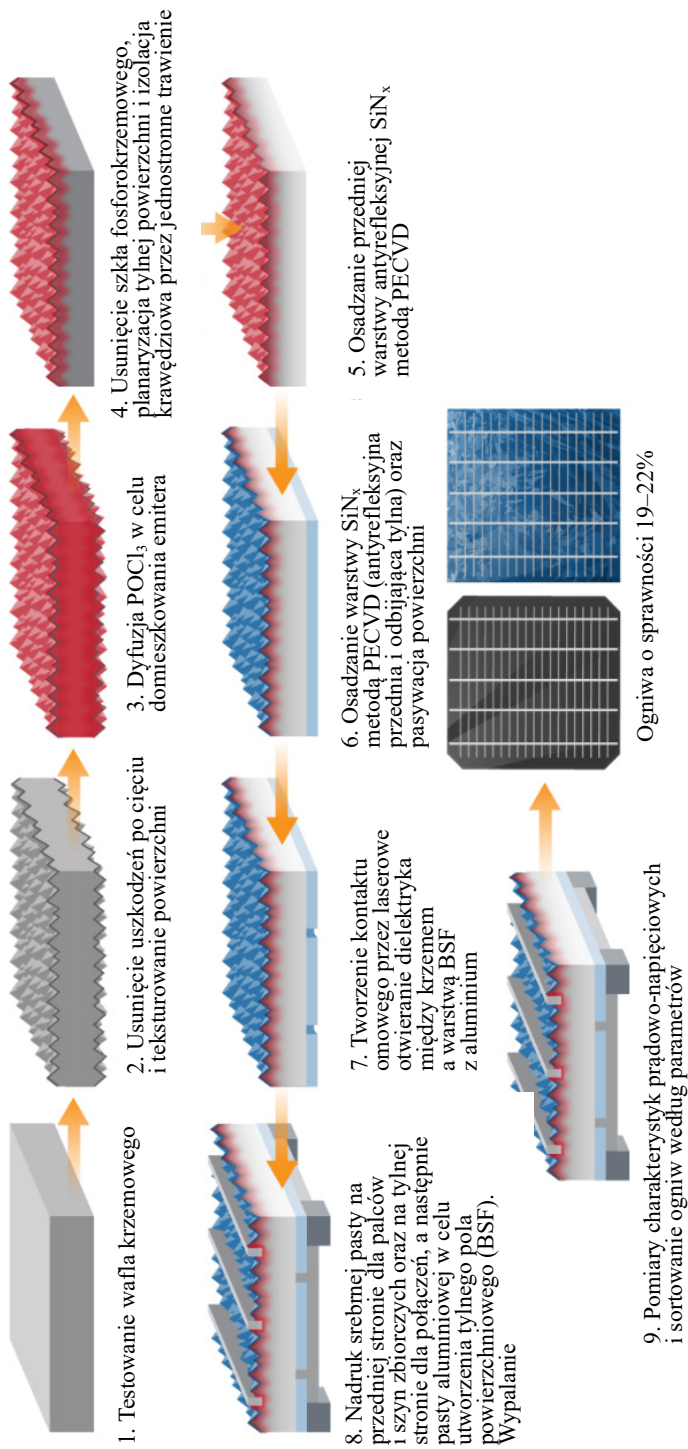
Na rysunkach 40 i 41 przedstawiono procesy wytwarzania opisanych wcześniej dwóch najpopularniejszych ogniów krzemowych: w technologii Al-BSF, która dominowała w poprzednich dekadach i wymaga siedmiu etapów produkcji (rys. 40), oraz obecnie najpopularniejszej technologii PERC (rys. 41), która wymaga dwóch dodatkowych etapów.

Mającą wiele zalet technologia PERC obecnie osiąga już swój limit sprawności ogniów, choć w celu jej poprawy stosowane są różne rozwiązania, jak choćby dwustronna struktura (tzw. bifacjalna, PERC+) zaprezentowana w 2015 r. (Vodapally & Ali, 2023). Technologie krzemowe w ostatnich latach stale się rozwijały, a efektem tego było powstanie wspomnianych wcześniej rodzajów ogniów typu n: TOPCon, SHJ oraz IBC.



Rys. 40. Proces wytwarzania ogniw Al-BSF

Źródło: opracowanie własne na podstawie Woodhouse i in., 2019



Rys. 41. Proces wytwarzania ogniwa PERC

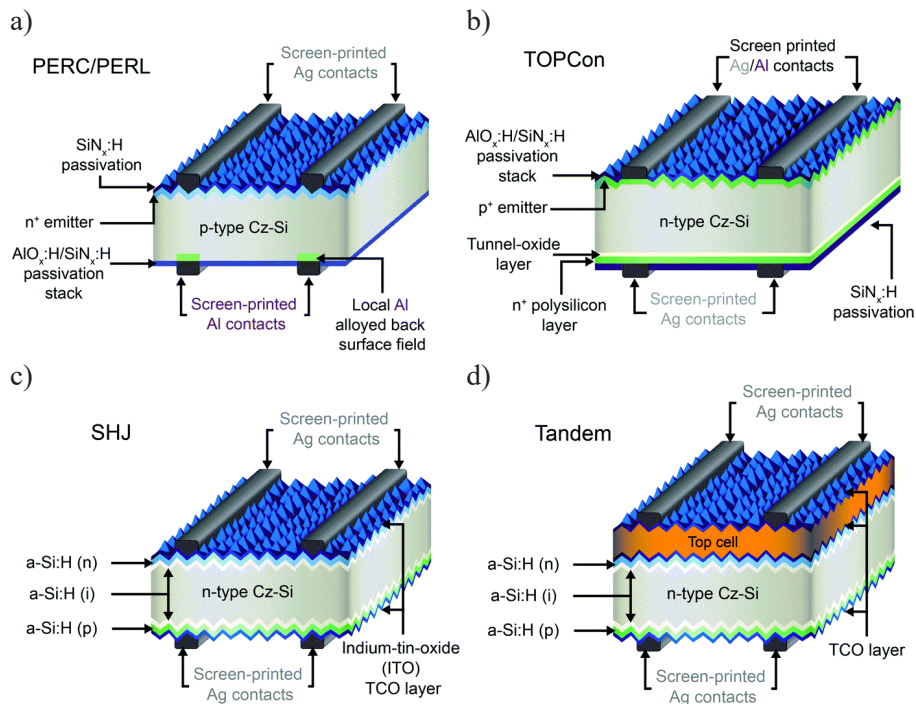
Źródło: opracowanie własne na podstawie Woodhouse i in., 2019

- Krótki opis wymienionych technologii zamieściliśmy poniżej:
- PERC (*passivated emitter rear contact*). Kluczowym elementem produkcji tego typu ogniwa jest pasywacja jego tylnej powierzchni. Jest to proces, który polega na nałożeniu warstwy dielektrycznej, co zmniejsza szybkość rekombinacji elektronów na tej powierzchni, dzięki czemu zwiększa się wydajność ogniwa. Najczęściej do rodziny PERC zalicza się następujące podrodzaje struktur:
 - PERD (*passivated emitter rear directly-contacted*),
 - PERL (*passivated emitter rear locally-doped*),
 - PERT (*passivated emitter rear totally-diffused*),
 - PERF (*passivated emitter rear floating-junction*).
 - TOPCon (*tunnel oxide passivated contact*). W tej technologii poddaje się tylną stronę ogniwa pasywacji z zastosowaniem cienkiej warstwy tlenku krzemu (SiO_2) i warstwy krzemu amorficznego (a-Si). Pierwsza z nich pełni funkcję bariery dla rekombinacji, a druga selektywnego złącza dla elektronów.
 - SHJ (*silicon heterojunction*). Na krzemowe wafle typu n nakłada się warstwę amorficznego krzemu (a-Si), która pełni funkcję warstwy pasywującej i selektywnego złącza dla nośników ładunku.
 - IBC (*interdigitated back contact*). Ogniwo tego typu ma wszystkie kontakty na tylnej stronie, co pozwala na lepszą absorpcję światła na przedniej powierzchni dzięki wyeliminowaniu jej zacinienia przez styki przednie, a w konsekwencji większą sprawność. Wzrasta jednak poziom skomplikowania budowy ogniwa oraz koszty produkcji.

Budowę czterech rodzajów ogniw opartych na krzemie pokazano na rysunku 42, a legendę do rysunku zamieszczono w tabeli 6. Na rysunku 42 widoczne są różnice między przedstawionymi ogniwami i tendencja do wspomnianego już wzrostu poziomu skomplikowania ich budowy, a więc także procesu produkcyjnego. Z jednej strony pociąga to za sobą podwyższenie kosztów wytwarzania, z drugiej jednak wzrost sprawności ogniw, a więc oszczędności, ponieważ można uzyskać większą moc ogniwa przy takiej samej powierzchni.

Jak już powiedziano, wszystkie nowe technologie bazują na krzemie typu n. Spośród nich TOPCon jest wskazywany jako rozwiązanie, które będzie prawdopodobnie dominowało przez najbliższe kilka lat (Stoker, 2021) ze względu na możliwość łatwej modyfikacji linii technologicznych wykorzystywanych podczas produkcji ogniw tego typu. Niektórzy badacze przewidują jednak, że uproszczenie procesu oraz zmniejszenie kosztów produkcji ogniw typu IBC otworzy nowe możliwości i spowoduje, że znajdą one zastosowanie nie tylko – jak obecnie – w obszarach niszowych, ale także np. do wytwarzania pokryć dachowych, jako fotowoltaika do integracji z budynkami (BI – *building integrated*), pojazdami (VI – *vehicle integrated*) czy produktami (PI – *product integrated*) (Kopecek i in., 2023). Tania technologia IBC ma potencjał, by w przyszłości zdominować sektor paneli bifacjalnych. Rozwój krzemowych ogniw PV może być porównany do postępu w telefonii komórkowej – jeśli założymy, że Al-BSF stanowi odpowiednik telefonii trzeciej generacji, tj. 3G, to obecnie najpopularniejsza technologia PERC odpowiada 4G, a TOPCon, SHJ i IBC można porównać do 5G. Dalsza

przyszłość (6G) to kolejne generacje, być może oparte na rozwiązaniach tandemowych (Kopecek & Libal, 2021). Prognozy zmian technologicznych na rynku ogniw fotowoltaicznych w perspektywie do roku 2034 przedstawiono na rysunku 43. Lewa oś ukazuje procentowy udział danej technologii w całkowitej produkcji ogniw krzemowych.



Rys. 42. Porównanie budowy ogniw PERC, TOPCon, SHJ oraz Tandem

Źródło: Zhang i in., 2021

Tabela 6

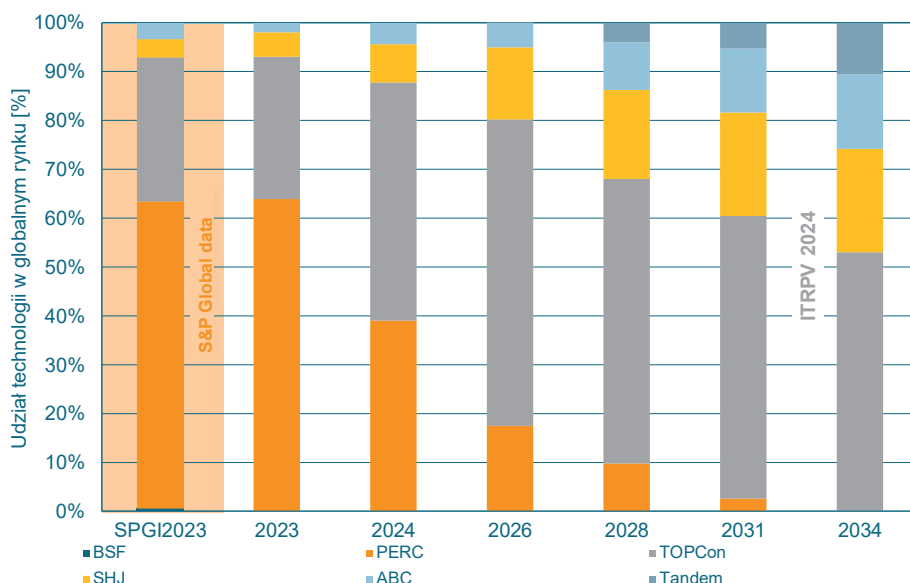
Legenda do rysunku 42

Oznaczenie	Tłumaczenie
PERC/PERL	
Screen-printed Ag contacts	kontakty srebrne nanoszone metodą sitodruku
SiN _x :H passivation	pasywacja SiN _x :H
n ⁺ emitter	emiter typu n ⁺
AlO _x :H/SiN _x :H passivation stack	warstwa pasywacyjna AlO _x :H/SiN _x :H
p-type Cz-Si	krzem Cz-Si typu p
Screen-printed Al contacts	kontakty aluminiowe nanoszone metodą sitodruku
Local Al alloyed back surface field	lokalne pole powierzchniowe ze stopu aluminium

Tabela 6 cd.

Oznaczenie	Tłumaczenie
TOPCon	
Screen printed Ag/Al contacts	kontakty Ag/Al nanoszone metodą sitodruku
$\text{AlO}_x\text{:H/SiN}_x\text{:H}$ passivation stack	warstwa pasywacyjna $\text{AlO}_x\text{:H/SiN}_x\text{:H}$
p^+ emitter	emiter typu p^+
Tunnel-oxide layer	warstwa tlenku tunelowego
n^+ polysilicon layer	warstwa polikrzemu typu n^+
n-type Cz-Si	krzem Cz-Si typu n
$\text{SiN}_x\text{:H}$ passivation	pasywacja $\text{SiN}_x\text{:H}$
Screen-printed Ag contacts	kontakty srebrne nanoszone metodą sitodruku
SHJ (heterozłącze krzemowe)	
a-Si:H (n)	uwodorniony krzem amorficzny domieszkowany typu n
a-Si:H (i)	uwodorniony krzem amorficzny niedomieszkowany
a-Si:H (p)	uwodorniony krzem amorficzny domieszkowany typu p
n-type Cz-Si	krzem Cz-Si typu n
Screen-printed Ag contacts	kontakty srebrne nanoszone metodą sitodruku
Indium-tin-oxide (ITO) TCO layer	przezroczysta warstwa ITO
Tandem	
Top cell	górną komórką
a-Si:H (n)	uwodorniony krzem amorficzny domieszkowany typu n
a-Si:H (i)	uwodorniony krzem amorficzny niedomieszkowany
a-Si:H (p)	uwodorniony krzem amorficzny domieszkowany typu p
n-type Cz-Si	krzem Cz-Si typu n
Screen-printed Ag contacts	kontakty srebrne nanoszone metodą sitodruku
TCO layer	przezroczysta warstwa przewodząca
Screen-printed Ag contacts	kontakty srebrne nanoszone metodą sitodruku

Można zauważyć, że udział obecnie dominującego rozwiązania (tj. PERC) w światowym rynku będzie się sukcesywnie zmniejszał na rzecz technologii TOPCon, która do końca analizowanego okresu powinna stanowić zdecydowaną większość wytwarzanych krzemowych ogniw PV. Technologie SHJ, IBC oraz Tandem także będą zwiększać swój udział, szczególnie w późniejszym okresie (od 2028 r.), zajmując miejsce obecnego lidera, czyli technologii PERC. Z prognozy wynikało też, że po roku 2024 ogniwa Al-BSF zostaną praktycznie wyparte z produkcji.



Rys. 43. Prognozy udziału poszczególnych technologii w całkowitej światowej produkcji krzemowych ogniw PV do 2034 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Fischer i in., 2024

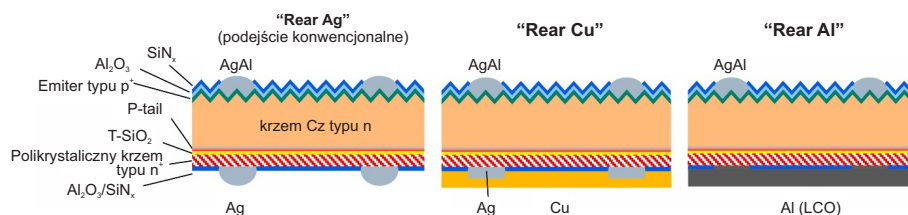
Rodzaj zastosowanej technologii krzemowych ogniw fotowoltaicznych jest niezwykle istotny w kontekście zapotrzebowania na surowce. Wytwarzanie każdego typu ogniw wymaga innego rodzaju oraz innej ilości surowców. Abstrahując od dalszych etapów produkcyjnych (czyli wytwarzania kompletnych modułów, co nie jest bezpośrednio związane z produkcją samych ogniw), odniesiemy się przede wszystkim do tych procesów, które obejmują nanoszenie warstw metalizacyjnych. W tym celu niezbędne jest zastosowanie odpowiednich metali, takich jak m.in. srebro, miedź, aluminium, cyna, cynk i nikiel. Różne metody metalizacji wiążą się z wykorzystaniem innych surowców, co ma znaczący wpływ na koszt wytwarzania ogniw i całych modułów, a to przekłada się bezpośrednio na rynkową konkurencyjność produktu. Producenci prowadzą więc badania mające na celu ograniczenie zużycia surowców lub zastąpienie ich tańszymi zamiennikami (Hermle i in., 2020). Starają się także tak modyfikować i ulepszać procesy, aby możliwe było jak najbardziej efektywne wykorzystanie materiałów i minimalizacja strat produkcyjnych.

Jak już powiedziano, w najbliższej dekadzie na rynku technologii ogniw opartych na krzemie krystalicznym popularność będą prawdopodobnie zyskiwały PERC, TOPCon, SHJ oraz IBC, a udział technologii PERC będzie malał. Jest to kluczowa kwestia dla prognozowania zużycia materiałów, ponieważ odmienna budowa oraz proces produkcji każdego typu ogniw przekładać się będą bezpośrednio na wielkość popytu na konkretne surowce. Jednym z bardzo istotnych metali (zarówno pod względem kosztów produkcji, jak i dostępności) jest srebro. Jego znaczenie dla sektora fotowoltaicznego w ujęciu globalnym jest szeroko omawiane w literaturze. Badania

dowodzą, że surowiec ten jest kluczowy, a autorzy często określają go jako „istotny” lub „krytyczny” (Grandell i in., 2016). Istnieje obawa, że znaczne zwiększenie produkcji krzemowych ogniw PV może spowodować niedobory tego materiału, a to doprowadzi do spowolnienia rozwoju światowej fotowoltaiki (Hallam i in., 2022; Iwaszczuk & Baran, 2022). Nie bez znaczenia jest także fakt, że srebro odpowiada za nawet ponad 20% wartości całego modułu, a więc za jeden z istotniejszych kosztów produkcyjnych (IEA, 2022; ISA, 2023). Producenci starają się więc wdrażać nowe rozwiązania, które pozwalają na ograniczenie zużycia tego surowca lub nawet całkowite jego wyeliminowanie. W technologiach IBC (Kopecek i in., 2023) i ABC (AIKO, b.d.) srebro jest zastępowane takimi metalami jak miedź lub aluminium, a zmodyfikowanie procesu nakładania pasty metodą sitodruku pozwala na zmniejszenie jego zużycia (ogniwa TOPCon) (Ourinson i in., 2024). Na rysunku 44 zostały schematycznie zilustrowane przekroje ogniw iTOPCon dla trzech metod metalizacji powierzchni tylnych, tj. wykorzystujących srebro, miedź oraz aluminium:

- *Rear Ag*: konwencjonalne podejście z wykorzystaniem srebra. Tylna strona ogniwa metalizowana jest w całości pastą srebrną (75 mg/ogniwo) bez użycia warstwy LCO, a kontakt odbywa się na całej powierzchni. Struktura ogniwa oparta jest na waflu krzemowym typu M2 z warstwą polikrystalicznego krzemu typu A lub B o grubości 80 nm. Przednia strona metalizowana jest standardową pastą AgAl (40 mg).
- *Rear Cu*: zastosowanie miedzi i mniejszej ilości srebra (ok. 20 mg/ogniwo). Redukcja zużycia srebra jest możliwa dzięki zastosowaniu nieciągłego nanoszenia warstwy tego metalu. Główną warstwę kontaktową stanowi pełnopowierzchniowa pasta miedziana typu low-T o niskiej temperaturze wypalania minimalizującej dyfuzję miedzi. Struktura ogniwa jest podobna jak w podejściu konwencjonalnym: podłoże M2 i warstwa polikrystalicznego krzemu typu A (80 nm) bez warstwy LCO. Przód również jest metalizowany pastą AgAl (40 mg).
- *Rear Al*: metalizacja tylnej strony pastą aluminiową bez użycia srebra. W tym celu wykorzystuje się pastę aluminiową TTC-22A firmy Toyo. Metoda ta wymaga obecności warstwy LCO, przy czym zakres pokrycia może się różnić. Struktura ogniw jest oparta na podłożu M2 i warstwie polikrystalicznego krzemu typu B (80 nm), a przód metalizowany pastą AgAl (40 mg).

Redukcja zużycia srebra jest więc efektem zastosowania alternatywnych metod metalizacji na bazie aluminium lub miedzi i srebra. Dotyczy to naturalnie jedynie metalizacji tylnej, powierzchnia przednia jest w każdej z tych metod pokrywana stopem srebra z aluminium. Także w przypadku innych technologii, np. SHJ, poszukuje się sposobów na obniżenie zużycia srebra dzięki częściowemu zastąpieniu tego surowca miedzią. Przeprowadzone próby wykazały, że możliwe jest wyprodukowanie ogniw SHJ o zawartości srebra na poziomie 7,5 mg/W, a docelowo nawet poniżej 5 mg/W (Pingel i in., 2025). Jeszcze lepszy wynik, na poziomie 2 mg/W, osiągnęli naukowcy z Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, których zdaniem w przyszłości zużycie srebra może być jeszcze niższe – zaledwie 1,4 mg/W (Bellini, 2025).



Rys. 44. Schematyczny przekrój trzech rodzajów ogniw iTOPCon

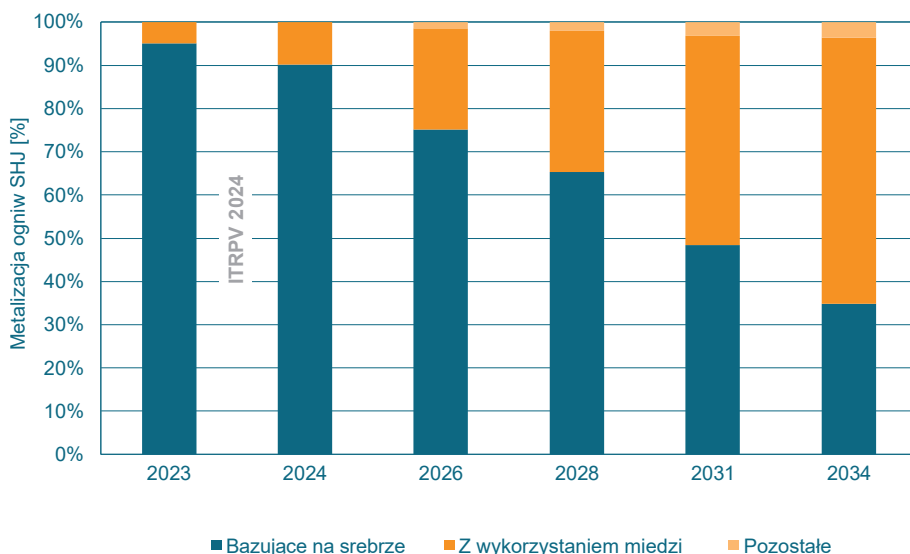
Źródło: opracowanie własne na podstawie Ourinson i in., 2024

Zastąpienie srebra innymi metalami, takimi jak miedź czy aluminium, skutkuje oczywiście obniżeniem kosztów produkcji, jednak metale te charakteryzują się gorszymi właściwościami elektrycznymi w zakresie przewodnictwa, co niekorzystnie wpływa na ostateczną sprawność ogniwa. Z tego powodu konieczne jest stosowanie większych (szerszych) powierzchni metalizacyjnych (ścieżek, szyn, palców, busbarów), aby ograniczyć straty spowodowane zwiększoną rezystancją, albo zmodyfikowanie połączenia (np. pasty). Jak wspomniano, technologia wykonywania ogniw determinuje w znacznej mierze to, jak zbudowane są powierzchnie i styki metalizacyjne, a także jaki skład mają połączenia elektryczne. W przypadku przemysłowych ogniw TOPCon typu n pasty srebrne są nakładane zarówno na przednią, jak i tylną powierzchnię, co skutkuje znacznie większym zużyciem srebra niż w technologii PERC. Przemysłowe ogniwa słoneczne SHJ również wymagają pasty srebrnej do wykonania styków na obu powierzchniach, jednak ma ona inny skład i parametry, co jest uwarunkowane m.in. procesem utwardzania. Z całą pewnością działania mające na celu redukcję ilości srebra (tak w przeliczeniu na ogniwo, jak i na jednostkę mocy) będą kontynuowane w nadchodzących latach, ponieważ jego zużycie ma duży wpływ na koszt ogniwa.

Zgodnie z raportem *International Technology Roadmap for Photovoltaics* (Fischer i in., 2024) w 2023 r. średnie zużycie srebra wynosiło ok. 9,6 mg/W w przypadku ogniw PERC (monokrystalicznych i bifacjalnych), 15 mg/W w technologii TOPCon oraz ok. 19 mg/W w SHJ. Autorzy raportu wskazują także, że możliwa jest dalsza redukcja do poziomu ok. 9 mg/W zarówno w technologii TOPCon, jak i SHJ, co nastąpi w ciągu najbliższych 10 lat. Szczególnie ważne jest to dla technologii SHJ, w której przypadku udział ogniw metalizowanych srebrem zmniejszy się z ok. 95% w 2023 r. do ok. 35% w 2034 r., przy czym srebro zostanie zastąpione w większości przez miedź (rys. 45).

O tym, jak znaczące są ilości srebra używane są do produkcji ogniw PV, świadczy także najnowszy raport Silver Institute z 2024 r. (The Silver Institute, 2024). Wynika z niego, że w 2023 r. globalna podaż srebra wyniosła 31 439 Mg, z czego na potrzeby branży fotowoltaicznej przeznaczono aż 6 019 Mg, czyli ponad 19%. Prognozy na 2024 r. wskazywały, że udział ten będzie jeszcze większy: rynek PV zużyje 7 221 Mg z całej globalnej podaży na poziomie 31 216 Mg. Oznaczałoby to wzrost do ponad 23%, a więc prawie 1/4 srebra zostałaby przeznaczona na potrzeby fotowoltaiki. Warto podkreślić, że branża PV od długiego czasu jest drugą pod względem zużycia srebra gałęzią przemysłu po elektronice, która jednocześnie

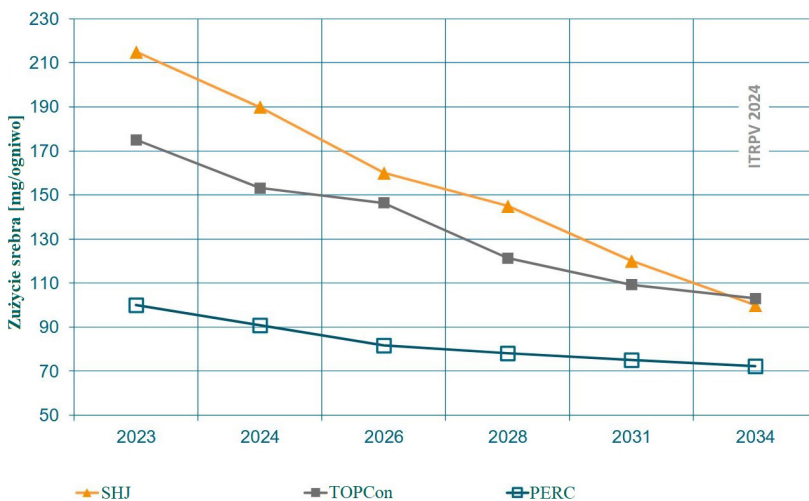
charakteryzuje się największym przyrostem zapotrzebowania na ten surowiec. Dodatkowym problemem może okazać się to, że rok 2024 będzie kolejnym, w którym globalny bilans będzie ujemny, tzn. światowy popyt na srebro będzie o kilkaset milionów uncji większy niż podaż. Podobne dane przedstawiono także we wspomnianym już raporcie *International Technology Roadmap...*, którego autorzy szacują, że produkcja ogniw PERC o mocy 500 GW w 2023 r. pochłaniała ok. 5 750 Mg srebra, przy założeniu zużycia 9,6 mg/W dla PERC i 15 mg/W dla TOPCon (przyjęty stosunek wielkości produkcji PERC : TOPCon wynosił 65% : 35%) (Fischer i in., 2024). Jednocześnie badania wskazują, że dopiero zmniejszenie wykorzystania srebra do ok. 2 mg/W pozwoli na szerokie globalne wdrożenie fotowoltaiki, tak aby jej moc była liczona w terawatach (Zhang i in., 2021).



Rys. 45. Prognoza udziału poszczególnych metod metalizacji ogniw SHJ w latach 2023–2034
Źródło: opracowanie własne na podstawie Fischer i in., 2024

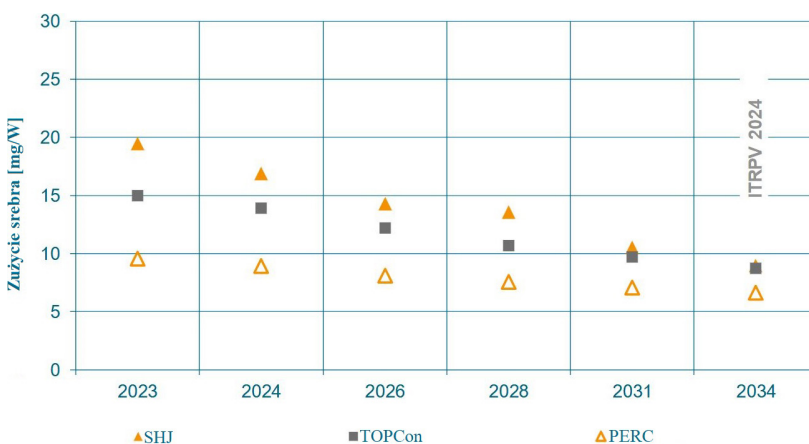
Na rysunku 46 przedstawiono prognozy dotyczące zużycia srebra w ogniwach SHJ, TOPCon oraz PERC w latach 2023–2034 w przeliczeniu na ogniwo (dane dotyczą wafla krzemowych G12 o wymiarach 210 mm × 210 mm), a na rysunku 47 zaprezentowano analogiczne dane, ale w przeliczeniu na jednostkę mocy [mg/W]. Jak widać, szczególnie duży potencjał spadkowy ma technologia SHJ (bazująca na krzemie typu n), trochę mniejszy – TOPCon (krzem typu n), a najmniej – coraz mniej popularna technologia PERC (krzem typu p).

Należy zaznaczyć, że istnieje wiele odmiennych podejść do szacowania przyszłego zapotrzebowania na surowce, a wartości przedstawiane w literaturze znacząco się od siebie różnią. Jedną z przyczyn są zapewne inne prognozy co do rodzaju i popularności stosowanych na całym świecie technologii. Niektóre z przewidywanych wartości zużycia srebra do produkcji ogniw krzemowych przedstawiono w tabeli 7.



Rys. 46. Prognoza zużycia srebra do produkcji różnych ogniw krzemowych w latach 2023–2034 [mg/ogniwo]

Źródło: opracowanie własne na podstawie Fischer i in., 2024



Rys. 47. Prognoza zużycia srebra do produkcji różnych ogniw krzemowych w latach 2023–2034 [mg/W]

Źródło: opracowanie własne na podstawie Fischer i in., 2024

Także w przypadku badanych w tej pracy technologii, które nie opierają się na krzemie krystalicznym, tj. CdTe, CIGS oraz a-Si, podejście badaczy do szacowania przyszłego zużycia niezbędnych surowców jest zróżnicowane. I w tym wypadku duże znaczenie będzie miało przyjęcie w branży PV konkretnych rozwiązań. W technologii CIGS możliwe jest np. wykorzystanie rozmaitych rodzajów podłoży i procesów wytwarzania, co przekłada się na zużycie surowców (Machkih i in., 2024). W tabeli 8 podano przykładowe wartości zapotrzebowania na wybrane surowce wykorzystywane w technologiach cienkowarstwowych.

Tabela 7

Zużycie srebra do produkcji ogniw krzemowych w latach 2010–2100 w wybranych scenariuszach

Rok / zakres lat	Wszystkie technologie c-Si [mg/W]	PERC (scenariusz A) [mg/ogniwo]	PERC (scenariusz B) [mg/ogniwo]	SHJ (scenariusz A) [mg/ogniwo]	SHJ (scenariusz B) [mg/ogniwo]
2010	84,0	–	–	–	–
2018	–	103,0	–	275,0	–
2019	80,0	–	–	–	–
2020–2024	–	97,0	–	255,0	–
Prognoza					
2025–2029	–	84,0	50,0	210,0	80,0
2030	3,9–8,9	–	–	–	–
2030–2034	10,0	72,0	0,0	173,0	20,0
2035–2039	–	62,0	–	143,0	19,0
2040–2044	Scenariusz: – konserwatywny: 6 – neutralny: 2 – optymistyczny: 1	54,0	–	118,0	19,0
2045–2049	–	46,0	–	97,0	18,0
2050	1,0	40,0	–	80,0	18,0
2100	0,7–2,9	–	–	–	–

Źródło: opracowanie własne na podstawie Elshkaki, 2019; Gervais i in., 2021; Goldschmidt i in., 2021; Nassar i in., 2016

Tabela 8

Zużycie wybranych surowców do produkcji ogniw cienkowarstwowych w latach 2010–2050 w różnych scenariuszach [mg/W]

Rok / zakres lat	Kadm (CdTe)	Tellur (CdTe)	Ind (CIGS)	Gal (CIGS)	Selen (CIGS)	German (a-Si)	
2010	116,0	132,0	43,0	11,0	107	73,0	
2013	116,7	99,7	55,5	7,2	39,3	–	
2019	85,0	97,5	23,0	7,5	45,0	73,0	
Prognoza							
2025	63,8	43,1	45,0	3,2	17,4	–	
2030 I	scenariusz	high	138,0	156,0	28,0	9,0	161,0
		medium	62,0	70,0	13,0	4,0	41,0
		low	17,0	19,0	7,0	2,0	17,0
2040	scenariusz	konserwatywny	44,0	50,0	12,0	3,0	25,0
		neutralny	17,0	20,0	7,0	2,0	14,0
		optymistyczny	12,0	14,0	6,0	1,0	11,0
2050 I	12,0	14,0	6,0	1,0	11,0	14,0	
2050 II	33,0	35,3	3,0	1,2	6,3	–	

Źródło: opracowanie własne na podstawie Elshkaki, 2019; Kavlak i in., 2015; Nassar i in., 2016; Viebahn i in., 2015

Podobnie jak w przypadku srebra do produkcji ogniw opartych na krzemie zakres prognozowanych wartości zużycia poszczególnych surowców niezbędnych do wytwarzania ogniw cienkowarstwowych jest szeroki. Niezależnie jednak od tego, jakiego materiału dotyczy badanie, we wszystkich scenariuszach przewiduje się redukcję zapotrzebowania, co jest zgodne z interesem producentów, którym zależy na osiągnięciu jak najniższych kosztów wytwarzania, tak aby ich produkty były konkurencyjne, atrakcyjne i łatwo dostępne dla konsumenta. Należy się więc spodziewać dalszego postępu technologicznego i pojawiania się nowych rozwiązań ograniczających lub eliminujących zapotrzebowanie na wybrane surowce. Trzeba jednak pamiętać, że wszystkie prognozy są tylko szacunkami opartymi na pewnych założeniach i mogą być obciążone tym większym błędem, im bardziej zmienne i dynamiczne jest otoczenie, którego dotyczą.

Na zakończenie tego rozdziału nie można pominąć jeszcze jednej kwestii, która jest równie istotna, a być może nawet ważniejsza niż uwarunkowania ekonomiczne. Należy pamiętać, że rola surowców nieenergetycznych, ale używanych w instalacjach OZE, jest bardzo ważna także w związku z koniecznością transformacji energetycznej, a niektóre z nich są również surowcami krytycznymi i strategicznymi w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Konieczność ich zabezpieczenia, szczególnie na potrzeby zielonej energii, została zauważona w rządowej aktualizacji KPEiK z października 2024 r. (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, b.d. 2) oraz podkreślona w wielu badaniach odnoszących się zarówno do Polski, jak i całej Unii Europejskiej (Calvo & Valero, 2022; Kot-Niewiadomska i in., 2021; Lewicka i in., 2021; Mertens i in., 2024).

Rozdział 7

Krajowy *local content* w produkcji modułów fotowoltaicznych

Dynamiczne zmiany, których jesteśmy świadkami w ostatnim czasie, dowodzą, że nie ma już odwrotu i należy zrobić wszystko, aby UE, w tym Polska, uniezależniła się od innych gospodarek, a w szczególności od Chin. Cła na surowce krytyczne i strategiczne, zakaz eksportu wybranych technologii czy kwestie bezpieczeństwa instalacji energetycznych (co zostało już dostrzeżone przez niektóre państwa, por. Bartusik, 2024) są powodami do tego, aby Polska dążyła do samowystarczalności w aspektach, które rzutują na jej bezpieczeństwo oraz rozwój technologiczny i gospodarczy.

Ostatnie kilka lat przyniosło gwałtowne, a zarazem bardzo istotne zmiany w globalnym handlu, skutkujące wzrostem cen, ograniczeniem dostaw oraz niespotykaną wcześniej niepewnością. Można pokusić się wręcz o stwierdzenie, że lata 20. XXI w. pod względem sytuacji światowego handlu diametralnie się różnią od tego, do czego zdążyliśmy się przyzwyczaić w poprzednich dekadach. Naturalnie nie wszystkie kraje w równym stopniu doświadczają tych zmian, jednak Polska, m.in. ze względu na uwarunkowania geopolityczne, jest jednym z tych państw, które już teraz muszą zdecydowanie wspierać lokalną gospodarkę, możliwie w jak największym stopniu dążąc do uzyskania samodzielności w zakresie pełnego łańcucha wytwarzania wszelkiego rodzaju dóbr, w tym także urządzeń OZE i fotowoltaiki. W tym miejscu warto nakreślić w kilku słowach, jak wydarzenia z ostatnich kilku lat wpłynęły na światowy handel i łańcuchy dostaw oraz jak zmieniła się perspektywa związana z surowcami, zarówno energetycznymi, jak i służącymi do produkcji instalacji OZE.

Pierwszym wydarzeniem, które na zawsze zmieniło globalne rynki, była pandemia COVID-19. Wywarła ona głęboki i wielowymiarowy wpływ na sektor fotowoltaiki – zarówno na proces wytwarzania urządzeń, jak i na globalne łańcuchy dostaw, ujawniając ich niestabilność oraz skutki nadmiernej koncentracji produkcji w Azji Wschodniej, szczególnie w Chinach. W efekcie została zakłócona terminowa realizacja projektów inwestycyjnych, wzrosły koszty komponentów PV oraz zmniejszyła się ogólna dynamika rozwoju branży OZE, w tym fotowoltaiki. W początkowej fazie pandemii, tj. w I kwartale 2020 r., doszło do czasowego zamknięcia wielu zakładów produkcyjnych w Chinach, które odpowiadają za największą część światowej produkcji materiałów i komponentów wykorzystywanych w technologii PV, takich jak ogniwa, szkło solarne czy folie EVA, co doprowadziło do ograniczenia ich dostępności oraz opóźnień w dostawach. W efekcie średnie ceny modułów, które przez ostatnią dekadę wykazywały tendencję spadkową (średnio o kilkadziesiąt procent rocznie, zgodnie z tzw. krzywą uczenia), zaczęły rosnąć.

W odpowiedzi na skutki pandemii wiele podmiotów z branży OZE przeprowadziło analizę ryzyka i rozpoczęło wdrażanie strategii dywersyfikacji łańcuchów dostaw. Wzrosło zainteresowanie produkcją regionalną, zwłaszcza w Europie i Stanach Zjednoczonych. Unia Europejska w 2022 r. zaprezentowała plan REPowerEU (2025), którego celem jest wzmocnienie łańcucha dostaw energetyki słonecznej i przemysłu wytwórczego fotowoltaiki w krajach członkowskich, wykorzystanie potencjału B+R (czyli działań badawczych i rozwojowych) oraz budowanie kompetencji dla sektora OZE. Wszystkie te zmiany mają na celu dążenie do jak najszybszego uzyskania samowystarczalności w dziedzinie wytwarzania urządzeń OZE, w szczególności instalacji fotowoltaicznych, których niewiele jest produkowanych w Europie, w przeciwieństwie do np. turbin wiatrowych.

Drugim istotnym wydarzeniem, które znacząco zmieniło światowy, ale jeszcze bardziej europejski rynek energii, okazała się wojna w Ukrainie trwająca od 2022 r. W istotny sposób wpłynęła ona na globalne łańcuchy dostaw w wielu sektorach, w tym także fotowoltaiki, uwypuklając strategiczne znaczenie surowców krytycznych i metali rzadkich oraz konieczność dywersyfikacji źródeł dostaw. Ukraina, posiadająca znaczne ilości takich surowców, mogłaby stanowić konkurencję dla Chin, jednak konflikt zbrojny utrudnia dostęp do tych zasobów, kształtując ich globalną podaż. Znaczna część terytorium Ukrainy, w tym obszary bogate w surowce, znajduje się pod rosyjską okupacją lub są tam prowadzone działania zbrojne, co uniemożliwia wydobywanie. Ponadto infrastruktura transportowa i energetyczna została poważnie uszkodzona, a to jeszcze bardziej utrudnia logistykę i eksport surowców.

Wojna w Ukrainie ujawniła także potrzebę uniezależnienia się od dostaw surowców energetycznych z Rosji. Może w tym pomóc poleganie w większym stopniu na energii ze źródeł odnawialnych, co jednak wymaga zwiększonych nakładów na ich produkcję. W kwietniu 2025 r. Ukraina i Stany Zjednoczone podpisały umowę zakładającą wzmocnienie współpracy gospodarczej, która zapewnia amerykańskim firmom dostęp do ukraińskich zasobów naturalnych, obejmujących zarówno surowce energetyczne, jak i pozostałe istotne pierwiastki, np. surowce krytyczne czy metale ziem rzadkich.

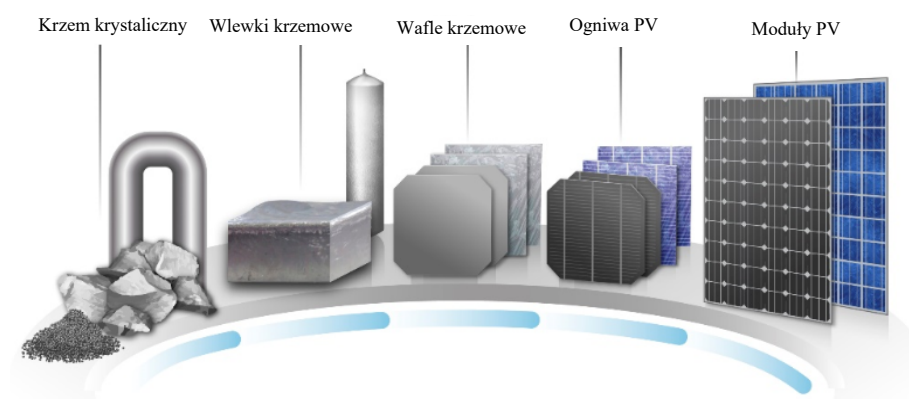
Trzecim ważnym wydarzeniem, które wpłynęło na sektor fotowoltaiki (choć może nie bezpośrednio i nie natychmiastowo), było wprowadzenie ceł i zakazu eksportu z Chin technologii związanych z fotowoltaiką. Sektor ten w ostatnich latach stał się przedmiotem intensywnych napięć handlowych, szczególnie między Chinami a Stanami Zjednoczonymi. Warto zaznaczyć, że już wcześniej wprowadzenie ceł spowodowało utratę ponad 62 tys. miejsc pracy, 19 mld dolarów inwestycji i 10,5 GW zainstalowanej mocy instalacji PV w USA (SEIA, 2019).

Chiny, będące dominującym producentem komponentów PV, podjęły działania takie jak nałożenie ceł eksportowych oraz zakazów eksportu kluczowych technologii, co miało istotny wpływ na globalne łańcuchy dostaw i bezpieczeństwo energetyczne (Bollinger i in., 2024; IEA, 2022; Zhu, 2024). To drugie ograniczenie może być szczególnie ważne dla Europy i Polski w przypadku chęci wytwarzania ogniw we własnym zakresie. Przykładowo w 2023 r. wprowadzono zakaz eksportu technologii przetwarzania wafli krzemowych, co utrudniło innym krajom rozwój własnych zdolności

produkcyjnych. Takie ograniczenia mogą znacząco spowolnić rozwój sektora PV w krajach zależnych od importu chińskich technologii. By temu przeciwdziałać, wiele państw zaczęło ostatnio intensywnie poszukiwać alternatywnych źródeł dostaw komponentów niezbędnych w fotowoltaice (szczególnie ogniw, których wytwarzanie jest prawie w całości domeną Chin). Kraje, które dotąd polegały na imporcie, muszą dostosować swoje strategie, aby zminimalizować ryzyka związane ze wspomnianymi ograniczeniami i zapewnić stabilność dostaw w sektorze energii odnawialnej.

Ostatnie wydarzenie, które znacząco wpłynęło na globalne łańcuchy dostaw w sektorze energii odnawialnej, związane jest z działaniami USA. W 2025 r. administracja prezydenta Donalda Trumpa wprowadziła drastyczne cła na import paneli fotowoltaicznych z Chin oraz krajów Azji Południowo-Wschodniej. Decyzja ta miała na celu ochronę krajowego przemysłu przed nieuczciwą konkurencją, jednak wywołała wiele kontrowersji i obaw dotyczących jej skutków dla rozwoju OZE w Stanach Zjednoczonych i na świecie. Obecnie cła na moduły fotowoltaiczne pochodzące z wymienionych regionów mogą wynosić nawet ponad 3500%, co w praktyce oznacza zupełne zahamowanie importu do USA, co oddziałuje na cały rynek fotowoltaiki na świecie (Kollewe, 2025; Reuters, 2025).

W kontekście fotowoltaiki Polska ma wciąż bardzo wiele do zrobienia. Nasz kraj znajduje się w czołówce wśród państw członkowskich Unii Europejskiej pod względem oddanych do użytku nowych instalacji PV, jednak praktycznie cały popyt na nie zaspokajany jest przez zewnętrznych producentów. Konieczność zmian została oczywiście dostrzeżona zarówno przez badaczy (Duda i in., 2022), jak i innych specjalistów (Drabczyk, 2021), jednak działania podejmowane w tym kierunku nadal należy uznać co najmniej za niewystarczające. Obecnie w Polsce nie produkuje się ogniw fotowoltaicznych, a producenci modułów PV wykorzystują importowane komponenty, ograniczając się jedynie do ich montażu. Uproszczony schemat łańcucha wytwarzania modułów fotowoltaicznych w technologiach krzemowych pokazano na rysunku 48.



Rys. 48. Uproszczony schemat łańcucha wytwarzania krzemowych modułów fotowoltaicznych

Źródło: opracowanie własne na podstawie Woodhouse i in., 2019

Zależność od producentów zewnętrznych nie jest tylko problemem Polski, ale i wielu innych krajów na świecie. Zgodnie z raportem International Solar Alliance z 2023 r. Chiny odpowiadały za następującą część światowych dostaw poszczególnych komponentów do krzemowych modułów fotowoltaicznych (ISA, 2023):

- krzem krystaliczny (*polysilicon*): 94,4%;
- wlewki krzemowe (*ingots*): 96,5%;
- wafle krzemowe (*wafers*): 95,2%;
- ogniwa fotowoltaiczne wykorzystujące krzem krystaliczny (*crystalline silicon cells*): 87,4%;
- moduły fotowoltaiczne wykorzystujące krzem krystaliczny (*crystalline silicon PV modules*): 82,6%.

Jak można zauważyć, produkcja trzech pierwszych typów komponentów, tj. polikrzemu, wlewek oraz wafli krzemowych, prawie w całości jest domeną Chin. Udział innych krajów jest większy dopiero w przypadku dalszych etapów przetwarzania, zwłaszcza montażu modułów. Jest to spowodowane głównie kosztami, które są krytycznym czynnikiem decydującym o braku zainteresowania poszczególnych państw produkcją komponentów PV. Szczególnie jej początkowe etapy, związane z przetwarzaniem piasku kwarcowego oraz wytwarzaniem wlewek, są energochłonne oraz pracochłonne, a dodatkowo niektóre z tych procesów mają dość znaczny negatywny wpływ na środowisko naturalne. Kraje rozwinięte z jednej strony nie były więc zainteresowane wytwarzaniem ogniwa, a z drugiej – nie mogły cenowo konkurować z producentami z Państwa Środka. Przykładowo z raportu National Renewable Energy Laboratory z września 2022 r. (Woodhouse i in., 2022) wynika, że koszt produkcji kilograma krystalicznego krzemu przy cenie samego materiału na poziomie 8,8 USD (dla wszystkich krajów) wynosił w Chinach 14,3 USD, w USA 18,3 USD, a w Niemczech aż 28,0 USD. Różnica ta wynika z kosztu narzędzi, materiałów, a zwłaszcza energii (14,0 USD/kg w Niemczech vs 2,7 USD/kg w Chinach) oraz robocizny (1,8 USD/kg w Niemczech vs 0,2 USD/kg w Chinach). Koszt wytworzenia struktury ogniwa PERC także jest inny w poszczególnych krajach – od 0,041–0,043 USD/Wp w Wietnamie, Tajlandii, Malezji i Chinach, przez 0,060 USD/Wp w USA, a skończywszy na 0,066 USD/Wp w Niemczech. W tym przypadku najlepsze wyniki osiągają kraje o niskim koszcie pracy, który stanowi największą część kosztu ogniwa, w przeciwieństwie do wcześniejszego etapu, w którym dominujące były koszty maszyn, surowców i energii. Przy jednakowym koszcie materiału na poziomie ok. 0,023 USD/Wp wydatki związane z pracą wyniosły 0,001–0,003 USD/Wp w najtańszych krajach, a 0,017 USD/Wp i 0,019 USD/Wp odpowiednio w Niemczech i USA. Oznacza to różnicę nawet blisko 20-krotną, co bezpośrednio przekłada się na cenę wyprodukowanego ogniwa. Problem wysokich kosztów prowadzących do utraty konkurencyjności rynkowej przez kraje rozwinięte w podobnym stopniu dotyczy także innych niż krzemowe technologii (IEA, 2022), dlatego tylko w niektórych krajach upatruje się w nich nadziei na utrzymanie potencjału wytwórczego (np. w USA taką rolę mogą odegrać technologie cienkowarstwowe, m.in. CdTe, zob. U.S. Department of Energy, b.d.).

Polska, podobnie jak inne kraje UE, skupia się na kolejnych etapach produkcji instalacji PV, tj. montażu importowanych ogniw w modułach, a także wytwarzaniu aluminiowych ram czy pozostałego osprzętu, takiego jak konstrukcje wsporcze, mocowania dachowe, *software*, inwertery, okablowanie, złączki itp. Jak wspomniano, konieczność zwiększenia udziału polskiego *local content* (LC) w całym łańcuchu dostaw została dostrzeżona już wiele lat temu (ESMC, b.d.; Giga PV, b.d.; IEO, 2021, 2025). Niestety, o ile w przypadku morskich farm wiatrowych udało się przeprowadzić niezbędne działania mające na celu maksymalizację udziału Polski w ich produkcji i instalacji (Globenergia, 2024), o tyle branża PV, nadal czeka na bardziej korzystne warunki, które pozwoliłyby na wytwarzanie prawdziwie polskiej fotowoltaiki, w całości pochodzącej od krajowych producentów²⁹.

W Polsce istnieje kilka grup badawczych (z ośrodków naukowych oraz firm prywatnych), które zajmują się technologiami ogniw fotowoltaicznych – zarówno rozwiązaniami wykorzystującymi krzem, jak i nowszymi, m.in. perowskitowymi (Drabczyk, 2021). Choć badania w zakresie ogniw perowskitowych wyszły już poza fazę laboratoryjną, to aby osiągnąć założoną produkcję na poziomie 50–100 MW rocznie, producent będzie musiał włożyć jeszcze sporo wysiłku i zainwestować ogromne środki finansowe (obecnie przeznaczono na ten cel 750 mln zł, tj. ok. 185 mln USD) (Frączyk, 2024). Niestety nie gwarantuje to jednak, że perowskity rzeczywiście będą w Polsce wytwarzane (Oksińska, 2024). Z kolei gdyby Polska zdecydowała się na uruchomienie produkcji ogniw i modułów wykorzystujących krzem krystaliczny (mogłyby to być np. technologie TOPCon lub przyszłościowo – IBC), to szacowany koszt takiej fabryki (produkującej moduły o mocy 1 GW rocznie) mógłby wynieść 290–450 mln USD, w tym (Woodhouse i in., 2022):

- produkcja krzemu krystalicznego: 110–140 mln USD,
- produkcja wlewk i wafli krzemowych: 80–100 mln USD,
- produkcja krzemowych ogniw PV: 50–130 mln USD,
- montaż modułów: 50–80 mln USD.

Oznaczałoby to uruchomienie ogromnych nakładów inwestycyjnych, które jednak pozwoliłyby na zrealizowanie wielu wymienionych wcześniej założeń związanych m.in. z uniezależnieniem się od zewnętrznych dostawców, bezpieczeństwem krajowym oraz rozwojem technologicznym i gospodarczym.

Problemem, jaki pojawia się podczas planowania zwiększenia krajowego LC w zakresie produkcji ogniw PV bazujących na krzemie krystalicznym (ale też wszystkich innych), jest fakt, że Polska nie ma doświadczenia w tej dziedzinie, a także nie dysponuje niezbędnym zapleczem technologicznym, dlatego wszystko musiałoby zostać opracowane i wdrożone od podstaw. Byłby to bardzo czasochłonny proces, gdyż poszczególne jego etapy (np. budowa fabryk) mogą zająć kilka lat, co przedstawiono w tabeli 9.

²⁹ Jest to warte podkreślenia, ponieważ produkty oznaczane jako *made in Poland* są często tak naprawdę tylko składane w Polsce (z gotowych półproduktów, tj. modułów bądź ogniw). Zdarza się nawet, że „produkcja” polega tylko na montażu np. okablowania czy innych elementów lub podzespołów.

Tabela 9

Konieczne nakłady inwestycyjne oraz czas niezbędny do uruchomienia poszczególnych etapów produkcji modułów PV

Proces	Koszt		Czas	
Produkcja krzemu krystalicznego	mln USD	110–140	lata	3–4
Produkcja wlewek i wafli krzemowych		80–100		1–3
Produkcja krzemowych ogniw PV		50–130		1–3
Montaż modułów		50–80		1–3

Źródło: opracowanie własne na podstawie Woodhouse i in., 2022

Należy mieć na uwadze, że część kosztów można by pokryć ze środków przeznaczonych na transformację energetyczną (krajowych i unijnych), ale także na tworzenie nowych miejsc pracy. Rozwój branży PV mógłby być szansą na przebranżowienie się tych grup zawodowych, których obecne ośrodki pracy będą likwidowane (co dotyczy szczególnie górnictwa węglowego).

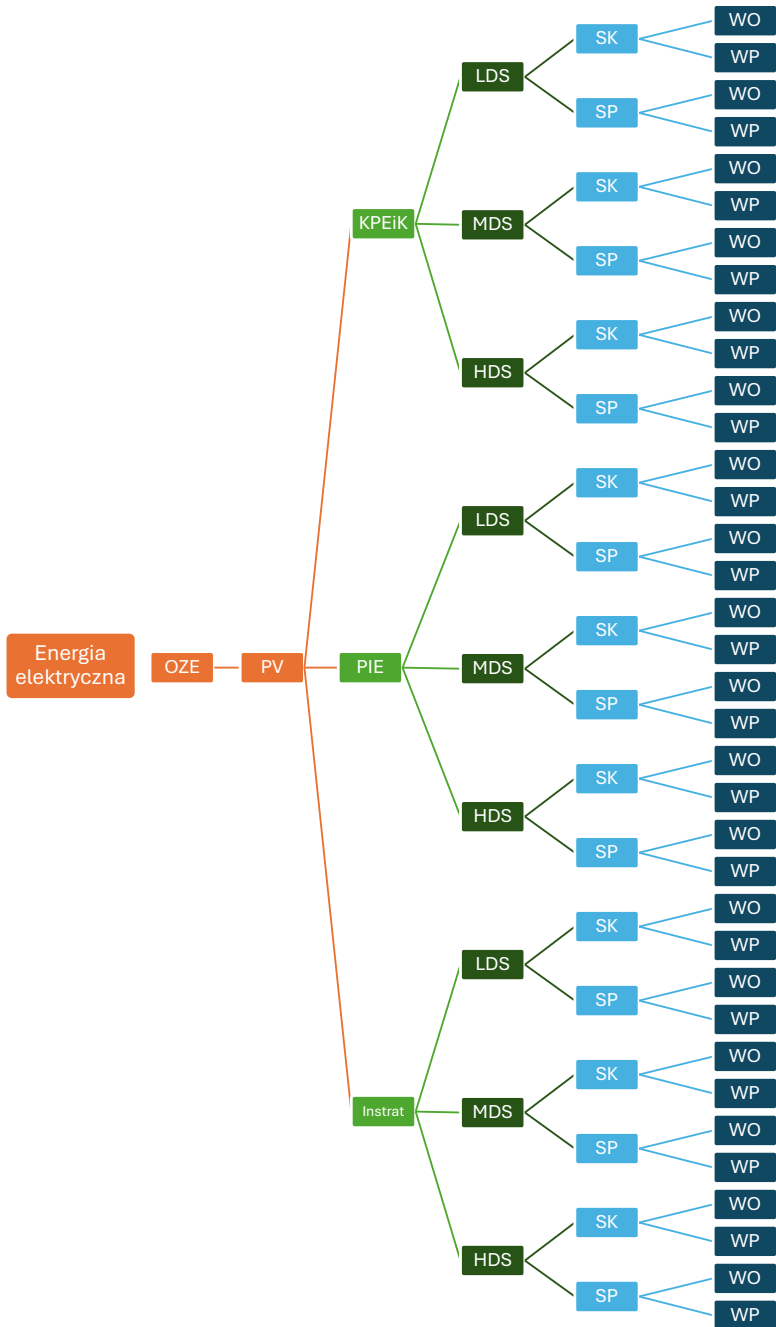
Rozdział 8

Analiza przyszłego zapotrzebowania na wybrane surowce

Zgodnie z przyjętymi wcześniej założeniami w celu wyznaczenia przyszłego zapotrzebowania na badane surowce opracowany został model, który uwzględnia możliwość jak najszerszy zakres danych wejściowych (opartych na kilku scenariuszach). Takie podejście pozwoliło na uzyskanie szerokiego spektrum danych wynikowych, z jednej strony uwzględniających wszystkie badane zmienne, z drugiej strony ograniczonych do najbardziej prawdopodobnych scenariuszy. W efekcie dla każdego z 9 badanych surowców otrzymano po 36 wyników w każdym z 3 analizowanych okresów.

8.1. Etapy procesu badawczego

Proces badawczy podzielony został na kilka etapów. Pierwszy stanowiło zapoznanie się z obecnym stanem wiedzy. Obejmował on przegląd literatury (krajowej i zagranicznej), a także aktów prawnych, regulacji i danych zastanych. Pozwoliło to nam zidentyfikować lukę badawczą i nakreślić kierunek dalszych badań. W kolejnym kroku dokonaliśmy pogłębionego przeglądu literatury tematu w celu wyłonienia determinant wpływających na rozwój fotowoltaiki w Polsce oraz wyselekcjonowania surowców niezbędnych do krajowej produkcji modułów PV. Następnie konieczne było zapoznanie się z danymi dotyczącymi historycznego zużycia energii elektrycznej (w podziale na źródła) ze szczególnym uwzględnieniem fotowoltaiki. Przeprowadziliśmy także przegląd scenariuszy energetycznych dla Polski obejmujących badany okres (tj. do roku 2040). Pozwoliło to nam wybrać trzy z nich, które wykorzystaliśmy na następnych etapach. Dalsze postępowanie obejmowało wybór trzech scenariuszy intensywności wykorzystania (nasylenia) wybranych surowców w celu określenia zapotrzebowania na każdy z nich. Te dane stały się podstawą kolejnego etapu – przygotowania i przyjęcia do modelu dwóch scenariuszy związanych z rozwojem i udziałem wybranych technologii. To pozwoliło nam określić udział danych rozwiązań w całkowitej produkcji modułów fotowoltaicznych. Następnie opracowaliśmy dwa scenariusze dotyczące polskiego udziału *local content*, które były ostatnimi niezbędnymi danymi wykorzystanymi w modelu. Przedostatni krok to zaimplementowanie wszystkich wskazanych powyżej danych wejściowych do modelu, a następnie jego weryfikacja. Ostatnia faza obejmowała kodyfikację i końcową interpretację (także graficzną) uzyskanych wyników badań.



Rys. 49. Algorytm procesu badawczego pojedynczego surowca (rozwińnięcie użytych skrótów oraz dokładny opis każdego etapu przedstawiono w tekście podrozdziału)

Po przeanalizowaniu dostępnych informacji podjęliśmy decyzję, że zarówno dane, jak i wybrane założenia zastosowane podczas opracowywania modelu będą pochodziły nie z jednego, lecz kilku różnych źródeł. Za wyborem takiego podejścia przemawiały dwa argumenty. Po pierwsze ze względu na specyfikę tematyki nie mieliśmy dostępu do danych we wskazanym zakresie, więc postanowiliśmy dostępne dane wtórne (po ich zebraniu i agregacji) przetworzyć tak, by nadawały się do wykorzystania w modelu. Po drugie chcieliśmy zbadać temat w jak najszerszym ujęciu, szczególnie w kontekście zróżnicowanego podejścia organizacji do oceny wpływu wybranych czynników na zużycie surowców w przyszłości. Mamy tutaj na myśli oczywiście dane związane z przyszłymi wartościami produkcji energii elektrycznej, jej pochodzenia, udziału fotowoltaiki oraz konkretnych technologii PV czy intensywności zużycia wybranych surowców. Na rysunku 49 przedstawiony został schematycznie proces badawczy dla pojedynczego surowca – przeprowadziliśmy takie obliczenia dziewięć razy, osobno dla każdego z rozpatrywanych surowców. Dodatkowo na rysunku ukazaliśmy metodologię pozyskiwania danych z uwzględnieniem źródeł ich pochodzenia. Całe badanie składa się z pięciu faz, które omówimy w dalszej części podrozdziału. Należy podkreślić, że pomimo wykorzystania wielu źródeł danych ze względu na ich pochodzenie można je podzielić na trzy rodzaje: zewnętrzne, które nie zostały wykorzystane bezpośrednio (faza I); zewnętrzne, które zostały uwzględnione w kolejnych etapach (faza II oraz faza III) oraz szacunki własne, użyte podczas ostatnich dwóch etapów (faza IV oraz faza V).

Fazy I i II

Dane związane z produkcją energii elektrycznej, w tym także sposobem jej wytwarzania (odnawialne/nieodnawialne źródła), wykorzystaliśmy tylko na potrzeby analizy zapotrzebowania na energię elektryczną w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Ta część została oznaczona kolorem pomarańczowym (faza I) (rys. 49). W naszych badaniach jest to pierwsza zmienna wpływająca na końcowe zużycie analizowanych surowców, dalej określana jako „determinanta A”. Do obliczeń użyliśmy prognoz mocy instalacji fotowoltaicznych w okresie 2024–2040 przygotowanych przez trzy instytucje. Na rysunku 49 zostały one oznaczone jasnozielonym kolorem (faza II).

Na tym etapie przyjęliśmy następujące założenia:

- Dane dla każdego z analizowanych scenariuszy pochodziły z trzech wybranych instytucji, z których jedna to organizacja rządowa, a dwie kolejne to organizacje eksperckie. Były to Ministerstwo Klimatu i Środowiska (dane związane z *Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu* – KPEiK), Polski Instytut Ekonomiczny oraz fundacja InStrat (por. rozdz. 2). Dane liczbowe wyrażone w gigawatach (GW) zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznych w Polsce przedstawione zostały w tabeli 10.

- Zainstalowana moc PV w Polsce na koniec 2023 r. wynosiła 17,08 GW, a do dalszych obliczeń przyjęto wartość 17,1 GW.
- Przyrost mocy pomiędzy kolejnymi okresami przedstawiony został jako ΔGW i jest różnicą pomiędzy wartością mocy na początku i na końcu danego przedziału czasowego (tab. 11).
- Rozpatrywany okres podzielono na trzy odcinki: 2024–2030, 2031–2035 i 2036–2040 (pierwszy o długości 6 lat, a dwa kolejne – 5 lat).

Tabela 10

Całkowita zainstalowana moc fotowoltaiki w Polsce w latach 2030–2040 w analizowanych scenariuszach

Instytucja		Rok		
		2030	2035	2040
KPEiK	GW	27,0	36,0	45,0
PIE		37,0	52,0	67,0
Instrat		32,7	44,7	58,8

Tabela 11

Przyrost mocy fotowoltaiki w Polsce w latach 2030–2040 w analizowanych scenariuszach

Instytucja		Rok		
		2030	2035	2040
KPEiK	ΔGW	9,9	9,0	9,0
PIE		19,9	15,0	15,0
Instrat		15,6	12,0	14,1

Faza III

Na kolejnym etapie uwzględniono dane dotyczące intensywności zużycia wybranych surowców do produkcji modułów zaczerpnięte z raportu UE *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system* (Carrara i in., 2020, s. 39–40). Na rysunku 49 etap ten został oznaczony kolorem ciemnozielonym (faza III).

Na tym etapie zostały przyjęte następujące założenia:

- Uwzględniono trzy scenariusze intensywności zużycia surowców zgodne z przyjętym w raporcie nazewnictwem (tj. LDS, MDS, HDS). LDS (*low demand scenario*) to wariant optymistyczny, w którym przewidziano najniższą konsumpcję i założono, że postęp technologiczny pozwoli na redukcję zapotrzebowania na materiały. Najbardziej pesymistyczne podejście to natomiast wariant HDS (*high*

demand scenario), w którym założono wysokie zużycie surowców spowodowane brakiem istotnych zmian w technologii wytwarzania modułów PV. Z kolei scenariusz MDS (*medium demand scenario*) przyjmuje pośrednie wartości intensywności wykorzystania materiałów (pomiędzy opcjami LDS oraz HDS).

- Wszystkie surowce, które zostały uwzględnione w raporcie (Carrara i in., 2020), wraz z odpowiadającymi im wartościami zużycia według scenariuszy zostały przedstawione w tabeli 12.
- Ponieważ w publikacji źródłowej (Carrara i in., 2020) podano wartości na lata 2018, 2030 i 2050, na potrzeby badań oszacowaliśmy intensywność zużycia surowców na rok 2024 jako średnią z okresu 2018–2030, tj. 12-letni przedział podzieliliśmy na dwa równe, 6-letnie okresy, co oznacza, że początkiem drugiego okresu jest rok 2024.
- W podobny sposób, tzn. przez interpolację trendu z lat 2030–2050, prognozowano dane na lata 2035 oraz 2040 (wartości liczbowe na rok 2030 zostały podane w publikacji źródłowej).
- Ze względów metodologicznych przyjęto wartości dla okresu $t + 1$.
- W tabeli 13 zaprezentowano przyjęte w dalszych badaniach wskaźniki nasycenia surowców w analizowanych przedziałach czasowych obliczone według przedstawionej metodologii.

Tabela 12

Zapotrzebowanie na surowce niezbędne do produkcji ogniw PV w latach 2018, 2030 i 2050 według wybranych scenariuszy

Technologia	Material	Scenariusz	Jednostka	2018	2030	2050
Wszystkie	beton	LDS	t/MW	60,7	56,2	48,6
Wszystkie	beton	MDS	t/MW	60,7	58,4	54,6
Wszystkie	beton	HDS	t/MW	60,7	60,7	60,7
Wszystkie	stal	LDS	t/MW	67,9	62,8	54,3
Wszystkie	stal	MDS	t/MW	67,9	65,3	61,1
Wszystkie	stal	HDS	t/MW	67,9	67,9	67,9
Wszystkie	plastik	LDS	t/MW	8,6	7,9	6,9
Wszystkie	plastik	MDS	t/MW	8,6	8,3	7,7
Wszystkie	plastik	HDS	t/MW	8,6	8,6	8,6
Wszystkie	szkło	LDS	t/MW	46,4	42,9	37,1
Wszystkie	szkło	MDS	t/MW	46,4	44,7	41,8
Wszystkie	szkło	HDS	t/MW	46,4	46,4	46,4
Wszystkie	Al	LDS	t/MW	7,5	6,9	6,0

Tabela 12 cd.

Technologia	Material	Scenariusz	Jednostka	2018	2030	2050
Wszystkie	Al	MDS	t/MW	7,5	7,2	6,8
Wszystkie	Al	HDS	t/MW	7,5	7,5	7,5
Wszystkie	Cu	LDS	t/MW	4,6	4,3	3,7
Wszystkie	Cu	MDS	t/MW	4,6	4,5	4,2
Wszystkie	Cu	HDS	t/MW	4,6	4,6	4,6
c-Si	Si	LDS	t/MW	4,0	2,0	1,0
c-Si	Si	MDS	t/MW	4,0	2,75	2,0
c-Si	Si	HDS	t/MW	4,0	3,5	3,0
c-Si	Ag	LDS	t/GW	20,0	4,0	1,0
c-Si	Ag	MDS	t/GW	20,0	6,0	2,0
c-Si	Ag	HDS	t/GW	20,0	11,0	5,0
CdTe	Cd	LDS	t/GW	35,0	20,0	10,0
CdTe	Cd	MDS	t/GW	50,0	27,0	12,0
CdTe	Cd	HDS	t/GW	85,0	60,0	35,0
CdTe	Te	LDS	t/GW	35,0	20,0	11,0
CdTe	Te	MDS	t/GW	52,0	27,0	15,0
CdTe	Te	HDS	t/GW	95,0	70,0	40,0
CIGS	Cu	LDS	t/GW	20,0	12,5	6,0
CIGS	Cu	MDS	t/GW	22,0	15,0	10,5
CIGS	Cu	HDS	t/GW	24,0	17,5	15,0
CIGS	In	LDS	t/GW	10,0	8,0	5,0
CIGS	In	MDS	t/GW	15,0	10,0	6,0
CIGS	In	HDS	t/GW	27,0	17,0	10,0
CIGS	Ga	LDS	t/GW	3,0	2,0	1,0
CIGS	Ga	MDS	t/GW	4,0	2,5	1,5
CIGS	Ga	HDS	t/GW	7,0	4,5	2,5
CIGS	Se	LDS	t/GW	22,0	17,0	9,0
CIGS	Se	MDS	t/GW	35,0	20,0	12,0

Technologia	Material	Scenariusz	Jednostka	2018	2030	2050
CIGS	Se	HDS	t/GW	60,0	40,0	20,0
a-Si	Si	LDS	t/GW	150,0	75,0	40,0
a-Si	Si	MDS	t/GW	150,0	100,0	75,0
a-Si	Si	HDS	t/GW	150,0	130,0	110,0
a-Si	Ge	LDS	t/GW	48,0	22,0	10,0
a-Si	Ge	MDS	t/GW	48,0	27,0	15,0
a-Si	Ge	HDS	t/GW	48,0	32,0	20,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie Carrara i in., 2020

Tabela 13

Zapotrzebowanie na surowce niezbędne do produkcji ogniw PV w latach 2024–2040
przyjęte w badaniach własnych

Technologia	Material	Scenariusz	Jednostka	2024–2030	2031–2035	2036–2040
c-Si	Si	LDS	t/MW	2,5	1,875	1,625
c-Si	Si	MDS	t/MW	3,0625	2,65625	2,46875
c-Si	Si	HDS	t/MW	3,625	3,4375	3,3125
c-Si	Ag	LDS	t/GW	8	3,625	2,875
c-Si	Ag	MDS	t/GW	9,5	5,5	4,5
c-Si	Ag	HDS	t/GW	13,25	10,25	8,75
CdTe	Cd	LDS	t/GW	23,75	18,75	16,25
CdTe	Cd	MDS	t/GW	32,75	25,125	21,375
CdTe	Cd	HDS	t/GW	66,25	56,875	50,625
CdTe	Te	LDS	t/GW	23,75	18,875	16,625
CdTe	Te	MDS	t/GW	33,25	25,5	22,5
CdTe	Te	HDS	t/GW	76,25	66,25	58,75
CIGS	Cu	LDS	t/GW	14,375	11,6875	10,0625
CIGS	Cu	MDS	t/GW	16,75	14,4375	13,3125
CIGS	Cu	HDS	t/GW	19,125	17,1875	16,5625
CIGS	In	LDS	t/GW	8,5	7,625	6,875
CIGS	In	MDS	t/GW	11,25	9,5	8,5

Tabela 13 cd.

Technologia	Material	Scenariusz	Jednostka	2024–2030	2031–2035	2036–2040
CIGS	In	HDS	t/GW	19,5	16,125	14,375
CIGS	Ga	LDS	t/GW	2,25	1,875	1,625
CIGS	Ga	MDS	t/GW	2,875	2,375	2,125
CIGS	Ga	HDS	t/GW	5,125	4,25	3,75
CIGS	Se	LDS	t/GW	18,25	16	14
CIGS	Se	MDS	t/GW	23,75	19	17
CIGS	Se	HDS	t/GW	45	37,5	32,5
a-Si	Si	LDS	t/GW	93,75	70,625	61,875
a-Si	Si	MDS	t/GW	112,5	96,875	90,625
a-Si	Si	HDS	t/GW	135	127,5	122,5
a-Si	Ge	LDS	t/GW	28,5	20,5	17,5
a-Si	Ge	MDS	t/GW	32,25	25,5	22,5
a-Si	Ge	HDS	t/GW	36	30,5	27,5

Faza IV

Następny etap to wyznaczenie przyszłych trendów w zakresie udziału poszczególnych technologii wytwarzania modułów fotowoltaicznych w całości produkcji, co będzie miało bezpośredni wpływ na wielkość zużycia surowców. Ta część badań na rysunku 49 została oznaczona kolorem jasnoniebieskim (faza IV).

Przyjęte dla tego kroku założenia są następujące:

- Zdecydowaliśmy się na dwa scenariusze możliwych przyszłych zmian w tym obszarze: scenariusz kontynuacyjny (SK) i scenariusz perspektywiczny (SP).
- Podane wartości odnoszą się do całych przedziałów czasowych, jednak należy podkreślić, że jako punkt odniesienia przyjęto środek każdego z okresów.
- Nie spodziewamy się rewolucji w zakresie zmian technologicznych – uważamy, że bardziej prawdopodobna jest ciągła ewolucja obecnie stosowanych rozwiązań, choć zapewne pojawi się niewielka liczba zupełnie nowych technologii. Nowe rozwiązania zwykle potrzebują znacznych nakładów finansowych, ich wdrożenie jest procesem pracochłonnym, a przejście pełnego cyklu związanego z badaniami, rozwojem i weryfikacją (także ekonomiczną) nowej technologii wymaga czasu.
- Scenariusz kontynuacyjny (SK) uwzględnia trend, który obserwowany jest od kilku dekad (por. rozdz. 5), co przekłada się na przyjęcie bardziej zachowawczych założeń związanych z przyszłymi zmianami. W tym wariantcie przyjęto, że udział głównych technologii (w ujęciu procentowym) będzie kształtował się

na zbliżonym do obecnego poziomie, jedynie w niewielkim stopniu zmaleje udział c-Si na korzyść innych rozwiązań. Ze względu na ograniczenia wynikające m.in. z toksyczności kadmu stosowanego w ogniwach CdTe oraz dostępności surowców do produkcji ogniw CIGS skłaniamy się do założenia, że w całym badanym okresie udział tych technologii znacząco się nie zmieni.

- Scenariusz perspektywiczny (SP) zakłada, że nastąpi bardziej dynamiczny przyrost udziału pozostałych technologii, takich jak perowskity czy opartych na materiałach organicznych, a także takich, które obecnie są w fazach przedprodukcyjnych (w badaniu oznaczyliśmy je jako „pozostałe”). Oznacza to zmniejszenie udziału tradycyjnych rozwiązań opartych na krzemie krystalicznym (c-Si), jednak udział pozostałych badanych technologii (tj. CdTe, CIGS i a-Si) będzie podobny (m.in. ze względu na wspomnianą toksyczność kadmu), spadek jego ostatecznej wartości wyniesie jedynie od 1 do 3 punktów procentowych dla każdego z tych trzech rozwiązań.
- W tabeli 14 zaprezentowano wartości przyjęte dla każdej technologii, scenariusza oraz okresu.

Tabela 14

Udział technologii wytwarzania ogniw PV w latach 2024–2040
według dwóch scenariuszy

Technologia	Udział [%]		
	2024–2030	2031–2035	2036–2040
Scenariusz kontynuacyjny			
c-Si	94	93	92
a-Si	1	1	1
CIGS	1	1	1
CdTe	3	3	3
Pozostałe technologie	1	2	3
Scenariusz perspektywiczny			
c-Si	90	80	70
a-Si	2	3	4
CIGS	2	3	4
CdTe	3	4	5
Pozostałe technologie	3	10	17

Faza V

Ostatni etap poświęcono opracowaniu prognoz związanych z przyszłym udziałem produkcji krajowej (tzw. *local content*) w całkowitym wytwarzaniu ogniw PV z podziałem na technologie. Etap ten został na rysunku 49 oznaczony kolorem ciemnoniebieskim (faza V).

Założenia dla tego kroku są następujące:

- Przyjęto dwa scenariusze, w których przewidywane są różne ścieżki rozwoju udziału produkcji krajowej w całkowitym wytwarzaniu modułów fotowoltaicznych: wariant optymistyczny (WO) i wariant pesymistyczny (WP).
- Wariant optymistyczny (WO) zakłada znaczący wzrost zaangażowania rodzimych przedsiębiorstw. Jak wskazano w rozdziale 7, będzie to wymagało nakładów finansowych, a także poprawy potencjału badawczo-rozwojowego polskich organizacji z branży PV.
- Wariant pesymistyczny (WP) także przewiduje zwiększanie udziału lokalnej produkcji modułów fotowoltaicznych, jednak w tym scenariuszu wyznaczono mniej ambitne cele, uwzględniające różnorodne ograniczenia (np. ekonomiczne, polityczne czy badawczo-rozwojowe).
- Dane dotyczące *local content* w podziale na przedziały czasowe zostały przedstawione w tabeli 15.

Tabela 15

Udział krajowego *local content* w całkowitym wytwarzaniu ogniw PV w latach 2024–2040 według dwóch scenariuszy

Wariant	Udział <i>local content</i> [%]		
	2024–2030	2031–2035	2036–2040
WO	25	50	75
WP	10	20	30

Wszystkie przedstawione etapy (fazy) składają się na kompletny proces badawczy, mający na celu opracowanie modelu scenariuszowego uwzględniającego możliwie szerokie spektrum zmiennych, które następnie zostały użyte do obliczeń pozwalających na uzyskanie wyników końcowych dla każdego badanego surowca, scenariusza i wariantu.

Wyniki badań obejmują 9 metali, dla których przeprowadzono obliczenia zgodnie z założeniami 2 scenariuszy, tj. kontynuacyjnego (SK) oraz perspektywicznego (SP) osobno, co oznacza, że uzyskano 18 zestawów danych wynikowych, które przedstawiono w tabelach. Następnie zostały omówione cechy charakterystyczne każdej grupy.

8.2. Wyniki badań

8.2.1. Krzem

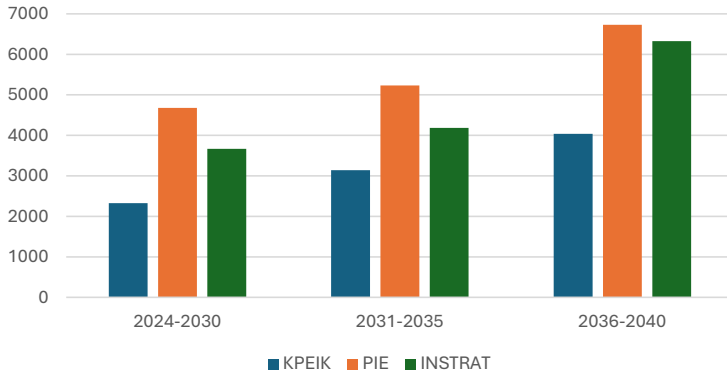
Scenariusz kontynuacyjny (SK)

W tabeli 16 zaprezentowano wyniki badań dotyczące zużycia krzemu zgodnie z założeniami scenariusza kontynuacyjnego (SK) w zależności od instytucji (KPEiK, PIE, Instrat), przedziału czasowego (2024–2030, 2031–2035, 2036–2040), scenariusza intensywności zużycia surowców (LDS, MDS, HDS) oraz wariantu udziału *local content* (P i O). Z kolei na rysunkach 50–55 w sposób graficzny przedstawiono kształtowanie się zapotrzebowania na ten surowiec dla każdego scenariusza osobno.

Tabela 16
Proгноza popytu na krzem (SK) [Mg]

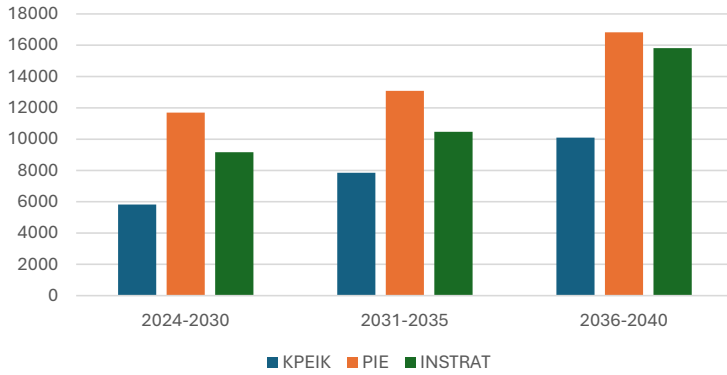
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	2327,43	5818,57	2851,08	7127,69	3374,76	8436,90
2031–2035	3140,02	7850,05	4448,31	11 120,77	5756,67	14 391,68
2036–2040	4038,17	10 095,43	6134,82	15 337,05	8231,56	20 578,89
PIE						
2024–2030	4678,37	11 695,91	5730,95	14 327,38	6783,61	16 959,03
2031–2035	5233,37	13 083,42	7413,84	18 534,61	9594,45	23 986,13
2036–2040	6730,28	16 825,71	10 224,70	25 561,76	13 719,26	34 298,16
Instrat						
2024–2030	3667,46	9168,66	4492,61	11 231,51	5317,81	13 294,52
2031–2035	4186,70	10 466,74	5931,08	14 827,69	7675,56	19 188,90
2036–2040	6326,47	15 816,17	9611,22	24 028,05	12 896,11	32 240,27

Krzem SK LDSP



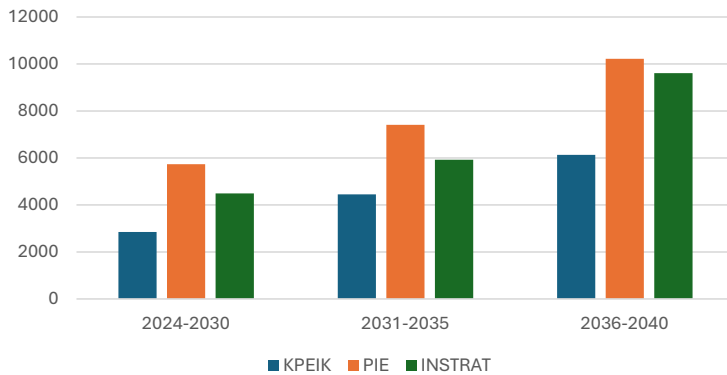
Rys. 50. Prognoza popytu na krzem, wariant SK LDSP [Mg]

Krzem SK LDSO

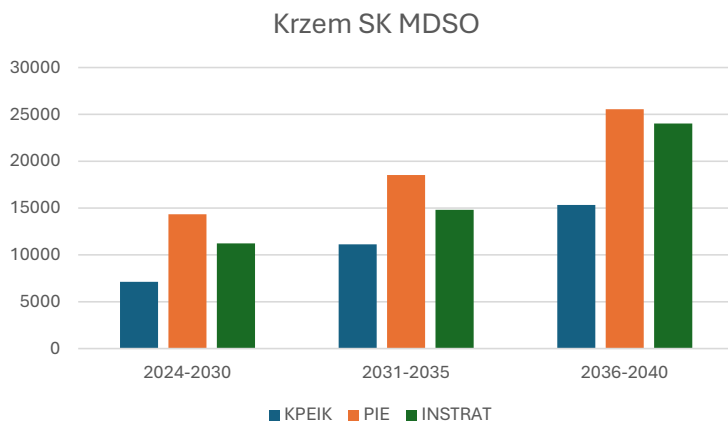


Rys. 51. Prognoza popytu na krzem, wariant SK LDSO [Mg]

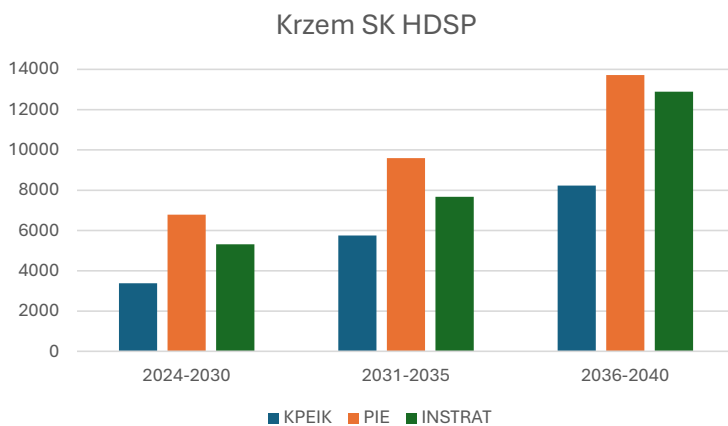
Krzem SK MDSP



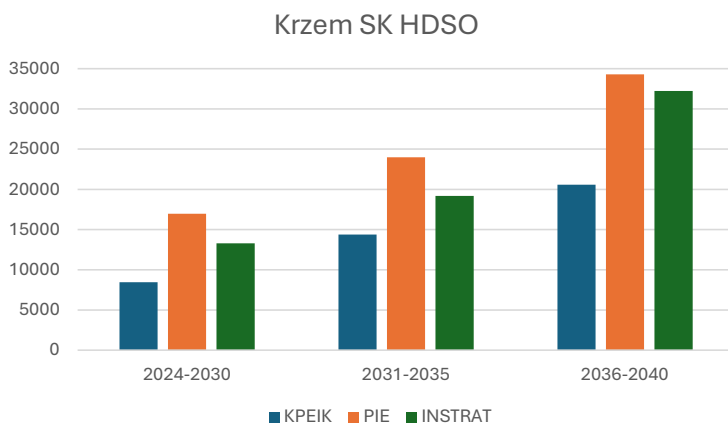
Rys. 52. Prognoza popytu na krzem, wariant SK MDSP [Mg]



Rys. 53. Prognoza popytu na krzem, wariant SK MDSO [Mg]



Rys. 54. Prognoza popytu na krzem, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 55. Prognoza popytu na krzem, wariant SK HDSO [Mg]

W scenariuszu kontynuacyjnym przyjęto, że udział technologii wykorzystujących krzem krystaliczny (c-Si) będzie się utrzymywał na wysokim poziomie, tj. 94%, 93% oraz 92% odpowiednio w kolejnych trzech przedziałach czasowych, a technologii wykorzystujących krzem amorficzny – na stałym poziomie 1%.

Oznacza to, że w tym scenariuszu prognozuję się największe zapotrzebowanie na krzem, uzależnione dodatkowo od dwóch pozostałych czynników, czyli od wskaźnika *local content* oraz nasycenia zużycia surowcowego. Największe wartości prognozowane są więc w przypadku wariantu SK HDSO, gdzie udział LC w ostatnim analizowanym okresie osiąga 75%, a jednocześnie zużycie krzemu wynosi średnio 1,625 Mg/MW dla technologii c-Si. Maksymalne zapotrzebowanie łączne w latach 2036–2040 wyniosłoby 34298,16 Mg, jeśli przyjmimy scenariusz przyrostu mocy na poziomie 15 GW zgodnie z prognozą PIE.

Najmniejsze zapotrzebowanie prognozowane jest natomiast w wariantcie SK LDSP KPEiK w latach 2024–2030, na co ma wpływ przede wszystkim najmniejszy udział LC na poziomie zaledwie 10% oraz niższe niż w innych wariantach nasycenie zużycia tego surowca do produkcji ogniw. Oznacza to łączne zapotrzebowanie na poziomie zaledwie 2327,43 Mg krzemu w latach 2024–2030.

To, co jest charakterystyczne dla przedstawionych scenariuszy, to wyraźnie widoczny trend, który wskazuje, że w większości przypadków należy spodziewać się istotnego wzrostu zapotrzebowania na krzem w kolejnych okresach, tj. latach 2031–2036 oraz 2036–2040. Jego wielkość jest uwarunkowana wszystkimi badanymi zmiennymi ujętymi w modelu, jednak zdecydowanie największe znaczenie ma zwiększający się udział LC.

Scenariusz perspektywiczny (SP)

Obliczenia dla scenariusza perspektywicznego (SP) przeprowadzono analogicznie jak w przypadku scenariusza kontynuacyjnego (SK), a wyniki zaprezentowano w tabeli 17 oraz na rysunkach 56–61.

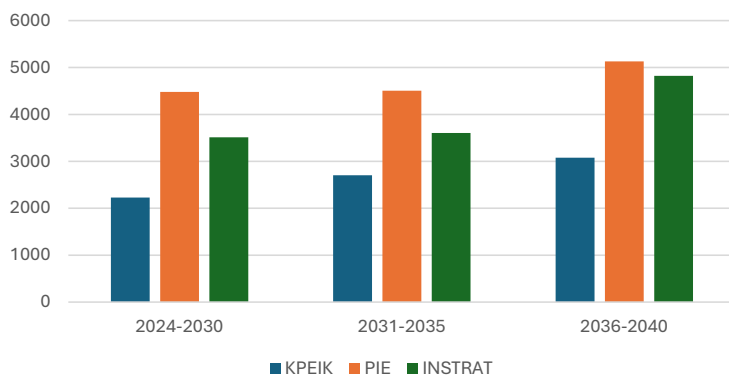
Tabela 17
Prognoza popytu na krzem (SP) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	2229,36	5573,39	2730,92	6827,29	3232,55	8081,37
2031–2035	2703,81	6759,53	3830,23	9575,58	4956,89	12 392,21
2036–2040	3077,93	7694,83	4675,73	11 689,31	6273,86	15 684,64

Tabela 17 cd.

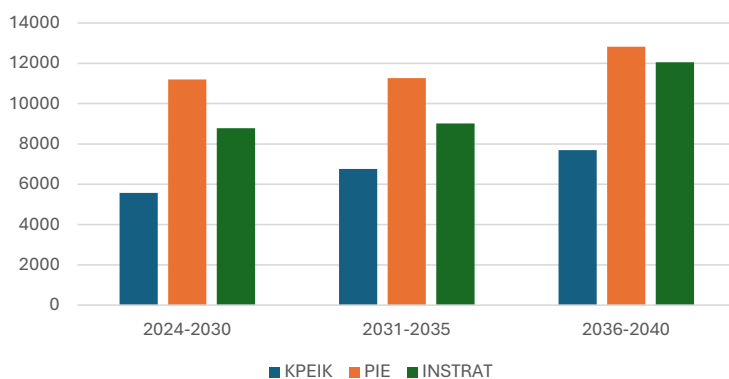
PIE						
2024–2030	4481,23	11 203,08	5489,42	13 723,54	6497,75	16 244,37
2031–2035	4506,36	11 265,89	6383,72	15 959,30	8261,48	20 653,69
2036–2040	5129,89	12 824,72	7792,88	19 482,19	10 456,43	26 141,06
Instrat						
2024–2030	3512,93	8782,31	4303,26	10 758,15	5093,71	12 734,28
2031–2035	3605,09	9012,71	5106,98	12 767,44	6609,18	16 522,95
2036–2040	4822,09	12 055,24	7325,30	18 313,26	9829,04	24 572,60

Krzem SP LDSP

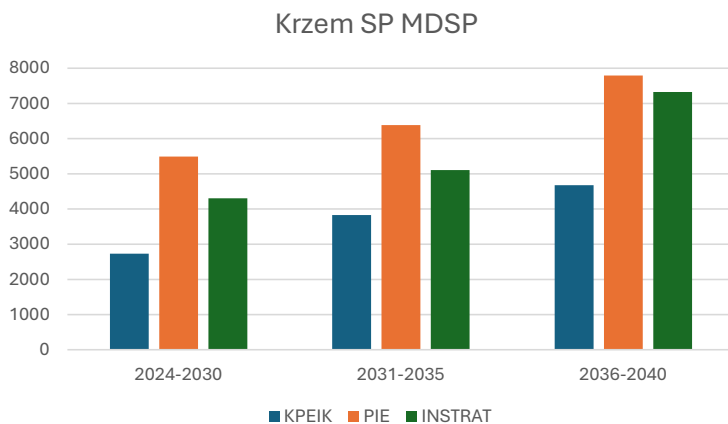


Rys. 56. Prognoza popytu na krzem, wariant SP LDSP [Mg]

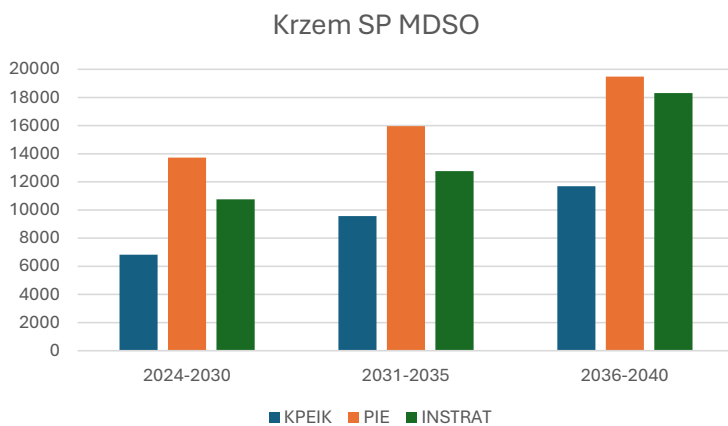
Krzem SP LDSO



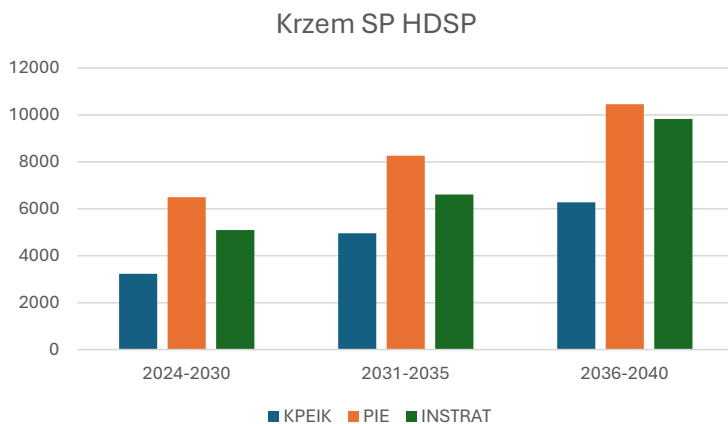
Rys. 57. Prognoza popytu na krzem, wariant SP LDSO [Mg]



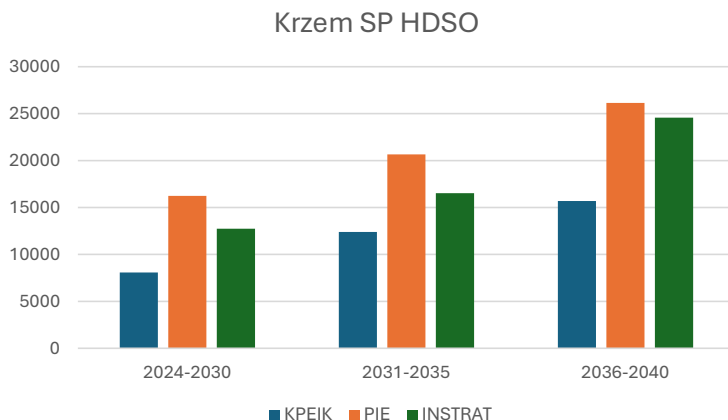
Rys. 58. Prognoza popytu na krzem, wariant SP MDSP [Mg]



Rys. 59. Prognoza popytu na krzem, wariant SP MDSO [Mg]



Rys. 60. Prognoza popytu na krzem, wariant SP HDSP [Mg]



Rys. 61. Prognoza popytu na krzem, wariant SP HDSO [Mg]

Scenariusz perspektywiczny charakteryzuje się mniejszym zapotrzebowaniem na krzem niż kontynuacyjny. Jest to spowodowane przede wszystkim przyjęciem niższych wartości udziału technologii krzemowych w całkowitej produkcji ogniw PV. Ciągły spadek popularności technologii c-Si (z 90% w okresie 2024–2030, przez 80% w latach 2031–2035, do zaledwie 70% w końcowej fazie, tj. w latach 2036–2040) jest tylko w niewielkim stopniu kompensowany przez nieznaczne zwiększenie udziału technologii a-Si (kształtującego się na poziomach 2%, 3% oraz 4% odpowiednio dla kolejnych okresów).

Podobnie jak w przypadku scenariusza kontynuacyjnego tutaj także zapotrzebowanie będzie największe w wariantcie optymistycznym, który charakteryzuje się jednocześnie najwyższą wartością udziału LC, największym przyrostem mocy i dużą intensywnością nasycenia. Oznacza to, że największy popyt na krzem przewidywany jest dla wariantu SP HDSO w latach 2036–2040 przy przyroście mocy zgodnym z prognozą PIE i wynosi 26141,06 Mg.

Z kolei najniższa wartość (2229,36 Mg) w wariantcie SP LDSP KPEiK w latach 2024–2030 wynika z nałożenia się niskiego przyrostu mocy, niskiej intensywności surowcowej oraz niewielkiego udziału krajowego LC.

Podobnie jak w przypadku scenariusza kontynuacyjnego (i z tych samych powodów) zauważyć można jednoznaczny trend, który wskazuje na zwiększone zapotrzebowanie na ten surowiec w każdym z badanych okresów.

W tym miejscu należy także podkreślić, że pomimo oczywistej zależności pomiędzy zmiennymi, tj. nasyceniem surowców, udziałem poszczególnych technologii oraz udziałem *local content* w całkowitej produkcji ogniw, istnieje znacząca różnica w ich oddziaływaniu na wynik końcowy, co może okazać się bardzo istotne w przypadku konieczności dostosowania jednej ze zmiennych.

8.2.2. Srebro

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

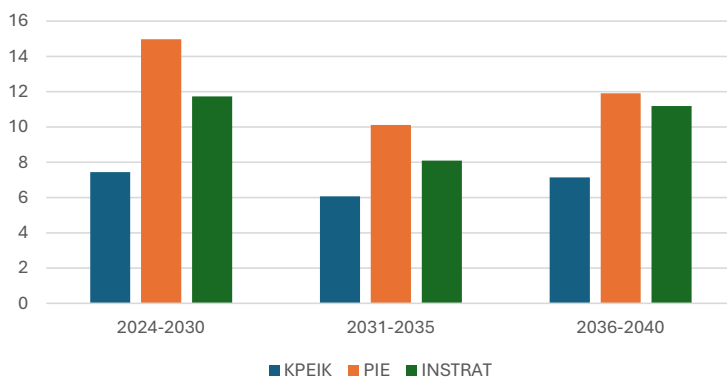
W tabeli 18 zaprezentowano wyniki badań dotyczące zużycia drugiego badanego surowca, tj. srebra, w scenariuszu kontynuacyjnym (SK).

Z kolei na wykresach (rys. 62–67) przedstawiono kształtowanie się zapotrzebowania na ten metal dla każdego scenariusza osobno zgodnie z przyjętą wcześniej metodyką.

Tabela 18
Prognoza popytu na srebro (SK) [Mg]

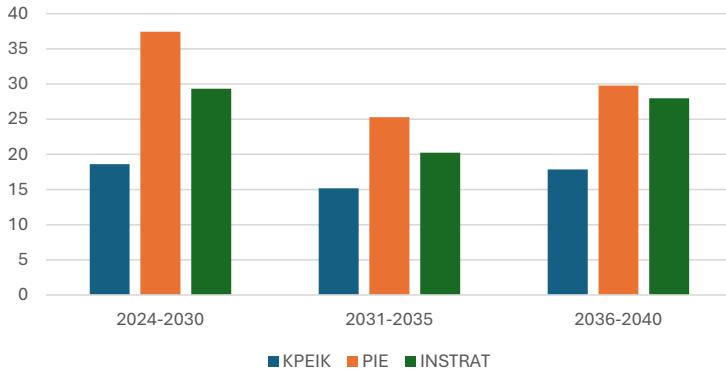
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	7,44	18,61	8,84	22,10	12,33	30,83
2031–2035	6,07	15,17	9,21	23,02	17,16	42,90
2036–2040	7,14	17,85	11,18	27,95	21,74	54,34
PIE						
2024–2030	14,96	37,41	17,77	44,43	24,79	61,96
2031–2035	10,11	25,28	15,35	38,36	28,60	71,49
2036–2040	11,90	29,76	18,63	46,58	36,23	90,56
Instrat						
2024–2030	11,73	29,33	13,93	34,83	19,43	48,57
2031–2035	8,09	20,23	12,28	30,69	22,88	57,20
2036–2040	11,19	27,97	17,51	43,78	34,05	85,13

Srebro SK LDSP



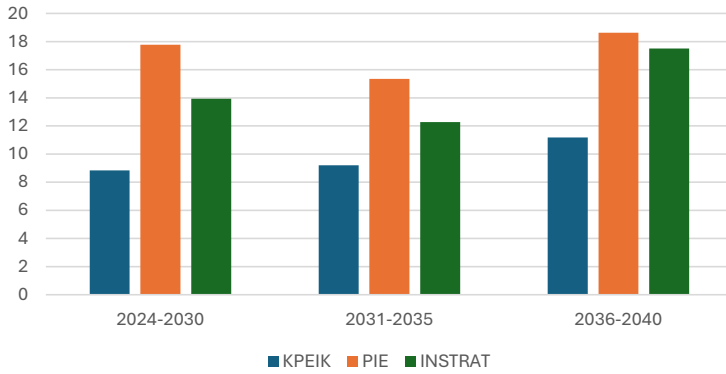
Rys. 62. Prognoza popytu na srebro, wariant SK LDSP [Mg]

Srebro SK LDSO



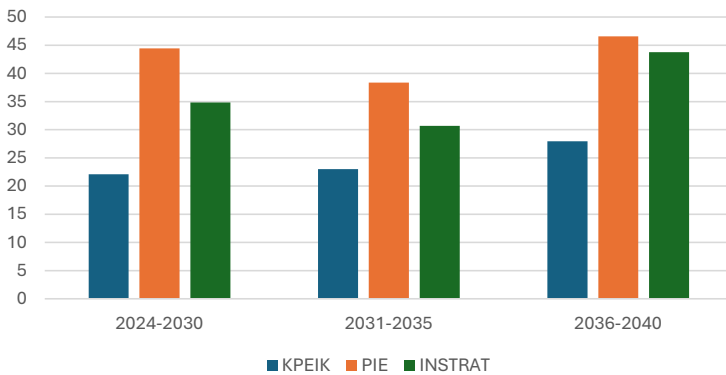
Rys. 63. Prognoza popytu na srebro, wariant SK LDSO [Mg]

Srebro SK MDSP

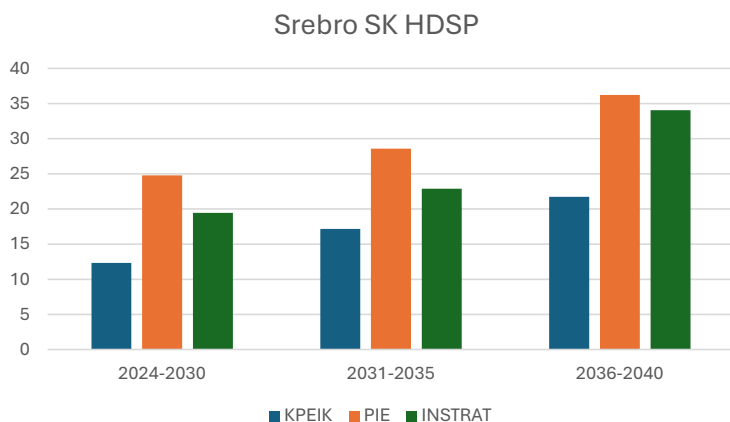


Rys. 64. Prognoza popytu na srebro, wariant SK MDSP [Mg]

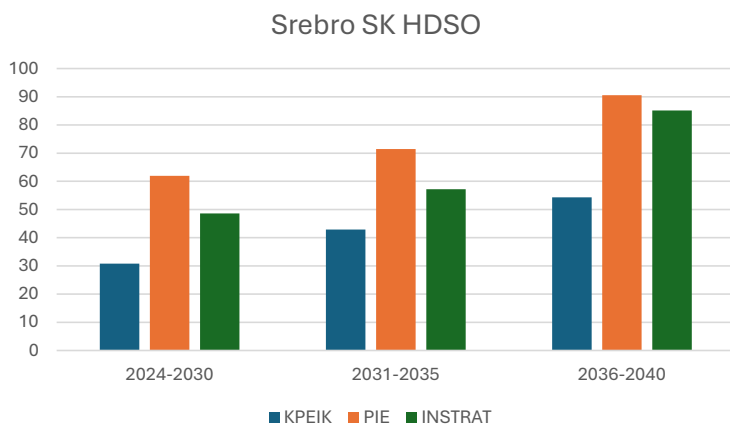
Srebro SK MDSO



Rys. 65. Prognoza popytu na srebro, wariant SK MDSO [Mg]



Rys. 66. Prognoza popytu na srebro, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 67. Prognoza popytu na srebro, wariant SK HDSO [Mg]

Charakterystyka zapotrzebowania na srebro w omawianych przedziałach czasowych (inaczej niż w przypadku krzemu) kształtuje się odmiennie w każdym ze scenariuszy intensywności zużycia surowców. O ile w przypadku scenariuszy przyjmujących niską intensywność surowcową (LDS) w pierwszym okresie (2024–2030) popyt na srebro będzie największy, o tyle już w przypadku scenariusza o umiarkowanym zużyciu jednostkowym (MDS) będzie się on kształtował odmiennie. Przewidywany jest okresowy spadek zapotrzebowania w latach 2031–2035, po czym w latach 2036–2040 nastąpi wzrost, a popyt osiągnie podobne wartości jak w okresie pierwszym. Z kolei scenariusz zakładający najwyższe wartości nasycenia surowcowego (HDS) jednoznacznie wskazuje, że w każdym kolejnym okresie (zarówno w przypadku scenariusza optymistycznego – HDSO, jak i pesymistycznego – HDSP) będą wymagane coraz większe ilości srebra. Przyczyną takich różnic jest fakt, że w scenariuszu niskiej intensywności spadek zużycia jednostkowego następuje szybciej niż w pozostałych dwóch scenariuszach. Naturalnie w wariantcie pesymistycznym ze względu na niewielki udział LC końcowe wartości będą niższe niż w wariantcie optymistycznym, jednak ogólny trend pozostaje taki sam.

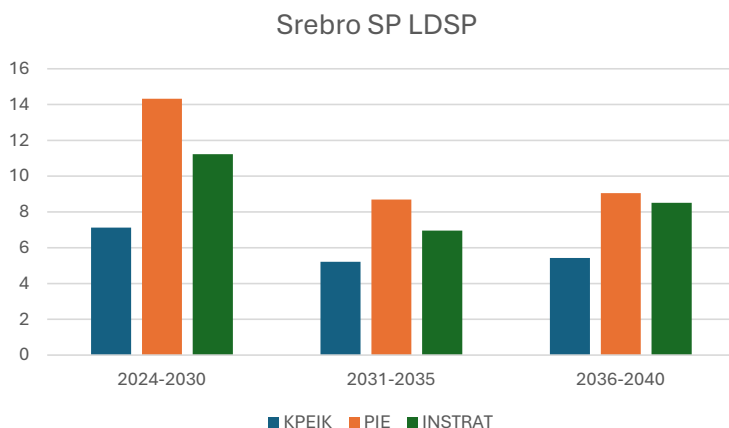
Jeśli chodzi o wartości graniczne, to maksymalna wartość zapotrzebowania na srebro wynosząca 90,56 Mg jest prognozowana w scenariuszu SK HDSO PIE w okresie 2036–2040, natomiast minimalna jest przewidywana w scenariuszu SK LDSP KPEiK w latach 2031–2035 i wynosi 6,07 Mg.

Scenariusz perspektywiczny (SP)

W tabeli 19 oraz na rysunkach 68–73 zaprezentowano obliczenia końcowe dotyczące zapotrzebowania na srebro w scenariuszu perspektywicznym.

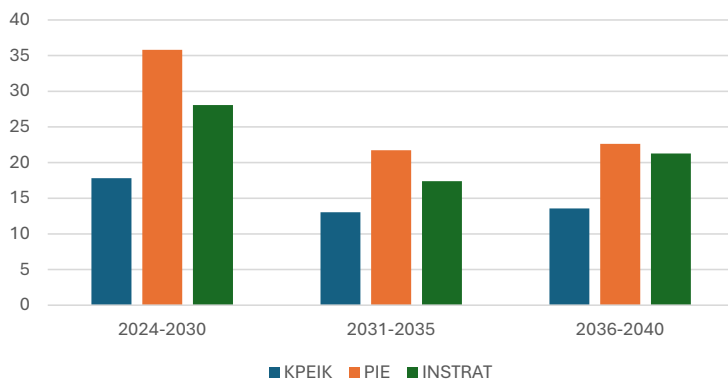
Tabela 19
Prognoza popytu na srebro (SP) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	7,13	17,82	8,46	21,16	11,81	29,51
2031–2035	5,22	13,05	7,92	19,80	14,76	36,90
2036–2040	5,43	13,58	8,51	21,26	16,54	41,34
PIE						
2024–2030	14,33	35,82	17,01	42,54	23,73	59,33
2031–2035	8,70	21,75	13,20	33,00	24,60	61,50
2036–2040	9,06	22,64	14,18	35,44	27,56	68,91
Instrat						
2024–2030	11,23	28,08	13,34	33,35	18,60	46,51
2031–2035	6,96	17,40	10,56	26,40	19,68	49,20
2036–2040	8,51	21,28	13,32	33,31	25,91	64,77



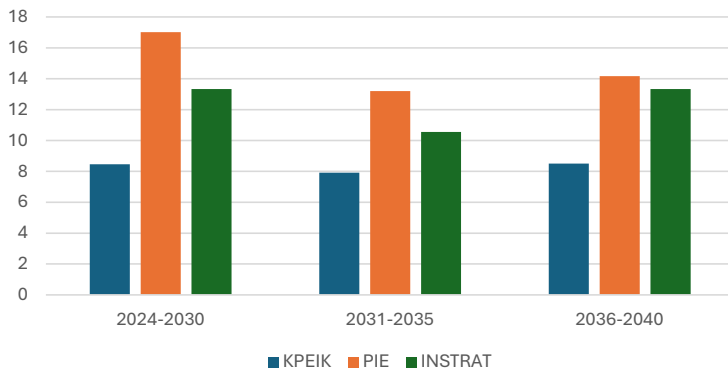
Rys. 68. Prognoza popytu na srebro, wariant SP LDSP [Mg]

Srebro SP LDSO



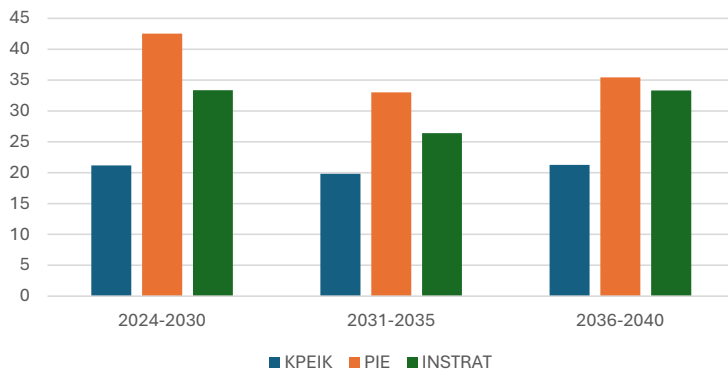
Rys. 69. Prognoza popytu na srebro, wariant SP LDSO [Mg]

Srebro SP MDSP

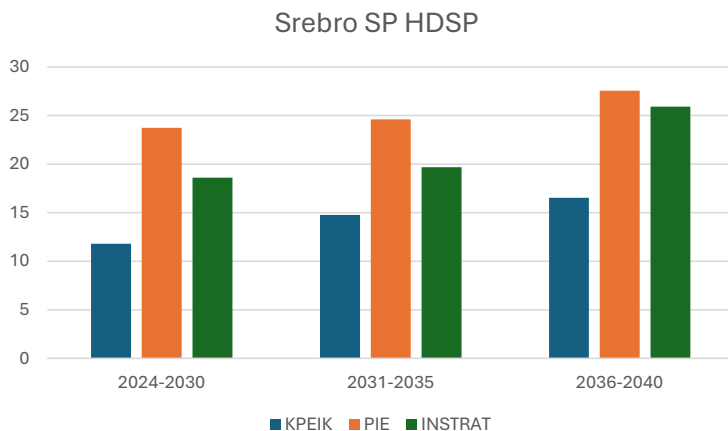


Rys. 70. Prognoza popytu na srebro, wariant SP MDSP [Mg]

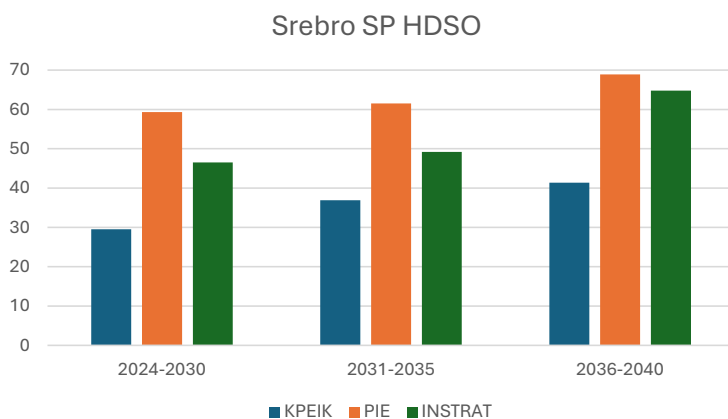
Srebro SP MDSO



Rys. 71. Prognoza popytu na srebro, wariant SP MDSO [Mg]



Rys. 72. Prognoza popytu na srebro, wariant SP HDSP [Mg]



Rys. 73. Prognoza popytu na srebro, wariant SP HDSO [Mg]

W tym scenariuszu, w przeciwieństwie do opcji kontynuacyjnej, prognozowany jest spadek udziału technologii c-Si, co w istotny sposób wpływa na zapotrzebowanie na srebro, które jest surowcem o bardzo dużym znaczeniu dla procesu wytwarzania ogniw tego typu. Pomimo zwiększającego się z czasem udziału *local content* na wykresach dla scenariuszy zakładających niskie (LDS) i średnie (MDS) nasycenie surowcowe można zobaczyć trend spadkowy (przy czym różnica jest bardziej wyraźna w przypadku scenariuszy LDS).

Trend ten jest odwrotny w przypadku scenariusza wysokiego zużycia surowca (HDS), tzn. spadek nasycenia oraz spadek udziału technologii c-Si są sumarycznie niższe niż wzrost wynikający z udziału LC, co w efekcie prowadzi do nominalnego zwiększenia zapotrzebowania na srebro wraz z upływem czasu zarówno w scenariuszu SP HDSP, jak i SP HDSO.

Należy zaznaczyć, że zapotrzebowanie na srebro prognozowane w poszczególnych scenariuszach jest zróżnicowane. Minimalna wartość (zaledwie 5,22 Mg) jest

przewidywana w scenariuszu SP LDSP KPEiK w okresie 2031–2035, a maksymalna w scenariuszu SP HDSO PIE w latach 2036–2040 (aż 68,91 Mg). Tak znaczące rozbieżności, których nie obserwujemy w przypadku innych surowców, wynikają z nałożenia się czynników mających ogromny wpływ na zapotrzebowanie, przy czym scenariusze zmian tych determinant (głównie nasycenia, ale także udziału LC i technologii c-Si w całkowitej produkcji ogniw PV) są bardzo zróżnicowane.

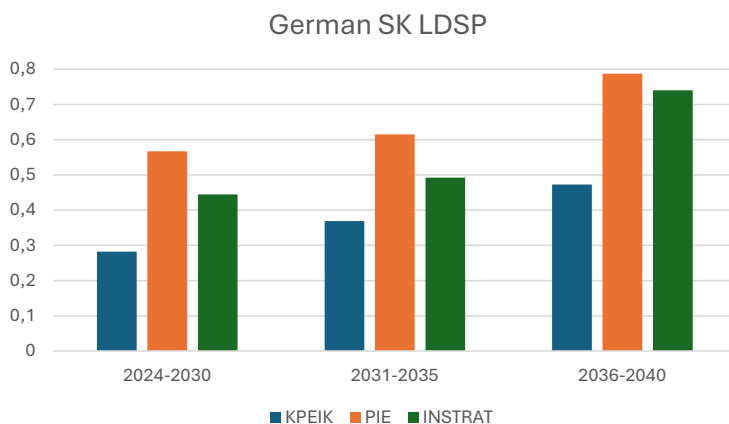
8.2.3. German

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

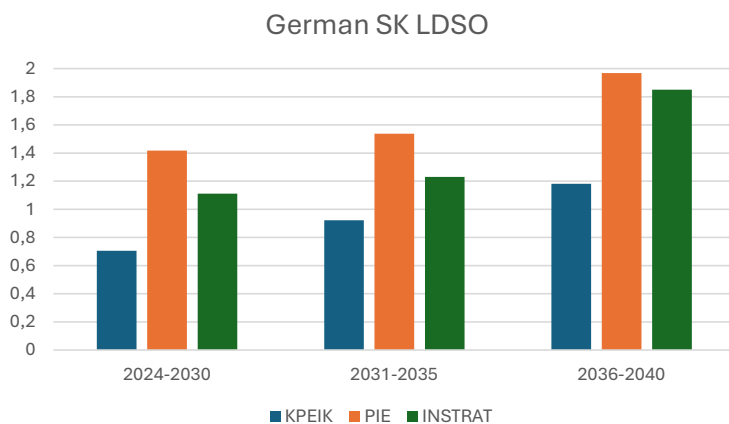
German jest pierwiastkiem używanym tylko w technologiach opartych na krzemie amorficznym (a-Si). Ich udział w rynku jest obecnie niewielki, a w przyszłości (zgodnie z prognozami) znacząco się to nie zmienia, co bezpośrednio przełoży się na zapotrzebowanie na ten metal w perspektywie do roku 2040. Wyniki badań dotyczących zużycia germanu w scenariuszu kontynuacyjnym (SK) zaprezentowano w tabeli 20 oraz na wykresach (rys. 74–79).

Tabela 20
Prognoza popytu na german (SK) [Mg]

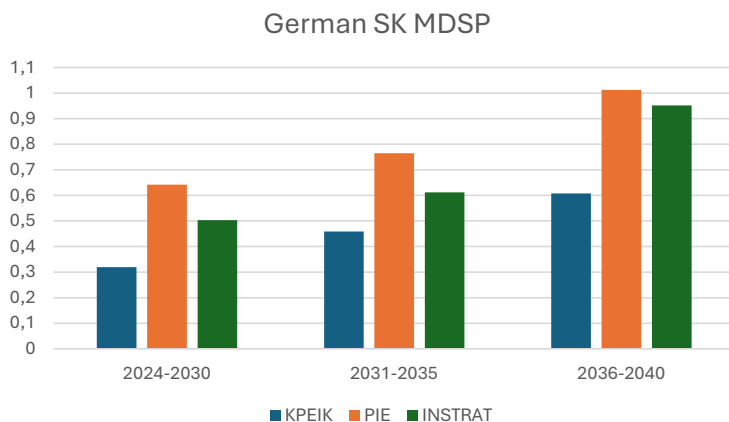
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,28	0,71	0,32	0,80	0,36	0,89
2031–2035	0,37	0,92	0,46	1,15	0,55	1,37
2036–2040	0,47	1,18	0,61	1,52	0,74	1,86
PIE						
2024–2030	0,57	1,42	0,64	1,60	0,72	1,79
2031–2035	0,62	1,54	0,77	1,91	0,92	2,29
2036–2040	0,79	1,97	1,01	2,53	1,24	3,09
Instrat						
2024–2030	0,44	1,11	0,50	1,26	0,56	1,40
2031–2035	0,49	1,23	0,61	1,53	0,73	1,83
2036–2040	0,74	1,85	0,95	2,38	1,16	2,91



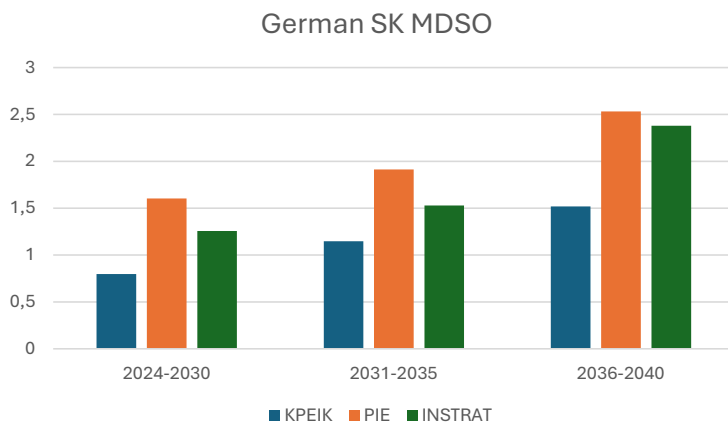
Rys. 74. Prognoza popytu na german, wariant SK LDSP [Mg]



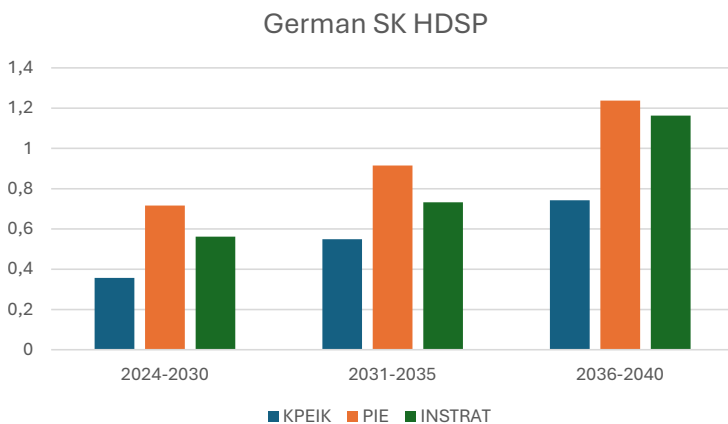
Rys. 75. Prognoza popytu na german, wariant SK LDSO [Mg]



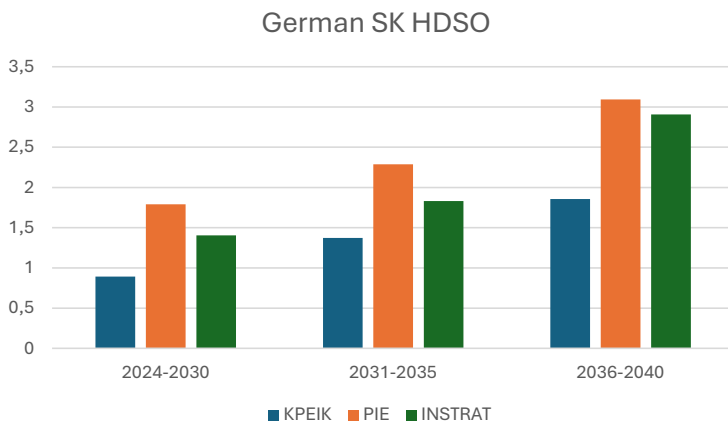
Rys. 76. Prognoza popytu na german, wariant SK MDSP [Mg]



Rys. 77. Prognoza popytu na german, wariant SK MDSO [Mg]



Rys. 78. Prognoza popytu na german, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 79. Prognoza popytu na german, wariant SK HDSO [Mg]

Stały, 1-procentowy udział technologii a-Si przewidywany w scenariuszu kontynuacyjnym bezpośrednio wpływa na niewielkie zapotrzebowanie na german w całym analizowanym okresie. Mimo że prognozuje się zmniejszenie zużycia tego metalu w przeliczeniu na każdy wat mocy wraz z upływem czasu, to spadek ten jest procentowo znacznie mniejszy niż w przypadku chociażby srebra. Dodatkowo różnica pomiędzy scenariuszami nasycenia (LDS, MDS, HDS) także jest procentowo mniejsza niż w przypadku innych surowców. Ponieważ technologia oparta na krzemie amorficznym prawdopodobnie nie będzie rozwijana, przewiduje się także, że spadek nasycenia związany z postępem technologicznym nie będzie tutaj znaczący.

Wzrost zapotrzebowania na german widoczny na wykresach spowodowany jest zwiększaniem się udziału LC, jednak jest on sumarycznie mniejszy, niż wynikałoby to z samego wzrostu krajowego udziału w produkcji ogniw a-Si.

W scenariuszu kontynuacyjnym przewiduje się, że minimalna wartość zapotrzebowania wyniesie 0,28 Mg w scenariuszu SK LDSP KPEiK w latach 2024–2030, a maksymalna – 3,09 Mg w scenariuszu SK HDSO PIE w latach 2036–2040.

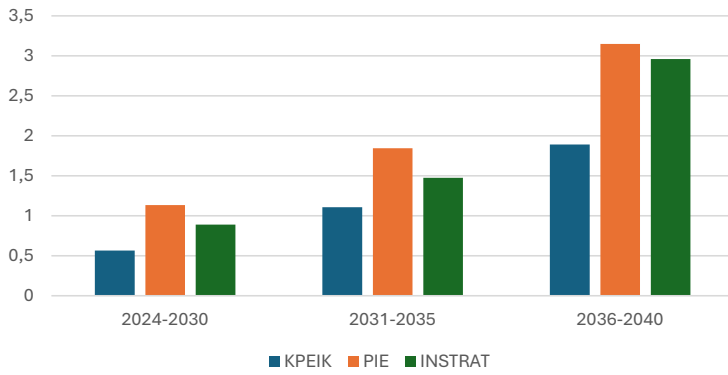
Scenariusz perspektywiczny (SP)

W tabeli 21 oraz na rysunkach 80–85 zaprezentowano obliczenia końcowe dotyczące zapotrzebowania na german w scenariuszu perspektywicznym (SP).

Tabela 21
Prognoza popytu na german (SP) [Mg]

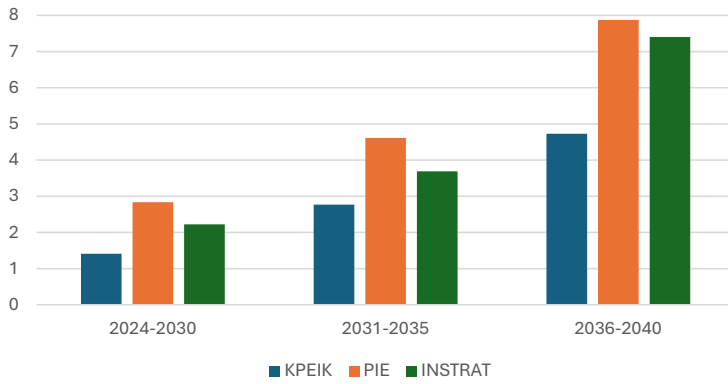
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,56	1,41	0,64	1,60	0,71	1,78
2031–2035	1,11	2,77	1,38	3,44	1,65	4,12
2036–2040	1,89	4,73	2,43	6,08	2,97	7,43
PIE						
2024–2030	1,13	2,84	1,28	3,21	1,43	3,58
2031–2035	1,85	4,61	2,30	5,74	2,75	6,86
2036–2040	3,15	7,88	4,05	10,13	4,95	12,38
Instrat						
2024–2030	0,89	2,22	1,01	2,52	1,12	2,81
2031–2035	1,48	3,69	1,84	4,59	2,20	5,49
2036–2040	2,96	7,40	3,81	9,52	4,65	11,63

German SP LDSP



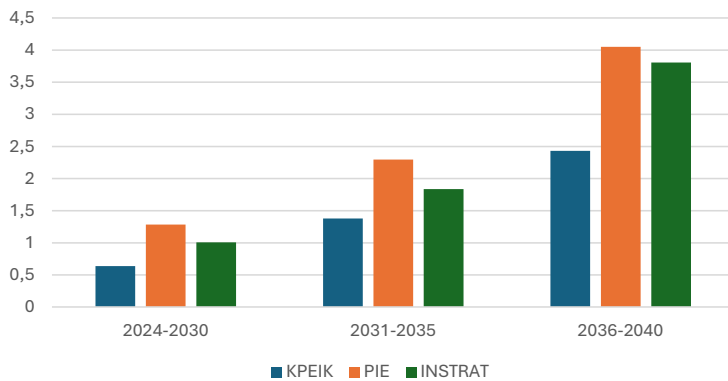
Rys. 80. Prognoza popytu na german, wariant SP LDSP [Mg]

German SP LDSO



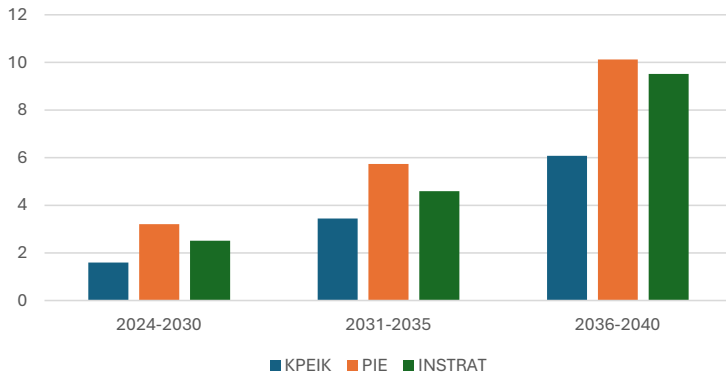
Rys. 81. Prognoza popytu na german, wariant SP LDSO [Mg]

German SP MDSP



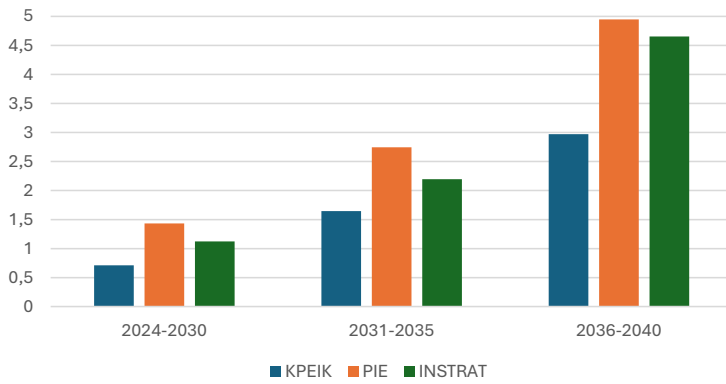
Rys. 82. Prognoza popytu na german, wariant SP MDSP [Mg]

German SP MDSO



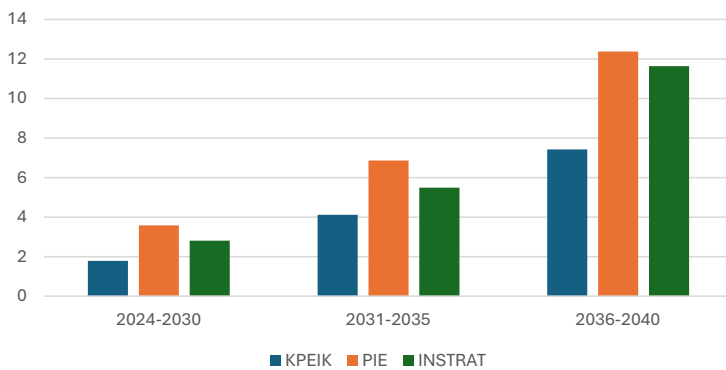
Rys. 83. Prognoza popytu na german, wariant SP MDSO [Mg]

German SP HDSP



Rys. 84. Prognoza popytu na german, wariant SP HDSP [Mg]

German SP HDSO



Rys. 85. Prognoza popytu na german, wariant SP HDSO [Mg]

W przypadku germanu scenariusz perspektywiczny dość istotnie różni się od kontynuacyjnego – zakłada znacznie większy udział technologii opartej na krzemie amorficznym w krajowej produkcji ogniw PV. Już w pierwszym wyznaczonym przedziale czasowym jego wartość ma się podwoić, a w kolejnych okresach przewiduje się dalszy wzrost – do 3% w latach 2031–2035 oraz do 4% w ostatnim badanym pięcioleciu. Przyjęcie takich założeń skutkuje znaczącym wzrostem prognozowanego zapotrzebowania na german, który – co istotne – będzie coraz bardziej dynamiczny w kolejnych przedziałach czasowych, do czego przyczynia się jednocześnie zwiększanie udziału LC.

Wyniki badań wskazują, że w scenariuszu perspektywicznym minimalna wartość zapotrzebowania wynosić będzie 0,56 Mg w wariantcie SP LDSP KPEiK w latach 2024–2030, a maksymalna – 12,38 Mg w wariantcie SP HDSO PIE w latach 2036–2040. Są to więc te same warianty co w scenariuszu kontynuacyjnym, jednak znacząco różnią się obliczonymi przez model wielkościami.

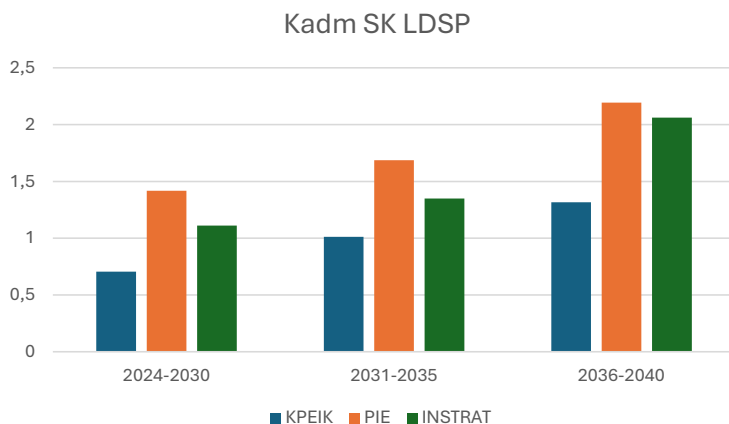
8.2.4. Kadm

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

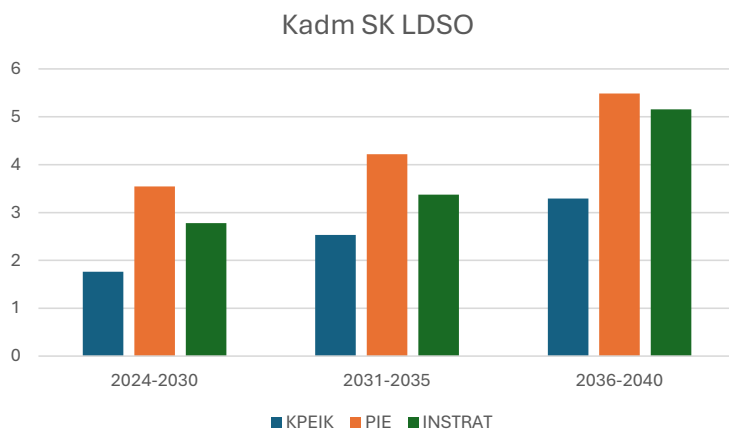
Kolejnym badanym surowcem jest kadm, który stosuje się w ogniwach cienkowarstwowych (CdTe). W scenariuszu kontynuacyjnym prognozuje się, że wartość udziału tej technologii będzie stała i wyniesie 3% w całym badanym okresie. Oznacza to, że różnice popytu będą wynikać z udziału LC oraz intensywności nasycenia w danym scenariuszu. W tabeli 22 i na rysunkach 86–91 przedstawione zostały dane wykikowe dla scenariusza kontynuacyjnego.

Tabela 22
Prognoza popytu na kadm (SK) [Mg]

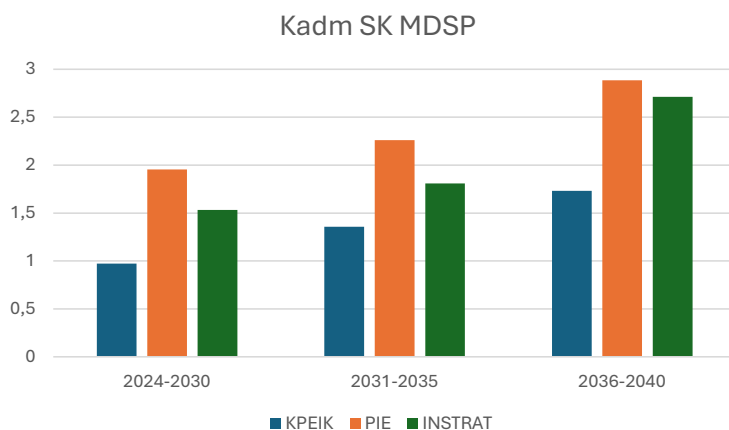
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,71	1,76	0,97	2,43	1,97	4,92
2031–2035	1,01	2,53	1,36	3,39	3,07	7,68
2036–2040	1,32	3,29	1,73	4,33	4,10	10,25
PIE						
2024–2030	1,42	3,54	1,96	4,89	3,96	9,89
2031–2035	1,69	4,22	2,26	5,65	5,12	12,80
2036–2040	2,19	5,48	2,89	7,21	6,83	17,09
Instrat						
2024–2030	1,11	2,78	1,53	3,83	3,10	7,75
2031–2035	1,35	3,38	1,81	4,52	4,10	10,24
2036–2040	2,06	5,16	2,71	6,78	6,42	16,06



Rys. 86. Prognoza popytu na kadm, wariant SK LDSP [Mg]

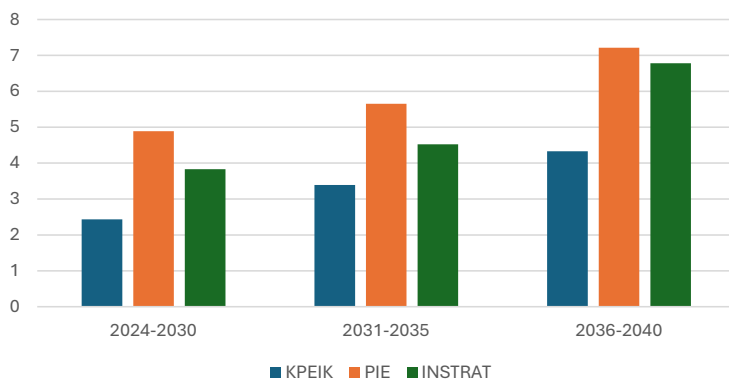


Rys. 87. Prognoza popytu na kadm, wariant SK LDSO [Mg]



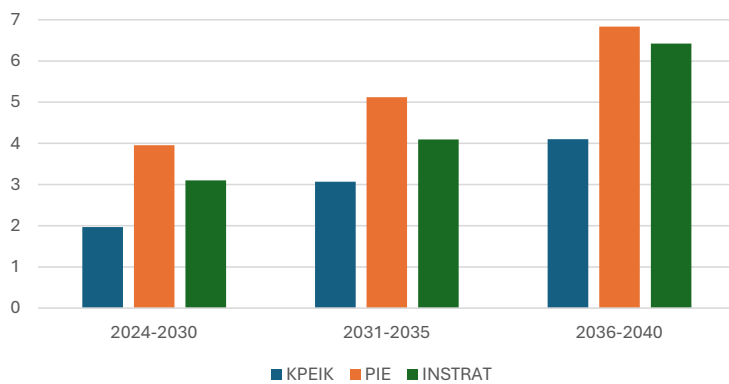
Rys. 88. Prognoza popytu na kadm, wariant SK MDSP [Mg]

Kadm SK MDSO



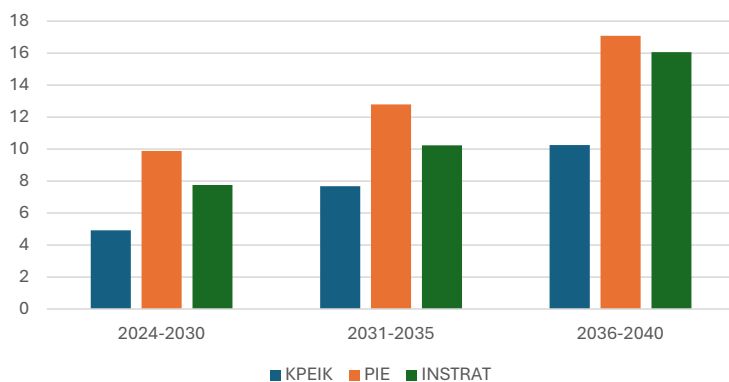
Rys. 89. Prognoza popytu na kadm, wariant SK MDSO [Mg]

Kadm SK HDSP



Rys. 90. Prognoza popytu na kadm, wariant SK HDSP [Mg]

Kadm SK HDSO



Rys. 91. Prognoza popytu na kadm, wariant SK HDSO [Mg]

W przypadku kadmu w poszczególnych scenariuszach nasycenia, tj. LDS, MDS oraz HDS, prognozowane jest dosyć zróżnicowane zużycie tego surowca w przeliczeniu na jednostkę mocy ogniwa PV. Skutkuje to znacznymi rozbieżnościami w uzyskanych wynikach.

Minimalna obliczona wartość zapotrzebowania wynosi 0,71 Mg w scenariuszu SK LDSP KPEiK w latach 2024–2030, a maksymalna – 17,09 Mg w scenariuszu SK HDSO PIE w latach 2036–2040. Naturalnie zwiększanie LC skutkuje sukcesywnym wzrostem zużycia w kolejnych okresach, natomiast utrzymujący się na stałym poziomie udział technologii CdTe (3%) w tym wypadku nie oddziałuje na końcowe wartości zużycia.

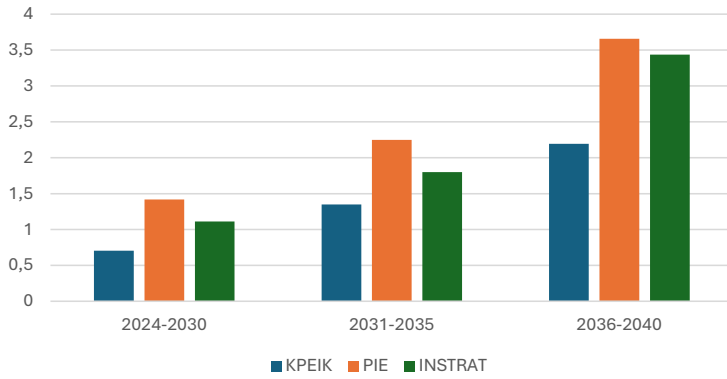
Scenariusz perspektywiczny (SP)

W przeciwieństwie do scenariusza kontynuacyjnego scenariusz perspektywiczny zakłada, że udział technologii CdTe w rynku będzie się zwiększał – z 3% na początku analizowanego okresu, przez 4% w latach 2031–2035, aż po 5% w ostatnim przedziale czasowym (lata 2036–2040). Pozostałe zmienne pozostają takie jak w przypadku poprzedniego scenariusza. Kształtowanie się popytu na kadm w scenariuszu perspektywicznym przedstawiono w tabeli 23 oraz na rysunkach 92–97.

Tabela 23
Prognoza popytu na kadm (SP) [Mg]

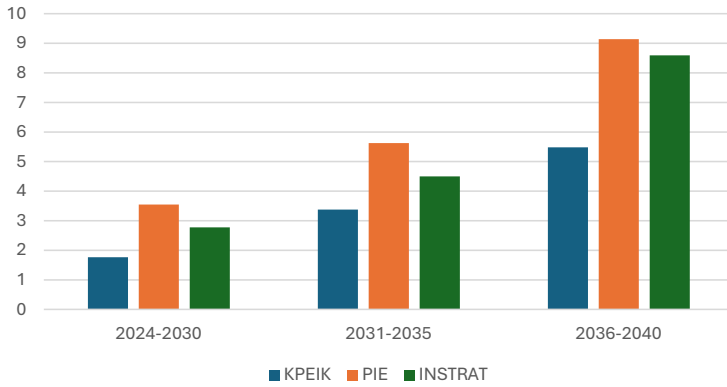
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,71	1,76	0,97	2,43	1,97	4,92
2031–2035	1,35	3,38	1,81	4,52	4,10	10,24
2036–2040	2,19	5,48	2,89	7,21	6,83	17,09
PIE						
2024–2030	1,42	3,54	1,96	4,89	3,96	9,89
2031–2035	2,25	5,63	3,02	7,54	6,83	17,06
2036–2040	3,66	9,14	4,81	12,02	11,39	28,48
Instrat						
2024–2030	1,11	2,78	1,53	3,83	3,10	7,75
2031–2035	1,80	4,50	2,41	6,03	5,46	13,65
2036–2040	3,44	8,59	4,52	11,30	10,71	26,77

Kadm SP LDSP



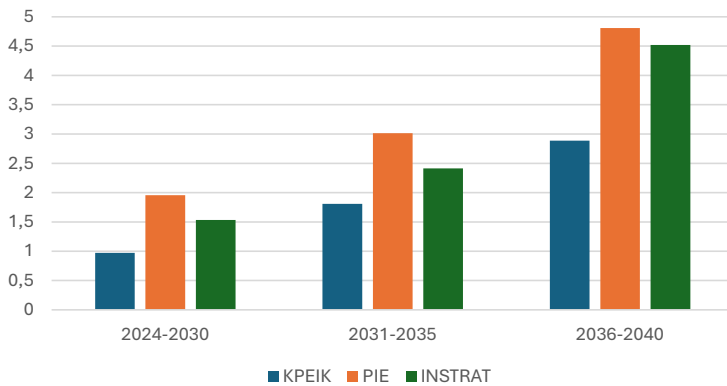
Rys. 92. Prognoza popytu na kadm, wariant SP LDSP [Mg]

Kadm SP LDSO



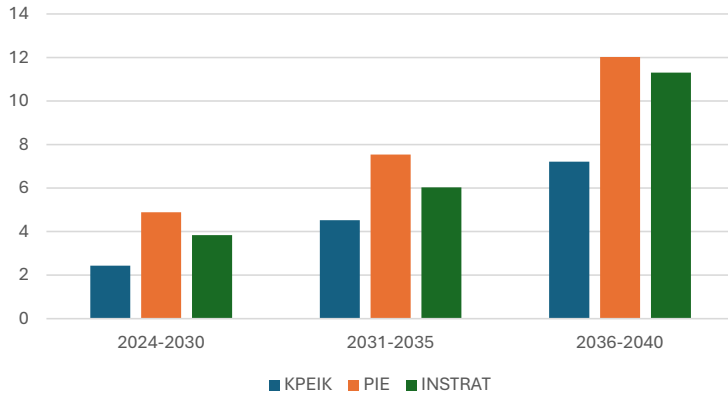
Rys. 93. Prognoza popytu na kadm, wariant SP LDSO [Mg]

Kadm SP MDSP



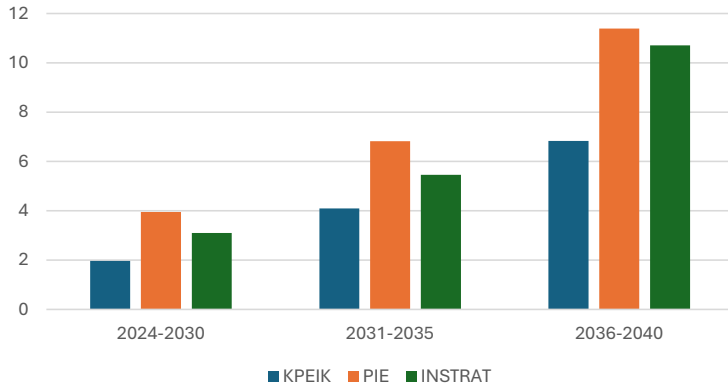
Rys. 94. Prognoza popytu na kadm, wariant SP MDSP [Mg]

Kadm SP MDSO



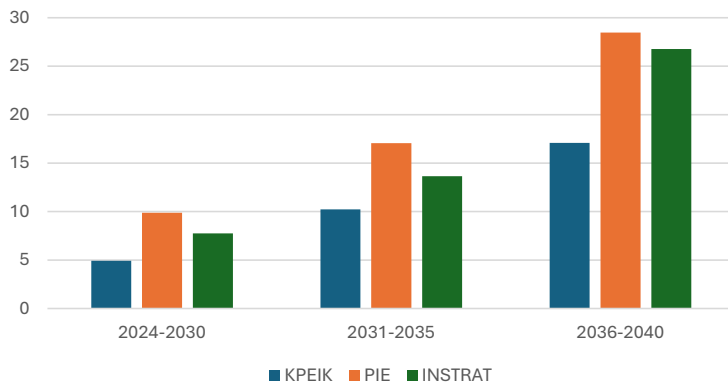
Rys. 95. Prognoza popytu na kadm, wariant SP MDSO [Mg]

Kadm SP HDSP



Rys. 96. Prognoza popytu na kadm, wariant SP HDSP [Mg]

Kadm SP HDSO



Rys. 97. Prognoza popytu na kadm, wariant SP HDSO [Mg]

Zwiększenie udziału technologii CdTe w wariantcie perspektywicznym oczywiście wpływa na końcowe zapotrzebowanie na kadm w każdym z wariantów. Analogicznie jak w scenariuszu kontynuacyjnym minimalne wartości są prognozowane w wariantcie SP LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (0,71 Mg), a największe w wariantcie SP HDSO PIE w latach 2036–2040 (28,48 Mg).

W przeciwieństwie do poprzedniego scenariusza tutaj należy się jednak liczyć z większym wzrostem zapotrzebowania na kadm w kolejnych okresach ze względu na wzrost udziału LC oraz udziału technologii CdTe w rynku.

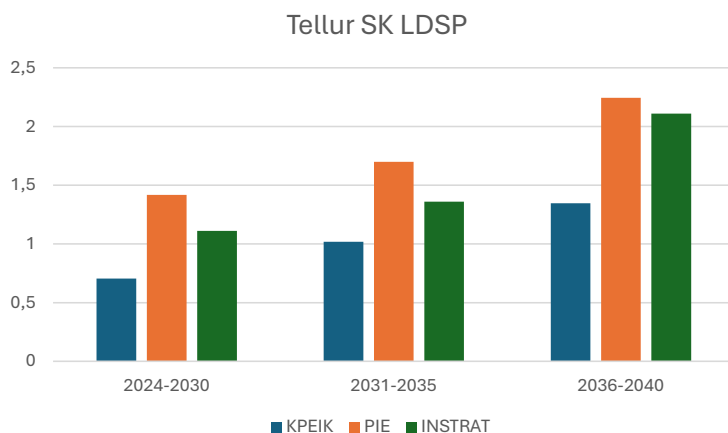
8.2.5. Tellur

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

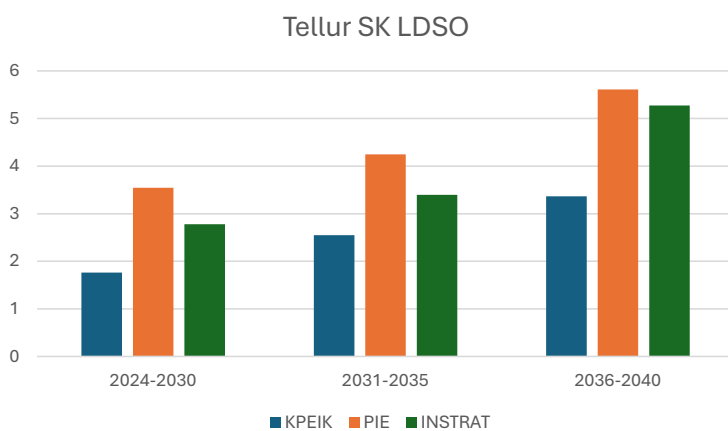
Drugim surowcem niezbędnym do produkcji cienkowarstwowych ogniw CdTe jest tellur. W tabeli 24 oraz na rysunkach 98–103 zaprezentowano kształtowanie się popytu na ten surowiec.

Tabela 24
Prognoza popytu na tellur (SK) [Mg]

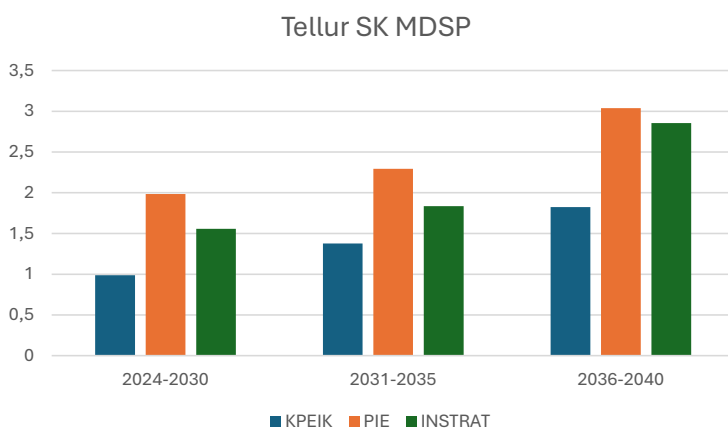
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,71	1,76	0,99	2,47	2,26	5,66
2031–2035	1,02	2,55	1,38	3,44	3,58	8,94
2036–2040	1,35	3,37	1,82	4,56	4,76	11,90
PIE						
2024–2030	1,42	3,54	1,99	4,96	4,55	11,38
2031–2035	1,70	4,25	2,30	5,74	5,96	14,91
2036–2040	2,24	5,61	3,04	7,59	7,93	19,83
Instrat						
2024–2030	1,11	2,78	1,56	3,89	3,57	8,92
2031–2035	1,36	3,40	1,84	4,59	4,77	11,93
2036–2040	2,11	5,27	2,86	7,14	7,46	18,64



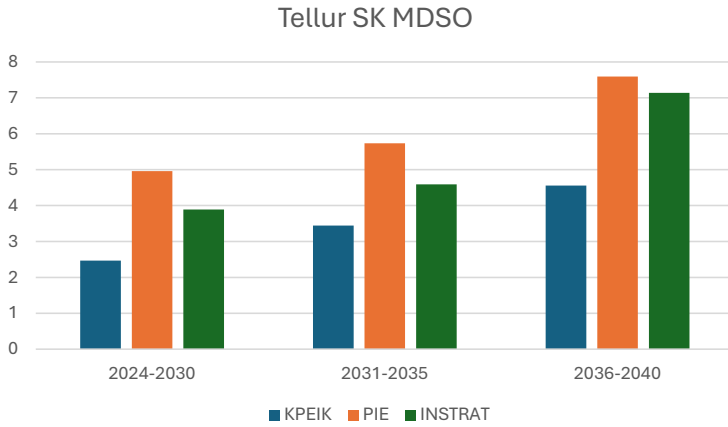
Rys. 98. Prognoza popytu na tellur, wariant SK LDSP [Mg]



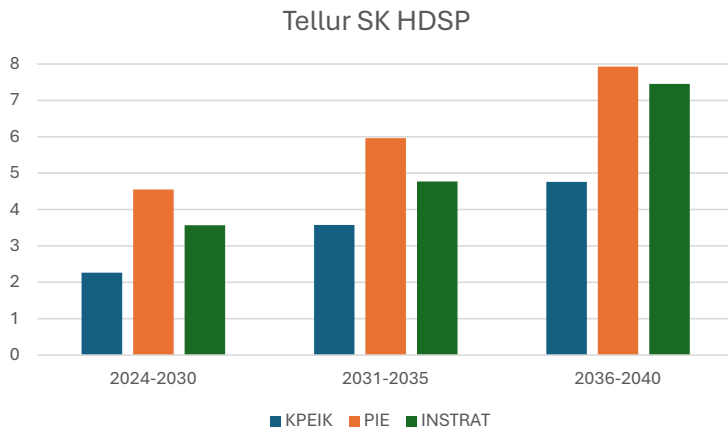
Rys. 99. Prognoza popytu na tellur, wariant SK LDSO [Mg]



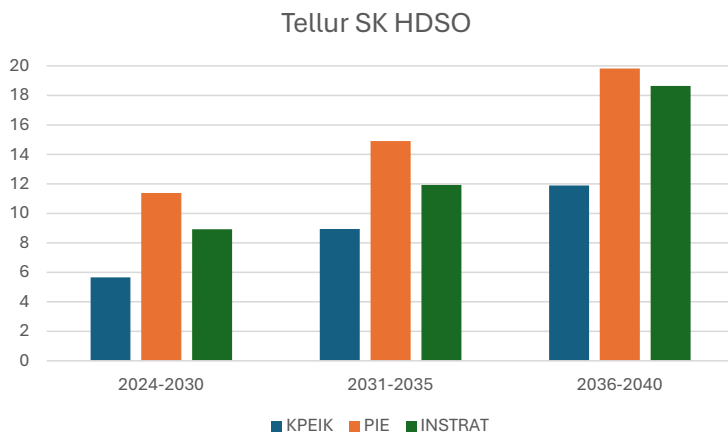
Rys. 100. Prognoza popytu na tellur, wariant SK MDSP [Mg]



Rys. 101. Prognoza popytu na tellur, wariant SK MDSO [Mg]



Rys. 102. Prognoza popytu na tellur, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 103. Prognoza popytu na tellur, wariant SK HDSO [Mg]

Ponieważ tellur jest stosowany w ogniwach CdTe podobnie jak kadm, wszystkie uwarunkowania kształtujące zapotrzebowanie na te pierwiastki są identyczne i można przyjąć takie same determinanty wpływające na końcowe wartości zużycia.

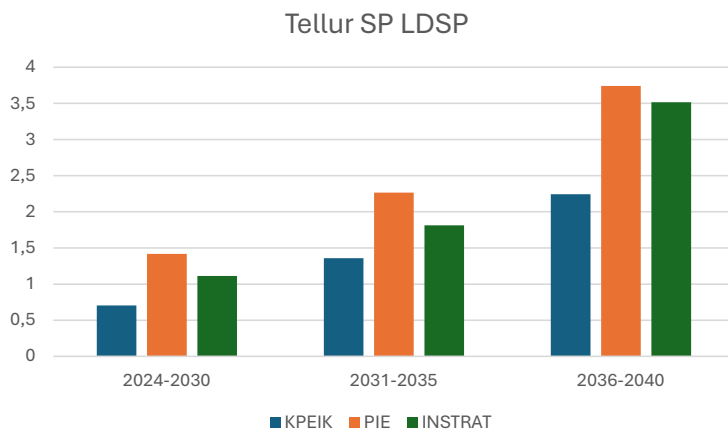
Mimo to wartości nominalne będą inne niż w przypadku kadmu ze względu na odmienne wartości nasycenia telluru. Prognozowane wartości będą najmniejsze w wariantcie SK LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (0,71 Mg), a największe w wariantcie SK HDSO PIE w latach 2036–2040 (19,83 Mg).

Scenariusz perspektywiczny (SP)

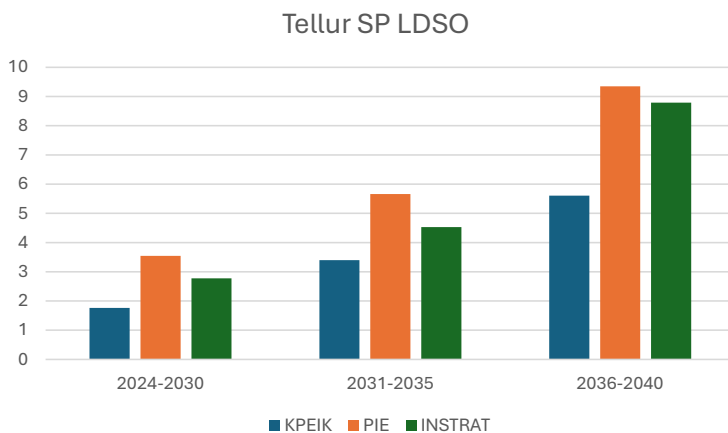
Kształtowanie się zapotrzebowania na tellur w scenariuszu perspektywicznym przedstawione zostało w tabeli 25 oraz na rysunkach 104–109.

Tabela 25
Prognoza popytu na tellur (SP) [Mg]

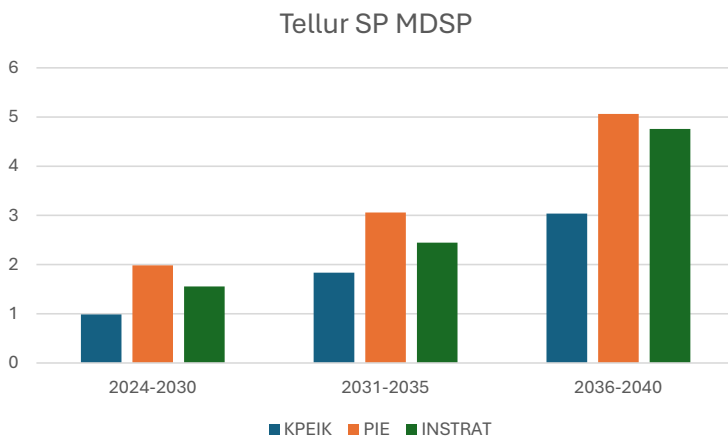
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,71	1,76	0,99	2,47	2,26	5,66
2031–2035	1,36	3,40	1,84	4,59	4,77	11,93
2036–2040	2,24	5,61	3,04	7,59	7,93	19,83
PIE						
2024–2030	1,42	3,54	1,99	4,96	4,55	11,38
2031–2035	2,27	5,66	3,06	7,65	7,95	19,88
2036–2040	3,74	9,35	5,06	12,66	13,22	33,05
Instrat						
2024–2030	1,11	2,78	1,56	3,89	3,57	8,92
2031–2035	1,81	4,53	2,45	6,12	6,36	15,90
2036–2040	3,52	8,79	4,76	11,90	12,43	31,06



Rys. 104. Prognoza popytu na tellur, wariant SP LDSP [Mg]

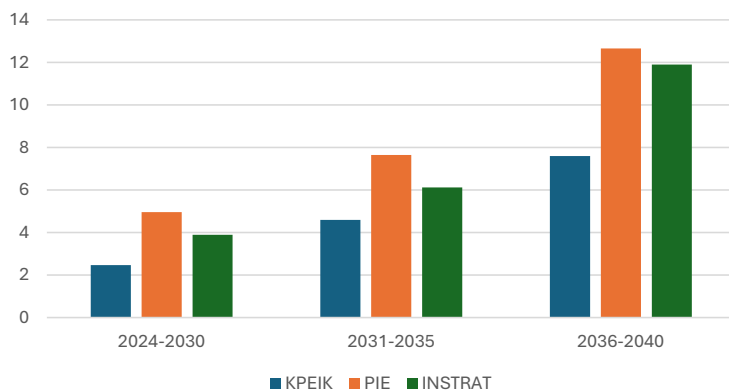


Rys. 105. Prognoza popytu na tellur, wariant SP LDSO [Mg]



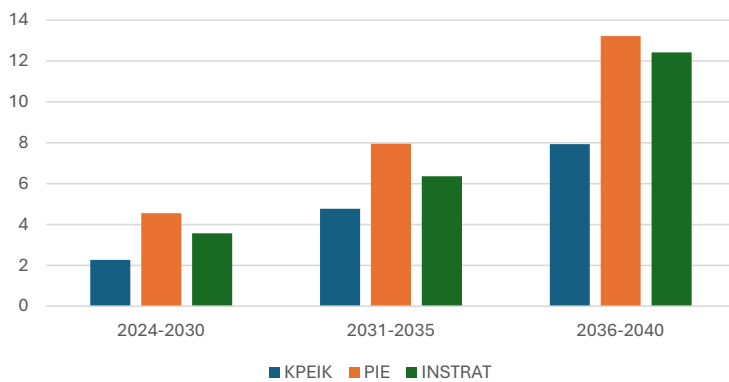
Rys. 106. Prognoza popytu na tellur, wariant SP MDSP [Mg]

Tellur SP MDSO



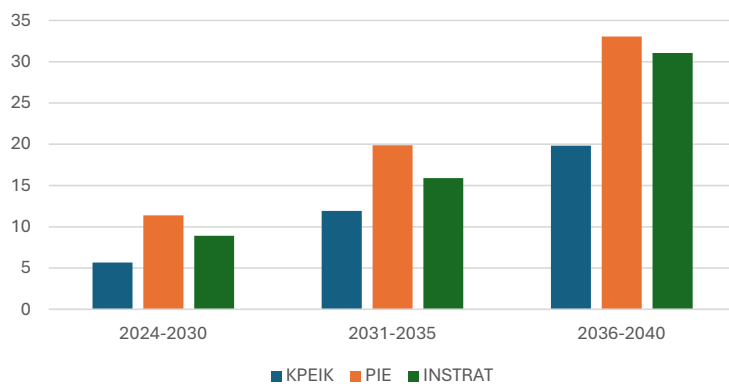
Rys. 107. Prognoza popytu na tellur, wariant SP MDSO [Mg]

Tellur SP HDSP



Rys. 108. Prognoza popytu na tellur, wariant SP HDSP [Mg]

Tellur SP HDSO



Rys. 109. Prognoza popytu na tellur, wariant SP HDSO [Mg]

Podobnie jak w scenariuszu kontynuacyjnym wszystkie determinanty kształtujące zapotrzebowanie na tellur są takie same jak w przypadku kadmu, a różnice w wartościach nominalnych wynikają z odmiennego nasycenia surowców.

Skrajne wartości są prognozowane w takich samych wariantach jak dla kadmu oraz telluru w scenariuszu kontynuacyjnym: najniższe w wariantcie SP LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (zapotrzebowanie na poziomie 0,71 Mg – dokładnie takie samo jak w wariantcie SK LDSP KPEiK), a najwyższe w wariantcie SK HDSO PIE w latach 2036–2040 (33,05 Mg).

8.2.6. Miedź

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

Miedź jest surowcem wykorzystywanym w fotowoltaice na szeroką skalę. Stanowi ona podstawowy surowiec do produkcji okablowania, a poza tym jest stosowana do wytwarzania ram, stelaży, złączek oraz elektroniki używanej w inwerterach. Oprócz tego jest często niezbędna w dodatkowych składnikach instalacji oraz oczywiście w samych ogniwach.

Ponieważ przedmiotem niniejszego badania są same ogniwa fotowoltaiczne, zapotrzebowanie na miedź będzie rozpatrywane w szczególności w kontekście zużycia na potrzeby produkcji ogniw CIGS. Jak wspomniano wcześniej (por. rozdz. 6), prowadzone są próby częściowego lub całkowitego zastąpienia srebra w ogniwach krzemowych c-Si nowej generacji miedzią (i/lub innymi metalami), jednak ze względu na znaczną niepewność prognozowania ewentualne zużycie miedzi do wytwarzania tych ogniw nie będzie uwzględnione w obliczeniach.

Miedź jest jednym z czterech pierwiastków używanych w ogniwach CIGS, które uwzględniono w badaniu. W przypadku każdego z nich przyjęte założenia będą się opierały na tych samych determinantach kształtujących popyt.

W scenariuszu kontynuacyjnym przewiduje się stały udział technologii CIGS na poziomie 1% w każdym przedziale czasowym. Oznacza to, że popyt będzie uzależniony jedynie od nasycenia surowca i udziału LC w danym okresie. Prognozy zapotrzebowania na miedź do produkcji ogniw CIGS w latach 2024–2040 w scenariuszu kontynuacyjnym zostały przedstawione w tabeli 26 oraz na rysunkach 110–115.

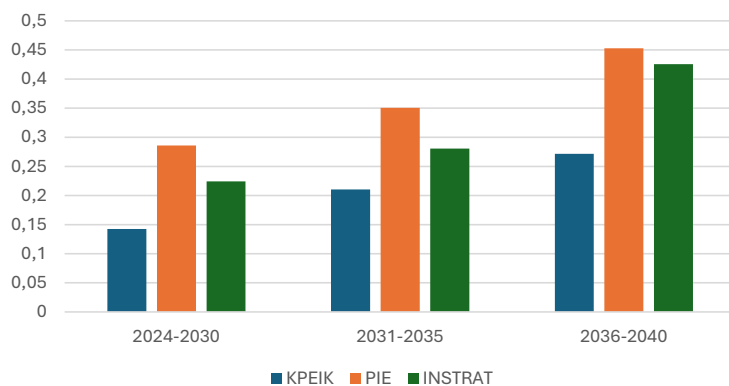
Tabela 26
Prognoza popytu na miedź (SK) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,14	0,36	0,17	0,41	0,19	0,47
2031–2035	0,21	0,53	0,26	0,65	0,31	0,77
2036–2040	0,27	0,68	0,36	0,90	0,45	1,12

Tabela 26 cd.

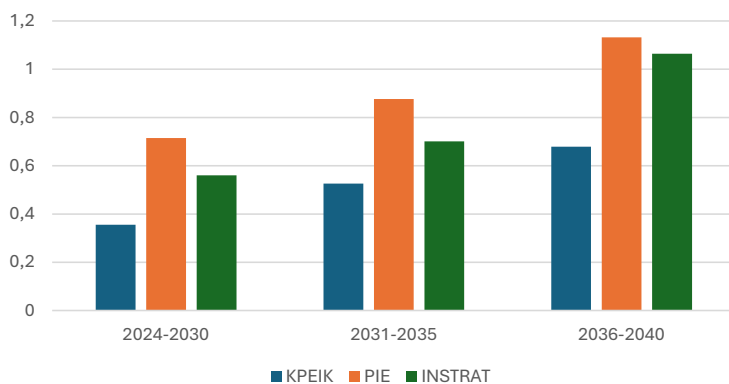
PIE						
2024–2030	0,29	0,72	0,33	0,83	0,38	0,95
2031–2035	0,35	0,88	0,43	1,08	0,52	1,29
2036–2040	0,45	1,13	0,60	1,50	0,75	1,86
Instrat						
2024–2030	0,22	0,56	0,26	0,65	0,30	0,75
2031–2035	0,28	0,70	0,35	0,87	0,41	1,03
2036–2040	0,43	1,06	0,56	1,41	0,70	1,75

Miedź SK LDSP

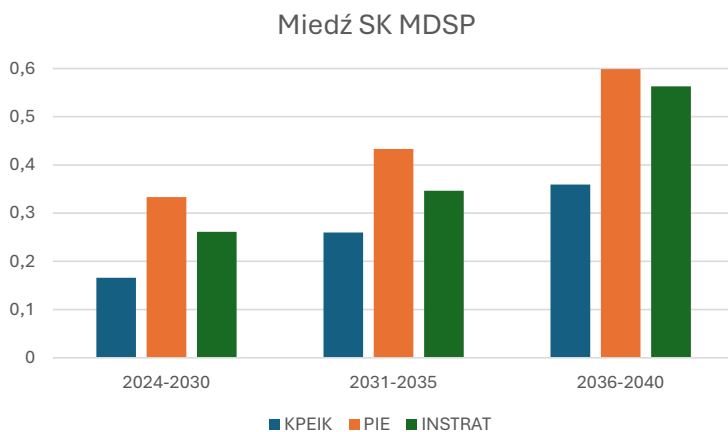


Rys. 110. Progniza popytu na miedź, wariant SK LDSP [Mg]

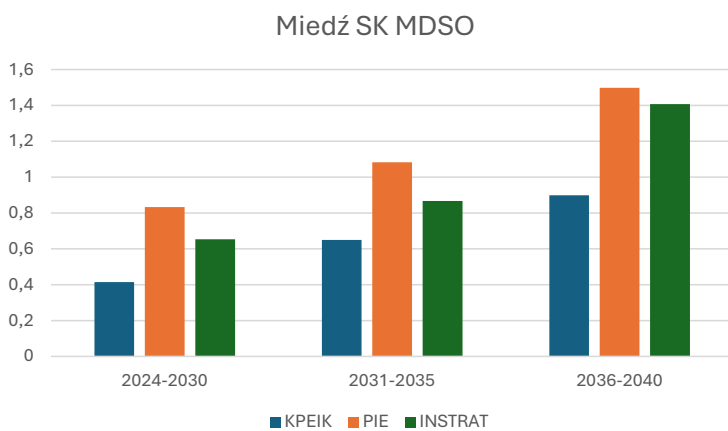
Miedź SK LDSO



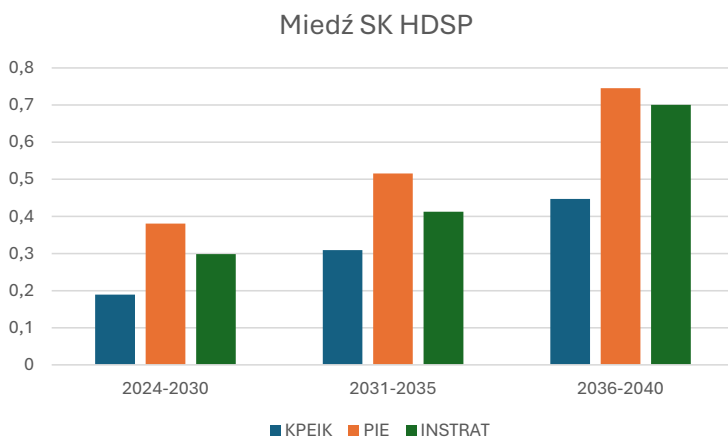
Rys. 111. Progniza popytu na miedź, wariant SK LDSO [Mg]



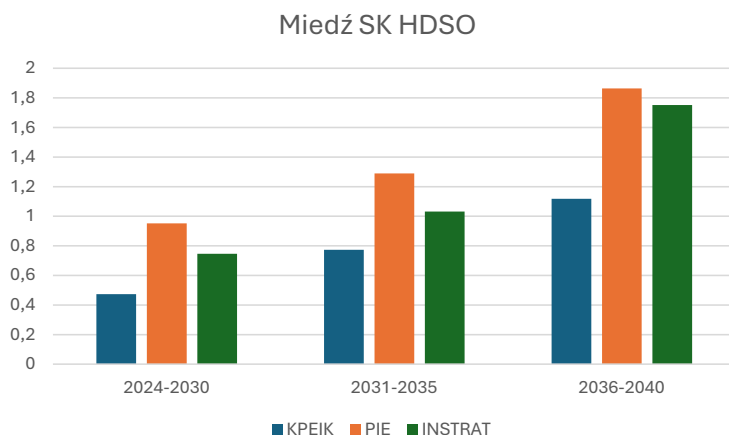
Rys. 112. Prognoza popytu na miedź, wariant SK MDSP [Mg]



Rys. 113. Prognoza popytu na miedź, wariant SK MDSO [Mg]



Rys. 114. Prognoza popytu na miedź, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 115. Progniza popytu na miedź, wariant SK HDSO [Mg]

Z badań wynika, że najniższe zapotrzebowanie na miedź w scenariuszu kontynuacyjnym prognozowane jest w wariancie SK LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (0,14 Mg), a najwyższe w wariancie SK HDSO PIE w latach 2036–2040 (1,86 Mg). Wzrost popytu w kolejnych okresach wynika ze zwiększania LC. We wszystkich wariantach nasycenia surowca przewidywany jest spadek zużycia w przeliczeniu na jednostkę mocy, jednak nie jest to tak dynamiczna zmiana jak prognozowana np. dla srebra. Pomimo zmniejszonego nasycenia oraz stałego udziału technologii CIGS w rynku prognozowane zapotrzebowanie na miedź będzie więc rosło wraz ze wzrostem LC.

Scenariusz perspektywiczny (SP)

W scenariuszu perspektywicznym (inaczej niż w kontynuacyjnym) przewidywany udział technologii CIGS będzie wzrastał: od początkowych 2% w latach 2024–2030 (co jest wartością dwukrotnie większą niż w przypadku scenariusza kontynuacyjnego), przez 3% w kolejnym okresie (2031–2035), do 4% w latach 2036–2040. Przekłada się to bezpośrednio na większe zapotrzebowanie na miedź.

Prognozy zapotrzebowania na miedź do produkcji ogniw CIGS w latach 2024–2040 w scenariuszu perspektywicznym przedstawiono w tabeli 27 oraz na rysunkach 116–121.

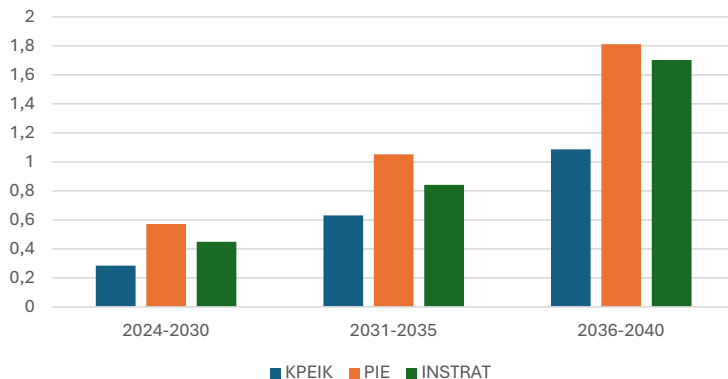
Tabela 27
Prognoza popytu na miedź (SP) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LD SO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,28	0,71	0,33	0,83	0,38	0,95
2031–2035	0,63	1,58	0,78	1,95	0,93	2,32
2036–2040	1,09	2,72	1,44	3,59	1,79	4,47

Tabela 27 cd.

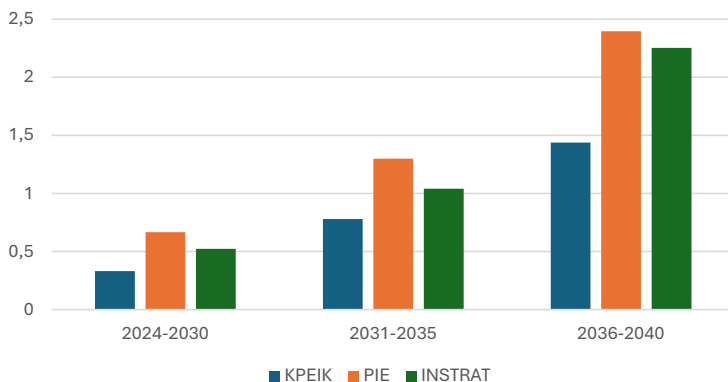
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
PIE						
2024–2030	0,57	1,43	0,67	1,67	0,76	1,90
2031–2035	1,05	2,63	1,30	3,25	1,55	3,87
2036–2040	1,81	4,53	2,40	5,99	2,98	7,45
Instrat						
2024–2030	0,45	1,12	0,52	1,31	0,60	1,49
2031–2035	0,84	2,10	1,04	2,60	1,24	3,09
2036–2040	1,70	4,26	2,25	5,63	2,80	7,01

Miedź SP LDSP

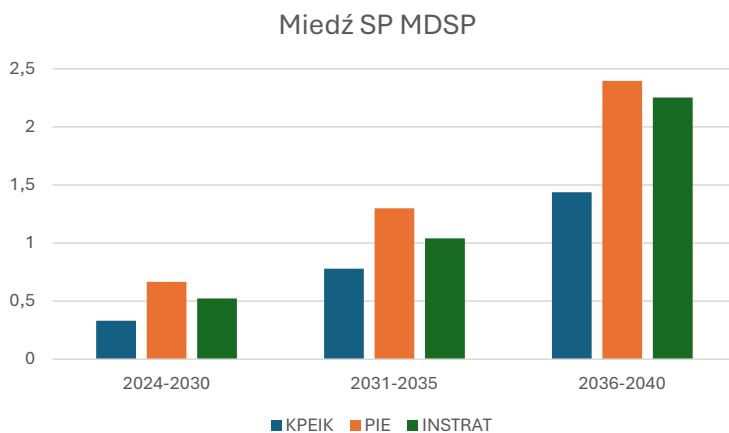


Rys. 116. Prognoza popytu na miedź, wariant SP LDSP [Mg]

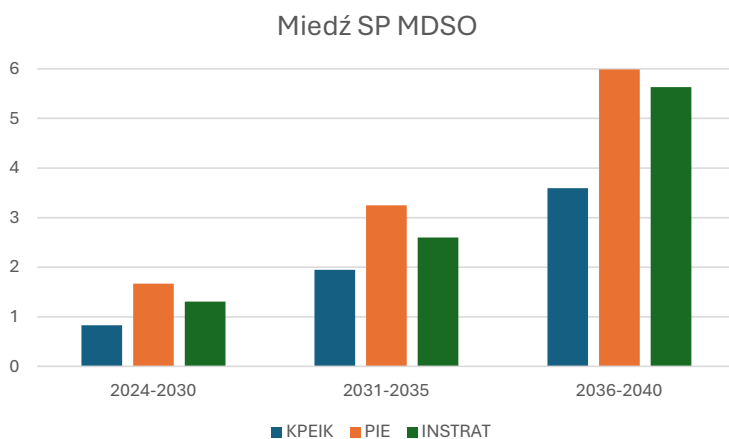
Miedź SP MDSP



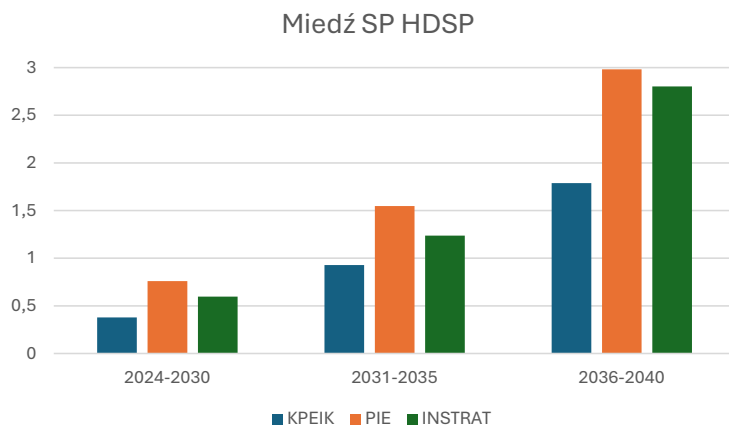
Rys. 117. Prognoza popytu na miedź, wariant SP LDSO [Mg]



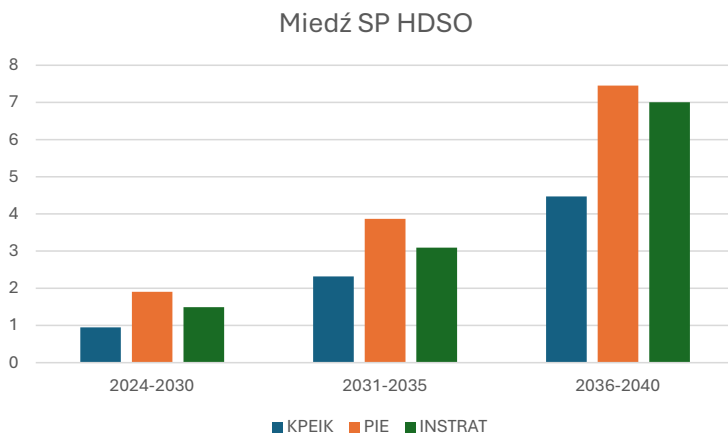
Rys. 118. Prognoza popytu na miedź, wariant SP MDSP [Mg]



Rys. 119. Prognoza popytu na miedź, wariant SP MDSO [Mg]



Rys. 120. Prognoza popytu na miedź, wariant SP HDSP [Mg]



Rys. 121. Progniza popytu na miedź, wariant SP HDSO [Mg]

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że w scenariuszu perspektywicznym najniższe zapotrzebowanie na miedź jest prognozowane w wariantcie SP LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (0,28 Mg), a najwyższe w wariantcie SP HDSO PIE w latach 2036–2040 (7,45 Mg).

Jak widać, zapotrzebowanie na ten surowiec w początkowym okresie jest dwukrotnie wyższe niż w poprzednim scenariuszu i wynika z dwukrotnie większego udziału technologii CIGS. Maksymalne wartości są w przybliżeniu już czterokrotnie wyższe ze względu na dynamiczniejszy wzrost udziału LC oraz większy udział technologii. W efekcie zapotrzebowanie na miedź jest znacznie wyższe pomimo niewielkiego spadku nasycenia surowcowego w kolejnych okresach.

8.2.7. Ind

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

Drugim surowcem wykorzystywanym w ogniwach CIGS jest ind. Ponieważ determinanty oddziałujące na zapotrzebowanie na ten pierwiastek są takie same jak w przypadku miedzi, zużycie indu w poszczególnych wariantach będzie się kształtowało w sposób analogiczny. Dane wynikowe dotyczące zapotrzebowania na ten surowiec w scenariuszu kontynuacyjnym zaprezentowano w tabeli 28 oraz na rysunkach 122–127.

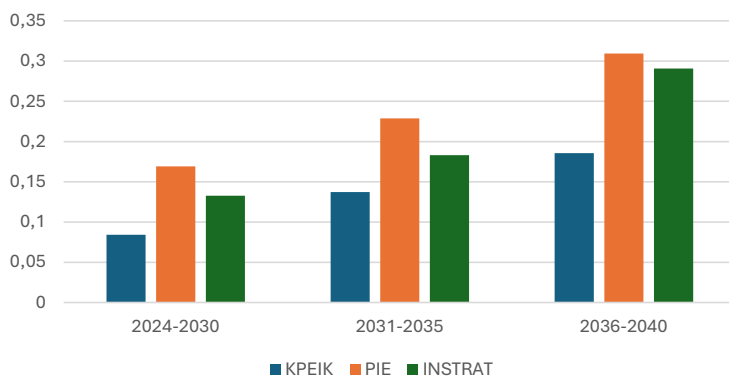
Tabela 28
Progniza popytu na ind (SK) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,08	0,21	0,11	0,28	0,19	0,48
2031–2035	0,14	0,34	0,17	0,43	0,29	0,73
2036–2040	0,19	0,46	0,23	0,57	0,39	0,97

Tabela 28 cd.

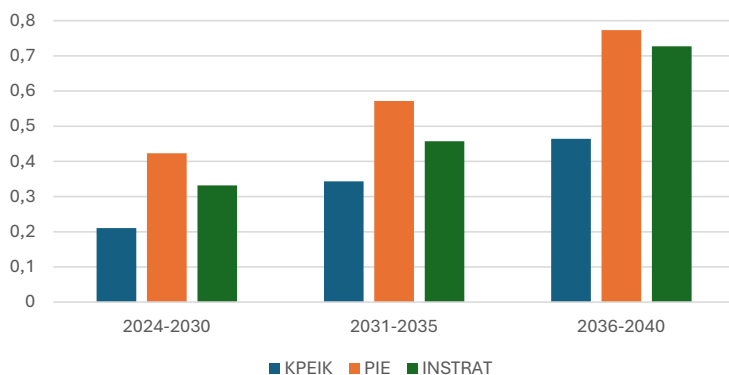
PIE						
2024–2030	0,17	0,42	0,22	0,56	0,39	0,97
2031–2035	0,23	0,57	0,29	0,71	0,48	1,21
2036–2040	0,31	0,77	0,38	0,96	0,65	1,62
Instrat						
2024–2030	0,13	0,33	0,18	0,44	0,30	0,76
2031–2035	0,18	0,46	0,23	0,57	0,39	0,97
2036–2040	0,29	0,73	0,36	0,90	0,61	1,52

Ind SK LDSP



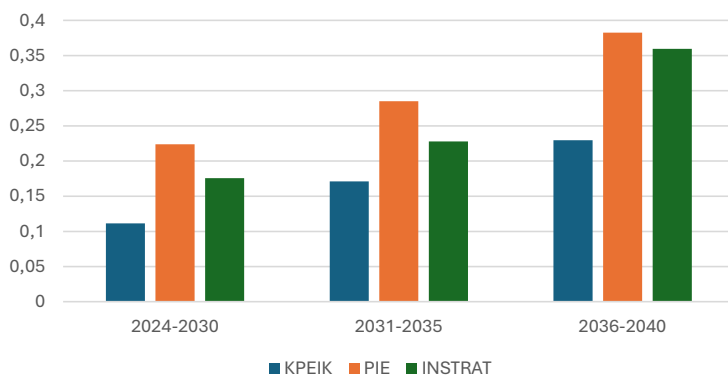
Rys. 122. Prognoza popytu na ind, wariant SK LDSP [Mg]

Ind SK LDSO



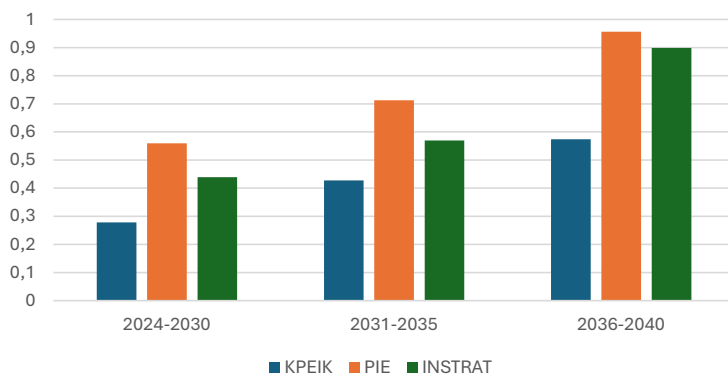
Rys. 123. Prognoza popytu na ind, wariant SK LDSO [Mg]

Ind SK MDSP



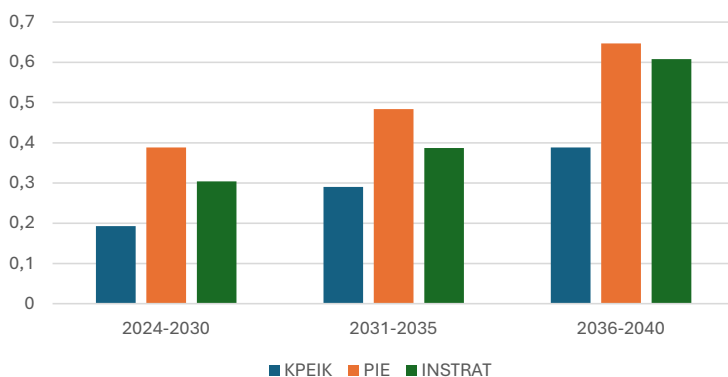
Rys. 124. Prognoza popytu na ind, wariant SK MDSP [Mg]

Ind SK MDSO

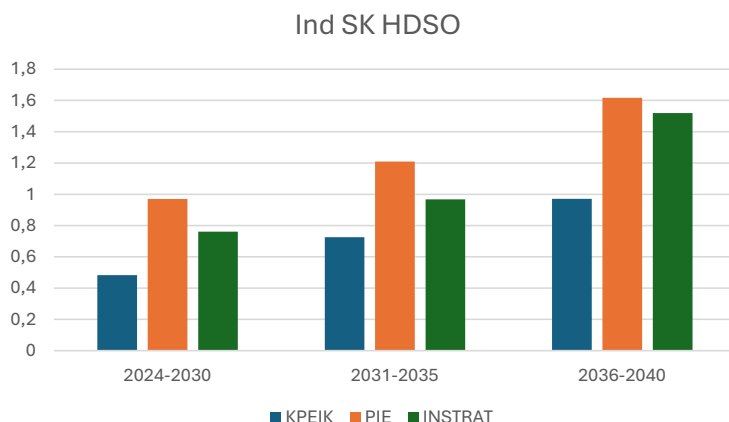


Rys. 125. Prognoza popytu na ind, wariant SK MDSO [Mg]

Ind SK HDSP



Rys. 126. Prognoza popytu na ind, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 127. Prognosty popytu na ind, wariant SK HDSO [Mg]

W scenariuszu kontynuacyjnym widoczny jest trend wzrostowy wynikający bezpośrednio ze zwiększenia udziału LC (podobnie jak w przypadku miedzi). Zmniejszenie nasycenia surowca jedynie nieznacznie zredukuje wzrost zapotrzebowania na ind, a udział technologii CIGS utrzymujący się na stałym poziomie 1% w każdym przedziale czasowym nie będzie w ogóle wpływał na zmiany.

Minimalna wartość zużycia indu w scenariuszu kontynuacyjnym przewidywana jest w wariantcie SK LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (0,08 Mg), a maksymalna w wariantcie SK HDSO PIE w latach 2036–2040 (1,62 Mg).

Scenariusz perspektywiczny (SP)

Jak już wspomniano, czynniki kształtujące zużycie indu są takie same, jak w przypadku pierwszego z surowców do produkcji ogniwi CIGS, tj. miedzi, co dotyczy także scenariusza perspektywicznego. W tabeli 29 oraz na rysunkach 128–133 przedstawiono kształtowanie się zapotrzebowania na ind w tym scenariuszu.

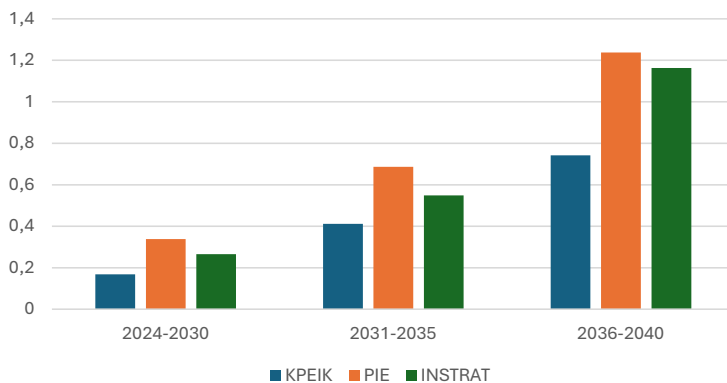
Tabela 29
Prognosty popytu na ind (SP) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,17	0,42	0,22	0,56	0,39	0,97
2031–2035	0,41	1,03	0,51	1,28	0,87	2,18
2036–2040	0,74	1,86	0,92	2,30	1,55	3,88

Tabela 29 cd.

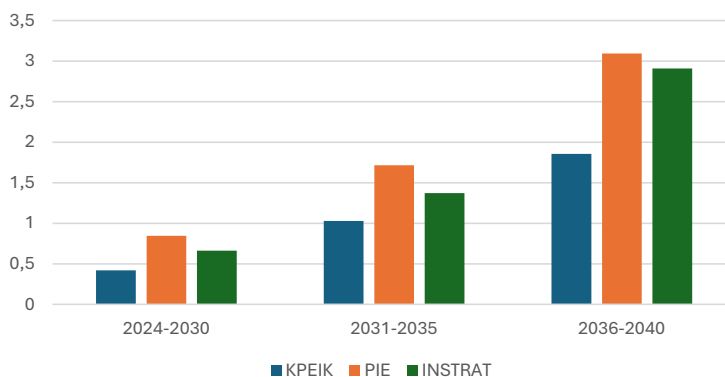
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
PIE						
2024–2030	0,34	0,85	0,45	1,12	0,78	1,94
2031–2035	0,69	1,72	0,86	2,14	1,45	3,63
2036–2040	1,24	3,09	1,53	3,83	2,59	6,47
Instrat						
2024–2030	0,27	0,66	0,35	0,88	0,61	1,52
2031–2035	0,55	1,37	0,68	1,71	1,16	2,90
2036–2040	1,16	2,91	1,44	3,60	2,43	6,08

Ind SP LDSP

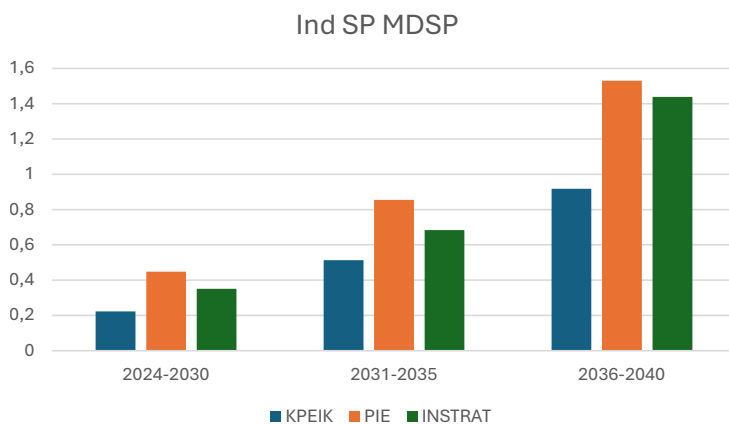


Rys. 128. Prognoza popytu na ind, wariant SP LDSP [Mg]

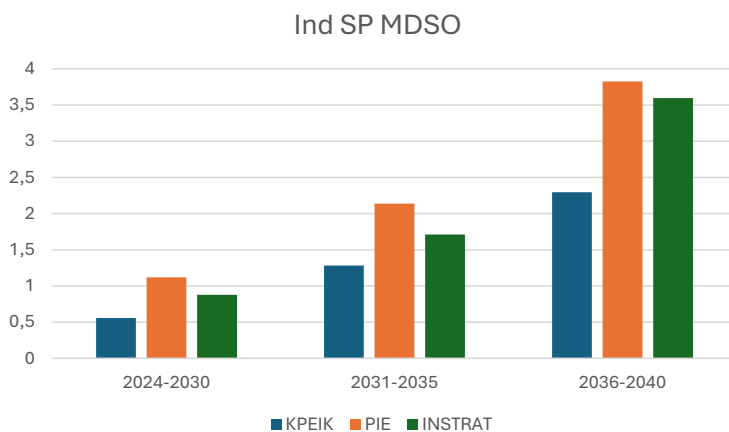
Ind SP LDSO



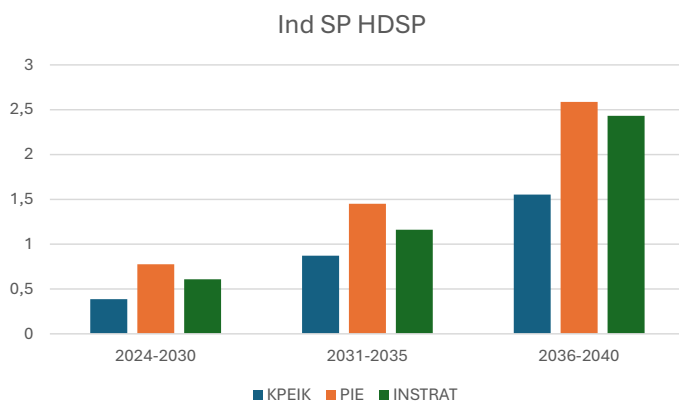
Rys. 129. Prognoza popytu na ind, wariant SP LDSO [Mg]



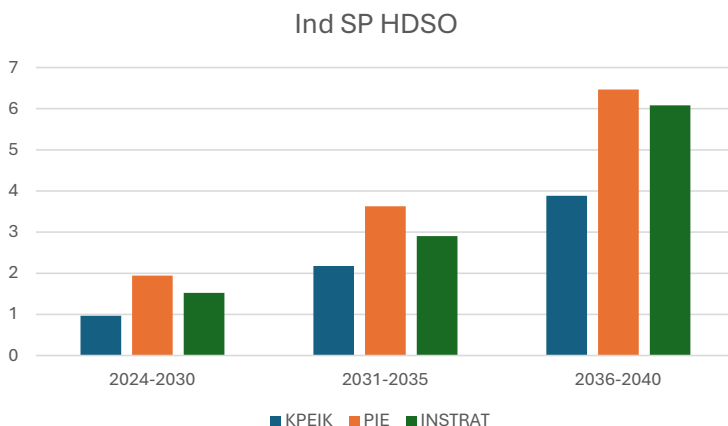
Rys. 130. Prognoza popytu na ind, wariant SP MDSP [Mg]



Rys. 131. Prognoza popytu na ind, wariant SP MDSO [Mg]



Rys. 132. Prognoza popytu na ind, wariant SP HDSP [Mg]



Rys. 133. Prognoza popytu na ind, wariant SP HDSO [Mg]

W scenariuszu perspektywicznym zauważalny jest dynamiczniejszy niż w poprzednim scenariuszu wzrost zapotrzebowania na ind, co jest spowodowane zwiększaniem udziału ogni w CIGS w kolejnych okresach. Podobnie jak w scenariuszu kontynuacyjnym najmniejsze zużycie prognozowane jest w wariantcie SP LDSP KPEiK w latach 2024–2030 (0,17 Mg), a największe – w wariantcie SP HDSO PIE w latach 2036–2040 (6,47 Mg).

8.2.8. Gal

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

Gal to trzeci surowiec wykorzystywany do produkcji ogni w CIGS, co oznacza, że uwarunkowania dotyczące zmian zapotrzebowania na ten pierwiastek są takie same jak w przypadku pozostałych surowców stosowanych w tej technologii. W tabeli 30 oraz na rysunkach 134–139 zaprezentowano zużycie galu w scenariuszu kontynuacyjnym.

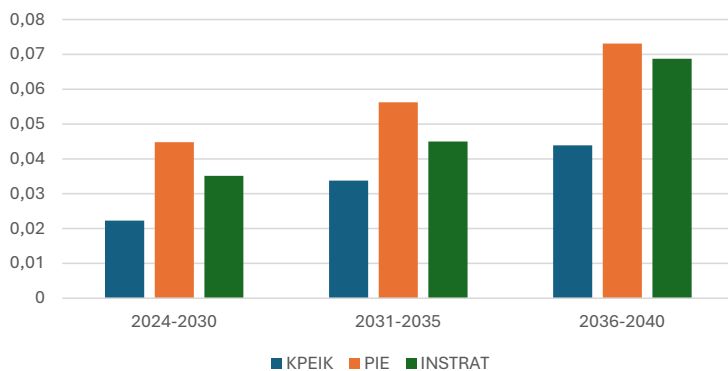
Tabela 30
Prognoza popytu na gal (SK) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,02	0,06	0,03	0,07	0,05	0,13
2031–2035	0,03	0,08	0,04	0,11	0,08	0,19
2036–2040	0,04	0,11	0,06	0,14	0,10	0,25

Tabela 30 cd.

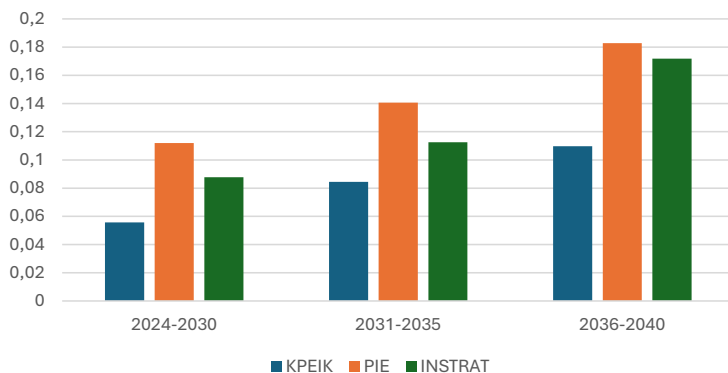
PIE						
2024–2030	0,04	0,11	0,06	0,14	0,10	0,25
2031–2035	0,06	0,14	0,07	0,18	0,13	0,32
2036–2040	0,07	0,18	0,10	0,24	0,17	0,42
Instrat						
2024–2030	0,04	0,09	0,04	0,11	0,08	0,20
2031–2035	0,05	0,11	0,06	0,14	0,10	0,26
2036–2040	0,07	0,17	0,09	0,22	0,16	0,40

Gal SK LDSP



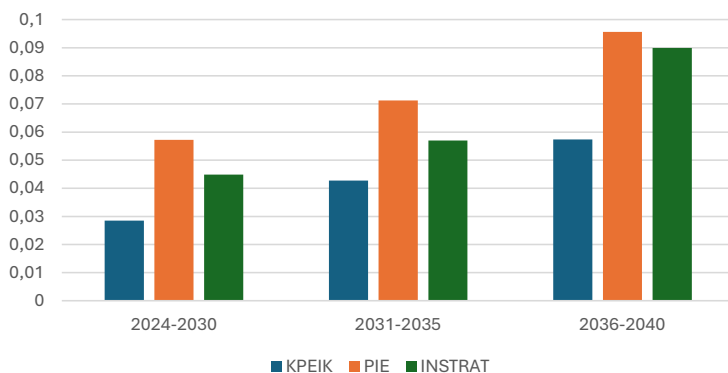
Rys. 134. Prognoza popytu na gal, wariant SK LDSP [Mg]

Gal SK LDSO



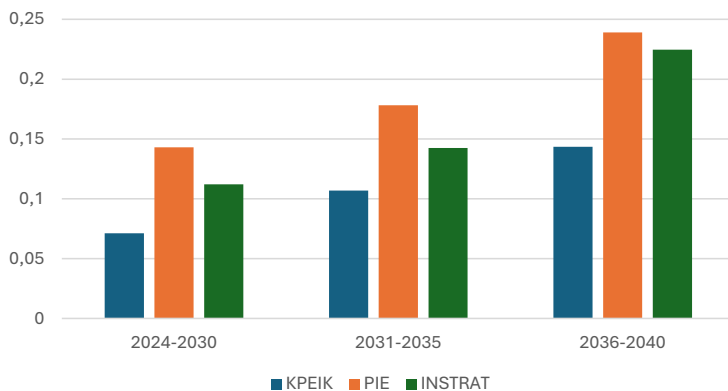
Rys. 135. Prognoza popytu na gal, wariant SK LDSO [Mg]

Gal SK MDSP



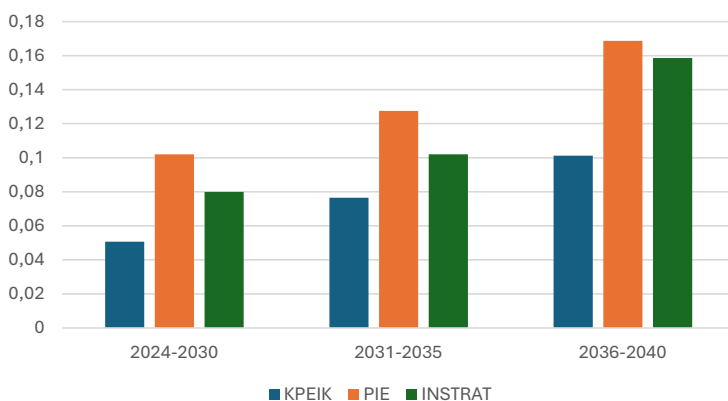
Rys. 136. Prognoza popytu na gal, wariant SK MDSP [Mg]

Gal SK MDSO

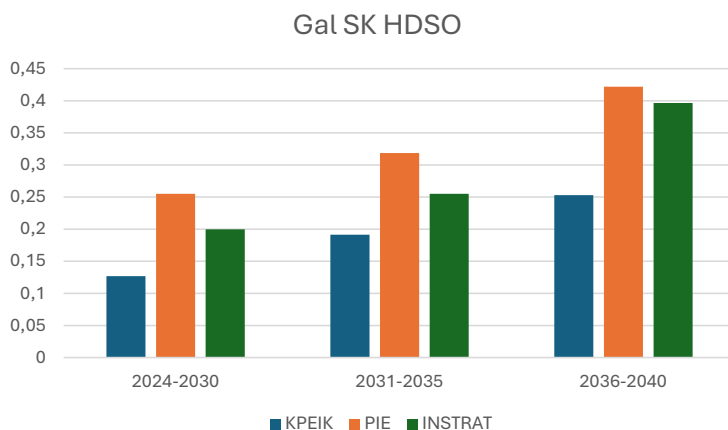


Rys. 137. Prognoza popytu na gal, wariant SK MDSO [Mg]

Gal SK HDSP



Rys. 138. Prognoza popytu na gal, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 139. Prognoza popytu na gal, wariant SK HDSO [Mg]

Z przeprowadzonych badań wynika, że analogicznie jak w przypadku poprzednich dwóch surowców w wariantcie kontynuacyjnym należy spodziewać się stopniowego wzrostu zapotrzebowania na gal, co jest spowodowane zwiększającym się udziałem LC w produkcji ogniów CIGS. Prognozowany jest także spadek nasycenia zużycia tego pierwiastka w kolejnych okresach, jednak podobnie jak w przypadku indu nie jest to zmiana bardzo istotna. Oznacza to, że kluczowym czynnikiem zmieniającym zapotrzebowanie na gal będzie zwiększający się udział LC.

Minimalne oraz maksymalne wartości prognozowane są w tych samych wariantach jak w przypadku dwóch pierwszych surowców wykorzystywanych w technologii CIGS i wynoszą odpowiednio 0,02 Mg (minimum) oraz 0,42 Mg (maksimum).

Scenariusz perspektywiczny (SP)

Gal, podobnie jak poprzednie dwa surowce stosowane do produkcji ogniów CIGS, w scenariuszu perspektywicznym będzie charakteryzował się kilkukrotnie większym zapotrzebowaniem niż w scenariuszu kontynuacyjnym ze względu na wzrastający udział tej technologii, co omówiono już wcześniej. Prognozy zapotrzebowania na ten surowiec w scenariuszu perspektywicznym przedstawiono w tabeli 31 oraz na rysunkach 140–145.

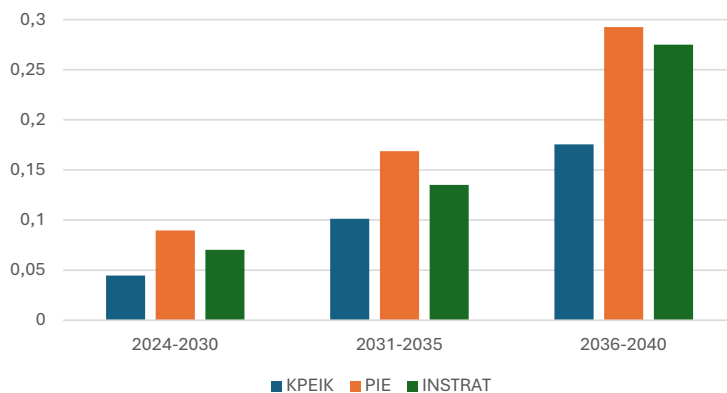
Tabela 31
Prognoza popytu na gal (SP) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,04	0,11	0,06	0,14	0,10	0,25
2031–2035	0,10	0,25	0,13	0,32	0,23	0,57
2036–2040	0,18	0,44	0,23	0,57	0,41	1,01

Tabela 31 cd.

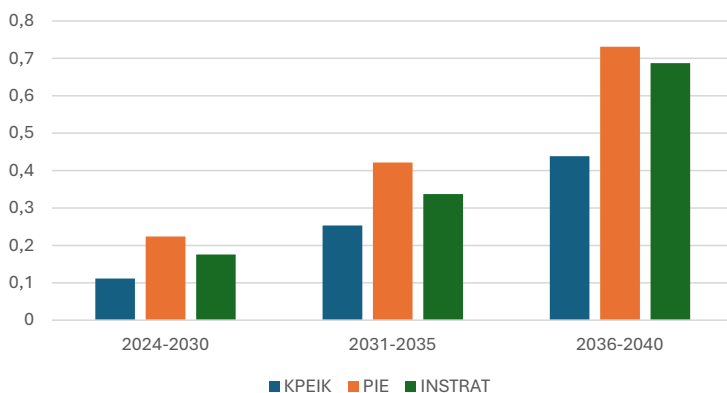
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
PIE						
2024–2030	0,09	0,22	0,11	0,29	0,20	0,51
2031–2035	0,17	0,42	0,21	0,53	0,38	0,96
2036–2040	0,29	0,73	0,38	0,96	0,68	1,69
Instrat						
2024–2030	0,07	0,18	0,09	0,22	0,16	0,40
2031–2035	0,14	0,34	0,17	0,43	0,31	0,77
2036–2040	0,27	0,69	0,36	0,90	0,63	1,59

Gal SP LDSP

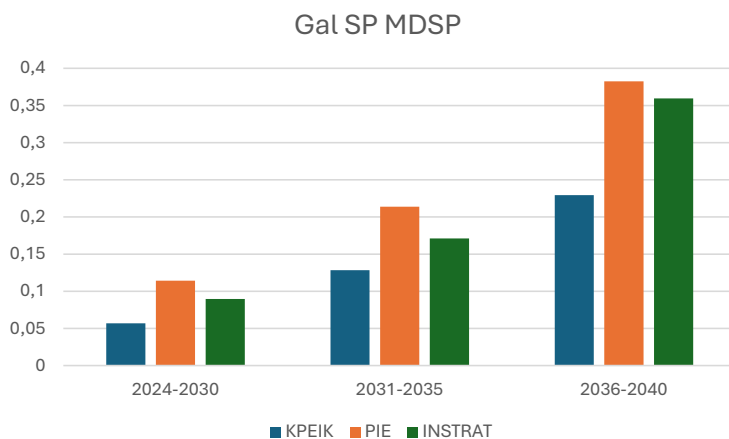


Rys. 140. Prognoza popytu na gal, wariant SP LDSP [Mg]

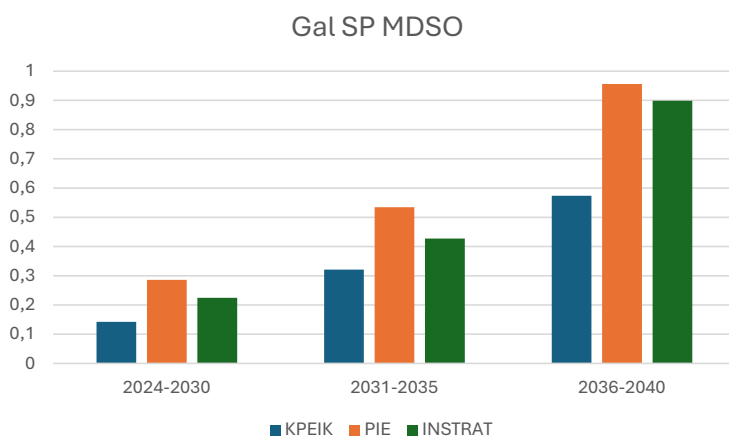
Gal SP LDSO



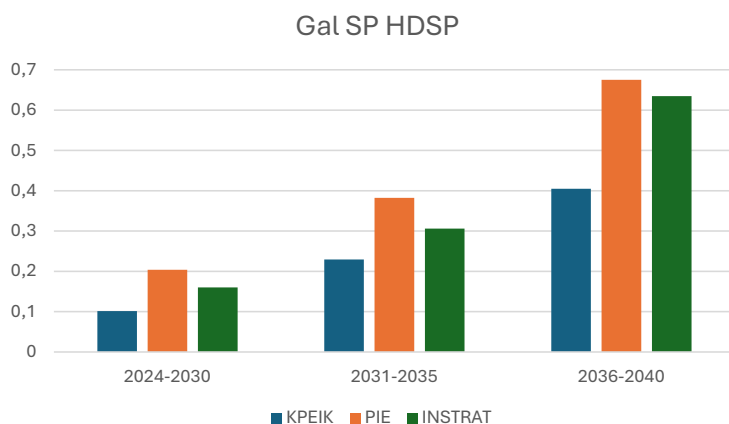
Rys. 141. Prognoza popytu na gal, wariant SP LDSO [Mg]



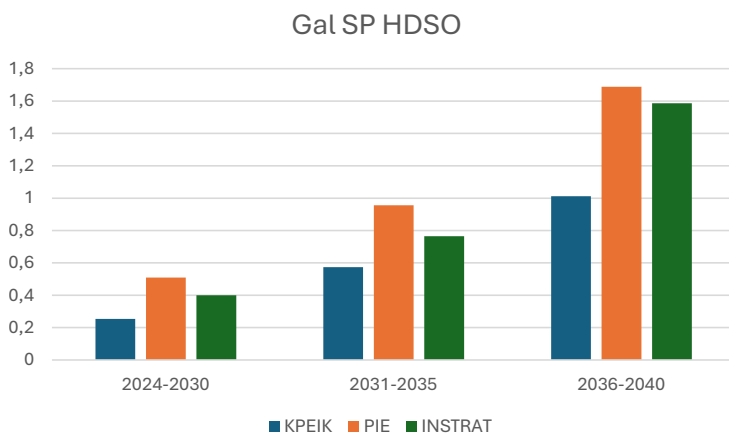
Rys. 142. Prognoza popytu na gal, wariant SP MDSP [Mg]



Rys. 143. Prognoza popytu na gal, wariant SP MDSO [Mg]



Rys. 144. Prognoza popytu na gal, wariant SP HDSP [Mg]



Rys. 145. Progniza popytu na gal, wariant SP HDSO [Mg]

Podobnie jak w przypadku miedzi oraz indu zużycie galu w scenariuszu perspektywicznym będzie zwiększało się szybciej niż w kontynuacyjnym za sprawą rosnącego udziału technologii CIGS (o jeden punkt procentowy w kolejnych okresach).

Skrajne wartości są prognozowane w tych samych scenariuszach co w przypadku dwóch pierwszych surowców grupy CIGS. Wynoszą one odpowiednio 0,04 Mg oraz 1,69 Mg, a więc prognozowane minimalne zapotrzebowanie na gal jest dwukrotnie wyższe niż w scenariuszu kontynuacyjnym, a maksymalne – około czterokrotnie.

8.2.9. Selen

Scenariusz kontynuacyjny (SK)

Ostatnim surowcem stosowanym w ogniwach CIGS jest selen. Determinanty kształtujące zapotrzebowanie na ten pierwiastek są takie same, jak w przypadku trzech omawianych wcześniej surowców, tj. miedzi, indu oraz galu.

W tabeli 32 oraz na rysunkach 146–151 przedstawione zostały wyniki badań dotyczące prognoz zapotrzebowania na selen w latach 2024–2040 w scenariuszu kontynuacyjnym.

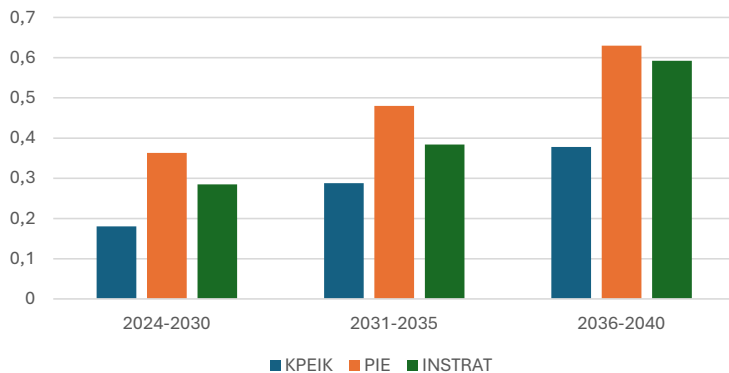
Tabela 32
Progniza popytu na selen (SK) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,18	0,45	0,24	0,59	0,45	1,11
2031–2035	0,29	0,72	0,34	0,86	0,68	1,69
2036–2040	0,38	0,95	0,46	1,15	0,88	2,19

Tabela 32 cd.

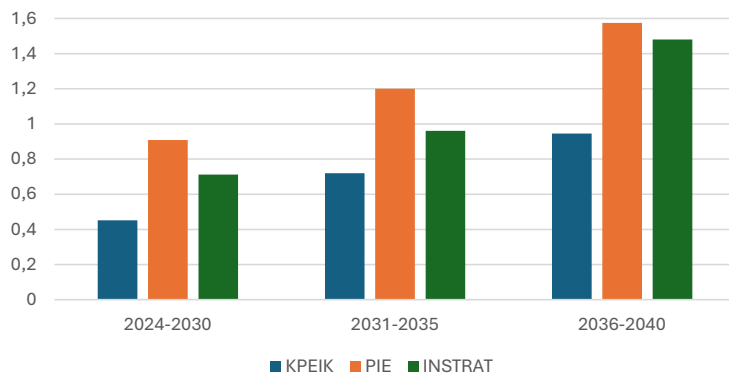
PIE						
2024–2030	0,36	0,91	0,47	1,18	0,90	2,24
2031–2035	0,48	1,20	0,57	1,43	1,13	2,81
2036–2040	0,63	1,58	0,77	1,91	1,46	3,66
Instrat						
2024–2030	0,28	0,71	0,37	0,93	0,70	1,76
2031–2035	0,38	0,96	0,46	1,14	0,90	2,25
2036–2040	0,59	1,48	0,72	1,80	1,37	3,44

Selen SK LDSP



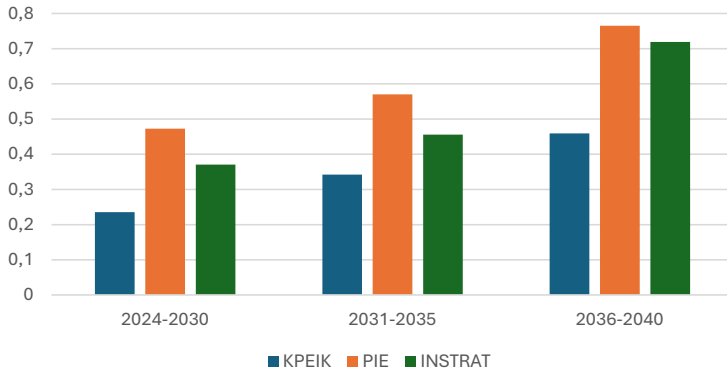
Rys. 146. Prognoza popytu na selen, wariant SK LDSP [Mg]

Selen SK LDSO



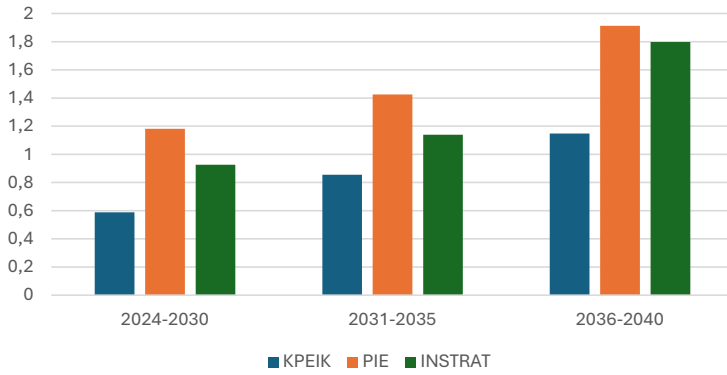
Rys. 147. Prognoza popytu na selen, wariant SK LDSO [Mg]

Selen SK MDSP



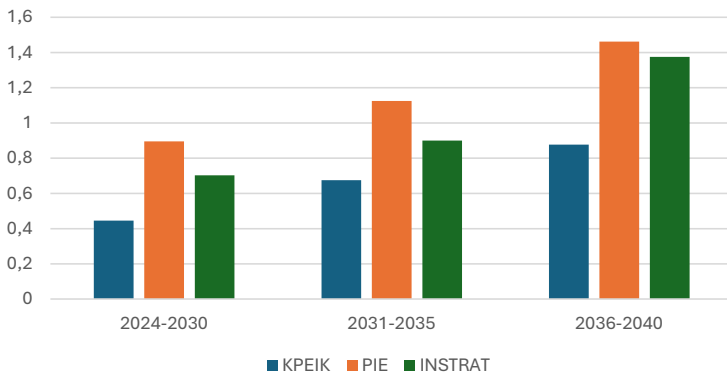
Rys. 148. Prognoza popytu na selen, wariant SK MDSP [Mg]

Selen SK MDSO

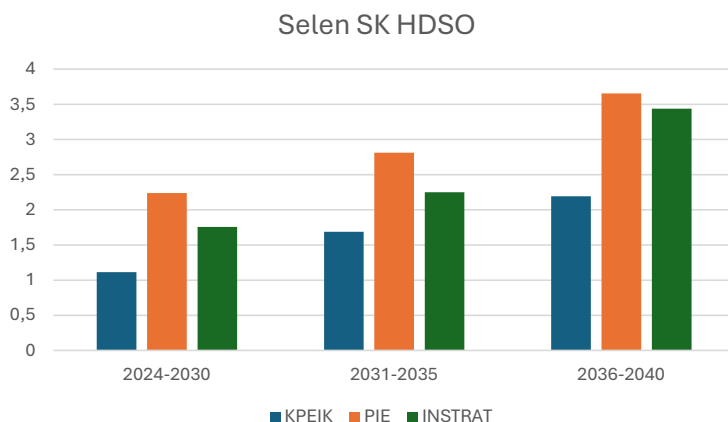


Rys. 149. Prognoza popytu na selen, wariant SK MDSO [Mg]

Selen SK HDSP



Rys. 150. Prognoza popytu na selen, wariant SK HDSP [Mg]



Rys. 151. Progniza popytu na selen, wariant SK HDSO [Mg]

W przypadku selenu głównym czynnikiem wpływającym na wzrost zapotrzebowania także będzie zwiększanie LC w produkcji fotowoltaiki. Podobnie jak poprzednie pierwiastki selen będzie charakteryzował się malejącym nasyceniem, jednak spadek ten nie będzie na tyle znaczący, aby zrównoważyć wzrastający udział LC, dlatego we wszystkich wariantach przewidywany jest wzrost zapotrzebowania w kolejnych okresach.

Minimalna wartość zapotrzebowania na selen wyniesie 0,18 Mg, a maksymalna 3,66 Mg. Są one prognozowane w tych samych wariantach i okresach, co w przypadku pozostałych surowców z grupy CIGS.

Scenariusz perspektywiczny (SP)

Wyniki badań zapotrzebowania na selen przeprowadzonych zgodnie ze scenariuszem perspektywicznym zostały przedstawione w tabeli 33 oraz na rysunkach 152–157.

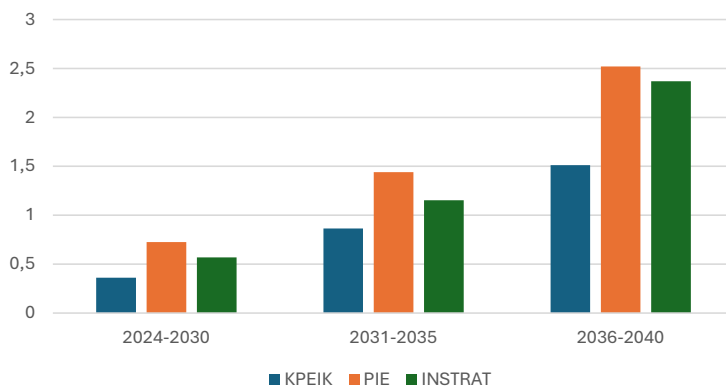
Tabela 33
Progniza popytu na selen (SP) [Mg]

Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
KPEiK						
2024–2030	0,36	0,90	0,47	1,18	0,89	2,23
2031–2035	0,86	2,16	1,03	2,57	2,03	5,06
2036–2040	1,51	3,78	1,84	4,59	3,51	8,78
PIE						
2024–2030	0,73	1,82	0,95	2,36	1,79	4,48
2031–2035	1,44	3,60	1,71	4,28	3,38	8,44
2036–2040	2,52	6,30	3,06	7,65	5,85	14,63

Tabela 33 cd.

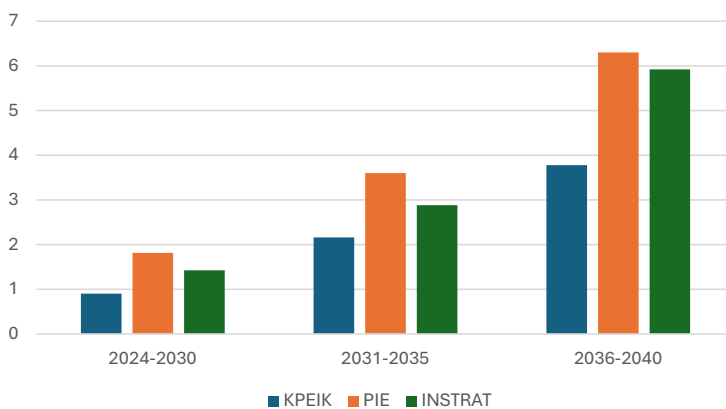
Lata	Scenariusz					
	LDSP	LDSO	MDSP	MDSO	HDSP	HDSO
Instrat						
2024–2030	0,57	1,42	0,74	1,85	1,40	3,51
2031–2035	1,15	2,88	1,37	3,42	2,70	6,75
2036–2040	2,37	5,92	2,88	7,19	5,50	13,75

Selen SP LDSP



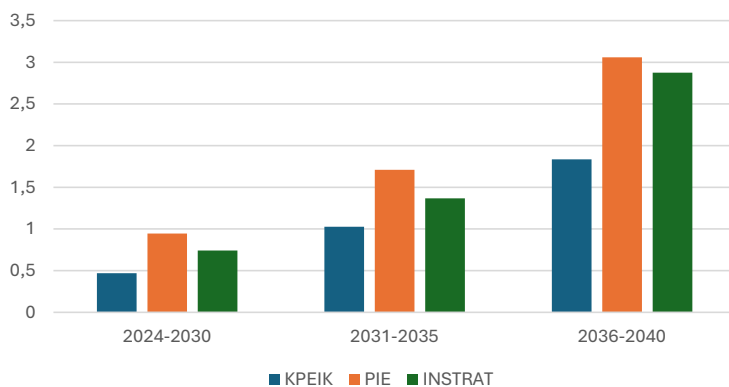
Rys. 152. Prognoza popytu na selen, wariant SP LDSP [Mg]

Selen SP LDSO



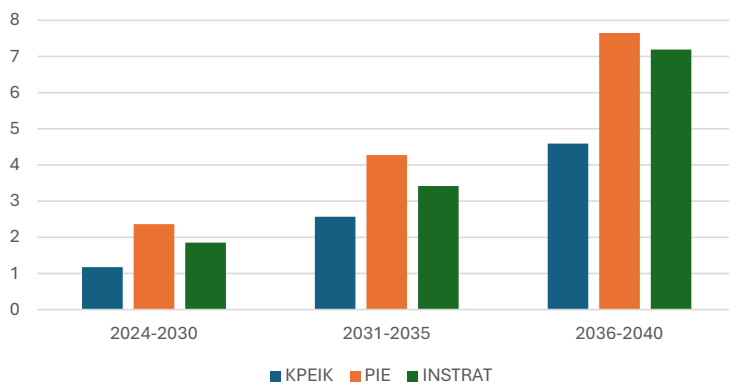
Rys. 153. Prognoza popytu na selen, wariant SP LDSO [Mg]

Selen SP MDSP



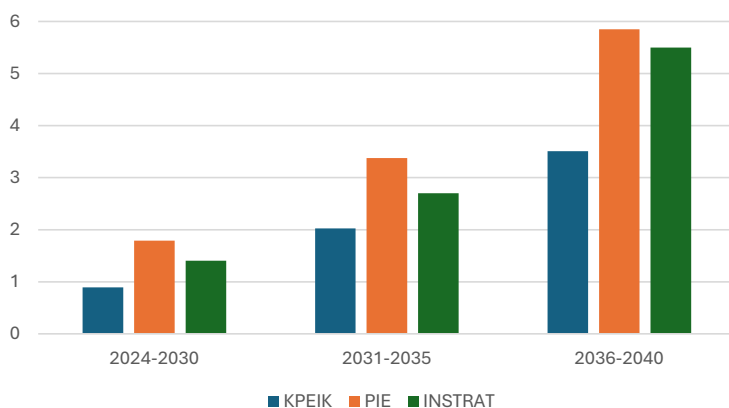
Rys. 154. Prognoza popytu na selen, wariant SP MDSP [Mg]

Selen SP MDSO

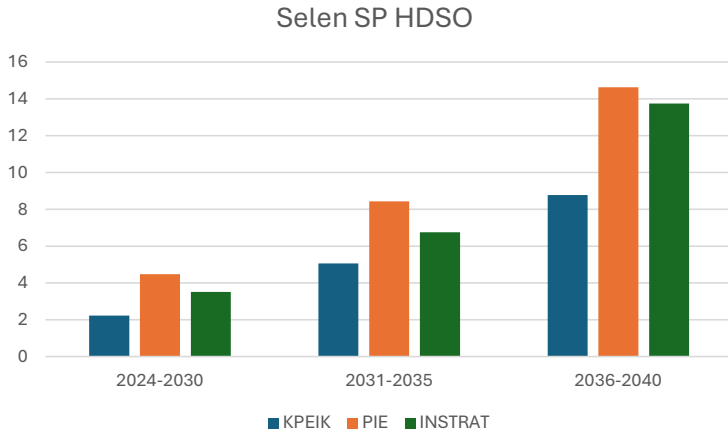


Rys. 155. Prognoza popytu na selen, wariant SP MDSO [Mg]

Selen SP HDSP



Rys. 156. Prognoza popytu na selen, wariant SP HDSP [Mg]



Rys. 157. Prognoza popytu na selen, wariant SP HDSO [Mg]

W scenariuszu perspektywicznym zwiększony udział technologii CIGS w połączeniu z rosnącą krajową produkcją (LC) skutkują dynamicznym wzrostem zapotrzebowania na selen.

Wartości graniczne są prognozowane w tych samych wariantach i okresach co w przypadku pozostałych pierwiastków z grupy CIGS i wynoszą 0,36 Mg i 14,36 Mg. Wartość minimalna jest więc dwukrotnie wyższa niż w scenariuszu kontynuacyjnym, a maksymalna – czterokrotnie.

Rozdział 9

Krajowy potencjał produkcji ogniw PV – wnioski końcowe i zalecenia

Polska jako kraj, w którym elektroenergetyka od zawsze opierała się głównie na węglu, ma przed sobą niełatwe zadanie polegające na transformacji tego sektora, której nie da się uniknąć. Wyzwanie to jest tym trudniejsze, że w ostatnich dekadach presja na przyspieszenie odchodzenia od paliw kopalnych wzrasta. Oprócz uwarunkowań polityki klimatycznej mają na to wpływ czynniki środowiskowe, które są coraz bardziej zauważalne, a w ostatnich latach także konieczność dywersyfikacji źródeł energii mająca docelowo prowadzić do uniezależnienia się od zewnętrznych dostaw surowców.

Niestety Polska jest także krajem, w którym trudno o sensowne alternatywy dla węgla. OZE mogą przejąć znaczną część generacji, jednak nigdy nie zastąpią stabilnych mocy wytwórczych. Wyjściem z tej sytuacji jest rozwijanie energetyki jądrowej, jednak w przeciwieństwie do wielu krajów Unii Europejskiej obecnie nie posiadamy ani jednej elektrowni atomowej, a budowa potrwa przynajmniej kilkanaście lat. Oznacza to, że jesteśmy w trudniejszym położeniu niż kraje, które mogą sobie pozwolić na znaczną redukcję emisji dwutlenku węgla i zanieczyszczeń, a w konsekwencji spełnić założenia polityki klimatycznej.

Dla krajowej elektroenergetyki dodatkowym problemem jest przestarzała infrastruktura, co już teraz skutkuje odmowami przyłączeń nowych instalacji OZE, a w wielu wypadkach także przekraczaniem dopuszczalnych parametrów pracy (np. napięć). Prowadzi to do odłączenia takiej instalacji i zatrzymania produkcji energii, co powoduje realne straty. Jeśli większe instalacje (czyli instalacje producenckie) nie mogą wprowadzać wytworzonej energii do sieci, przychody z inwestycji spadają, a okres zwrotu wydłuża się. Dla prosumentów brak możliwości oddania wygenerowanych kilowatogodzin energii elektrycznej oznacza z kolei konieczność jej zakupu, najczęściej po wyższych cenach. Dodatkowo zwykle brakującą energię trzeba pozyskać z tradycyjnych źródeł, a więc głównie elektrowni węglowych.

W dłuższym horyzoncie czasowym, obejmującym nie lata, ale dekady, nieuniknione wydaje się znaczne zwiększenie nakładów finansowych na modernizację systemów wytwórczych oraz całej infrastruktury elektroenergetycznej, która musi zostać przeprowadzona jak najszybszej i jak najbardziej kompleksowo. Jedną z możliwości jest znaczne zintensyfikowanie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i tworzenie magazynów energii, które pozwolą na pełniejsze wykorzystanie generacji z tych – nie da się ukryć – niestabilnych źródeł. Analiza SWOT przeprowadzona dla wybranych OZE (Igliński, 2020) wskazuje, że na ich wykorzystanie oraz przyszły potencjał wytwórczy w naszym kraju mają wpływ duże zróżnicowanie terytorialne

oraz sezonowa zmienność zainstalowanych mocy. W przypadku fotowoltaiki, charakteryzującej się znaczną fluktuacją mocy wytwórczej (zarówno dobową, jak i sezonową), rozwiązaniem może być przewymiarowanie instalacji w połączeniu z możliwością magazynowania nadwyżek energii elektrycznej (także w postaci ciepła lub chłodu systemowego), co pozwoli na spłaszczenie sinusoidy dobowej, a jeśli powstaną wystarczająco duże, nowoczesne magazyny – zapewnienie stabilności dostaw także w okresie zimowym. Warto zaznaczyć, że większość analizowanych typów OZE może współistnieć w ramach miksu energetycznego, co w konsekwencji powinno prowadzić do istotnego zwiększenia ich udziału w całkowitej produkcji energii elektrycznej.

Aby uzyskać wystarczająco duży przyrost zainstalowanych mocy PV, konieczne są z jednej strony znaczne nakłady finansowe, a z drugiej sprostanie wyzwaniom związanym z dostarczeniem odpowiedniej liczby instalacji, głównie modułów fotowoltaicznych. W tym celu niezbędne jest wykorzystanie w jak największym stopniu krajowego potencjału w zakresie wytwarzania kompletnej instalacji fotowoltaicznych. O ile oprzyrządowanie (tj. kable, przyłącza, stelaże, ramy, a nawet inwertery, sterowniki oraz systemy EMS) nie powinno stanowić problemu, o tyle ogniwa są większym wyzwaniem – obecnie nie są one wytwarzane w Polsce. Uruchomienie ich produkcji na szerszą skalę mogłoby otworzyć nowe możliwości, np. powstające miejsca pracy pozwoliłyby górnikom na przekwalifikowanie się i pracę w nowej branży. Jeśli moce produkcyjne w przyszłości osiągnęłyby wystarczający poziom, możliwy byłby eksport ogniw fotowoltaicznych, np. do innych krajów Unii Europejskiej, które podobnie jak Polska obecnie nie posiadają własnych fabryk.

Niestety na drodze do uruchomienia fabryk PV nasz kraj może napotkać wiele problemów. Jak wskazano wcześniej, należy liczyć się z tym, że poza ogromnymi nakładami finansowymi proces ten wymagać będzie czasu – budowa zajmie przynajmniej kilka lat. Inna, nie mniej istotna bariera to dostęp do technologii, który jest utrudniony, od kiedy Chiny wprowadziły zakazy ich transferu. Alternatywę stanowi wprowadzenie własnych rozwiązań, np. ogniw opartych na strukturach perowskitowych lub innych koncepcji, nad którymi pracują polscy naukowcy. Mogą to być technologie III lub IV generacji, ale także odmiany ogniw krzemowych lub cienkowarstwowych. Jak już wspomniano, najbardziej prawdopodobny jest jednak scenariusz, zgodnie z którym jeszcze przez wiele lat główną technologią będą ogniwa wykorzystujące krzem, które są najbardziej rozpowszechnione i najtańsze.

Niezależnie od tego, które rozwiązanie stanie się udziałem krajowego *local content*, niezbędne będzie zapewnienie odpowiednich surowców do produkcji ogniw. Ich dostępność może być dużym ograniczeniem, tzw. wąskim gardłem, które utrudni lub uniemożliwi wytwarzanie instalacji. O ile Polska dysponuje znacznymi ilościami miedzi i srebra, których rudy są wydobywane na terenie kraju przez KGHM Polska Miedź, o tyle w przypadku np. germanu, galu, telluru czy selenu będziemy musieli zapewnić zewnętrzne źródła zaopatrzenia.

W badaniu wskazano kilka scenariuszy rozwoju polskiej produkcji fotowoltaiki w perspektywie do 2040 r. Opracowany model uwzględnia trzy scenariusze energetyczne, dwa scenariusze transformacji fotowoltaiki, trzy scenariusze intensywności (nasylenia) zużycia poszczególnych surowców, a także dwa warianty zmian udziału krajowego *local*

content. Wprowadzenie wszystkich tych danych pozwoliło na uzyskanie konkretnych wartości zapotrzebowania na poszczególne surowce dla każdego badanego scenariusza. Szeroki zakres danych wejściowych skutkuje oczywiście znacznym zróżnicowaniem uzyskanych wyników. Jest to naturalne i korzystne, ponieważ pozwala przeanalizować potencjalne ograniczenia i z wyprzedzeniem zaplanować działania mające na celu zapewnienie odpowiedniej ilości surowców, np. zwiększenie wydobycia czy znalezienie zewnętrznych źródeł dostaw. Można także podjąć próbę doboru najbardziej optymalnej technologii wytwarzania, np. ogniwa krzemowe wymagają miedzi, srebra i aluminium, a nawet duże zapotrzebowanie na te metale nie powinno stanowić problemu w naszym kraju.

Każdy model prognostyczny, także opracowany na potrzeby niniejszego badania, opiera się na założeniach, które mogą w przyszłości okazać się błędne. Niepewność prognozowania jest nieodłącznym elementem badań, a w przypadku technologii, które zmieniają się tak dynamicznie jak fotowoltaika, niezbędna może okazać się ich cykliczna weryfikacja. Wskazane w pracy zmiany w obecnie stosowanych technologiach wytwarzania ogniw polegające na zmniejszaniu lub eliminowaniu zużycia niektórych surowców, a także pojawianie się zupełnie nowych rozwiązań zastępujących stare mogą skutkować koniecznością ponownego przeprowadzania obliczeń.

Warto jeszcze w tym miejscu przypomnieć przyjęte założenia. W badaniu przeprowadzono obliczenia uwzględniające tylko ogniwa PV, jako kluczowe przy prognozowaniu zapotrzebowania na surowce. Jeśli jednak planowana będzie masowa produkcja całych instalacji PV (kompletnych modułów oraz pozostałych elementów), konieczne może okazać się oszacowanie zużycia większej liczby surowców. Także w tym wypadku najbardziej przydatna może okazać się analiza scenariuszowa, ponieważ wiele wskazuje na to, że wytwarzanie różnego rodzaju ogniw o odmiennej budowie będzie wymagało innych surowców, co dotyczy szczególnie rozwiązań bazujących na elastycznych ogniwach bez szkła, ramki itp.

Po przeanalizowaniu wyników badań sformułowaliśmy zalecenia co do sposobu przeprowadzenia transformacji energetycznej w Polsce. By przebiegała ona sprawnie, należy:

1. Jak najszybciej opracować realny plan transformacji energetycznej, biorąc pod uwagę zarówno obecny stan, jak i faktyczne możliwości krajowego systemu.
2. Uwzględnić fotowoltaikę jako główne źródło zielonej energii i zaplanować powstanie magazynów w celu zapewnienia pełnego jej wykorzystania.
3. Pilnie podjąć działania mające prowadzić do uruchomienia własnych mocy wytwórczych instalacji PV, a w szczególności ogniw fotowoltaicznych, z uwzględnieniem konieczności zaopatrzenia w niezbędne surowce.
4. Prowadzić prace badawcze w celu rozwijania technologii, które pozwolą na zmniejszanie zużycia surowców podczas produkcji instalacji PV oraz na wykorzystywanie w jak największym stopniu własnych zasobów (uniezależnienie się od zewnętrznych źródeł).
5. Dynamicznie zwiększać udział LC, uruchamiając nowe moce produkcyjne.
6. W miarę możliwości wykorzystać zasoby pracownicze, które pojawią się podczas transformacji, dzięki umożliwianiu (szczególnie górnikom) przekwalifikowania i podjęcia pracy w fabrykach PV.

Wydaje się, że Polska – nie tylko w perspektywie do 2040 r., ale też w dłuższym horyzoncie czasowym – ma duże możliwości w zakresie transformacji energetycznej, której fotowoltaika mogłaby być głównym beneficjentem. Krajowa produkcja kompletnych instalacji PV powinna być obecnie priorytetem, ponieważ właśnie teraz jest ostatni moment, aby podjęte działania przyniosły korzyści w przyszłości.

Nawet jeżeli opracowany plan transformacji nie powiedzie się w pełni, warto zastanowić się, czy należy zupełnie zrezygnować z jego realizacji, czy go zweryfikować i dopasować do nowych realiów. Dynamiczne zmiany w dzisiejszych czasach są bardzo prawdopodobne, przy czym trzeba pamiętać, że oprócz zagrożeń przynoszą także nowe możliwości. Bierność w zakresie rozwoju krajowej energetyki może mieć tylko jeden skutek: całkowite uzależnienie się od zewnętrznych źródeł dostaw, które – jak pokazały ostatnie lata – są bardzo nieprzewidywalne. W kontekście bezpieczeństwa energetycznego taka sytuacja jest niepożądana i jako kraj powinniśmy dążyć do jej uniknięcia.

Literatura

- AIKO (b.d.). *Technologia ABC, all back contact, zastosowana w modułach firmy AIKO serii Blach Hole, całkowicie eliminuje srebro z paneli, zastępując przednią siatkę kontaktową, tylną powierzchnią dla obu biegunów*. Pobrano dnia 19.04.2025 z <https://aikosolar.com/pl/>
- Al-Ezzi, A. S., & Ansari, M. N. M. (2022). Photovoltaic solar cells: A review. *Applied System Innovation*, 5(4), 67. <https://doi.org/10.3390/asi5040067>
- ARE – Agencja Rynku Energii (b.d.). *Produkcja energii elektrycznej*. Pobrano dnia 25.12.2024 z <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/prezentacja-wybranych-danych>
- Bartusik, M. (2024, 19 listopada). *Litwa broni się przed chińskimi inwerterami. Nowe przepisy zmniejszą wpływ Szanghaju na krajową energetykę*. Globenergia. Pobrano dnia 18.02.2025 z <https://globenergia.pl/litwa-broni-sie-przed-chińskimi-inwerterami-nowe-przepisy-zmniejsza-wplyw-szanghaju-na-krajowa-energetyke/>
- Baudry, P. (2024, April). *Air quality in Europe*. The European Correspondent. Pobrano dnia 11.11.2024 z <https://paulinebaudry.com/TEC-04-2024>
- Bednarczyk, J. L., Brzozowska-Rup, K., & Luściński, S. (2021). Determinants of the energy development based on renewable energy sources in Poland. *Energies*, 14(20), 6762. <https://doi.org/10.3390/en14206762>
- Bellini, E. (2025, 17 April). *Fraunhofer ISE developing heterojunction solar cells with silver consumption of less than 2 mg per W*. PV Magazine. Pobrano dnia 25.04.2025 z <https://www.pv-magazine.com/2025/04/17/fraunhofer-ise-developing-heterojunction-solar-cells-with-silver-consumption-of-less-than-2-mg-per-w/>
- Bollinger, B., Gerarden, T., Gillingham, K., Vollmer, D., & Xu, D. Y. (2024, 21 March). *Strategic avoidance and the welfare impacts of solar panel tariffs*. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://cowles.yale.edu/sites/default/files/2024-05/Gerarden-solar-tariffs.pdf>
- Brown, S., & Jones, D. (2024). *European electricity review 2024*. Ember. Pobrano dnia 15.12.2024 z <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/10/European-Electricity-Review-2024.pdf>
- Buk, W., & Izdebski, M. (2024, czerwiec). *Analiza wpływu ETS2 na koszty życia Polaków*. Pobrano dnia 14.09.2024 z https://ets2koszty.pl/wp-content/uploads/2024/07/ets2_raport_final.pdf
- Calvo, G., & Valero, A. (2022). Strategic mineral resources: Availability and future estimations for the renewable energy sector. *Environmental Development*, 41, 100640. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2021.100640>

- Carrara, S., Alves Dias, P., Plazzotta, B., & Pavel, C. (2020). *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*. Pobrano dnia 27.04.2025 z <https://doi.org/10.2760/160859>.
- Chen, Ch., Pinar, M., & Stengos, T. (2020). Renewable energy consumption and economic growth nexus: Evidence from a threshold model. *Energy Policy*, 139, 111295. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111295>
- Cire.pl – Centrum Informacji o Rynku Energii (2021, 11 marca). *Transformacja energetyczna w latach 2021–40 może kosztować ok. 1,6 bln zł – PEP2040*. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/181881-transformacja-energetyczna-w-latach-2021-40-moze-kosztowac-ok-1,6-bln-zl-pep2040>
- Derski, B. (2023, 11 października). *OZE pokryły 97% zapotrzebowania Polski. Pięć godzin ujemnych cen prądu*. Wysokie Napięcie. Pobrano dnia 11.12.2024 z <https://wysokienapiecie.pl/93216-oze-pokryly-97-zapotrzebowania-polski-piec-godzin-ujemnych-cen-pradu/>
- Dębicka, A., Olejniczak, K., Radomski, B., Kurz, D., & Poddubiecki, D. (2024). Renewable energy investments in Poland: Goals, socio-economic benefits, and development directions. *Energies*, 17(10), 2374. <https://doi.org/10.3390/en17102374>
- Dhar, A., Naeth, M. A., Jennings, P. D., & El-Din, M. G. (2020). Perspectives on environmental impacts and a land reclamation strategy for solar and wind energy systems. *Science of The Total Environment*, 718, 134602. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.134602>
- Drabczyk, K. (red.) (2021). *Foresight technologiczny polskiej branży PV w perspektywie do 2025*. Instytut Metalurgii i Inżynierii Materiałowej Polskiej Akademii Nauk. Pobrano dnia 1.05.2025 z https://www.wojsko-polskie.pl/awl/u/a9/26/a926c84f-3e98-42fd-910e-346333f73d0c/zalacznik_nr_8.pdf
- Drożdż, W., Mróz-Malik, O., & Kopiczko, M. (2021). The future of the Polish energy mix in the context of social expectations. *Energies*, 14(17), 5341. <https://doi.org/10.3390/en14175341>
- Duda, J., Kusa, R., Pietruszko, S., Smol, M., Suder, M., Teneta, J., Wójtowicz, T., & Źdanowicz, T. (2022). Development of roadmap for photovoltaic solar technologies and market in Poland. *Energies*, 15(1), 174. <https://doi.org/10.3390/en15010174>
- Dzikuć, M., Piwowar, A., & Dzikuć, M. (2022). The importance and potential of photovoltaics in the context of low-carbon development in Poland. *Energy Storage and Saving*, 1(3), 162–165. <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.001>
- EIA – U.S. Energy Information Administration (2024). *Solar explained: Photovoltaics and electricity*. Pobrano dnia 21.04.2025 z <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php>
- Electricity Maps (b.d.). *Polska*. Pobrano dnia 11.11.2024 z <https://app.electricitymaps.com/zone/PL>
- Elshkaki, A. (2019). Materials, energy, water, and emissions nexus impacts on the future contribution of PV solar technologies to global energy scenarios. *Scientific Reports*, 9, 19238. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-55853-w>

- Elźbieciak, T., & Zasuń, R. (2024, 11 grudnia). *Magazyny energii kontra gaz. Kto wygra rynek mocy w 2024 roku?* Wysokie Napięcie. Pobrano dnia 15.12.2024 z <https://wysokienapiecie.pl/106302-magazyny-energii-kontra-gaz-kto-wygra-rynek-mocy-w-2024-roku/>
- Ember (b.d. 1). *Electricity data explorer*. Pobrano dnia 30.11.2024 z <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>
- Ember (b.d. 2). *Yearly Electricity Data*. Pobrano dnia 16.11.2024 z <https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/>
- Energy Institute (2024). *Statistical review of world energy*. Pobrano dnia 30.11.2024 z <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- Energy Instrat (b.d.). *Cena uprawnień do emisji CO2 w systemie EU ETS*. Pobrano dnia 11.09.2024 z <https://energy.instrat.pl/ceny/eu-ets/>
- ESMC – European Solar Manufacturing Council (b.d.). Pobrano dnia 18.02.2025 z <https://esmc.solar/about-us/>
- European Commission (2019, 11 December). *Communication from the commission. The European Green Deal*. Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640>
- European Council (b.d.). *Fit for 55*. Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/>
- European Data (2024). Pobrano dnia 10.11.2024 z <https://data.europa.eu/data/datasets/dat-232-en?locale=en>
- European Environment Agency (b.d.). *European city air quality viewer*. Pobrano dnia 1.12.2024 z <https://www.eea.europa.eu/en/topics/in-depth/air-pollution/european-city-air-quality-viewer>
- European Environment Agency (2023, 24 November). *Poland – air pollution country fact sheet*. Pobrano dnia 11.12.2024 z <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/poland-air-pollution-country-2023-country-fact-sheets>
- European Union (b.d.). *Unijny system handlu uprawnieniami do emisji. Streszczenie dokumentu: Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej*. EUR-Lex. Pobrano dnia 13.04.2025 z <https://eur-lex.europa.eu/PL/legal-content/summary/eu-emissions-trading-system.html>
- Farghali, M., Osman, A. I., Chen, Z., Abdelhaleem, A., Ihara, I., Mohamed, I. M. A., Yap, P.-S., & Rooney, D. W. (2023). Social, environmental, and economic consequences of integrating renewable energies in the electricity sector: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 21, 1381–1418. <https://doi.org/10.1007/s10311-023-01587-1>
- Fischer, M., Woodhouse, M., & Baliozian, P. (2024, maj). *International technology roadmap for photovoltaics (ITRPV). 2023 results* (15th ed.). VDMA. Pobrano dnia 13.01.2025 z <https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/06/ITRPV-15th-Edition-2024-2.pdf>
- Fleck, A. (2023). *The 10 most polluted cities in the European Union*. Statista. Pobrano dnia 1.12.2024 z <https://www.statista.com/chart/31399/most-air-polluted-cities-in-the-eu/>

- Frączyk, J. (2024, 14 stycznia). *Fotowoltaika krzemowa to przeżytek. Nowe ogniwa z Polski z pierwszym na świecie certyfikatem*. Business Insider. Pobrano dnia 18.02.2025 z <https://businessinsider.com.pl/technologie/nowe-technologie/fotowoltaika-krzemowa-to-przezytek-nowe-panele-z-polski-z-pierwszym-na-swiecie/fpz8w0n>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), & PSE Projects (2025, 31 October). *Photovoltaics report*. Pobrano dnia 13.02.2025 z <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Fundusze Europejskie (b.d.). *Czyste powietrze*. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://czystepowietrze.gov.pl>
- Gervais, E., Shammugam, S., Friedrich, L., & Schlegl, T. (2021). Raw material needs for the large-scale deployment of photovoltaics – Effects of innovation-driven roadmaps on material constraints until 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 110589. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110589>
- Giga PV (b.d.). *New solar cell manufacturing*. Pobrano dnia 18.02.2025 z <https://giga-pv.pl/news/>
- Global Solar Atlas (b.d.). *Map and data downloads*. Pobrano dnia 20.04.2025 z <https://globalsolaratlas.info/download/world>
- Globenergia (2024a, 13 grudnia). *Ile Polski w polskich morskich farmach wiatrowych? Kwestia local contentu w branży offshore*. Pobrano dnia 20.04.2025 z <https://globenergia.pl/ile-polski-w-polskich-morskich-farmach-wiatrowych-kwestia-local-contentu-w-branzji-offshore/>
- Globenergia (2024b, 16 lipca). *Polska przekroczyła 18 GW mocy PV!* Pobrano dnia 28.12.2024 z <https://globenergia.pl/polska-przekroczyla-18-gw-mocy-pv/>
- Globenergia (2025, 13 lutego). *Otwarcie największej fabryki modułów fotowoltaicznych z perowskitu w Chinach*. Pobrano dnia 15.02.2025 z <https://globenergia.pl/otwarcie-najwiekszej-fabryki-modulow-fotowoltaicznych-z-perowskitu-w-chinach/>
- Glanz, S. W., Preu, R., & Biro, D. (2012). 1.16. Crystalline silicon solar cells: State-of-the-art and future developments. In A. Sayigh (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy* (vol. 1, pp. 353–387). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00117-7>
- Goldschmidt, J. Ch., Wagner, L., Pietzcker, R., & Friedrich, L. (2021). Technological learning for resource efficient terawatt scale photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 14, 5147–5160. <https://doi.org/10.1039/D1EE02497C>
- Golubiewski, G., & Duraczyński, M. (2010). *Technologie wytwarzania ogniw fotowoltaicznych*. Globenergia. Pobrano dnia 13.04.2025 z <https://globenergia.pl/technologie-wytwarzania-ogniw-fotowoltaicznych/>
- Grandell, L., Lehtilä, A., Kivinen, M., Koljonen, T., Kihlman, S., & Lauri, L. S. (2016). Role of critical metals in the future markets of clean energy technologies. *Renewable Energy*, 95, 53–62. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.102>
- GUS – Główny Urząd Statystyczny (b.d.). *Portal mapowy – dane GUS: „Z odnawialnych nośników energii” oraz „Udział energii odnawialnej w produkcji energii*

- elektrycznej ogółem*” (mapa interaktywna). Pobrano dnia 10.09.2024 z <https://geo.stat.gov.pl/app/mapa/gus/c633a248-a094-0007-c39a-25d57ecd0e4/?locale=pl&mapview=-13.315959%2C15.385663%2C194521348.26s#/>
- Guzik, K., Burkowicz, A., & Szlugaj, J. (2022). The EU’s demand for selected critical raw materials used in the photovoltaic industry. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*, 38(2), 31–59. <https://doi.org/10.24425/gsm.2022.141666>
- Hallam, B., Kim, M., Zhang, Y., Wang, L., Lennon, A., Verlinden, P., Altermatt, P. P., & Dias, P. R. (2022). The silver learning curve for photovoltaics and projected silver demand for net-zero emissions by 2050. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 31(6), 598–606. <https://doi.org/10.1002/pip.3661>
- Hasterok, D., Castro, R., Landrat, M., Pikoń, K., Doepfert, M., & Morais, H. (2021). Polish energy transition 2040: Energy mix optimization using grey wolf optimizer. *Energies*, 14(2), 501. <https://doi.org/10.3390/en14020501>
- Hermle, M., Feldmann, F., Bivour, M., Goldschmidt, J. Ch., & Glunz, S. W. (2020). Passivating contacts and tandem concepts: Approaches for the highest silicon-based solar cell efficiencies. *Applied Physics Reviews*, 7(2), 021305. <https://doi.org/10.1063/1.5139202>
- Hysa, B., & Mularczyk, A. (2024). PESTEL analysis of the photovoltaic market in Poland – A systematic review of opportunities and threats. *Resources*, 13(10), 136. <https://doi.org/10.3390/resources13100136>
- IEA – International Energy Agency (2022). *Special report on solar PV global supply chains*. Pobrano dnia 19.02.2025 z <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4eedd256-b3db-4bc6-b5aa-2711ddfc1f90/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf>
- IEA – International Energy Agency (2024). *World Energy Outlook 2024*. Pobrano dnia 13.04.2025 z <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5e9122fc-9d5b-4f18-8438-dac8b39b702a/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
- IEA – International Energy Agency (2025, 3 February). *Solar PV manufacturing capacity according to announced projects and in the Net Zero Scenario, 2015–2030*. Pobrano dnia 15.02.2025 z <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-manufacturing-capacity-according-to-announced-projects-and-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>
- IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej (2021, 19 kwietnia). *Nowa inicjatywa europejskich firm przemysłowych produkujących urządzenia dla energetyki słonecznej*. Pobrano dnia 18.02.2025 z <https://ieo.pl/aktualnosci/1529-nowa-inicjatywa-europejskich-firm-przemyslowych-produkujacych-urządzenia-dla-energetyki-słonecznej>
- IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej (2025). *Ocena udziału dostaw lokalnych towarów i usług w fotowoltaice. Metoda szacowania i promocji „Local content” w przemyśle PV*. Pobrano dnia 21.02.2025 z <https://ieo.pl/ocena-udzialu-dostaw-lokalnych-towarow-i-uslug-w-fotowoltaice-metoda-szacowania-i-promocji-local-content-w-przemysle-pv>

- Igliński, B. (2020). *Badanie sektora energii odnawialnej w Polsce – potencjał techniczny, badania ankietowe, analiza SWOT, analiza PEST*. Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika. Pobrano dnia 11.10.2024 z https://www.researchgate.net/publication/338740614_Badanie_sektora_energii_odnawialnej_w_Polsce_-potencjal_techniczny_badania_ankietowe_analiza_SWOT_analiza_PEST
- Instrat (b.d.). *PyPSA-PL: optimisation model of the Polish energy system*. GitHub. Pobrano dnia 3.05.2025 z <https://github.com/instrat-pl/pypsa-pl>
- Instrat (2025). *O fundacji*. Pobrano dnia 2.05.2025 z <https://instrat.pl/o-fundacji-instrat/>
- IQAir (b.d.). *World AQI+ Ranking*. Pobrano dnia 11.11.2024 z <https://www.iqair.com/us/air-quality-map>
- ISA – International Solar Alliance (2023). *World Solar Technology Report 2023*. Pobrano dnia 13.01.2025 z <https://isolaralliance.org/uploads/docs/89dd61fd0137a8789f047aac775c99.pdf>
- Islam, M. A., Kassim, N. M., Alkahtani, A. A., & Amin, N. (2022). Assessing the impact of spectral irradiance on the performance of different photovoltaic technologies. In M. Aghaei (Ed.), *Solar radiation – measurement, modeling and forecasting techniques for photovoltaic solar energy applications*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.96697>
- Iwaszczuk, N., & Baran, J. (2022). *Globalny popyt na srebro a rozwój fotowoltaiki w dobie zmian klimatycznych*. Wydawnictwo IGSMiE PAN.
- Jonek-Kowalska, I. (2022). Assessing the energy security of European countries in the resource and economic context. *Oeconomia Copernicana*, 13(2), 301–334. <https://doi.org/10.24136/oc.2022.009>
- Kancelaria Prezesa Rady Ministrów (2024, 16 października). *Nie byłoby cudu gospodarczego bez ducha polskiej przedsiębiorczości*. Pobrano dnia 2.05.2025 z <https://www.gov.pl/web/premier/nie-byloby-cudu-gospodarczego-bez-ducha-polskiej-przedsiębiorczości>
- Kavlak, G., McNERney, J., Jaffe, R. L., & Trancik, J. E. (2015). Metals production requirements for rapid photovoltaics deployment. *Energy & Environmental Science*, 8(6), 1651–1659. <https://doi.org/10.1039/C5EE00585J>
- Kim, Ch., Henneman, L. R. F., Choirat, Ch., & Zigler, C. M. (2020). Health effects of power plant emissions through ambient air quality. *Journal of the Royal Statistical Society: Series A (Statistics in Society)*, 183(4), 1677–1703. <https://doi.org/10.1111/rssa.12547>
- Klugmann-Radziemska, E. (2010). *Fotowoltaika w teorii i praktyce*. Wydawnictwo BTC.
- Klugmann-Radziemska, E., & Kuczyńska-Łażewska, A. (2020). The use of recycled semiconductor material in crystalline silicon photovoltaic modules production – A life cycle assessment of environmental impacts. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 205, 110259. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110259>
- Kochanek, E. (2021). Evaluation of energy transition scenarios in Poland. *Energies*, 14(19), 6058. <https://doi.org/10.3390/en14196058>

- Kollewe, J. (2025, 22 April). *US to impose tariffs of up to 3,521% on south-east Asia solar panels*. The Guardian. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://www.theguardian.com/business/2025/apr/22/us-huge-tariffs-south-east-asian-solar-panels-energy-summit>
- Kopecek, R., & Libal, J. (2021, 6 September). *Future industrial solar PV technologies: Champion cell announcements versus industrial reality*. PV Tech. Pobrano dnia 12.01.2025 z <https://www.pv-tech.org/future-industrial-solar-pv-technologies-champion-cell-announcements-versus-industrial-reality/>
- Kopecek, R., Buchholz, F., Mihaietchi, V. D., Libal, J., Lossen, J., Chen, N., Chu, H., Peter, Ch., Timofte, T., Halm, A., Guo, Y., Qu, X., Wu, X., Gao, J., & Dong, P. (2023). Interdigitated back contact technology as final evolution for industrial crystalline single-junction silicon solar cell. *Solar*, 3(1), 1–14. <https://doi.org/10.3390/solar3010001>
- Kot-Niewiadomska, A., Galos, K., & Kamyk, J. (2021). Safeguarding of key minerals deposits as a basis of sustainable development of Polish economy. *Resources*, 10(5), 48. <https://doi.org/10.3390/resources10050048>
- KPEiK (2024). *Krajowy Plan Energetyczny i Klimatyczny 2030*. Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://www.gov.pl/web/climate/national-energy-and-climate-plan>
- Kubiczek, P., Smoleń, M., & Żelisko, W. (2023, grudzień). *Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.* Instrat Policy Paper, 06/2023. Instrat. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2023/12/Instrat-Policy-Paper-06-2023-Polska-prawie-bezemisyjna-Cztery-scenariusze-transformacji-energetycznej-do-2040-r.pdf>
- Lazard (2024, June). *LCOE. Levelized cost of energy+*. Pobrano dnia 10.08.2024 z https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf
- Lewicka, E., Guzik, K., & Galos, K. (2021). On the possibilities of critical raw materials production from the EU's primary sources. *Resources*, 10(5), 50. <https://doi.org/10.3390/resources10050050>
- Machín, A., & Márquez, F. (2024). Advancements in photovoltaic cell materials: Silicon, organic, and perovskite solar cells. *Materials*, 17(5), 1165. <https://doi.org/10.3390/ma17051165>
- Machkih, K., Oubaki, R., & Makha, M. (2024). A review of CIGS thin film semiconductor deposition via sputtering and thermal evaporation for solar cell applications. *Coatings*, 14(9), 1088. <https://doi.org/10.3390/coatings14091088>
- Makieła, K., Mazur, B., & Głowacki, J. (2022). The impact of renewable energy supply on economic growth and productivity. *Energies*, 15(13), 4808. <https://doi.org/10.3390/en15134808>
- Masson, G., de l'Epine, M., & Kaizuka, I. (2023). *Trends in photovoltaic applications 2023* (Report IEA PVPS T1-43:2023). International Energy Agency. Pobrano dnia 11.04.2025 z https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/10/PVPS_Trends_Report_2023_WEB.pdf
- Méndez, L., Forniés, E., Garrain, D., Vázquez, A. P., Souto, A., & Vlasenko, T. (2021). Upgraded metallurgical grade silicon and polysilicon for solar electricity production: A comparative life cycle assessment. *Science of The Total Environment*, 789, 147969. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.147969>

- Mertens, J., Dewulf, J., Breyer, Ch., Belmans R., Gendron C., Geoffron P., Goossens L., Fischer C., Du Fornel E., Hayhoe K., Hirose K., Le Cadre-Loret E., Lester R., Maigné F., Maitournam H., de Miranda P. E. V., Verwee P., Sala O., Webber M., & Debackere K. (2024). From emissions to resources: Mitigating the critical raw material supply chain vulnerability of renewable energy technologies. *Mineral Economics*, 37, 669–676. <https://doi.org/10.1007/s13563-024-00425-2>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (b.d. 1). *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 – wersja 2019 r.* Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030---wersja-2019-r>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (b.d. 2). *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 wraz z prognozą oddziaływania na środowisko z 02.2025.* Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2024a). *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2024b, październik). *Załącznik 3. do aKPEiK. Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania [Projekt].* Pobrano dnia 13.04.2025 z https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/dostep_do_informacji/2024-10-11_Zal_3_do_proj_aKPEiK_Zalozenia_prognostyczne.pdf
- Miniszewski, M., & Pilszyk, M. (2023, listopad). *Scenariusze polskiego miks energetycznego 2040.* Policy Paper, 4/2023. Polski Instytut Ekonomiczny. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2023/11/PP-4-2023.pdf>
- Mój Prąd (b.d.). *Program dofinansowania mikroinstalacji PV, wraz z magazynami energii i magazynami ciepła.* Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://mojprad.gov.pl>
- Nassar, N. T., Wilburn, D. R., & Goonan, T. G. (2016). Byproduct metal requirements for U.S. wind and solar photovoltaic electricity generation up to the year 2040 under various Clean Power Plan scenarios. *Applied Energy*, 183, 1209–1226. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.062>
- Niekurzak, N. (2021). The potential of using renewable energy sources in Poland taking into account the economic and ecological conditions. *Energies*, 14(22), 7525. <https://doi.org/10.3390/en14227525>
- NREL (b.d.). *Best research-cell efficiency chart.* Pobrano dnia 21.04.2024 z <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- Ogbomo, O. O., Amalu, E. H., Ekere, N. N., & Olagbegi, P. O. (2017). A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1225–1238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109>
- Okil, M., Salem, M. S., Abdolkader, T. M., & Shaker, A. (2022). From crystalline to low-cost silicon-based solar cells: A review. *Silicon*, 14, 1895–1911. <https://doi.org/10.1007/s12633-021-01032-4>
- Oksińska, B. (2024, 31 maja). *Polska technologia miała zawojować świat. Teraz może trafić za granicę.* Business Insider. Pobrano dnia 19.01.2025

- z <https://businessinsider.com.pl/biznes/polska-technologie-miala-zawojowac-swiat-teraz-moze-trafic-za-granice-nie-dostalismy/04jvqmg>
- Olivier, A. (2023, 11 septembre). [Carte] *Quelles sont les villes européennes les plus polluées aux particules fines?* Toute l'Europe. Pobrano dnia 1.12.2024 z <https://www.touteleurope.eu/environnement/carte-queelles-sont-les-villes-europeennes-les-plus-polluees-aux-particules-fines/>
- Oni, A. M., Mohsin, A. S. M., Rahman, M. M., & Bhuian, M. B. H. (2024). A comprehensive evaluation of solar cell technologies, associated loss mechanisms, and efficiency enhancement strategies for photovoltaic cells. *Energy Reports*, *11*, 3345–3366. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.03.007>
- Ostrowski, P. (2010). *Procesy termiczne i chemiczne w recyklingu ogniw i modułów fotowoltaicznych z krystalicznego krzemu* [rozprawa doktorska, Politechnika Gdańska]. Pobrano dnia 10.05.2025 z <https://pbc.gda.pl/dlibra/publication/16329/edition/12850>
- Our World in Data (b.d.). *Share of electricity production from solar, 2024*. Pobrano dnia 1.12.2024 z <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-solar>
- Our World in Data (2024). *Levelized cost of energy for renewables, World*. Pobrano dnia 11.05.2024 z <https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy>
- Our World in Data (2025). *Solar (photovoltaic) panel prices vs. cumulative capacity*. Pobrano dnia 20.04.2025 z <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices-vs-cumulative-capacity>
- Ourinson, D., Brand, A., Lorenz, A., Dhamrin, M., Tepner, S., Linse, M., Göttlicher, N., Haberstroh, R., Tsuji, K., Huyeng, J. D., & Clement, F. (2024). Paste-based silver reduction for iTOPCon rear side metallization. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *266*, 112646. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112646>
- Pandera, J., & Adamczewski, T. (2024, 15 października). *Umowa rządu z górnikiem – bomba z opóźnionym zapłonem*. Forum Energii. Pobrano dnia 11.11.2024 z <https://www.forum-energii.eu/koszty-umowy-spoecznej>
- Parida, B., Iniyar, S., & Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(3), 1625–1636. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>
- Parlament Europejski (2024). *Infografika: Emisje gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej wg sektora i krajów*. Pobrano dnia 10.11.2024 z <https://www.europarl.europa.eu/topics/pl/article/20180301STO98928/infografika-emisje-gazow-cieplarnianych-w-unii-europejskiej>
- Pastuszak, J., & Węgierek, P. (2022). Photovoltaic cell generations and current research directions for their development. *Materials*, *15*(16), 5542. <https://doi.org/10.3390/ma15165542>
- PIE – Polski Instytut Ekonomiczny (b.d.). *Misja*. Pobrano dnia 2.05.2025 z <https://pie.net.pl/misja/>
- Pingel, S., Maarouf, F. M., Wengenmeyr, N., Linse, M., Folcarelli, L., Schube, J., Hoffmann, S., Tepner, S., Huyeng, J., Lorenz, A., & Clement, F. (2025). Transition from silver- to copper-based screen printed SHJ solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *287*, 113593. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2025.113593>

- Piowar, A., & Dzikuć, M. (2024). The economic and social dimension of energy transformation in the face of the energy crisis: The case of Poland. *Energies*, 17(2), 403. <https://doi.org/10.3390/en17020403>
- Pregger, T., Simon, S., Naegler, T., & Teske, S. (2019). Main assumptions for energy pathways. In S. Teske (Ed.), *Achieving the Paris Climate Agreement Goals. Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C* (pp. 93–130). Springer Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-05843-2_5
- PSE – Polskie Sieci Energetyczne (b.d.). *Raporty dobowe z funkcjonowania KSE*. Pobrano dnia 11.11.2024 z <https://raporty.pse.pl/?report=HIS=WLK-CAL&state=Funkcjonowanie%20KSE,Plany%20pracy%20KSE,Funkcjonowanie%20RB>
- Raval, M. C., & Reddy, S. M. (2020). *Industrial silicon solar cells*. In M. Nayeripour, M. Mansouri, & E. Waffenschmidt (Eds.), *Solar Cells*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.84817>
- Reuters (2025, 22 April). *US finalizes tariffs on Southeast Asian solar imports*. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/us-commerce-dept-finalizes-tariff-rates-solar-goods-southeast-asia-2025-04-21/>
- Rynek Elektryczny (2024). *Moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce*. Pobrano dnia 28.12.2024 z <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/>
- Salhi, B. (2022). The photovoltaic cell based on CIGS: Principles and technologies. *Materials*, 15(5), 1908. <https://doi.org/10.3390/ma15051908>
- Samiec, S., & Aghdam, A. H. (2024). 4E analysis of a solar, wind and waste heat-driven CCHP system: A case study for a cruise ship. *Applied Thermal Engineering*, 252, 123600. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123600>
- SEIA – Solar Energy Industries Association (2019, 3 December). *Study: Solar tariffs cause devastating harm to U.S. market, economy and jobs*. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://seia.org/news/solar-tariff-impacts/>
- Siemionczyk, G. (2024a, 22 listopada). *Mamy prawie najdroższy prąd w Europie. Kto jest winny i czym to może grozić?* Money.pl. Pobrano dnia 15.12.2024 z <https://www.money.pl/gospodarka/mamy-prawie-najdrozszy-prad-w-europie-kto-jest-winny-i-czym-to-moze-grozic-analiza-7095021984799296a.html>
- Siemionczyk, G. (2024b, 14 grudnia). *Prąd będzie tańszy. „Ceny nie powinny być powodem do obaw”*. Money.pl. Pobrano dnia 16.12.2024 z <https://www.money.pl/gospodarka/prad-bedzie-tanszy-ceny-nie-powinny-byc-powodem-do-obaw-7102806418045568a.html>
- Silva, S., Laranjeira, E., & Soares, I. (2021). Health benefits from renewable electricity sources: A review. *Energies*, 14(20), 6678. <https://doi.org/10.3390/en14206678>
- Smith, K. R., Frumkin, H., Balakrishnan, K., Butler, C. D., Chafe, Z. A., Fairlie, I., Kinney, P., Kjellstrom, T., Mauzerall, D. L., McKone, T. E., McMichael, A. J., & Schneider, M. (2013). Energy and human health. *Annual Review of Public Health*, 34, 159–188. <https://doi.org/10.1146/annurev-publhealth-031912-114404>
- SolarPower Europe (2024). *Global Market Outlook for Solar Power 2024–2028*. Pobrano dnia 12.12.2024 z https://api.solarpowereurope.org/uploads/Global_Market_Outlook_for_Solar_Power_2024_a083b6dcd5.pdf

- Steffen, B., & Patt, A. (2022). A historical turning point? Early evidence on how the Russia-Ukraine war changes public support for clean energy policies. *Energy Research & Social Science*, 91, 102758. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102758>
- Stoker, L. (2021, 13 December). *PV 2030: The race to the TOPCon*. PV Tech. Pobrano dnia 15.02.2025 z <https://www.pv-tech.org/pv-2030-the-race-to-the-topcon/>
- The Silver Institute (2024). *World Silver Survey 2024*. Pobrano dnia 23.04.2025 z <https://silverinstitute.opt-wp.cloud.bosslogics.com/wp-content/uploads/2024/07/World-Silver-Survey-2024.pdf>
- Trip Energy (b.d.). *Jak zbudowany jest panel fotowoltaiczny?* Pobrano dnia 21.04.2025 z <https://tripenergy.pl/jak-zbudowany-jest-panel-fotowoltaiczny/>
- United Nations: Climate Change (b.d.). *The Paris Agreement*. Pobrano dnia 14.11.2024 z <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- URE – Urząd Regulacji Energetyki (2024, 15 marca). *W Polsce funkcjonuje już ponad 14 mln mikroinstalacji OZE*. Pobrano dnia 3.12.2024 z <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11796,W-Polsce-funkcjonuje-juz-ponad-14-mln-mikroinstalacji-OZE.html>
- U.S. Department of Energy (b.d.). *Solar manufacturing map*. Pobrano dnia 18.02.2025 z <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-manufacturing-map>
- Viebahn, P., Soukup, O., Samadi, S., Teubler, J., Wiesen, K., & Ritthoff, M. (2015). Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 655–671. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.070>
- Vodapally, S. N., & Ali, M. H. (2023). A comprehensive review of solar photovoltaic (PV) technologies, architecture, and its applications to improved efficiency. *Energies*, 16(1), 319. <https://doi.org/10.3390/en16010319>
- Wachnik, B., & Chyba, Z. (2021). Key growth factors and limitations of photovoltaic companies in Poland and the phenomenon of technology entrepreneurship under conditions of information asymmetry. *Energies*, 14(24), 8239. <https://doi.org/10.3390/en14248239>
- Wantuch, D. (2021, 9 lutego). *Myśleliście, że przez smog umiera 45 tys. Polaków rocznie? Szacunki były zaniżone. Umiera dwa razy tyle*. Wyborcza.biz. Pobrano dnia 11.11.2024 z <https://wyborcza.biz/biznes/7,177151,26770155,myslelicie-ze-przez-smog-umiera-46-tys-polakow-rocznie-szacunki.html>
- Wilson, G. M., Al-Jassim, M., Metzger, W. K., Glunz, S. W., Verlinden, P., Xiong, G., Mansfield, L. M., Stanbery, B. J., Zhu, K., & Yan, Y. (2020). The 2020 photovoltaic technologies roadmap. *Journal of Physics D: Applied Physics*, 53(49), 493001. <https://doi.org/10.1088/1361-6463/ab9c6a>
- Wiśniewski, G., Kwasiborski, M., Gajkowski, J., Kowalak, T., Kalinowski, K., Orzechowski, S., Wiśniewski, K., Skowrońska, M., Twardawa, M., Dziamski, P., Urbański, P., & Wycisk, A. (2024, czerwiec). *Rynek fotowoltaiki w Polsce* (red. G. Wiśniewski, 12 edycja). Instytut Energetyki Odnawialnej. Pobrano dnia 6.12.2024 z https://cdn.bsbox.pl/files/hestia_elearning/NGE7MDA_/documents/raport_rynek_fotowoltaiki_2024.pdf

- Włodarczyk, R. (2022). Analysis of the photovoltaic waste-recycling process in Polish conditions – a short review. *Sustainability*, 14(8), 4739. <https://doi.org/10.3390/su14084739>
- Woodhouse, M., Smith, B., Ramdas, A., & Margolis, R. (2019). *Crystalline silicon photovoltaic module manufacturing costs and sustainable pricing: 1H 2018 benchmark and cost reduction road map*. NREL. Pobrano dnia 22.04.2025 z <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72134.pdf>
- Woodhouse, M., Feldman, D., Smith, B., Zuboy, J., Huggins, J., Ramasamy, V., & Margolis, R. (2022, 26 September). *The global solar photovoltaic supply chain and bottom-up cost model results*. *World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), Milan, Italy*. NREL. Pobrano dnia 11.01.2025 z <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84036.pdf>
- Woźniak, M., Badora, A., Kud, K., & Woźniak, L. (2022). Renewable energy sources as the future of the energy sector and climate in Poland – truth or myth in the opinion of the society. *Energies*, 15(1), 45. <https://doi.org/10.3390/en15010045>
- Xing, X., Wang, J., Liu, T., Liu, H., & Zhu, Y. (2019). How energy consumption and pollutant emissions affect the disparity of public health in countries with high fossil energy consumption. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 16(23), 4678. <https://doi.org/10.3390/ijerph16234678>
- Yin, H., McDuffie, E. E., Martin, R. V., & Brauer, M. (2024). Global health costs of ambient PM_{2.5} from combustion sources: a modelling study supporting air pollution control strategies. *The Lancet: Planetary Health*, 8(7), E476–E488. Pobrano dnia 10.11.2024 z [https://www.thelancet.com/journals/lanplh/article/PIIS2542-5196\(24\)00098-6/fulltext](https://www.thelancet.com/journals/lanplh/article/PIIS2542-5196(24)00098-6/fulltext)
- Zakeri, B., Paulavets, K., Barreto-Gomez, L., Echeverri, L. G., Pachauri, S., Boza-Kiss, B., Zimm, C., Rogelj, J., Creutzig, F., Ürges-Vorsatz, D., Victor, D. G., Bazilian, M. D., Fritz, S., Gielen, D., McCollum, D. L., Srivastava, L., Hunt, J. D., & Pouya, S. (2022). Pandemic, war, and global energy transitions. *Energies*, 15(17), 6114. <https://doi.org/10.3390/en15176114>
- Zhang, Y., Kim, M., Wang, L., Verlinden, P., & Hallam, B. (2021). Design considerations for multi-terawatt scale manufacturing of existing and future photovoltaic technologies: challenges and opportunities related to silver, indium and bismuth consumption. *Energy & Environmental Science*, 14, 5587–5610. <https://doi.org/10.1039/D1EE01814K>
- Zhu, L. (2024, December). *Reconfiguring globalisation: A review of tariffs, industrial policies, and the global solar PV supply chain*. The Oxford Institute for Energy Studies. Pobrano dnia 1.05.2025 z <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/12/CE15-Reconfiguring-Globalization.pdf>



ISBN 978-83-68219-53-1