

# Wpływ rozbudowy infrastruktury fotowoltaicznej na rozwój gospodarczy w Polsce – prognoza do 2040 r.

**Abstrakt:** Celem artykułu jest wyznaczenie prognozy możliwych efektów makroekonomicznych generowanych w polskiej gospodarce na skutek instalacji i użytkowania infrastruktury fotowoltaicznej w horyzoncie czasowym 2021–2040. Zgodnie z najlepszą wiedzą autorów przeprowadzona analiza stanowi pierwsze tego typu opracowanie w literaturze dotyczącej transformacji energetycznej w Polsce. W badaniu wykorzystano unikatowe dane dotyczące wielkości i sektorowego rozkładu kosztów CAPEX i OPEX dla trzech scenariuszy rozwoju i czterech zakresów instalacji PV. Badania empiryczne przeprowadzono z wykorzystaniem najbardziej aktualnych danych makroekonomicznych obrazujących powiązania międzysektorowe w polskiej gospodarce. Wyliczone jednostkowe mnożniki inwestycyjne i operacyjne umożliwiły oszacowanie efektów makroekonomicznych dla rozpatrywanych scenariuszy rozwoju. Uzyskane wyniki empiryczne pozwalają w szczególności twierdzić, że w najbliższych 20 latach możliwe jest utrzymywanie w branży PV stabilnego poziomu zatrudnienia – w zależności od rozpatrywanego scenariusza od 25 do 45 tysięcy miejsc pracy.

**Słowa kluczowe:** infrastruktura fotowoltaiczna, efekty makroekonomiczne, scenariusze rozwoju, model IO, mnożniki międzygałęziowe

scenariusze rozwoju oraz przybliżono zastosowaną metodę analityczną. Następnie opisano wyniki empiryczne, zarówno dla fazy instalacji, jak i dla utrzymania powstałej infrastruktury PV. W szczególności dla obu faz przedstawiono mnożniki jednostkowe oraz efekty zagregowane wraz z odpowiadającymi im rozkładami sektorowymi. Na ich bazie wyznaczono prognozę do 2040 r. dotyczącą ewolucji łącznej liczby generowanych miejsc pracy dla rozpatrywanych trzech scenariuszy rozwoju. W ostatnim rozdziale zawarto komentarz do uzyskanych wyników. Załączniki zawierają opis metodologii wyznaczania efektów mnożnikowych, szersze omówienie warunków osiągnięcia scenariusza optymalnego dla branży oraz zestawienie wyników empirycznych.

## Wprowadzenie

Technologie fotowoltaiczne (PV) stanowią jedno z najistotniejszych źródeł energii odnawialnej w Polsce. Ich szybki rozwój skutkuje zwiększaniem bezpieczeństwa energetycznego, ograniczaniem emisji gazów cieplarnianych oraz poprawą jakości powietrza. Z punktu widzenia gospodarki kraju istotne znaczenie ma określenie wpływu rozbudowy infrastruktury PV na wzrost produkcji krajowej i wartości dodanej, a także na powstawanie nowych miejsc pracy. Niniejsze opracowanie poświęcono analizie powyższych zmiennych makroekonomicznych dla różnych scenariuszy rozwoju branży.

We wstępnych rozdziałach umieszczono cel i zakres opracowania, scharakteryzowano rozpatrywane

## Cel i zakres opracowania

Celem opracowania jest zbadanie wpływu rozbudowy infrastruktury fotowoltaicznej na rozwój gospodarczy Polski do 2040 r. dla różnych scenariuszy rozwoju. W ramach badania wyznaczono prognozy wolumenu oraz sektorowego rozkładu trzech zmiennych makroekonomicznych:

- produkcji krajowej (rozumianej jako ogół produktów i usług wytworzonych w polskiej gospodarce w rozpatrywanym przedziale czasowym),
- zatrudnienia (wyrażonego w osobolatach pracy w pełnym wymiarze),
- wartości dodanej (rozumianej jako wielkość produkcji krajowej po odliczeniu kosztów pośrednich).

Zmienne te są generowane przez budowę i utrzymanie instalacji PV w Polsce w perspektywie czasowej 2021–2040. Badanie stanowi poszerzenie pierwszego raportu opublikowanego w ramach serii „Analizy AGH” poświęconego wpływowi rządowego programu Mój Prąd na polską gospodarkę (Kopeć i Lach 2021). Przyjęte w niniejszym opracowaniu podejście jest zbliżone merytorycznie do badań wykonanych dla USA przez National Renewable Energy Laboratory (NREL)<sup>1</sup> w ramach modelu Jobs and Economic Development Impact (JEDI).

Na potrzeby badania wyodrębniono, zależnie od instalowanej mocy, cztery zakresy instalacji PV, dla których wyznaczono efekty mnożnikowe (Tab. 1).

Tab. 1. Analizowane zakresy instalacji PV

Zakres	Przedział mocy [kW]
PV1	< 10
PV2	10–50
PV3	50–950
PV4	> 950

Zaproponowany podział wynika z obecnych regulacji oraz trendów na rynku i przedstawia się następująco.

1. W zakresie do 10 kW dominują instalacje prosumenckie w gospodarstwach domowych i u mikroprzedsiębiorców.
2. Instalacje od 10 do 50 kW znajdują się w dużych gospodarstwach rolnych, w budynkach użyteczności publicznej oraz przy małych i średnich przedsiębiorstwach.
3. Większe zużycie energii cechuje średnich i dużych przedsiębiorców oraz społeczności energetyczne, które potrzebują dla własnych celów instalacji w zakresie 50–950 kW.
4. Instalacje przy dużych zakładach przemysłowych oraz inwestycje celowe ukierunkowane na budowanie źródeł energii elektrycznej przeznaczonej głównie na sprzedaż na rynku.

## Rozpatrywane scenariusze rozwoju

Niniejsze opracowanie zawiera wyniki badań empirycznych wykonanych dla trzech scenariuszy:

- scenariusz bazowy (dalej oznaczany skrótem **BAZ**) zakłada, że dalszy rozwój technologii będzie przebiegał na podstawie obecnie istniejących uwarunkowań prawnych i rynkowych (*business as usual*),
- scenariusz **PEP2040** przyjmuje, że dalszy rozwój będzie przebiegał na podstawie założeń oraz uwarunkowań prawnych i rynkowych określonych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (zob. PEP2040 2021),
- scenariusz optymalny dla branży (**OPT**) opiera się na założeniu, że dalszy rozwój będzie przebiegał w zakresie i tempie optymalnym z punktu widzenia strategii i ekspansji podmiotów z branży.

Dla scenariusza bazowego zakłada się zmniejszenie stopnia rozwoju OZE w najbliższych latach. Obecne uwarunkowania prawne nie zachęcają do znaczących inwestycji w źródła OZE. Brak jest zachęt do tworzenia samobilansujących się regionów, takich jak chociażby zmniejszenie opłat za dystrybucję energii. Dodatkowo brak inwestycji w sieci dystrybucyjne dla źródeł OZE powoduje coraz większe problemy z ich przyłączeniem, a w przyszłości może zablokować ich rozwój. Należy pamiętać, że profil produkcji z PV charakteryzuje się znacznym wzrostem w okresie letnim i w godzinach południowych, jej zanikiem w nocy oraz zmniejszeniem w okresie zimowym. W sytuacji braku zachęt i wsparcia polskiego systemu energetycznego magazynami energii prowadzi to do niepożądanych zjawisk w sieci elektroenergetycznej, co może przyczynić się do zmniejszenia opłacalności inwestycji.

Według scenariusza przedstawionego w Polityce Energetycznej Polski do roku 2040 (PEP2040 2021) atutem technologii PV jest dodatnia zależność między intensywnością nasłonecznienia a dobowym popytem na energię elektryczną oraz zwiększona generacja w okresie letnim skorelowana z zapotrzebowaniem

<sup>1</sup> National Renewable Energy Laboratory jest ciałem doradczym U.S. Department of Energy.

na chłód. Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2022 r. Instalacja paneli fotowoltaicznych stanowi atrakcyjną opcję dla wykorzystywania terenów przemysłowych i słabej jakości gruntów, a także dachów budynków, również prywatnych<sup>2</sup>.

Potencjał rozwoju dla scenariusza optymalnego został oszacowany poprzez analizę trendów na europejskim i światowym rynku PV. W przypadku scenariusza OPT możliwe będzie osiągnięcie znaczącego rozwoju energetyki odnawialnej, co przełoży się na spełnienie wymogów obniżenia emisji CO<sub>2</sub> w Polsce zgodnie z dyrektywami unijnymi. Zakłada on zmiany legislacyjne i zostanie zrealizowany jedynie w sytuacji, kiedy nastąpi zmiana systemowego podejścia do energetyki odnawialnej. Analizując obecny rozwój klastrów energii i pozytywne przykłady działań najbardziej aktywnych klastrów (Energetyczny Klaster Oławski EKO Gaj Oławski, Klaster Żywiecka Energia Przyszłości, Klaster Energii w Michałowie, Krośnieński Klaster Energii, Zgorzelecki Klaster Rozwoju OZE i Efektywności Energetycznej), można zaobserwować, jak szybko jednostki samorządowe wraz z prywatnym biznesem są w stanie budować lokalne obszary, które relatywnie tanio wytwarzają, dystrybuują i konsumują energię elektryczną. Należy pamiętać, że instalacje fotowoltaiczne, ze względu na łatwość budowy, także pod kątem technologicznym, wpisują się w szybki rozwój energetyki odnawialnej. Energetyka oparta na PV będzie jednym z głównych źródeł w tworzących się systemach elektroenergetycznych przy założeniu zwiększenia potencjału magazynowania energii odnawialnej. W efekcie należy oczekiwać złamania monopolu dominujących podmiotów na rynku w zakresie dystrybucji energii.

Koniecznym warunkiem osiągnięcia scenariusza OPT jest podjęcie działań służących przełamywaniu barier prawnych o charakterze inwestycyjnym, regulacyjnym i podatkowym. Ich omówienie zawiera **Załącznik II** na końcu niniejszego artykułu.

Szansę na realizację części postulatów dotyczących zniesienia barier dla rozwoju źródeł odnawialnych w Polsce stwarza aktualnie przygotowywana nowelizacja Ustawy o OZE. Szersza analiza jej efektów dla rynku będzie możliwa po zakończeniu procesu legislacyjnego.

W Tab. 2. przedstawiono potencjał rozwoju dla każdego z rozpatrywanych zakresów PV.

Tab. 2. Potencjał rozwoju instalacji PV w Polsce w analizowanych scenariuszach. Źródło: Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE (KIKE)

	Nowa moc zainstalowana [GW]											
	PV1 (< 10 kW)			PV2 (10–50 kW)			PV3 (50–950 kW)			PV4 (>950 kW)		
	BAZ	PEP2040	OPT	BAZ	PEP2040	OPT	BAZ	PEP2040	OPT	BAZ	PEP2040	OPT
2021–2025	4,0	5,0	6,0	1,0	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	1,0	1,5	1,5
2026–2030	2,0	2,0	3,0	1,0	1,5	2,0	1,0	2,5	3,0	5,0	6,0	6,0
2031–2035	2,0	1,5	3,0	1,0	1,5	2,0	0,5	1,0	2,0	5,0	6,0	7,0
2036–2040	1,0	1,0	3,0	1,0	1,5	2,0	0,5	1,0	1,5	5,0	5,0	6,0
<b>Łącznie 2021– 2040</b>	<b>9,0</b>	<b>9,5</b>	<b>15,0</b>	<b>4,0</b>	<b>5,5</b>	<b>7,5</b>	<b>4,0</b>	<b>7,0</b>	<b>9,5</b>	<b>16,0</b>	<b>18,5</b>	<b>20,5</b>

## Metoda analityczna

W ramach przeprowadzonej analizy ilościowej obliczono tzw. całkowite mnożniki międzygałęziowe. Rozumowanie oparte na idei mnożników międzygałęziowych często pojawia w rozważaniach na temat polityki ekonomicznej państwa, umożliwiając ocenę skali łańcuchów produkcji powstających w związku z daną inwestycją i jej utrzymywaniem.

Wskaźniki te pozwalają określić, jaki wpływ na trzy rozważane zmienne makroekonomiczne mogłoby mieć wykonanie i użytkowanie inwestycji PV. Szacując wielkość wspomnianego oddziaływania, uwzględniano efekty:

- bezpośrednie, wynikające z dodatkowego popytu ze strony odbiorców końcowych,
- pośrednie, obejmujące aktywność gospodarczą stymulowaną przez zużycie dóbr pośrednich.

<sup>2</sup> Zob. PEP2040 (2021): 65.

Efekty bezpośrednie obejmują końcowe transakcje zawierane na rynku ze względu na budowę lub użytkowanie infrastruktury PV. Przykładem bezpośredniego efektu wywołanego rozbudową infrastruktury PV może być wykonanie konstrukcji służącej do zamontowania instalacji PV. Efekty pośrednie są z kolei związane z tworzeniem przez końcowe transakcje łańcucha powiązań międzysektorowych w systemie gospodarczym. Wracając do wspomnianej konstrukcji, jej wykonanie (transakcja końcowa) wywołuje w gospodarce łańcuch efektów pośrednich, gdyż powoduje powstanie zapotrzebowania na dobra i usługi pośrednie produkowane/oferowane w innych branżach, również takich, które nie są bezpośrednio związane z budownictwem, jak np. usługi transportowe, produkcja energii, usługi finansowe, usługi ochrony itp. Dzięki zastosowaniu metodologii IO możliwy staje się pomiar łącznych (a więc bezpośrednich oraz pośrednich) efektów makroekonomicznych generowanych w gospodarce w efekcie prowadzenia inwestycji/utrzymywania nowych instalacji PV<sup>3</sup>.

W celu wyznaczenia możliwych efektów mnożnikowych w polskiej gospodarce powstałych w wyniku budowy i użytkowania instalacji PV dla każdego rozważanego zakresu (PV1–PV4) i każdego scenariusza rozwoju (BAZ, PEP2040, OPT) wyznaczono trzy rodzaje mnożników input-output (IO), wykorzystując liniowy statyczny popytowy model Leontiefa (Lach 2020). Zastosowany model makroekonomiczny został sparametryzowany na podstawie dwóch zbiorów danych: bilansu przepływów międzygałęziowych w polskiej gospodarce opublikowanego w GUS (2019) oraz wielkości i sektorowego rozkładu kosztów inwestycyjnych i operacyjnych dla technologii fotowoltaicznych sporządzonych przez ekspertów KIKE.

<sup>3</sup> W badaniach wykorzystujących pojęcie mnożników międzygałęziowych poza efektami bezpośrednimi i pośrednimi rozpatruje się niekiedy tzw. efekty indukowane, które obrazują dodatkową aktywność gospodarczą powodowaną przez konsumpcję dochodów powstałych wskutek występowania efektów bezpośrednich i pośrednich. W niniejszym artykule odstępiono od oceny tego typu efektów, gdyż w przypadku polskiej gospodarki nie są obecnie dostępne wymagane dane statystyczne pozwalające na ich rzetelne szacowanie (Lach 2020).

Wśród głównych zalet metodologii IO, decydujących o powszechności jej stosowania w pracach empirycznych wspierających prowadzenie skutecznej polityki gospodarczej, należy wymienić:

- prostotę i intuicyjność,
- liniowy charakter modeli makroekonomicznych,
- brak arbitralnych i nieweryfikowalnych założeń/parametrów.

Z kolei do podstawowych ograniczeń omawianej metodologii należy zaliczyć:

- uproszczony obraz rzeczywistości,
- brak ograniczeń podażowych,
- warunkowy charakter uzyskiwanych efektów mnożnikowych (nie można w pełni zagwarantować, że zostaną one osiągnięte, gdyż istotną rolę w kształtowaniu analizowanych zjawisk gospodarczych mogą odegrać czynniki nieprzewidywalne).

Należy jednak zaznaczyć, że wspomniane powyżej niedoskonałości modeli IO związane z upraszczającą rzeczywistość postacią modelu matematycznego i dostarczaniem wynikami o charakterze potencjalnym (niegwarantowanym) są wspólną cechą wszystkich metod ilościowych wykorzystywanych do prowadzenia badań i symulacji wspierających prowadzenie polityki gospodarczej (Lach 2020).

W celu zobrazowania logiki umożliwiającej wykorzystanie modelu IO w ocenie makroekonomicznych efektów prowadzenia i utrzymywania inwestycji PV w polskiej gospodarce, na Rys. 1 przedstawiono uproszczony schemat badania empirycznego przeprowadzonego w ramach niniejszej pracy.



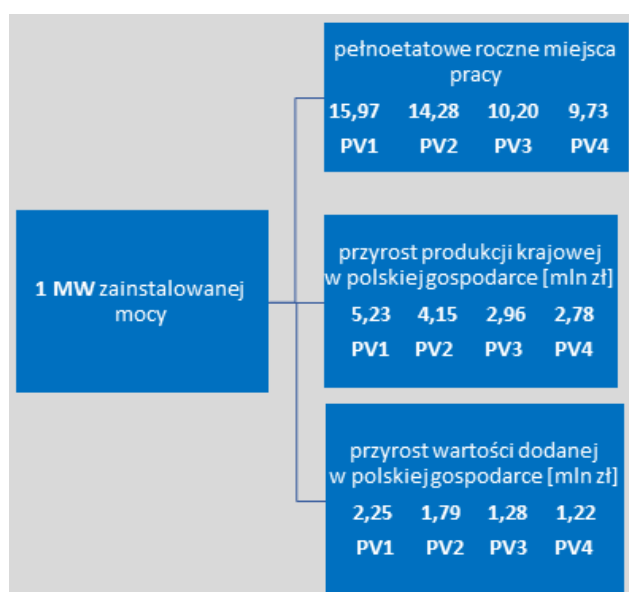
Rys. 1. Ideowy schemat wyznaczania efektów mnożnikowych w modelu przepływów międzygałęziowych. Źródło: opracowanie własne na podstawie Lach (2020)

Szczegółowy i sformalizowany opis zastosowanej metodologii zamieszczono w **Załączniku I** do niniejszego artykułu.

## Wyniki empiryczne

### Faza instalacji

W pierwszym etapie przeprowadzonych prac wyznaczono efekty mnożnikowe dla trzech rozpatrywanych zmiennych makroekonomicznych w przeliczeniu na 1 MW zainstalowanej mocy w instalacji PV. W tym celu wykorzystano model makroekonomiczny (por. Rys. 1 oraz **Załącznik I**) sterowany przez dane techniczne (koszty CAPEX dla technologii fotowoltaicznych) dostarczone przez Krajową Izbę Kłastrów Energii i OZE (KIKE)<sup>4</sup>. W efekcie przeprowadzonych obliczeń uzyskano **jednostkowe mnożniki inwestycyjne** przedstawione na Rys. 2.



Rys. 2. Jednostkowe mnożniki inwestycyjne – faza instalacji. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

Rys. 2 wskazuje, że praco- i kosztocłonność inwestycji PV rośnie wraz ze zmniejszaniem się mocy

instalowanych jednostek. Ten zgodny z intuicją wynik znajduje potwierdzenie ilościowe w postaci konkretnych wartości liczbowych dla wyznaczonych mnożników. W szczególności najwięcej miejsc pracy na jednostkę mocy generują inwestycje w stosunkowo niewielkie instalacje. Wynika to stąd, że mniejsze instalacje (zwłaszcza prosumenckie) są rozproszone, zależne od lokalnych uwarunkowań i wymagają więcej pracy manualnej.

Znając wielkość inwestycyjnych mnożników jednostkowych (Rys. 2) oraz potencjał rozwoju instalacji PV dla rozpatrywanych scenariuszy (Tab. 2), można wyznaczyć **zagregowane efekty mnożnikowe** dla każdego rozpatrywanego reżimu PV. Poniżej (Tab. 3–6) przedstawiono potencjalne efekty mnożnikowe obrazujące wielkość zatrudnienia i wartość dodaną generowane w polskiej gospodarce przez inwestycje w instalacje PV dla każdego z trzech rozpatrywanych scenariuszy.

Tab. 3. Zatrudnienie (zagregowana liczba jednorocznych kontraktów pełnoetatowych) generowane na rynku pracy przez inwestycje w infrastrukturę PV w zależności od reżimu PV, założonego scenariusza rozwoju i analizowanego okresu. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

Zakres czasowy	Liczba jednorocznych pełnoetatowych miejsc pracy [tys.]		
	BAZ	PEP2040	OPT
<b>PV1 &lt; 10 kW</b>			
2021–2025	63,9	79,9	95,8
2026–2030	31,9	31,9	47,9
2031–2035	31,9	24,0	47,9
2036–2040	16,0	16,0	47,9
<b>PV2 10–50 kW</b>			
2021–2025	14,3	14,3	21,4
2026–2030	14,3	21,4	28,6
2031–2035	14,3	21,4	28,6
2036–2040	14,3	21,4	28,6
<b>PV3 50–950 kW</b>			
2021–2025	20,4	25,5	30,6
2026–2030	10,2	25,5	30,6
2031–2035	5,1	10,2	20,4
2036–2040	5,1	10,2	15,3
<b>PV4 &gt;950 kW</b>			
2021–2025	9,7	14,6	14,6
2026–2030	48,7	58,4	58,4
2031–2035	48,7	58,4	68,1
2036–2040	48,7	48,7	58,4

<sup>4</sup> Dla danego typu instalacji PV rozpatrywane scenariusze różniły się pomiędzy sobą potencjałem rozwoju, ale nie sektorowym rozkładem kosztów inwestycyjnych.



Tab. 4. Zatrudnienie (średnia roczna liczba jednorocznych kontraktów pełnoetatowych) generowane na rynku pracy przez inwestycje w infrastrukturę PV w trzech scenariuszach rozwoju (łącznie dla wszystkich zakresów PV). Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

Zakres czasowy	Średnia roczna liczba miejsc pracy (łącznie PV1-PV4) [tys.]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2025	21,7	26,8	32,5
2026-2030	21,0	27,4	33,1
2031-2035	20,0	22,8	33,0
2036-2040	16,8	19,2	30,0

Tab. 5. Skumulowana wartość dodana generowana w polskiej gospodarce przez inwestycje w infrastrukturę PV w zależności od reżimu PV, założonego scenariusza rozwoju i analizowanego okresu. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

Zakres czasowy	Generowana wartość dodana dla rozpatrywanych scenariuszy i reżimów PV [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
PV1 < 10 kW			
2021-2030	13,50	15,75	20,25
2021-2040	20,25	21,38	33,75
PV2 10-50 kW			
2021-2030	3,58	4,48	6,27
2021-2040	7,16	9,85	11,64
PV3 50-950 kW			
2021-2030	3,84	6,40	7,68
2021-2040	5,12	8,96	12,16
PV4 >950 kW			
2021-2030	7,32	9,15	9,15
2021-2040	19,52	22,57	25,01

Tab. 6. Skumulowana wartość dodana generowana w polskiej gospodarce przez inwestycje w infrastrukturę PV. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

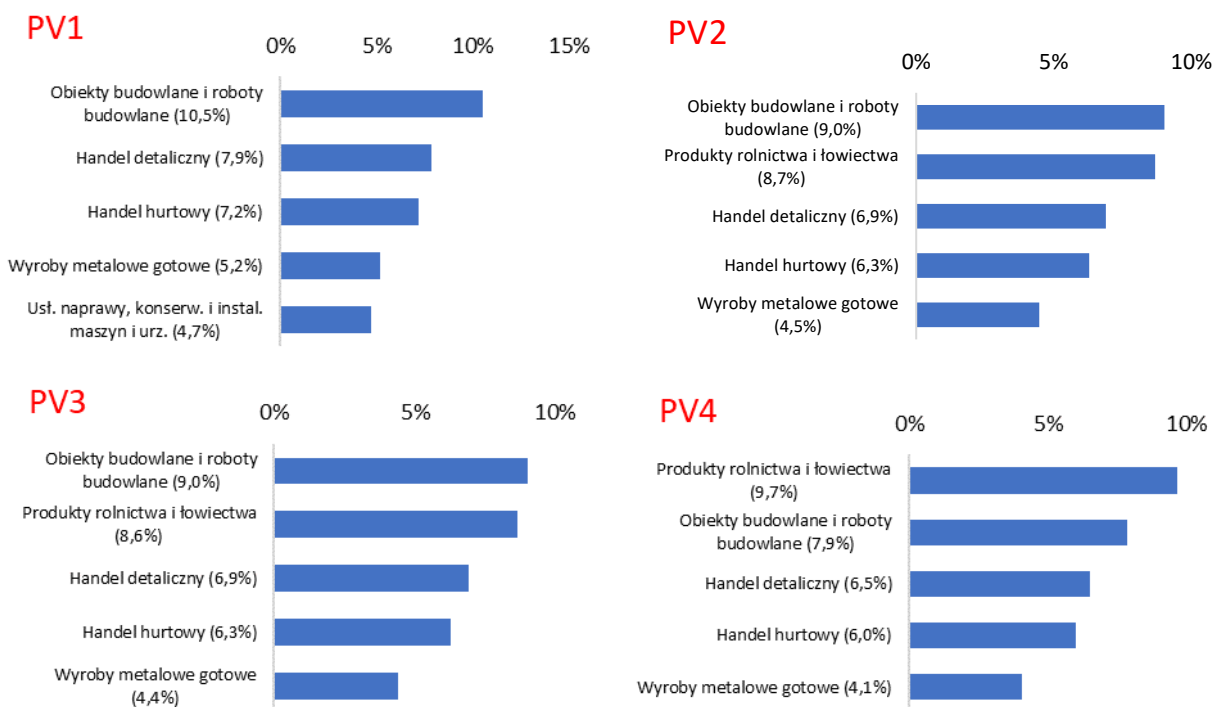
Zakres czasowy	Skumulowana generowana wartość dodana (łącznie PV1-PV4) [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2030	28,24	35,78	43,35
2021-2040	52,05	62,75	82,56

Jak wynika z danych, które przedstawiono w Tab. 3-6, na przestrzeni kolejnych analizowanych okresów 5-letnich widoczna jest tendencja do zmniejszania się liczby miejsc pracy i wartości dodanej generowanych przez instalacje prosumenckie (PV1) przy odwrotnych trendach obserwowanych dla największych instalacji PV4. Obserwowana prawidłowość dotyczy wszystkich rozważanych scenariuszy, ale jest szczególnie zauważalna dla scenariusza OPT. Ogólnie można zauważyć (Tab. 3-6), że wyniki uzyskane dla scenariusza PEP2040, zwłaszcza po roku 2030, sytuują się znacznie bliżej odpowiadających wartości uzyskanych dla scenariusza BAZ niż scenariusza OPT.

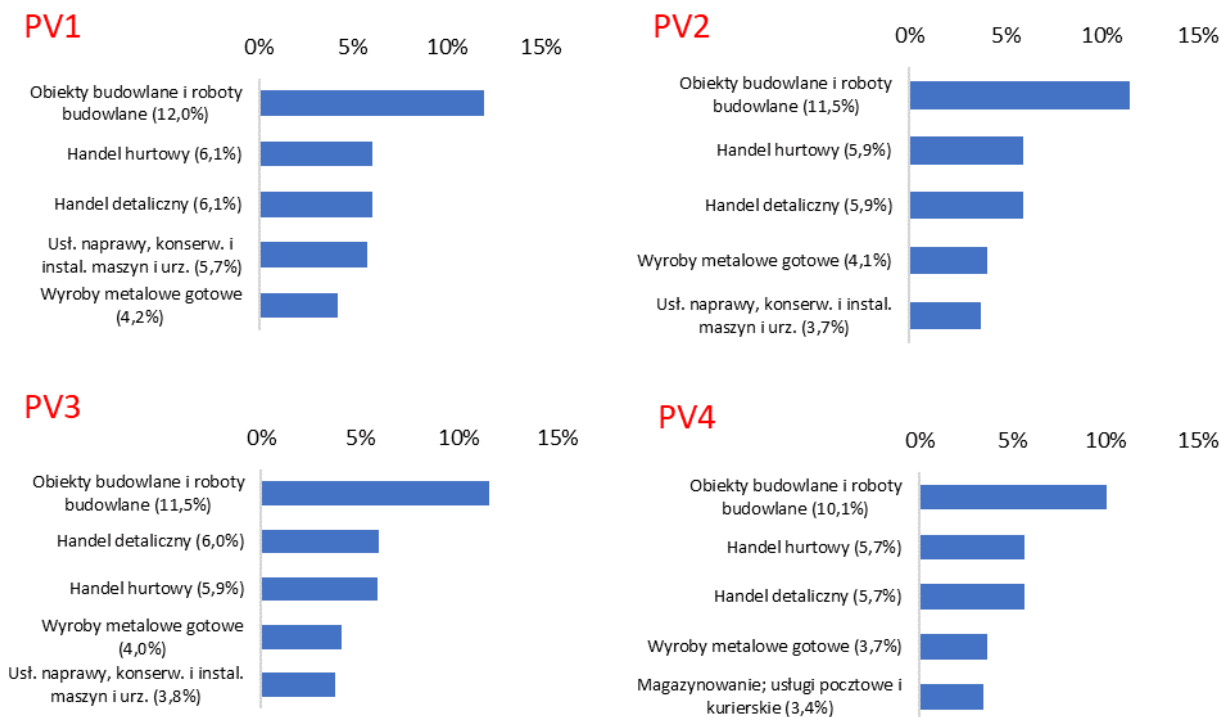
W uzupełnieniu do zagregowanych wyników przedstawionych w Tab. 3-6, na Rys. 3 oraz 4 przedstawiono listę pięciu sektorów polskiej gospodarki, w przypadku których zanotowano największy udział w zagregowanych efektach mnożnikowych dla generowanych wartości dodanej i zatrudnienia. Warto zaznaczyć, że ze względu na przyjętą metodologię badań sektorowe rozkłady przedstawione na Rys. 3 oraz 4 nie zależą od rozpatrywanego scenariusza rozwoju, a jedynie od analizowanego reżimu PV.

Zgodnie z oczekiwaniami wiodący udział w generowaniu miejsc pracy powstałych w związku z rozbudową instalacji PV ma sektor „Obiekty budowlane i roboty budowlane”. Dla większych instalacji (np. z zakresu PV4) istotnie wzrasta rola sektora „Produkty rolnictwa i łowiectwa”. Zjawisko to można wytłumaczyć wyjątkowo wysoką jednostkową pracochłonnością w tym sektorze, który jednocześnie odgrywa zauważalnie istotniejszą rolę w przypadku rozbudowy instalacji PV większej skali niż instalacji prosumenckich.

W dołączonym na końcu niniejszego opracowania **Załączniku III** zestawiono wyniki analizy mnożnikowej obejmujące prezentację efektów zagregowanych oraz ich sektorowych rozkładów obliczonych dla produkcji krajowej, zatrudnienia i wartości dodanej generowanych przez budowę instalacji PV w Polsce w perspektywie czasowej 2021-2040 dla trzech rozważanych scenariuszy rozwoju i czterech rozważanych reżimów PV (zob. Rys. Z1-Z4 w **Załączniku III**).



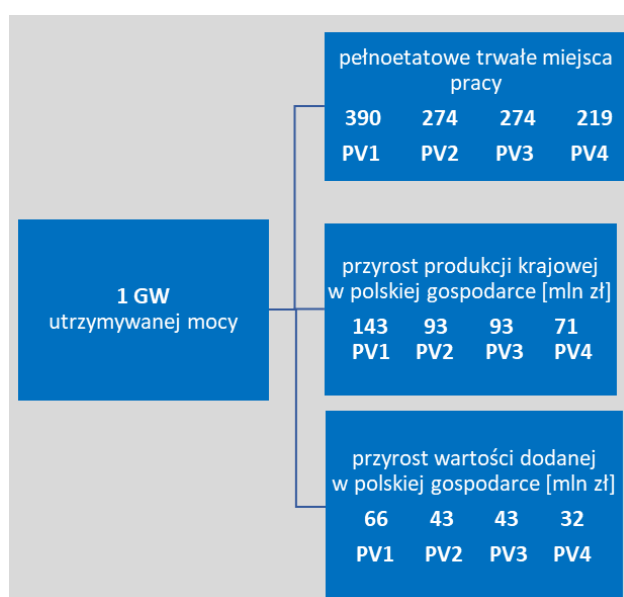
Rys. 3. Sektory z największą liczbą miejsc pracy generowanych w fazie instalacji infrastruktury PV. Dane na wykresach przedstawiają pięć sektorów o największych udziałach procentowych w całkowitej liczbie miejsc pracy generowanych w fazie instalacji PV w każdym scenariuszu. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



Rys. 4. Sektory z największym przyrostem wartości dodanej generowanej w fazie instalacji infrastruktury PV. Dane na wykresach przedstawiają pięć sektorów o największych udziałach procentowych w całkowitej wartości dodanej generowanej w fazie instalacji PV w każdym scenariuszu. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

## Faza użytkowania

W kolejnym etapie prac wyznaczono efekty mnożnikowe dla trzech rozpatrywanych zmiennych makroekonomicznych w przeliczeniu na 1 GW utrzymywanej mocy w instalacji PV. W tym celu ponownie wykorzystano rozważany model makroekonomiczny (Rys. 1 oraz **Załącznik I**) sterowany przez dane techniczne (koszty OPEX) dostarczone przez KIKE<sup>5</sup>. W efekcie przeprowadzonych obliczeń uzyskano **jednostkowe mnożniki operacyjne** przedstawione na Rys. 5.



Rys. 5. Jednostkowe mnożniki operacyjne – faza utrzymania. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV (dane dostarczone przez KIKE)

Rys. 5 wskazuje, że praco- i kosztochłonność utrzymywania instalacji PV rosną wraz ze zmniejszaniem się mocy instalowanych jednostek. Innymi słowy, najwięcej miejsc pracy na jednostkę mocy generuje utrzymywanie niewielkich instalacji.

Z porównania jednostkowych mnożników inwestycyjnych (Rys. 2) i operacyjnych (Rys. 5) można wysnuć wniosek, że te drugie – jako relatywnie znacznie niższe – nie mają większego znaczenia dla gospodarki. Należy jednak pamiętać, że mnożniki inwestycyjne odnoszą

się do efektów gospodarczych wywieranych wyłącznie w okresie prowadzenia inwestycji (można więc przyjąć, że okres występowania takich efektów wynosi średnio tylko 1 rok), podczas gdy mnożniki operacyjne mają charakter trwały dla całego życia instalacji (zwykle więc oddziałują na gospodarkę przez ok. 30 lat).

Znając wielkość operacyjnych mnożników jednostkowych (Rys. 5) oraz potencjał rozwoju instalacji PV dla rozpatrywanych scenariuszy (Tab. 2), można wyznaczyć **zagregowane efekty mnożnikowe** dla każdego rozważanego reżimu PV. Poniżej (Tab. 7) przedstawiono potencjalne efekty mnożnikowe obrazujące wielkość zatrudnienia i wartość dodaną generowane w polskiej gospodarce przez utrzymywanie instalacji PV dla każdego z trzech rozpatrywanych scenariuszy w roku 2030 oraz 2040.

Analiza wartości liczbowych przedstawionych w Tab. 7 pozwala zauważyć duży udział miejsc pracy służących utrzymywaniu instalacji prosumenckich (PV1) w stosunku do większych instalacji. Wynika to z przewidywań, że nowe moce dla PV1 będą zainstalowane (lub już są zainstalowane) wcześniej niż moce z zakresu PV4, a więc instalacje prosumenckie będą wymagały utrzymywania przez cały analizowany okres.

Dla wyników przedstawionych w Tab. 7 wyznaczono dodatkowo listę pięciu sektorów polskiej gospodarki o największym udziale w zagregowanych efektach mnożnikowych generowanych dla wartości dodanej i zatrudnienia. Dla każdego rozpatrywanego reżimu PV sektorem, w którym odnotowano największą liczbę trwałych miejsc pracy (trwałej wartości dodanej) generowanych przez utrzymywanie inwestycji PV, był sektor „Usługi naprawy, konserwacji i instalacji maszyn i urządzeń” (około 50–60% udziału w całkowitej generowanej liczbie miejsc pracy/wartości dodanej).

W **Załączniku III** zestawiono wyniki analizy mnożnikowej obejmujące prezentację mnożników zagregowanych oraz ich sektorowych rozkładów obliczonych dla produkcji krajowej, zatrudnienia i wartości dodanej generowanych przez utrzymanie instalacji PV w Polsce w perspektywie czasowej 2021–2040 dla trzech rozważanych scenariuszy rozwoju i czterech reżimów PV (zob. Rys. Z5–Z8 w **Załączniku III**).

<sup>5</sup> Dla danego typu instalacji PV rozpatrywane scenariusze rozwoju różniły się pomiędzy sobą w zakresie całkowitego kosztu operacyjnego, ale sektorowy rozkład tego kosztu pozostawał bez zmian.



Tab. 7. Prognoza trwałych efektów mnożnikowych dla wartości dodanej i zatrudnienia generowanych corocznie w polskiej gospodarce w wyniku użytkowania instalacji PV – prognoza dla roku 2030 i 2040. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

Reżim PV	Moment prognozy	Trwały (coroczny) przyrost wartości dodanej [mln zł]			Trwały (coroczny) przyrost zatrudnienia [os. zatrudnione]		
		BAU	PEP2040	OPT	BAU	PEP2040	OPT
PV1	2030	396	462	594	2340	2730	3510
	2040	594	627	990	3510	3705	5850
PV2	2030	86	107,5	150,5	548	685	959
	2040	172	236	322	1096	1597	2055
PV3	2030	129	215	258	822	1370	1644
	2040	172	301	408	1096	1918	2603
PV4	2030	192	240	240	1314	1643	1643
	2040	512	592	656	3504	4052	4490

## Omówienie wyników

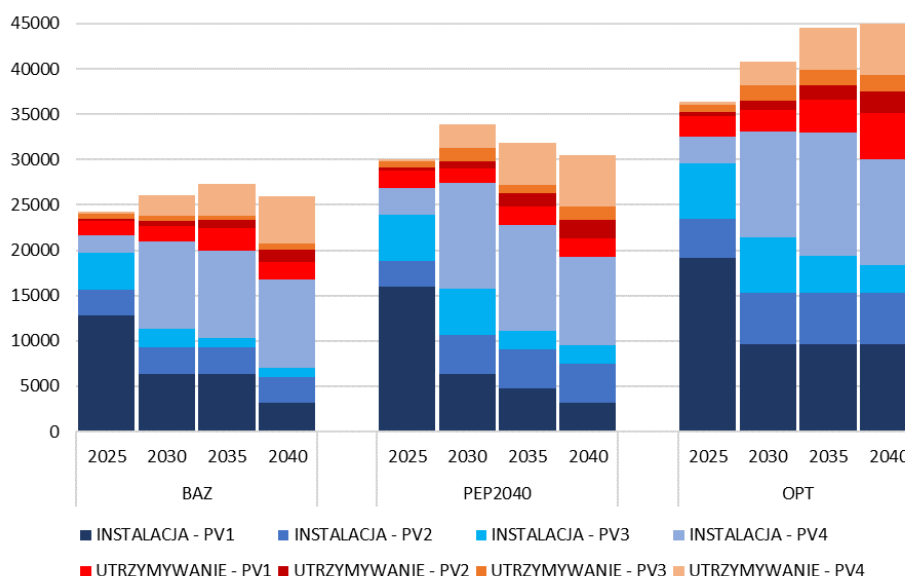
Próba porównania mnożników jednostkowych wyliczonych w niniejszej pracy z analogicznymi opracowaniami dostępnymi w literaturze wskaźników dla innych krajów napotyka na szereg trudności. Pomijając uniikatowe dla każdego kraju uwarunkowania gospodarcze, dostępne analizy przeprowadzane są przy pomocy różnych metodyk (np. modele IO, CGE, proste modele analityczne). Skutkuje to bardzo dużym, nawet kilkusetprocentowym rozrzutem wyników (patrz np. Jacobson et al. 2017, Ram et al. 2022, Rutovitz et al. 2015, Rutovitz et al. 2020). Cameron i van der Zwaan (2015) przedstawiają zestawienie wyników z 9 analiz dla fazy instalacji i 12 dla fazy użytkowania instalacji PV z różnych lat i różnych krajów. Mediany przytoczonych mnożników wynoszą w odpowiednich jednostkach 11,2 dla fazy instalacji i 0,3 dla fazy utrzymywania inwestycji (bez podziału na „duże” i „mniejsze” instalacje PV). Można więc wnioskować, że wyznaczone w niniejszym badaniu mnożniki jednostkowe (w zależności od wielkości instalacji od 9,73 do 15,97 dla fazy konstrukcji oraz 0,22 do 0,39 dla fazy utrzymywania inwestycji) są zbliżone do średnich poziomów mnożników jednostkowych prezentowanych w analogicznych raportach prowadzonych dla innych krajów świata.

Na Rys. 6 przedstawiono łączną liczbę miejsc pracy generowanych przez instalację i utrzymywanie infrastruktury PV dla wszystkich reżimów PV dla trzech rozważanych scenariuszy rozwoju.

Rys. 6 ilustruje kluczowe wnioski z niniejszego badania. Wskazuje, że w okresie najbliższych 20 lat jest możliwe utrzymanie w branży stałego poziomu zatrudnienia. W pierwszych latach dominować będą miejsca pracy związane z inwestycjami w instalacje prosumenckie (PV1). Z upływem czasu będzie następował wzrost znaczenia większych instalacji, zwłaszcza PV4. Równocześnie będzie rosła liczba stałych miejsc pracy związanych z utrzymywaniem zainstalowanej infrastruktury, co będzie kompensowało możliwy spadek instalacyjnych miejsc pracy.

W zależności od przyjętego scenariusza łączna liczba miejsc pracy będzie stabilna, ale na różnych poziomach: dla wariantu bazowego może wynieść ok. 25 tys., dla PEP2040 około 30 tys., a dla wariantu OPT między 40 a 45 tys. Uzasadnia to dążenie do realizacji scenariusza optymalnego dla branży.

Oszacowania prognozowanych miejsc pracy uwzględniają często miejsca pracy związane z efektami indukowanymi. Niniejsza analiza nie obejmuje ich ze wspomnianych wcześniej powodów metodologicznych. Dla informacji warto wspomnieć, że w literaturze szacuje się, że liczba indukowanych miejsc pracy może stanowić od 33% do nawet 100% miejsc pracy związanych z efektami bezpośrednimi i pośrednimi (BlueGreen Alliance 2011). Innymi słowy efekty indukowane związane z rozwojem infrastruktury PV mogą w bardzo istotny sposób powiększać stowarzyszone z nimi efekty bezpośrednie pokazane na Rys. 6.



Rys. 6. Łączna liczba miejsc pracy generowana przez instalację i utrzymanie infrastruktury PV w rozważanych scenariuszach rozwoju i reżimach PV. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX i OPEX dla instalacji PV (dane dostarczone przez KIKE)

Przedstawiony w niniejszej pracy potencjał rozwoju branży fotowoltaicznej jest wystarczający, by zapewnić udział PV w mikсах energetycznych dla Polski w 2030 i 2040 r. na poziomach postulowanych w szeregu raportów i opracowań. Dla przykładu, Maćkowiak-Pandera (2021) postuluje udział PV w systemie na poziomie 16 GW w 2030 r. Biorąc pod uwagę, że na koniec 2020 r. stan mocy osiągalnej dla PV wynosił 3,96 GW (ARE 2021), w latach 2021–2022 do zainstalowania pozostałoby ok. 12 GW. Jest to poziom osiągalny nawet dla scenariusza bazowego. Z kolei Czyżak et al. (2021) postulują wielkości PV w miksie na poziomach 29 GW w 2030 r. i 44 GW w 2040 r. Oznacza to konieczność zainstalowania 25 GW w latach 2021–2030 i 40 GW w latach 2021–2040. Osiągnięcie takich stanów mocy zainstalowanej jest możliwe tylko przy założeniu realizacji scenariusza optymalnego.

#### Bibliografia:

- ARE (2021), *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, „Biuletyn Miesięczny” 12 (324), <https://www.arenawaw.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> [dostęp: 20.03.2022].
- BlueGreen Alliance (2011), *Overview of the Solar Energy Industry and Supply Chain*, <https://www.bgafoundation.org/wp-content/uploads/2016/08/Solar-Overview-for-BGA-Final-Jan-2011.pdf> [dostęp: 20.03.2022].

- Cameron L., van der Zwaan B. (2015), *Employment Factors for Wind and Solar Energy Technologies: A Literature Review*, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 45: 160–172.
- Cardenete M.A., Sancho F. (2012), *The Role of Supply Constraints in Multiplier Analysis*, “Economic System Research” 24 (1): 21–34.
- Carter A. (1970), *Structural Change in the American Economy*, Harvard University Press, Cambridge.
- Czyżak P., Sikorski M., Wrona A. (2021), *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*, „Instrat Policy Paper” 06/2021, <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2021/06/Instrat-Co-po-w-w-C4%99glu.pdf> [dostęp: 20.03.2022].
- Dietzenbacher E., Lenzen M., Los B. et al. (2013), *Input-Output Analysis: The Next 25 Years*, “Economic Systems Research” 25 (4): 369–389.
- Gurgul H., Lach Ł. (2018), *On Using Dynamic IO Models with Layers of Techniques to Measure Value Added in Global Value Chains*, “Structural Change and Economic Dynamics” 47: 155–170.
- Gurgul H., Lach Ł. (2019a), *On Approximating the Accelerator Part in Dynamic Input-Output Models*, “Central European Journal of Operations Research” 27 (1): 219–239.
- Gurgul H., Lach Ł. (2019b), *Tracing VARDI Coefficients: A proposal*, “Economic Systems Research” 31: 324–344.
- GUS (2018), *Pracujący w gospodarce narodowej w 2017 roku*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- GUS (2019), *Bilans przepływów międzygaleziowych w bieżących cenach bazowych w 2015 roku*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/bilans-przeplywow-miedzygaleziowych-w-biezacych-cenach-bazowych-w-2015-roku,7,3.html> [dostęp: 20.03.2022].
- GUS (2021), *Rachunek podaży i wykorzystania wyrobów i usług w 2017 roku*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Bauer Z.A.F. et al. (2017), *100% Clean and Renewable Wind, Water and Sunlight*, “Joule” 1: 108–121, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005> [dostęp: 20.03.2022].

- Kopeć S., Lach Ł. (2021), *Wpływ programu Mój Prąd na polską gospodarkę*, [https://www.er.agh.edu.pl/media/filer\\_public/62/0f/620f5896-c458-496c-b8c5-965792ad60b9/agh\\_komunikat\\_1\\_2021\\_wplyw\\_programu\\_moj\\_prad.pdf](https://www.er.agh.edu.pl/media/filer_public/62/0f/620f5896-c458-496c-b8c5-965792ad60b9/agh_komunikat_1_2021_wplyw_programu_moj_prad.pdf) [dostęp: 20.03.2022].
- Lach Ł. (2020), *Tracing Key Sectors and Important Input-Output Coefficients: Methods and Applications*, C.H. Beck, Warszawa.
- Lach Ł. (2021), *On the Plausibility of Using Linear Programming to Trace Important Input-Output Coefficients in the Framework of Tolerable Limits*, "Economic Systems Research" 33: 417–426.
- Maćkowiak-Pandera J. (2021), *10 kroków do wyjścia z kryzysu energetycznego*, Forum Energii, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/10-krokow> [dostęp: 20.03.2022].
- Miller R.E., Blair P.D. (2009), *Input-Output Analysis*, Cambridge University Press, New York.
- MKIŚ, ARE (2022), *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, „Biuletyn Miesięczny” 12 (336), <https://www.are.waw.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> [dostęp: 20.03.2022].
- Pan H. (2006), *Dynamic and Endogenous Change of Input-Output Structure with Specific Layers of Technology*, "Structural Change and Economic Dynamics" 17: 200–223.
- Panek E. (2003), *Ekonomia Matematyczna*, Wydawnictwo AE w Poznaniu, Poznań.
- PEP2040 (2021), *Polityka Energetyczna Polski do roku 2040*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [dostęp: 20.03.2022].
- Przybyliński M. (2012), *Metody i tablice przepływów międzygałęziowych w analizach handlu zagranicznego Polski*, Wydawnictwo UŁ, Łódź.
- Ram M., Osorio-Aravena J.C., Aghahosseini A., Bogdanov D., Breyer Ch. (2022), *Job Creation During a Climate Compliant Global Energy Transition Across the Power, Heat, Transport, and Desalination Sectors by 2050*, "Energy" 238, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121690> [dostęp: 20.03.2022].
- Rutovitz J., Briggs C., Dominish E., Dominish E. (2020), *Renewable Energy Employment in Australia: Methodology*, Prepared for the Clean Energy Council by the Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney, <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/Clean-Energy-at-Work/Institute-for-Sustainable-Futures-renewable-energy-jobs-methods-report.pdf> [dostęp: 20.03.2022].
- Rutovitz J., Dominish E., Downes J. (2015), *Calculating Global Energy Sector Jobs: 2015 Methodology Update*, <https://opus.lib.uts.edu.au/bitstream/10453/43718/1/Rutovitzetal2015Calculating-globalenergysectorjobsmethodology.pdf> [dostęp: 20.03.2022].

## Załącznik I

### Metodologia wyznaczania efektów mnożnikowych generowanych przez instalację i funkcjonowanie sieci PV

Z formalnego punktu widzenia mnożnik IO może być rozumiany jako mnożnik międzygałęziowy. Ogólnie rzecz biorąc, opisuje on wpływ zmiany konkretnej kategorii ekonomicznej w jednej gałęzi na inne gałęzie (Przybyliński 2012). Rozumowanie oparte na tej idei często pojawia w rozważaniach na temat polityki ekonomicznej

państwa, stanowiąc argument za wspieraniem konkretnych gałęzi czy wręcz konkretnych inwestycji (np. wybudowanie nowej fabryki zwiększy liczbę miejsc pracy także w jej otoczeniu, w usługach itd.). Wieloaspektowość i różnorodność tego typu analiz sprawia, że pomimo upływu ponad 70 lat od sformułowania modelu Leontiefa wciąż pojawiają się jego modyfikacje, a możliwości zastosowania i interpretacji mnożników IO są przedmiotem ożywionej dyskusji (Lach 2020).

W obliczeniach wykonanych na potrzeby niniejszego opracowania założono, że struktura powiązań międzygałęziowych w polskiej gospodarce jest opisana przez najnowszą tablicę przepływów międzygałęziowych z wydzieleniem importu, opublikowaną przez GUS w roku 2019<sup>6</sup>. Tablica ta daje możliwość obliczenia współczynników kosztów materiałowych wyrażających udział kosztów krajowych surowców i materiałów w kosztach produkcji produktów wytwarzanych w kraju.

Za Przybylińskim (2012) i Lachem (2020) w dalszej części niniejszego opracowania metodologicznie macierze będą oznaczane za pomocą wielkich liter i czcionki pogrubionej, wektory za pomocą małych liter i czcionki pogrubionej, zaś skalary za pomocą małych liter i kursywy. Symbol  $\hat{x}$  będzie oznaczał macierz diagonalną z elementami wektora  $x$  na przekątnej, zaś symbol  $\hat{x}^{-1}$  będzie oznaczał macierz diagonalną z odwrotnościami elementów niezerowego wektora  $x$  na diagonalu.

W celu wyprowadzenia podstawowej formy liniowego modelu Leontiefa założmy, że analizowana gospodarka została podzielona na  $n$  sektorów, zaś wszystkie analizowane dane statystyczne dotyczą przepływów w roku  $t$ . Przyjmując, że  $x_i^t$  oznacza produkcję globalną sektora  $i$ , zaś  $f_i^t$  oznacza popyt finalny na dobra sektora  $i$  w roku  $t$ , zachodzi następujący warunek bilansowy dla produkcji globalnej sektora  $i$ :

$$x_i^t = z_{i1}^t + \dots + z_{in}^t + f_i^t = \sum_{j=1}^n z_{ij}^t + f_i^t, \quad (1)$$

gdzie  $z_{ij}^t$  stanowi wartość przepływu towarów i usług, które zostały wyprodukowane w sektorze  $i$ , a następnie wykorzystane w produkcji w sektorze  $j$  w roku  $t$ .

<sup>6</sup> Najnowsza dostępna tablica przepływów międzygałęziowych bazuje na danych dotyczących roku 2015 (GUS 2019).

Po zestawieniu warunków bilansowych danych we wzorze (1) względem wszystkich sektorów można uzyskać następującą formułę macierzową:

$$\mathbf{x}_t = \mathbf{Z}_t \mathbf{i} + \mathbf{f}_t, \quad (2)$$

gdzie:

$$\mathbf{x}_t = \begin{bmatrix} x_1^t \\ \vdots \\ x_n^t \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Z}_t = \begin{bmatrix} z_{11}^t & \cdots & z_{1n}^t \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ z_{n1}^t & \cdots & z_{nn}^t \end{bmatrix}, \quad \mathbf{f}_t = \begin{bmatrix} f_1^t \\ \vdots \\ f_n^t \end{bmatrix}, \quad (3)$$

zaś  $\mathbf{i}$  oznacza wektor sumacyjny wymiaru  $n \times 1$  złożony z samych jedynek<sup>7</sup>. Podstawowym założeniem statycznej analizy IO jest warunek mówiący, że przepływy międzygałęziowe z sektora  $i$  do sektora  $j$  w roku  $t$  zależą w całości od produkcji sektora  $j$  w tym samym roku. Własność ta jest wyrażona w poniższej definicji tzw. **współczynników technicznych**<sup>8</sup>:

$$a_{ij}^t = \frac{z_{ij}^t}{x_j^t}, \quad (4)$$

gdzie  $i, j = 1, \dots, n$ . Współczynniki  $a_{ij}^t$  pozwalają na zdefiniowanie stałych relacji między wielkością produkcji sektora  $j$  a nakładami niezbędnymi na jej wytworzenie. Innymi słowy, funkcja produkcji w modelu Leontiefa cechuje się stałymi korzyściami skali (Miller i Blair 2009). Na przykład, jeśli sektor  $i$  oznacza sektor produkcji tekstyliów, a sektor  $j$  oznacza sektor motoryzacyjny, to wtedy współczynnik  $a_{ij}^t$  reprezentuje relację wartości wyrobów włókienniczych zakupionych przez producentów motoryzacyjnych w roku  $t$  do wartości produkcji motoryzacyjnej w roku  $t$  (Lach 2020).

Zestawiając współczynniki techniczne dane w równaniu (4) względem wszystkich możliwych

przepływów międzygałęziowych w  $n$ -sektorowej gospodarce, otrzymuje się następujący wzór macierzowy:

$$\mathbf{A}_t = \mathbf{Z}_t \hat{\mathbf{x}}_t^{-1}, \quad (5)$$

gdzie:

$$\hat{\mathbf{x}}_t = \begin{bmatrix} x_1^t & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & x_n^t \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}_t = \begin{bmatrix} a_{11}^t & \cdots & a_{1n}^t \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1}^t & \cdots & a_{nn}^t \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Zgodnie ze zwyczajową notacją stosowaną w literaturze IO, macierz  $\mathbf{A}_t$  będzie w niniejszym opracowaniu określana zamiennie jako „macierz nakładów” lub „macierz technologii”. Wykorzystując definicję ze wzoru (5), można przedstawić zestaw warunków bilansowych przedstawionych w równaniu (2) w następującej formie macierzowej:

$$\mathbf{x}_t = \mathbf{A}_t \mathbf{x}_t + \mathbf{f}_t \quad (7)$$

lub równoważnie:

$$(\mathbf{I} - \mathbf{A}_t) \mathbf{x}_t = \mathbf{f}_t, \quad (8)$$

gdzie  $\mathbf{I}$  oznacza macierz identycznościową wymiaru  $n \times n$ .

W przypadku praktycznych zastosowań statycznego modelu Leontiefa zwykle dąży się do rozwiązania następującego problemu – znając prognozy zapotrzebowania końcowego dla sektorów w gospodarce, znaleźć produkcję globalną każdego z nich niezbędną do zaspokojenia przewidywanego popytu finalnego. Jeśli tylko macierz  $(\mathbf{I} - \mathbf{A}_t)^{-1}$  istnieje, można odpowiedzieć na wspomniane pytanie, stosując następującą formułę:

$$\mathbf{x}_t = (\mathbf{I} - \mathbf{A}_t)^{-1} \mathbf{f}_t = \mathbf{L}_t \mathbf{f}_t, \quad (9)$$

gdzie macierz  $\mathbf{L}_t = (\mathbf{I} - \mathbf{A}_t)^{-1} = [l_{ij}^t, i, j = 1, \dots, n]$  jest nazywana **macierzą Leontiefa**. Aby przybliżyć interpretację elementu  $l_{ij}^t$ , przyjmijmy, że  $\bar{\mathbf{f}}_t = [\bar{f}_s^t, s = 1, \dots, n]$  jest wektorem jednostkowego popytu finalnego w sektorze  $j$  w roku  $t$ , tj.:

$$\bar{f}_s^t = \begin{cases} 1, & \text{jeśli } s = j \\ 0, & \text{jeśli } s \neq j \end{cases}. \quad (10)$$

7 Dla każdego sektora  $i$  oraz roku  $t$  popyt końcowy  $f_i^t$  jest sumą zużycia końcowego w gospodarstwach domowych, zużycia końcowego w instytucjach niekomercyjnych działających na rzecz gospodarstw domowych, zużycia końcowego w instytucjach rządowych i samorządowych, a także nakładów brutto na środki trwałe oraz przyrostu rzeczowych środków obrotowych oraz aktywów o wyjątkowej wartości (GUS 2019).

8 W literaturze IO zamiennie stosuje się terminy „współczynniki nakładów bezpośrednich” oraz „współczynniki IO”.

Model (9) implikuje, że wektor produkcji globalnej wymagany do zaspokojenia popytu  $\bar{f}_t$ , tj.  $\bar{x}_t = L_t \bar{f}_t = [\bar{x}_s^t, s = 1, \dots, n]$  jest dokładnie równy  $j$ -tej kolumnie macierzy  $L_t$ . Zatem  $f_{ij}^t$  reprezentuje wielkość produkcji dobra  $i$ , tj.  $\bar{x}_i^t$ , która jest bezpośrednio i pośrednio potrzebna dla zaspokojenia każdej jednostki końcowego zapotrzebowania na dobro  $j$  (Panek 2003, Miller i Blair 2009).

Za pomocą wzoru (9) możliwie jest bezpośrednio wyznaczanie jedynie mnożników produkcji. Mnożniki te mogą jednak stanowić punkt wyjścia do obliczenia mnożników, opisujących wpływ popytu finalnego na bardzo konkretne i jednoznacznie interpretowalne wielkości ekonomiczne i pozaekonomiczne. W tym celu w badaniach praktycznych stosuje się tzw. **rozszerzony popytowy model Leontiefa** postaci:

$$e_t = \hat{\pi}_t L_t f_t, \quad (11)$$

gdzie:

$e_t = [e_i^t, i = 1, \dots, n]$  jest wektorem sektorowych nakładów/efektów, tj.  $e_i^t$  oznacza wielkość nakładów (lub efektów) w sektorze  $i$  w roku  $t$  (np. zatrudnienie, dochód itp.),

$\pi_t = [\pi_i^t, i = 1, \dots, n]$  jest wektorem sektorowych współczynników nakładów/efektów bezpośrednich, tj.  $\pi_i^t$  oznacza współczynnik nakładów/efektów bezpośrednich sektora  $i$  wyrażający wielkość nakładów (lub efektów) w sektorze  $i$  w roku  $t$  (np. zatrudnienie, dochód itp.) na jednostkę produkcji globalnej w sektorze  $i$ <sup>9</sup>.

Szczególnie warta podkreślenia jest uniwersalność modelu (11), polegająca na tym, że analizie mogą być poddane dowolne zjawiska wynikające z prowadzenia działalności gospodarczej, zarówno o charakterze *stricte* ekonomicznym, tj. import, zatrudnienie czy wydajność pracy, jak i zjawiska o wymiarze społecznym i ekologicznym (Przybyliński 2012, Lach 2020, 2021). W praktycznych analizach powszechnie stosowane jest upraszczające założenie dotyczące krótkookresowej stałości macierzy nakładów zdefiniowanej w równaniu (5) oraz stałości współczynników bezpośrednich

9 Jak łatwo wykazać, dla roku  $t$  zachodzi równość  $e_i^t = \pi_i^t x_i^t$  dla  $i = 1, \dots, n$ .

nakładów/efektów<sup>10</sup> zdefiniowanych we wzorze (11). Zakładając zatem, że  $A_{t_0} = A_{t_1} = A$ ,  $\pi_{t_0} = \pi_{t_1} = \pi$  dla startowego roku  $t_0$  i roku końcowego  $t_1$ , oraz wykorzystując liniowość modelu (11), można napisać:

$$\Delta e = \hat{\pi} L \Delta f, \quad (12)$$

gdzie:

- $\Delta e = e_{t_1} - e_{t_0} = [\Delta e_i, i = 1, \dots, 0]$ ,
- $L = (I - A)^{-1}$ ,
- $\Delta f = f_{t_1} - f_{t_0}$ .

Model (12) pozwala oceniać sektorowe skutki zmiany popytu finalnego między latami  $t_0$  i  $t_1$  (a więc  $\Delta f$ ) dla sektorowego rozkładu nakładów/efektów ( $\Delta e$ ), np. sektorowe zmiany w liczbie zatrudnionych spowodowane określoną zmianą sektorowego zużycia finalnego.

## Parametryzacja modeli

Chcąc symulować reakcję gospodarki narodowej na zmianę całkowitego popytu finalnego wywołaną daną inwestycją, należy odliczyć od niego popyt finalny na produkty importowane (Przybyliński 2012). Podobnie, budując macierz nakładów dla zadania tego typu, należy wykorzystać tablicę przepływów międzygałęziowych z wydzieleniem importu, a więc tablicę opisującą wyłącznie przepływy dóbr krajowych. Biorąc pod uwagę oba wspomniane fakty, w empirycznej części niniejszego opracowania wykorzystano następujące dane statystyczne:

- **A** – macierz współczynników bezpośrednich nakładów materiałowych w Polsce z wydzieleniem importu w układzie 76 sektorów<sup>11</sup> działalności wg PKWiU 2008 (najnowsze dostępne dane dotyczące roku 2015 opublikowano w raporcie GUS (2019)).

10 Zob. Carter (1970), Pan (2006), Gurgul i Lach (2018, 2019a, 2019b), Lach (2020, 2021).

11 Tablica przepływów międzygałęziowych opublikowana w GUS (2019) zawiera informacje o przepływach w 77 sektorach według PKWiU 2008. Ponieważ w przypadku sektora „Usługi świadczone przez gospodarstwa domowe” nie zaobserwowano żadnych niezerowych przepływów, sektor ten nie został uwzględniony podczas budowy modeli IO (wykorzystane tablice przepływów międzygałęziowych obejmowały zatem 76 sektorów).



- $\Delta f$  – zmiana popytu finalnego spowodowana budową lub użytkowaniem instalacji PV rozważanego typu obejmująca jedynie produkty i usługi krajowe (źródło danych: KIKE).
- $\pi$  – wektor współczynników nakładów bezpośrednich definiowany na dwa sposoby, jako:
  - a) zatrudnienie (jednostka: EPC<sup>12</sup>) w sektorach gospodarki polskiej (dane za rok 2017 opublikowane w GUS 2018) w przeliczeniu na jednostkę produkcji globalnej w roku 2017 (dane opublikowane w GUS 2021, jednostka: mld zł),
  - b) wartość dodana (źródło: GUS 2021, jednostka: mld zł) w sektorach polskiej gospodarki na jednostkę produkcji globalnej w roku 2017 (źródło: GUS 2021, jednostka: mld zł).

## Ograniczenia badania ilościowego

Liniowa postać modelu IO stanowi z jednej strony dość daleko idące uproszczenie rzeczywistości, z drugiej jednak strony zapewnia łatwość obliczeń i klarowność interpretacji wyników. Wspomniane uproszczenia polegają przede wszystkim na zrównaniu wielkości przeciętnych i krańcowych (Przybyliński 2012). Co szczególnie istotne, interpretacja mnożników input-output prowadzona jest przy założeniu, że w analizowanej gospodarce istnieją rezerwy mocy wytwórczych pozwalające na odpowiednie zwiększenie produkcji bez konieczności wprowadzania innowacji technologicznych (Przybyliński 2012). Założenie to jest stosunkowo restrykcyjne, gdyż zakłada brak ograniczeń podażowych w gospodarce (Cardenete i Sancho 2012). W pewnym sensie problem ten można ominąć, stosując modele klasy CGE, które wśród wielu

zalet pozwalają m.in. na wprowadzanie ograniczeń podażowych (Lach 2020). Ze względu na konieczność ustalenia precyzyjnych wartości bardzo dużej liczby hiperparametrów, a także relatywnie wysoki stopień skomplikowania i wrażliwości na wybór metody domknięcia (Dietzenbacher et al. 2013), kalibracja i prawidłowe zastosowanie modeli klasy CGE nie są jednak możliwe na obecnym etapie prac analitycznych w zakresie oceny wykonalności i efektywności infrastruktury PV w Polsce.

Interpretując uzyskane wyniki empiryczne, należy mieć także na uwadze, że wykorzystany model powiązań międzysektorowych w polskiej gospodarce – choć oparty na najbardziej aktualnych danych udostępnianych przez GUS – bazuje na danych dotyczących roku 2015. Podobnie, najbardziej aktualne (opublikowane przez GUS w roku 2021) dane dotyczące współczynników efektów bezpośrednich (zatrudnienie i wartość dodana na jednostkę produkcji) pochodzą z pomiarów z 2017 r. Zastosowanie takich wskaźników dla prognozy obejmującej późniejsze lata wynika z braku dostępności nowszych danych statystycznych, co wymusza przyjęcie założenia dotyczącego krótkookresowej stałości parametrów modeli IO.

## Załącznik II

### Warunki osiągnięcia scenariusza optymalnego<sup>13</sup>

#### Znaczenie realizacji scenariusza optymalnego

Obecnie większość energii elektrycznej w Polsce pochodzi z węgla (ponad 72% w 2021 r. – patrz: MKiŚ, ARE 2022), co jest najwyższą wielkością w Unii Europejskiej. Przekłada się to także bezpośrednio na emisję gazów cieplarnianych i będzie stanowiło duże

<sup>12</sup> Ekwiwalent pełnego czasu pracy (EPC) – jednostka przeliczeniowa służąca do ustalania wielkości zatrudnienia. W niniejszym opracowaniu jeden EPC oznacza jeden osoborok pracy w pełnym wymiarze. Przykładowo, jeśli dla okresu 5-letniego EPC jest równe 100 tys., to oznacza to wystąpienie zatrudnienia w formie umów/kontraktów rocznych dla 100 tys. osób lub równoważnie 20 tys. umów/kontraktów 5-letnich, lub równoważnie 50 tys. umów/kontraktów 2-letnich itd.

<sup>13</sup> W Załączniku II wykorzystano materiały wewnętrzne Krajowej Izby Kłastrów Energii i OZE.

wyzwanie, jeśli Polska ma spełniać normy i wywiązywać się z zobowiązań międzynarodowych. Biorąc pod uwagę strukturę produkcji energii elektrycznej w Europie, może się okazać, że Polska będzie stawiała się krajem coraz mniej atrakcyjnym dla inwestorów, którzy przy wyborze lokalizacji swoich zakładów produkcyjnych i usługowych będą wybierać jedynie te kraje, w których otrzymają gwarancję dostarczenia w 100% zielonej energii elektrycznej. Co więcej, realne staje się także zagrożenie odchodzenia przedsiębiorstw już działających w Polsce do krajów, gdzie priorytetem jest wygaszanie energetyki węglowej w ciągu najbliższego dziesięcio- lub piętnastolecia. Rozwój zgodnie ze scenariuszem optymalnym wspomógłby wyraźnie procesy zmniejszania udziału w polskim miksie energetycznym energii pochodzącej z węgla.

Analiza trendów ogólnosiękatowych wskazuje, że do budowy źródeł OZE nie są konieczne bezpośrednie inwestycje spółek państwowych, które powinny koncentrować się raczej na inwestycjach w sieć elektroenergetyczną i przyłączeniową oraz w magazyny energii. Lukę rynkową wynikającą z braku źródeł mogą wypełniać inwestorzy prywatni, także przy wykorzystaniu dedykowanych systemów wsparcia. Takie podejście znacznie ograniczyłoby wydatki skarbu państwa, przyczyniłoby się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego i stabilności sieci elektroenergetycznej (dzięki magazynom energii) oraz zmniejszyłoby ubóstwo energetyczne w regionach (m.in. dzięki samobilansowaniu na wydzielonych obszarach).

Technologie źródeł odnawialnych są relatywnie nowe i ich rozwijanie wymaga często działań o charakterze innowacyjnym. W tym kontekście jedną z podstawowych barier rozwoju energetyki PV oraz szerzej energetyki OZE jest zachowawcze podejście zasiedziałych operatorów energetyki konwencjonalnej. Ich rozbudowane struktury, które były konieczne w przypadku dużych, skoncentrowanych źródeł energii, gdzie najczęściej produkcja była połączona z wydobywaniem, mają zasadnicze trudności z wyzbyciem się starych nawyków i transformacją w kierunku nowych technologii i modeli biznesowych. Hamowanie przez nich odważniejszych działań

transformacyjnych może być wyzwaniem na drodze do uwolnienia rynku OZE w Polsce.

W celu osiągnięcia scenariusza optymalnego należy pokonać bariery o charakterze prawno-inwestycyjnym, prawno-regulacyjnym oraz prawno-podatkowym. Ponieważ wraz z upływem czasu przewiduje się wzrost roli największych instalacji (PV4 – farmy fotowoltaiczne), poniższa analiza skupia się na określeniu warunków ich optymalnego rozwoju.

## Barieri prawno-inwestycyjne

Pierwszą przeszkodą są procedury, które wydłużają proces inwestycyjny – decyzja środowiskowa, pozwolenie na budowę oraz brak możliwości kwalifikacji farm PV jako infrastruktury technicznej na gruncie regulacji planistycznych.

Obecnie zabudowa systemami fotowoltaicznymi powierzchni nie mniejszej niż 1 ha (bądź 0,5 ha w obszarach objętych ochroną przyrody) wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko trwającej średnio 4 miesiące dla instalacji do 1 MW i od 5 do 12 miesięcy dla instalacji powyżej 1 MW. Jest to postępowanie wielostronne, charakteryzujące się dużym potencjałem generowania celowej bądź przypadkowej przewlekłości. Do czasu zakończenia przedmiotowego postępowania nie można złożyć wniosku o wydanie pozwolenia na budowę. Przyczyną bezpośrednią wyżej opisanego stanu rzeczy jest zakwalifikowanie zabudowy systemami fotowoltaicznymi do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a przyczyną pierwotną jest uznanie zabudowy systemami fotowoltaicznymi za rodzaj zabudowy przemysłowej. Przepisy UE nie przesądzają i nie nakazują uznawania systemów fotowoltaicznych za urządzenia przemysłowe do produkcji energii. Panele fotowoltaiczne wytwarzają energię w sposób ciągły i bezobsługowy, samoczynnie wykorzystując zjawisko fotoelektryczne. Tymczasem przemysł to produkcja materialna oparta na wydobywaniu z ziemi bogactw naturalnych i wytwarzaniu produktów w sposób masowy przy użyciu procesów technologicznych. Fotowoltaika nie wpisuje

się zatem w definicję przemysłu i nie ma uzasadnienia dla poddawania jej reżimowi prawnemu właściwemu przemysłowi. Rozwiązaniem byłaby zmiana § 3 ust. 1 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. z 2019, poz. 1839) poprzez wykreślenie słów „w tym zabudowa systemami fotowoltaicznymi”, względnie (aby wyeliminować potencjalne wątpliwości interpretacyjne) poprzez zastąpienie słów „w tym zabudowa systemami fotowoltaicznymi” słowami „z wyłączeniem zabudowy systemami fotowoltaicznymi”.

Instalacje fotowoltaiczne zaliczone są aktualnie do zabudowy wymagającej uzyskania pozwolenia na budowę, a następnie pozwolenia na użytkowanie – nawet gdy powstają bezpośrednio na niezabudowanym gruncie. Powyższe procedury podnoszą koszty inwestycji oraz wydłużają proces realizacji farmy PV o kilka miesięcy. Trwają one dłużej niż sama budowa instalacji. Nieadekwatność stosowania tych procedur do wznoszenia farm PV na niezabudowanych gruntach wynika z szeregu powodów. Instalacje fotowoltaiczne wymagają niezacienionych otwartych przestrzeni, stąd lokalizowane są w obszarach niezabudowanych i niezalesionych, przede wszystkim na gruntach rolnych. Konstrukcje wsporcze pod panele fotowoltaiczne nie stanowią budowli, nie wymagają fundamentów, nie są na trwale związane z gruntem, mogą zostać całkowicie zdemontowane w ciągu kilku dni. Teren farmy fotowoltaicznej jest ogrodzony i zabezpieczony, a instalacje fotowoltaiczne działają bezobsługowo, z czego wynika pomijalność ryzyka zagrożenia zdrowia lub życia w przypadku potencjalnej katastrofy budowlanej. Materiały wykorzystywane do budowy instalacji fotowoltaicznych są standaryzowane i nie zawierają elementów tworzonych z materiałów niebezpiecznych. Farmy PV objęte są jednak bezwzględnym obowiązkiem uzyskania pozwolenia na budowę (art. 28 ust. 1 Prawa budowlanego) i nie są objęte wyłączeniami przewidzianymi w art. 29 ust. 1 pkt 8a i 20 oraz ust. 2 pkt 16), art. 29a, art. 30 ust. 1 pkt 1a) Ustawy. Rozwiązaniem byłoby dodanie do listy wyłączeń od konieczności uzyskania pozwolenia na budowę przedsięwzięcia polegającego na budowie instalacji

fotowoltaicznych o całkowitej zainstalowanej mocy do 10 MW (wznoszonych bezpośrednio na niezabudowanym gruncie), przy wprowadzeniu obowiązku zgłoszenia zamiaru takiej budowy.

Do 29 sierpnia 2019 r. orzecznictwo sądów administracyjnych szeroko dopuszczało możliwość kwalifikowania zarówno siłowni wiatrowych, jak i instalacji fotowoltaicznych jako urządzeń infrastruktury technicznej. Po tej dacie na skutek zmiany przepisów stało się to niemożliwe. W efekcie nowelizacji wykluczono możliwość lokalizacji farm PV na bardzo wielu terenach, dla których obowiązują plany miejscowe. Plany te najczęściej nie wymieniają literalnie instalacji PV jako dopuszczalnej formy zabudowy towarzyszącej podstawowemu przeznaczeniu terenu, np. rolnemu czy przemysłowemu. Możliwość kwalifikacji farm PV jako urządzeń infrastruktury technicznej pozwalała na „wpisanie” tych inwestycji w obowiązujące plany (bez konieczności ich zmiany). Było to o tyle zasadne, że instalacje fotowoltaiczne umożliwiają rolnicze współkorzystanie z zajętych przez nie gruntów, a jeżeli są to tereny industrialne bądź postindustrialne – instalacje fotowoltaiczne prawidłowo komponują się z tego typu okoliczną zabudową. Obecnie takie plany wymagają zmiany w celu umożliwienia budowy farmy PV (np. na terenie zakładu przemysłowego). Nawet prosta zmiana planu miejscowego trwa co najmniej kilkanaście miesięcy (wymaga bowiem jeszcze wcześniejszej zmiany studium). Jest to dodatkowy koszt nie tylko dla inwestorów, ale i dla samorządów. Rozwiązaniem byłoby powrotne zakwalifikowanie instalacji fotowoltaicznych jako urządzeń infrastruktury technicznej: zmiana treści art. 61 ust. 3 Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym poprzez zastąpienie słów „[...] i urządzeń infrastruktury technicznej, a także instalacji odnawialnego źródła energii [...]” słowami „[...] i urządzeń infrastruktury technicznej, w tym instalacji fotowoltaicznych o całkowitej zainstalowanej mocy do 10 MW, a także innych instalacji odnawialnego źródła energii [...]” oraz zmiana treści art. 10 ust. 2a Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym poprzez dopisanie zdania drugiego (po kropce) o następującej treści: „Nie dotyczy

instalacji fotowoltaicznych o całkowitej zainstalowanej mocy do 10 MW stanowiących urządzenia infrastruktury technicznej”.

## Bariery prawno-regulacyjne

Do najistotniejszych barier regulacyjnych należy zaliczyć: utrudnienia związane z powstawaniem sieci służących przyłączeniu źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego, nierówne traktowanie źródeł OZE i konwencjonalnych w odniesieniu do obowiązku koncesyjnego oraz nieproporcjonalne konsekwencje niedotrzymania zobowiązania aukcyjnego przy pierwszej sprzedaży energii w ramach systemu aukcyjnego.

Większe projekty OZE (np. kilka farm PV) realizowane na powiązanej funkcjonalnie obszarze potrzebują specjalnej sieci pozwalającej na wyprowadzenie mocy z powstałych źródeł odnawialnych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych energetyki zawodowej (tzw. OSDp). Realizację wyżej wymienionej sieci mogą zapewnić OSDp przez rozbudowę własnej infrastruktury. Operatorzy ci z uwagi na skalę swojej działalności oraz fakt, że czterech głównych OSDp to spółki pośrednio kontrolowane przez Skarb Państwa, poddani są szeregowi regulacji, które bardzo ograniczają im możliwość szybkiego działania. Do regulacji tych należą m.in. obowiązek uzgadniania z Prezesem URE planów rozwoju sieci (nakłady nieujęte w planie nie mają gwarancji finansowania w ramach taryfy) oraz ograniczenia wynikające z obowiązku stosowania przepisów dotyczących zamówień publicznych (procedury zamówieniowe są bardzo czasochłonne). W rezultacie wspomniani operatorzy często nie są w stanie zapewnić rozbudowy własnych sieci w tempie odpowiadającym oczekiwaniom branży OZE. Tempo to jest zaś determinowane m.in. takimi czynnikami jak: finansowanie inwestycji, zobowiązania aukcyjne czy też potrzeba odpowiedniej koordynacji procesu przyłączeń poszczególnych źródeł OZE (projektów) do sieci na miejscu. Powyższe ograniczenia OSDp powodują, że inwestujący w budowę OZE są gotowi przejąć część zadań OSDp i samodzielnie zapewnić

sprawną budowę lokalnych sieci dystrybucyjnych agregujących źródła OZE powstające na danym obszarze, wykorzystując w tym celu zadaniowych operatorów (OSDn).

Przejęcie wyżej wymienionych zadań przez OSDn napotyka jednak istotne przeszkody regulacyjne, do których należą:

- brak swobody ustalania warunków finansowych dla przyłączenia nowych źródeł do sieci OSDn,
- powstawanie obowiązku podatkowego (w CIT) w zakresie opłaty przyłączeniowej w momencie uiszczenia tej opłaty, który to moment związany jest z wykonaniem samego przyłączenia przy jednoczesnej konieczności amortyzowania sieci, w krótkim okresie powoduje to konieczność uiszczenia jednorazowego dużego podatku CIT, zaś w długim skutkuje brakiem możliwości rozliczania kosztów (amortyzacji) z odpowiadającymi im przychodami (opłata),
- brak możliwości osiągnięcia przez OSDn dochodów pozwalających na utrzymanie wybudowanej sieci dedykowanej przyłączanym źródłom.

W odniesieniu do pierwszej przeszkody należy przywołać art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego. Pozwala on na indywidualne ustalenie finansowych warunków przyłączenia jedynie w przypadku, gdy OSD wcześniej odmówi przyłączenia z uwagi na brak warunków ekonomicznych przyłączenia i powiadomi o odmowie prezesa URE. O ile ograniczenie to jest zasadne w przypadku energetyki zawodowej (OSDp), gdyż zapobiega dyskryminacji w procesie przyłączeniowym, o tyle nie znajduje ono zupełnie uzasadnienia wobec małych OSDn współpracujących z lokalnymi wytwórcami OZE. Wydłuża bowiem jedynie proces ustalania warunków przyłączenia i stwarza niepewność co do ostatecznej oceny ich dopuszczalności przez regulatora. Możliwość indywidualnego ustalenia ekonomicznych warunków przyłączenia jest zaś niezbędna dla zapewnienia finansowania budowy lokalnej sieci dystrybucyjnej integrującej lokalne źródła OZE. Ustawowy mechanizm ustalania opłaty przyłączeniowej jest w tym zakresie zupełnie nieadekwatny.

W kontekście drugiej przeszkody należy podkreślić, że opłata przyłączeniowa stanowi dla OSDn w głównej mierze zwrot kosztów inwestycji czynionej na rzecz wytwórców OZE, i jako taka nie może być traktowana równoważnie do uzyskanego przychodu ze sprzedaży przeciętnego towaru lub usługi. W przypadku standardowej sprzedaży towaru/usługi podatkowe koszty ich wytworzenia są w głównej mierze rozliczane natychmiast w miesiącu ich świadczenia (koszty pośrednie lub bezpośrednie), zaś koszty nabycia środków trwałych rozliczane w długim okresie stanowią ich niewielki ułamek. Inaczej jest w przypadku kosztów inwestycji w sieć czynionej przez OSDn, gdzie koszt środka trwałego (sieci) stanowi główną część opłaty przyłączeniowej. W obecnej rzeczywistości prawnej brakuje powiązania momentu rozpoznawania kosztów z momentem uzyskiwania przychodów z uwagi na fakt, że w tym drugim przypadku opłata przyłączeniowa pokrywa *de facto* koszt wytworzenia amortyzowanych w długim okresie środków trwałych (sieci). W konsekwencji OSDn musiałby w roku uzyskania opłaty uregulować należności podatkowe obliczone od przychodu, koszty rozliczając dopiero w późniejszym czasie. Dodatkowo pojawia się ryzyko niemożności rozliczenia kosztów w przypadku braku odpowiadających przychodów.

Trzecia przeszkoda wiąże się z § 26 ust. 2 rozporządzenia taryfowego, który uniemożliwia pobieranie przez OSDn opłat taryfowych za energię elektryczną dostarczaną swoją siecią (pochodzącą ze źródeł OZE) do sieci OSDp. Jednocześnie OSDn mogą osiągać przychody z działalności dystrybucyjnej tylko na podstawie regulowanej taryfy. Obecny mechanizm ustalania taryf dopuszcza możliwość pobierania opłat za usługi dystrybucji jedynie od energii pobieranej (przez odbiorców) z sieci. W rezultacie OSDn, do sieci których przyłączone są głównie źródła OZE (a odbiorcą tej energii jest OSDp), nie mają możliwości pokrywania kosztów swojej działalności operacyjnej (utrzymania sieci) przychodem regulowanym. W konsekwencji są one skazane na prowadzenie działalności nierentownej.

OSDp, posiadając odbiorców przyłączonych do swojej sieci i zużywających energię elektryczną

dostarczaną ze źródeł OZE za pośrednictwem sieci OSDn, *de facto* uzyskują przychody, które powinny służyć również pokryciu kosztów utrzymania sieci OSDn. OSDn nie mają możliwości utrzymywania sieci wybudowanej na potrzeby przyłączy źródeł OZE (z przychodów taryfowych). Obecnie nie mają też gwarancji, że będą mogły zbyć te sieci OSDp, a więc tym, którzy takie możliwości mają.

W obowiązujących przepisach można znaleźć rozwiązania, które zobowiązują przedsiębiorstwo przesyłowe do nabycia urządzeń przesyłowych od tych, którzy sfinansowali ich budowę i są ich właścicielami. Przepisy te nie obejmują jednak finansujących budowę – mających formalnie status przedsiębiorstwa przesyłowego (tj. nie działają w relacjach OSDp–OSDn). Wynika stąd potrzeba wprowadzenia specjalnej regulacji umożliwiającej OSDn zbywanie infrastruktury sieciowej na rzecz podmiotów, które systemowo są odpowiedzialne za utrzymanie i eksploatację sieci dystrybucyjnej, tj. OSDp.

Pożądanym rozwiązaniem byłaby nowelizacja Prawa energetycznego pozwalająca na:

- przekazywanie przez OSDn wybudowanych sieci OSDp,
- swobodne ustalanie warunków finansowych przyłączenia źródeł OZE do sieci OSDn (tzw. opłaty przyłączeniowej),
- możliwość traktowania przez OSDn (działających na sieciach, które służą niemal wyłącznie do transportowania do sieci OSDp energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE) pobieranej przez nich opłaty przyłączeniowej jako zwrotu wydatków niebędących przychodem w momencie ich otrzymania, a nie jako jednorazowy przychód, jak to ma miejsce obecnie.

Logiczną konsekwencją braku konieczności opodatkowania przychodu z opłaty przyłączeniowej na bieżąco jest powiązanie takiej regulacji z przepisami dotyczącymi kosztów uzyskania przychodów poprzez wskazanie braku możliwości amortyzacji podatkowej składników nabytych ze środków pochodzących z opłaty przyłączeniowej (*de facto* zwróconych OSDn). Dzięki



takiemu rozwiązaniu nastąpiłoby pożądanе powiązanie momentu opodatkowania z czasem zwrotu inwestycji (amortyzacji sieci), tj. opłata nie byłaby przychodem jednorazowo, zaś wydatki nie byłyby kosztem w długim okresie. Taka interpretacja przepisów jest możliwa nawet dziś (art. 12 ust. 4 pkt. 6a Ustawy CIT w zw. z art. 16 ust. 1 pkt. 48 Ustawy CIT), wystarczy tylko jej konsekwentne stosowanie przez organy podatkowe, do czego można by je zachęcić, np. przez wydanie interpretacji ogólnej lub doprecyzowanie przepisów.

Wytwarzanie energii w źródłach OZE jest poddane zdecydowanie większej reglamentacji prawnej niż wytwarzanie energii w jednostkach konwencjonalnych. Uzyskanie koncesji wymaga produkcja energii w jednostce OZE o mocy powyżej 0,5 MW, gdy dla jednostek konwencjonalnych granicę stanowi 50 MW (art. 32 Prawa energetycznego). Oznacza to nierówne traktowanie źródeł. Skala rozwoju energetyki odnawialnej, a także skokowy przyrost zadań URE w ostatnim czasie, skutkują tym, że regulator nie jest w stanie sprawnie rozpatrywać wniosków koncesyjnych. W efekcie postępowania stają się długotrwałe, wielomiesięczne. Dla inwestorów oczekiwanie na koncesję (promesę) to zwykle czas stracony, w którym nie mogą oni w pełni rozwijać projektu. Do momentu uzyskania koncesji (promesy) inwestorzy często mają ograniczoną możliwość pozyskania kapitału niezbędnego dla sfinansowania projektu, gdyż instytucje finansujące postrzegają konieczność uzyskania koncesji jako dodatkowe, niezależne od inwestora ryzyko administracyjne. Jednocześnie trudno znaleźć uzasadnienie, dla którego wytwarzanie energii elektrycznej w tak prostej instalacji, jaką jest np. jednostka PV o mocy 1 MW, wymaga kwalifikowanej formy zezwolenia (w postaci koncesji), gdy tymczasem generacja energii w jednostce węglowej o mocy 40 MW takiego zezwolenia nie wymaga. Rozwiązaniem byłaby nowelizacja przepisów Prawa energetycznego zrównująca obowiązek uzyskania koncesji dla wszystkich jednostek OZE i jednostek konwencjonalnych – w zakresie przesłanki dotyczącej mocy instalacji. Dla wszystkich jednostek powinien obowiązywać ten sam próg – 50 MW.

W przypadku pierwszej sprzedaży energii w ramach systemu aukcyjnego przepisy Ustawy OZE uzależniają możliwość uzyskania wsparcia w ramach systemu aukcyjnego (pokrycia ujemnego salda) od tego, czy inwestor bezwzględnie dotrzyma terminu sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego (art. 96 ust. 6a Ustawy OZE). Nawet drobne przesunięcie terminu powoduje „wypadnięcie” z systemu aukcyjnego, tj. utratę przez instalację OZE prawa do pokrycia ujemnego salda (różnicy między ceną aukcyjną a ceną rynkową). Jest to kluczowe ryzyko projektowe, zarówno dla instytucji finansujących projekty OZE, jak i dla samych inwestorów. Wymusza to na inwestorach i bankach bardzo asekuracyjne podejście do realizacji projektów. Wyżej wymieniona sankcja potrafi przekreślić (pozbawić rentowności) cały projekt OZE przy najmniejszym „potknięciu” terminowym. Stwarza to ryzyko zaniechania realizacji projektu z obawy przed generowaniem większych strat przy jakimkolwiek zagrożeniu dla dotrzymania terminu. Sankcja ta jest zatem rażąco nieproporcjonalna do skutków, jakie niesie ze sobą penalizowane przewinienie. Konieczna jest tutaj nowelizacja Ustawy OZE polegająca na zmianie rodzaju sankcji za niedotrzymanie zobowiązania określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE. Zmiana może polegać na wprowadzeniu w miejsce sankcji za niedotrzymanie terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego – albo kary pieniężnej, albo mechanizmu pozbawiającego instalację OZE czasowo prawa do pokrycia ujemnego salda proporcjonalnie do opóźnienia w zakresie dotrzymania zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego.

## Bariery prawno-podatkowe

Podatek od nieruchomości stanowi istotny element kosztów eksploatacyjnych instalacji PV. Niepewność co do jego wysokości stanowi dodatkowe ryzyko dla banku. Przypadek taki miał miejsce w odniesieniu do instalacji wiatrowych, gdzie orzecznictwo przez długi czas zmagало się z pytaniem: które elementy farmy wiatrowej (słup, gondola, silnik czy całość instalacji)

powinny podlegać podatkowi od nieruchomości jako części budowlane?

Wątpliwości w przypadku farm fotowoltaicznych, podobnie jak kiedyś przy farmach wiatrowych, ogniskują się wokół sposobu traktowania instalacji dla potrzeb objęcia jej podatkiem od nieruchomości w dwóch aspektach.

- Czy, a jeśli tak, to jaką część instalacji PV traktować jako budowlę stanowiącą całość i objętą w całości lub części podatkiem od nieruchomości w stawce 2% od wartości (a może w analogii do farm wiatrowych opodatkowaniu podlega tylko słup/podstawa, na którym stoją, jako ich część budowlana)?
- Jak teren, na którym zlokalizowana jest farma, objąć podatkiem od nieruchomości należnym od gruntu – czy od metra kwadratowego powierzchni zajętej przez instalację (tylko teren bezpośrednio pod obrysem panelu), czy cały dzierżawiony teren (tj. wraz z pustkami technologicznymi)?

Powyższe wątpliwości stanowią istotną przeszkodę w biznesowym skalkulowaniu całej inwestycji. Konieczne jest uregulowanie (szczególnie w formie nowelizacji przepisów lub ogólnej interpretacji przepisów prawa podatkowego) sposobu naliczania podatku od nieruchomości dla instalacji PV, zarówno w zakresie gruntu pod instalacją, jak i samej instalacji. Taka regulacja obniży ryzyko realizacji projektów PV, a także przyspieszy czas ich przygotowania. Należy przy tym pamiętać, że w razie tworzenia projektu na terenie kilku gmin, lokalne organy podatkowe mogą mieć odmienne podejście do tematyki opodatkowania instalacji PV, co dodatkowo może komplikować proces inwestycyjny.

Katalizatorem szybkiego rozwoju źródeł byłoby umożliwienie inwestorom OZE korzystania z tzw. podatku estońskiego. Obecnie podmioty inwestujące w OZE nie mają możliwości przeznaczenia całego wypracowanego przez nie zysku na dalsze inwestycje, ponieważ podlega on opodatkowaniu. Uszczupla to kapitał niezbędny dla inwestycji. Rozwiązaniem byłoby zniesienie limitu 2 mln euro dla spółek zajmujących się jedynie wytwarzaniem energii ze źródeł OZE, w tym PV. Jako że w założeniu ten sposób

opodatkowania ma być prorozwojowy i proinwestycyjny, objęcie nim podmiotów prowadzących faktyczną działalność w zakresie PV (być może także innych OZE) mogłoby spowodować szybszy powrót środków uzyskanych z inwestycji do kolejnych projektów OZE poprzez reinwestowanie ich większej części. Może to stanowić dodatkową zachętę dla inwestorów realizujących projekty OZE, w tym PV. Jednocześnie wymóg faktycznego prowadzenia działalności w tym zakresie nie byłoby zasadniczym wyłomem w regułach opodatkowania i uniemożliwiłoby szersze wykorzystywanie przepisów do uzyskiwania nienależnych korzyści podatkowych przez inne podmioty.

## Załącznik III

### Zestawienie wyników empirycznych

W Tab. Z1–Z4 przedstawiono prognozę przyrostu produkcji globalnej w polskiej gospodarce generowanego przez inwestycje i utrzymywanie infrastruktury PV w zależności od reżimu PV i analizowanego okresu.

Tab. Z1. Skumulowany przyrost produkcji globalnej generowanej w polskiej gospodarce przez inwestycje w infrastrukturę PV w zależności od reżimu PV i analizowanego okresu. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

Zakres czasowy	Skumulowany przyrost produkcji globalnej w fazie instalacji [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
<b>PV1 &lt; 10 kW</b>			
2021–2030	31,38	36,61	47,07
2021–2040	47,07	49,69	78,45
<b>PV2 10–50 kW</b>			
2021–2030	8,30	10,38	14,53
2021–2040	16,60	22,83	31,13
<b>PV3 50–950 kW</b>			
2021–2030	8,88	14,80	17,76
2021–2040	11,84	20,72	28,12
<b>PV4 &gt;950 kW</b>			
2021–2030	16,68	20,85	20,85
2021–2040	44,48	51,43	56,99

Tab. Z2. Skumulowany przyrost produkcji globalnej generowanej w polskiej gospodarce przez inwestycje w infrastrukturę PV (łącznie dla wszystkich zakresów PV). Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

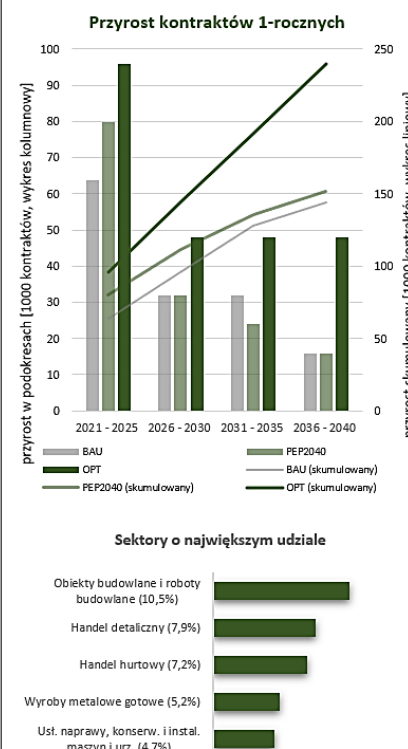
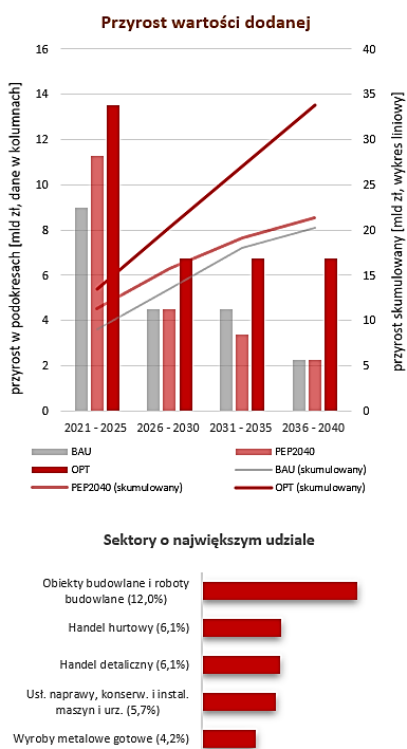
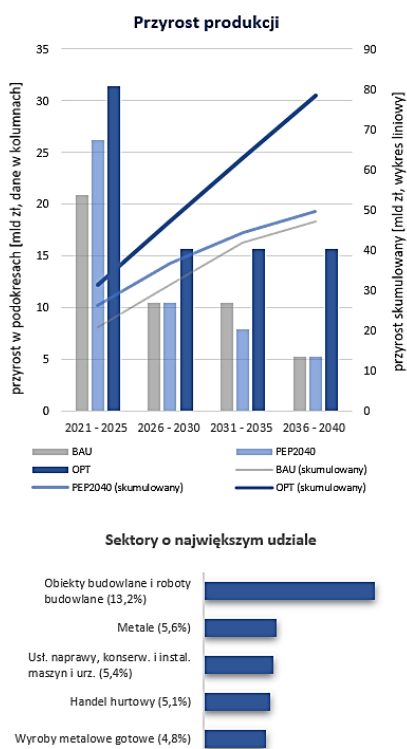
Zakres czasowy	Skumulowany przyrost produkcji globalnej w fazie instalacji (łącznie PV1-PV4) [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2030	65,24	82,64	100,21
2021-2040	119,99	144,66	194,69

Tab. Z3. Trwały (coroczny) przyrost produkcji globalnej generowanej w polskiej gospodarce przez utrzymywanie infrastruktury PV (łącznie dla wszystkich zakresów PV). Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

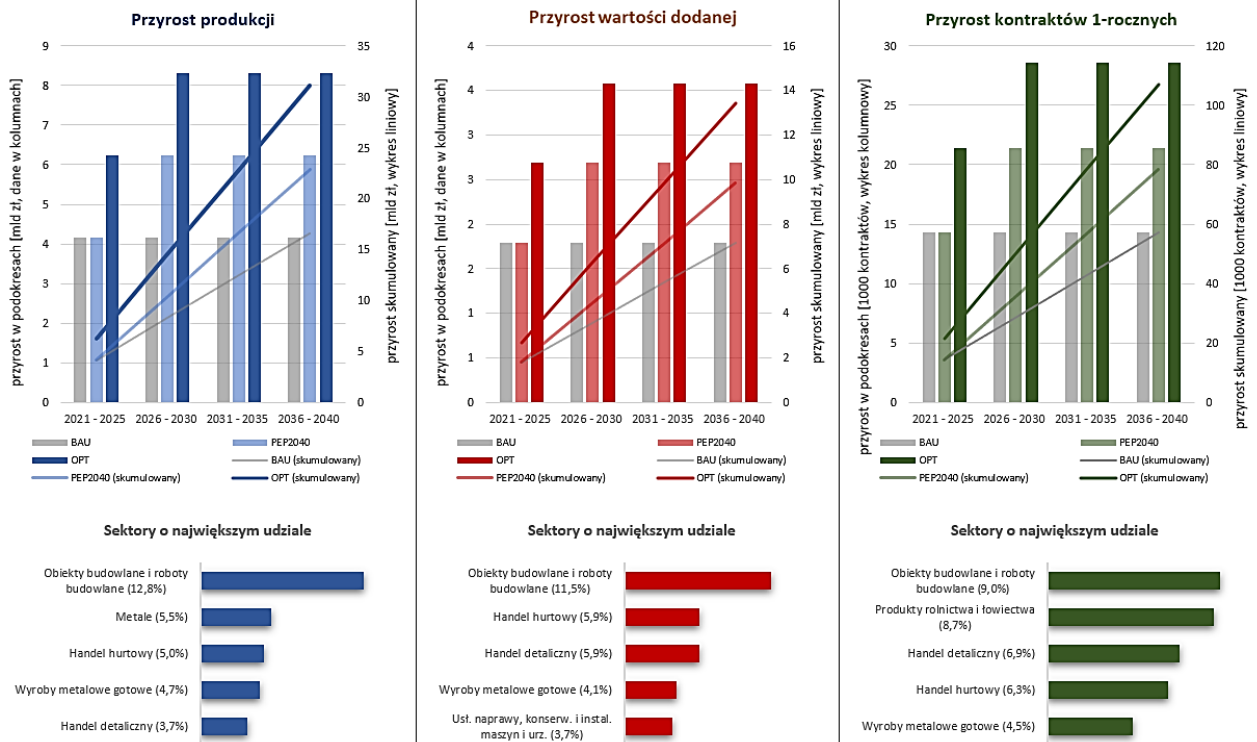
Zakres czasowy	Trwały (coroczny) przyrost produkcji krajowej generowanej przez użytkowanie instalacji PV (łącznie PV1-PV4) [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2030	1,75	2,23	2,70
2021-2040	3,17	3,83	5,09

Tab. Z4. Trwały (coroczny) przyrost produkcji globalnej generowanej w polskiej gospodarce przez utrzymywanie infrastruktury PV w zależności od reżimu PV i analizowanego okresu. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

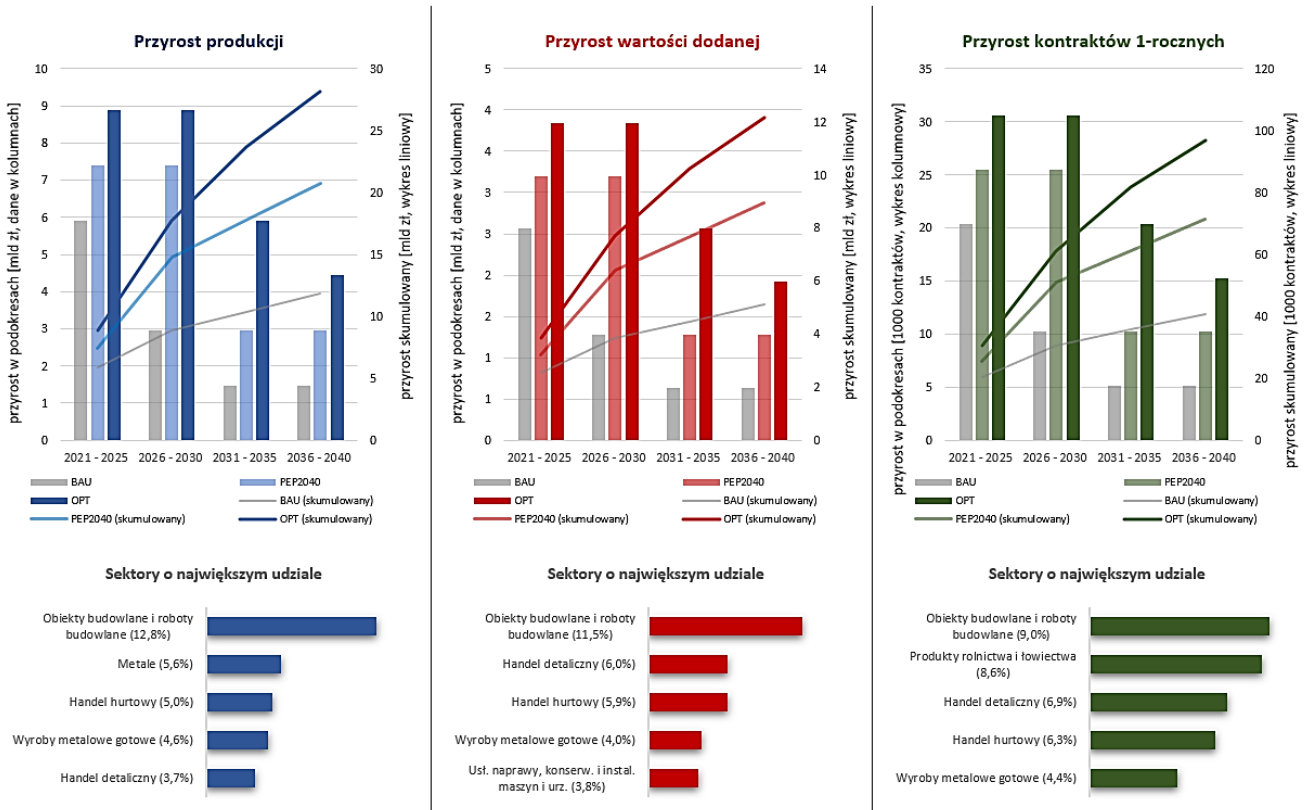
Zakres czasowy	Trwały (coroczny) przyrost produkcji krajowej generowanej przez użytkowanie instalacji PV [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
<b>PV1 &lt; 10 kW</b>			
2021-2030	0,86	1,00	1,29
2021-2040	1,29	1,36	2,15
<b>PV2 10-50 kW</b>			
2021-2030	0,19	0,23	0,33
2021-2040	0,37	0,51	0,60
<b>PV3 50-950 kW</b>			
2021-2030	0,28	0,47	0,56
2021-2040	0,37	0,65	0,88
<b>PV4 &gt;950 kW</b>			
2021-2030	0,43	0,53	0,53
2021-2040	1,14	1,31	1,46



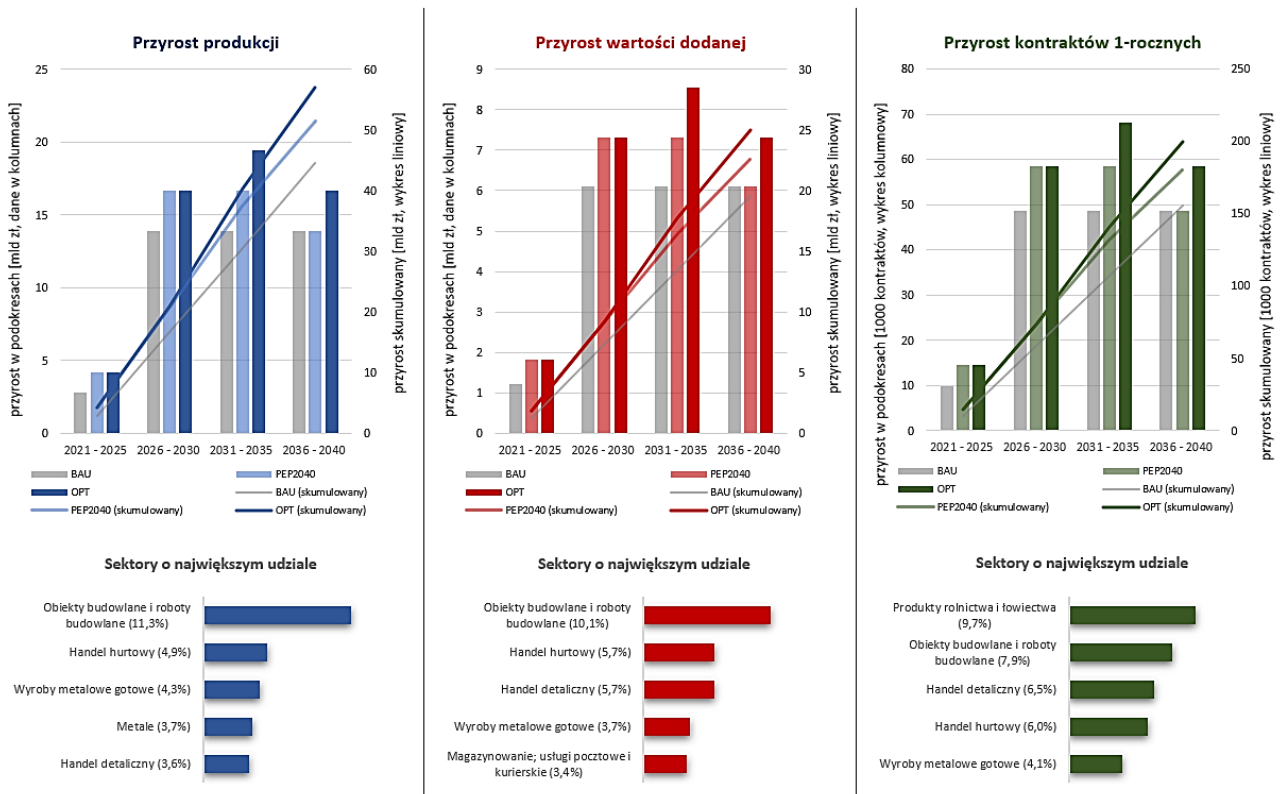
Rys. Z1. PV1 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



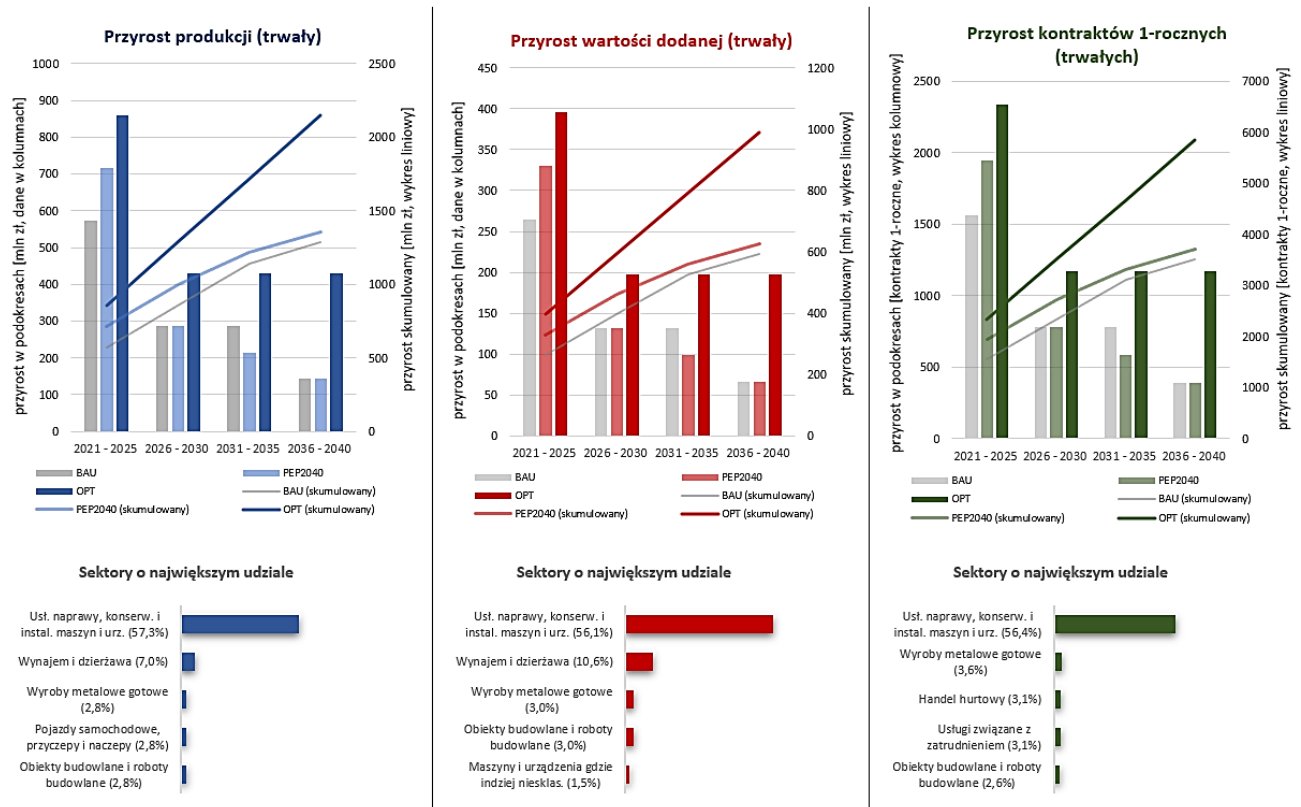
Rys. Z2. PV2 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



Rys. Z3. PV3 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

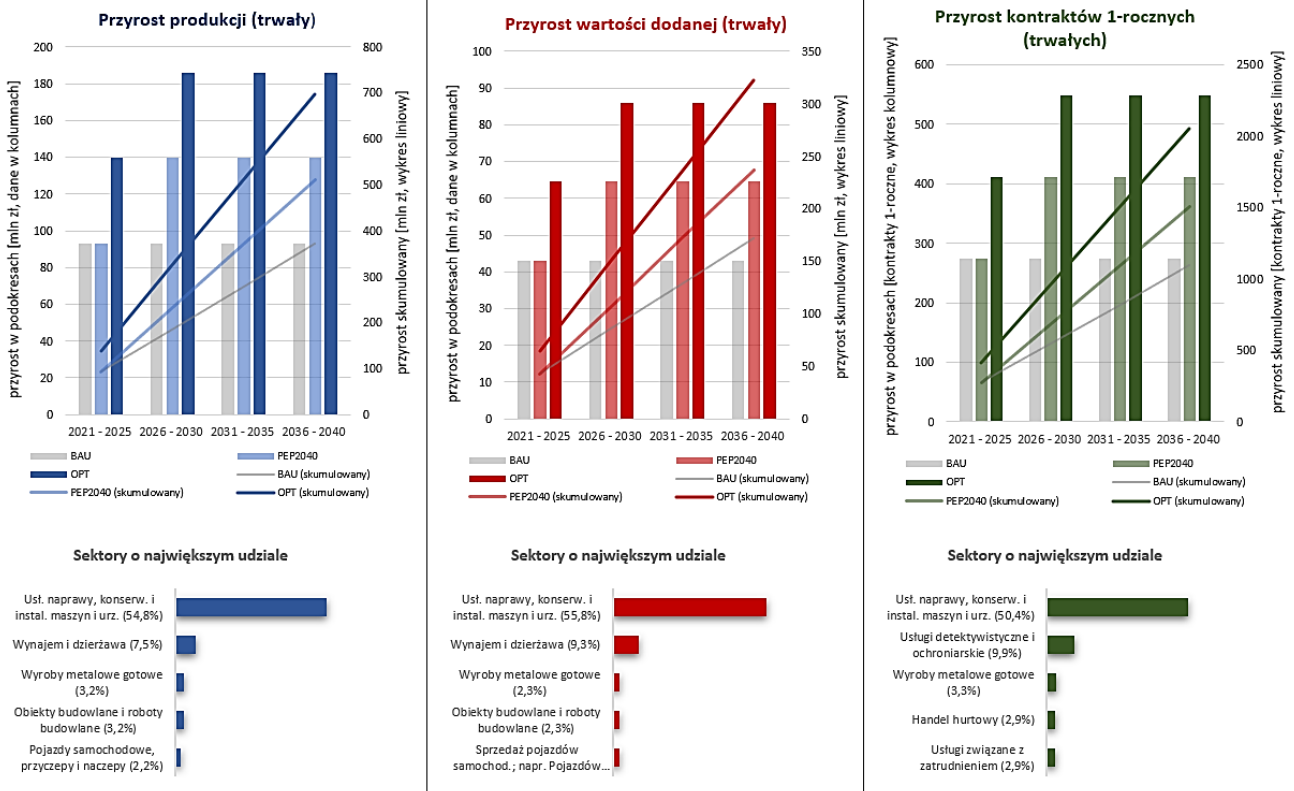


Rys. Z4. PV4 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

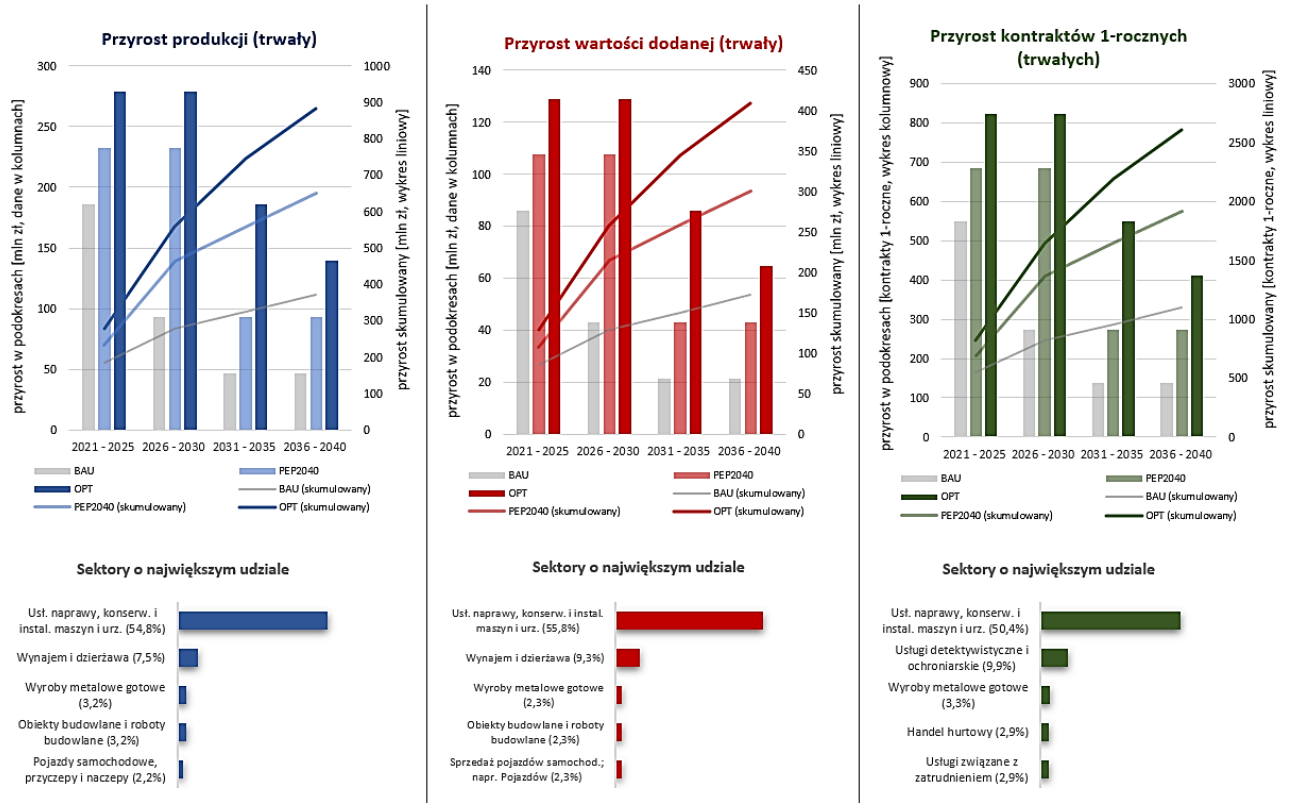


Rys. Z5. PV1 – mnożniki operacyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

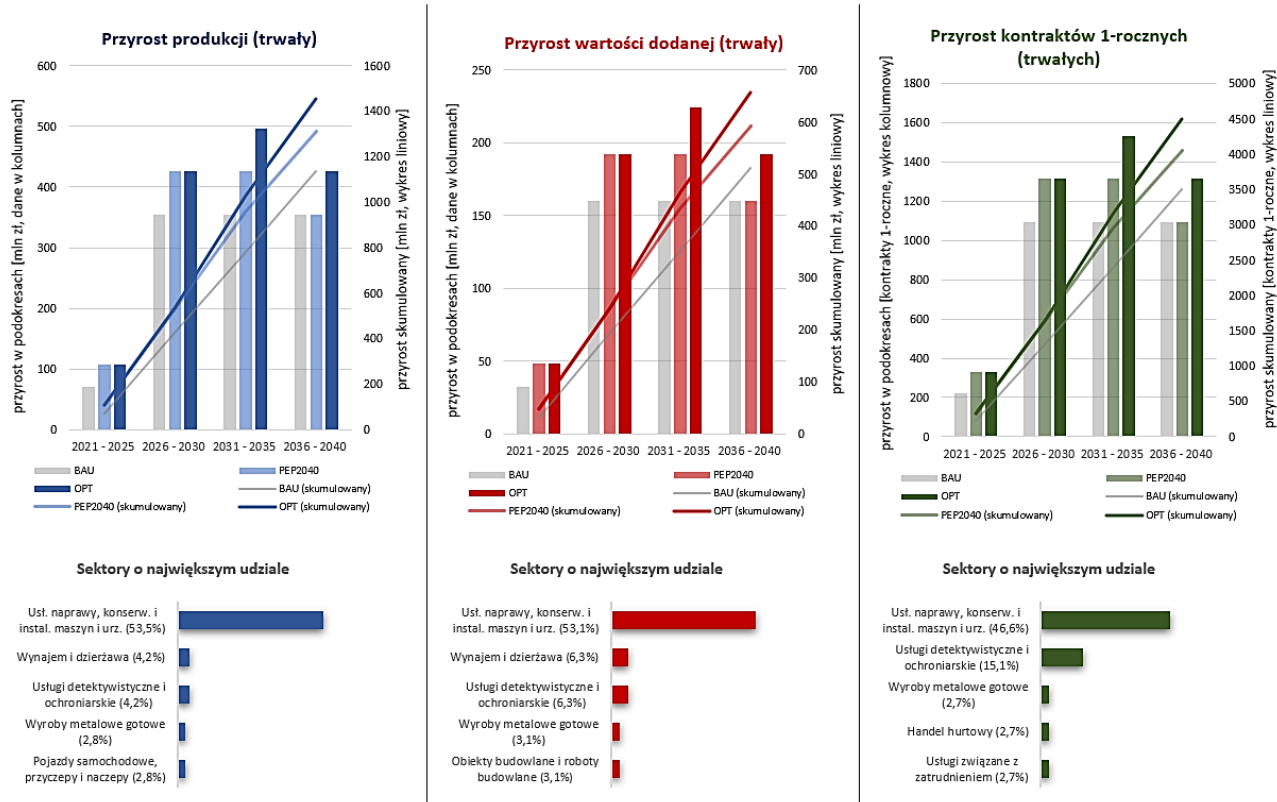




Rys. Z6. PV2 – mnożniki operacyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



Rys. Z7. PV3 – mnożniki operacyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



Rys. Z8. PV4 – mnożniki operacyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE

## The impact of the expansion of photovoltaic infrastructure on the economic development in Poland - forecast until 2040

**Abstract:** The aim of the paper is to forecast possible macroeconomic effects generated in the Polish economy as a result of the installation and use of photovoltaic infrastructure in the time horizon 2021–2040. According to the best knowledge of the authors, the conducted analysis is the first study of this type in the literature on the energy transformation in Poland. The study used unique data on the size and sectoral distribution of CAPEX and OPEX costs for three development scenarios and four ranges of PV installations. Empirical research was carried out using the most up-to-date macroeconomic data illustrating intersectoral links in the Polish economy. The calculated unit investment and operational multipliers made it possible to estimate the economic effects for the considered development scenarios. The obtained empirical results allow, in particular, to claim that in the next 20 years it is possible to maintain a stable level of employment in the Polish PV industry – depending on the scenario under consideration, from 25,000 to 45,000 jobs.

**Keywords:** photovoltaic infrastructure, macroeconomic effects, development scenarios, IO model, input-output multipliers

**Dr Sławomir Kopeć**

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie  
Dział Współpracy z Administracją i Gospodarką  
skopec@agh.edu.pl



**Dr hab. Łukasz Lach, prof. AGH**

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie  
Wydział Zarządzania  
llach@agh.edu.pl



**Agnieszka Spirydowicz**

Prezes Zgorzeleckiego Klastra Rozwoju OZE i Efektywności Energetycznej  
aspirydowicz@zklaster.org



## Energetyka Rozproszona

Czasopismo redagowane przez zespół projektu Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) ([www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)) w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.



**KlastER**

Redaktor naczelny:  
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:  
Katarzyna Faryj

Członkowie redakcji:  
Zbigniew Hanzelka  
Andrzej Kaźmierski  
Marek Kisiel-Dorohinicki  
Ryszard Sroka  
Wojciech Suwała  
Tomasz Szmuc  
Karol Wawrzyniak

Redaktor prowadząca  
i korekta językowa:  
Malwina Mus-Frosik

Skład:  
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:  
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:  
Sebastian Medoń  
Jakub Mirek

Wydawca:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie  
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Kontakt:

Energetyka Rozproszona  
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie  
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków  
tel. 12 888 55 29  
e-mail: [klaster\\_er@agh.edu.pl](mailto:klaster_er@agh.edu.pl)  
[www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)  
[www.energetyka-rozproszona.pl](http://www.energetyka-rozproszona.pl)  
ISSN 2720-0973  
<https://doi.org/10.7494/er>

© Wydawnictwa AGH, Kraków 2022  
Creative Commons CC-BY 4.0



Ministerstwo  
Rozwoju i Technologii



Narodowe Centrum  
Badań i Rozwoju