

Energetyka **R o z p r o -** **s z o n a**

Zeszyt 7
2022



Energetyka Rozproszona

Czasopismo redagowane przez zespół projektu Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) (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
www.er.agh.edu.pl
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

Spis treści

Wstęp	5
Borys CZERNIEJEWSKI, Krzysztof HELLER Analiza SWOT i TOWS wybranych aspektów rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce	7
Michał BĘDKOWSKI-KOZIOŁ Piaskownice regulacyjne w energetyce – kilka uwag w odniesieniu do projektowanych rozwiązań prawnych	19
Sławomir KOPEĆ, Łukasz LACH, Agnieszka SPIRYDOWICZ Wpływ rozbudowy infrastruktury fotowoltaicznej na rozwój gospodarczy w Polsce – prognoza do 2040 r.	29
Barbara ADAMSKA Magazyny energii niezbędnym elementem transformacji energetycznej	55
Damian ARTYSZAK Magazyn energii trakcyjnej PKP Energetyka S.A. Rezultaty projektu i dalsze możliwości rozwoju	63
Mieczysław WROCŁAWSKI Spółdzielnia energetyczna w klastrze energii – studium przypadku	77
Janusz STAROŚCIK Hybrydowe instalacje grzewcze wykorzystujące ciepło słoneczne – praktyczny kompromis	85

Wstęp

Drodzy Czytelnicy,

Najnowszy zeszyt czasopisma „Energetyka Rozproszona” poświęcony jest zagadnieniom o istotnym znaczeniu dla aktywnych uczestników transformacji energetycznej.

Numer otwiera artykuł ilustrujący aktualny stan prac nad opracowywaną w ramach projektu KlastER Strategią rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. **Borys Czerniejewski** i **Krzysztof Heller** przybliżają zastosowanie metod SWOT i TOWS do analizy wybranych aspektów funkcjonowania rynku energetyki rozproszonej. Autorzy wskazują na potrzebę działań wzmacniających potencjał transformacyjny poprzez zastosowanie instrumentów ekonomicznych, regulacyjnych i organizacyjnych oraz przebudowę technologiczną.

W obliczu szybko postępującej transformacji energetycznej coraz bardziej pożądane jest wprowadzenie w polskim porządku prawnym możliwości testowania rozwiązań w formule piaskownic regulacyjnych. **Michał Będkowski-Koziół** analizuje i ocenia zaproponowane ostatnio przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska rozwiązania prawne służące wdrożeniu instytucji piaskownicy regulacyjnej w sektorze energetycznym. W swojej analizie wykorzystuje wnioski płynące z prac nad propozycją wprowadzenia piaskownic na gruncie ustawy Prawo energetyczne prowadzonych w ostatnim roku w ramach projektu KlastER.

Działania o charakterze strategicznym powinny uwzględniać dane liczbowe wskazujące prognozę ich skutków dla gospodarki. Przykładową analizę możliwych efektów makroekonomicznych generowanych na skutek instalacji i użytkowania infrastruktury fotowoltaicznej do 2040 r. przedstawiają **Sławomir Kopeć**, **Łukasz Lach** i **Agnieszka**

Spirydowicz. 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.

W powszechnym przekonaniu rozwój energetyki rozproszonej będzie praktycznie niemożliwy bez szerokiego stosowania różnych form magazynowania energii. Co prawda magazyny energii stanowią w polskim prawodawstwie pełnoprawny element rynku elektroenergetycznego, jednak – jak argumentuje **Barbara Adamska** – obowiązujące regulacje są niewystarczające i nie przekładają się na modele biznesowe będące podstawą do inwestycji w różnych segmentach rynku. Autorka uzasadnia również potrzebę zawarcia porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju magazynowania energii w Polsce.

Analizę konkretnego wdrożenia magazynu energii dużej mocy, na przykładzie rozwiązania, które zostało zastosowane do eksploatacji przez spółkę PKP Energetyka S.A., przedstawia **Damian Artyszak**. Autor zarysowuje perspektywy rozwijania innych niż zasobniki bateryjne możliwości magazynowania energii, w szczególności z wykorzystaniem wodoru z OZE, a także tworzenia lokalnych obszarów bilansowania wokół powstających zasobów.

Tematyce tworzenia obszarów bilansowania zarządzanych przez lokalne społeczności energetyczne poświęca swój artykuł **Mieczysław Wroclawski**. Autor rozważa bilansowanie wytwarzania i poboru energii elektrycznej na przykładzie społeczności energetycznej w klastrze energii, a także przedstawia wnioski wynikające z tego studium

przypadku, w tym warunki optymalizacji korzyści dla wszystkich członków.

W ostatnim artykule tego zeszytu **Janusz Starościk** wskazuje na zalety hybrydowych instalacji grzewczych składających się z uzupełniających się nawzajem źródeł ciepła połączonych w jeden układ, który automatycznie dostosowuje się do warunków podaży dostępnych lokalnie zasobów.

Za szczególnie obiecujące rozwiązanie autor uważa kombinację kolektorów słonecznych z magazynem ciepła i dodatkowym źródłem ciepła, które odgrywa rolę źródła szczytowego.

Zapraszamy do lektury i współpracy!

Sławomir Kopec
Kraków, kwiecień 2022

Borys CZERNIEJEWSKI, Krzysztof HELLER

Analiza SWOT i TOWS wybranych aspektów rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce

Abstrakt: Niniejszy artykuł ilustruje zastosowanie metod SWOT i TOWS do analizy wybranych aspektów funkcjonowania rynku energetyki rozproszonej na potrzeby opracowania Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Strategia ma wspierać realizację celów przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 02.02.2021 r. dokumentu strategicznego Polityka energetyczna Polski 2040, wdrażającego politykę klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej na terenie Polski. Jednym z głównych założeń tej polityki jest osiągnięcie neutralności klimatycznej w UE do 2050 r. Służy temu wprowadzenie mechanizmów regulacyjnych stymulujących osiągnięcie kolejnych efektów w najbliższych dziesięcioleciach. Realizacja celów klimatyczno-energetycznych UE na 2030 r. jest kluczowa dla transformacji gospodarki energetycznej w niskoemisyjną.

Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, analiza SWOT, analiza TOWS, strategia

Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej

Rynek energetyki rozproszonej, jako istotna część rynku energetycznego krajowego i europejskiego, podlega szeregowi uzgodnień podejmowanych na szczeblu międzynarodowym. W 2014 r. Rada Europejska utrzymała kierunek przeciwdziałania zmianom klimatu wytyczony w roku 2009 w Pakiecie klimatyczno-energetycznym do 2020 roku (tzw. Pakiecie 3x20) i zatwierdziła cztery cele transformacji gospodarki dla całej UE w perspektywie do 2030 r., które po rewizji w 2018 r. i w 2020 r. przyjęły następujący kształt:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) o co najmniej 55% w porównaniu z emisją z 1990 r.,
- co najmniej 32% udziału źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto,
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%,
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii Unii Europejskiej.

Kluczowe znaczenie dla aktualnej polityki i działań UE ma zawarte w grudniu 2015 r. podczas 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21), tzw. Porozumienie paryskie (The Paris Agreement). Wynika z niego konieczność zatrzymania wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C w stosunku do poziomów sprzed epoki przemysłowej, a starać się należy, by było to nie więcej niż 1,5°C. W czasie 24. Konferencji (COP24) w grudniu 2018 r., podczas polskiej prezydencji, został podpisany tzw. Katowicki pakiet klimatyczny (Katowice Climate Package 2018) stanowiący mapę drogową wdrożenia Porozumienia paryskiego.

W 2019 r. zakończono trwające na forum UE prace nad pakietem regulacji Czysta energia dla wszystkich Europejczyków (2019), który wskazuje sposób operacjonalizacji unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. i ma przyczynić się do **wdrożenia unii energetycznej** oraz **budowy jednolitego rynku energii UE**. W ramach tego pakietu przyjęto dwie ważne dyrektywy: EMD – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, jak również RED II – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

W 2019 r. Komisja Europejska opublikowała komunikat w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu, czyli strategii, której ambitnym celem jest osiągnięcie do 2050 r. przez UE – jako lidera światowego w tym

zakresie – **neutralności klimatycznej**. Polska poparła ten cel, wypracowując jednak specyficzną krajową derogację, ze względu na trudny punkt startowy polskiej transformacji i jej społeczno-ekonomiczne aspekty.

W 2020 r. świat dotknęła pandemia COVID-19, oddziałując na wszystkie gospodarki krajowe. Ta nadzwyczajna sytuacja uwidoczniła również istotną rolę sektora energii, w tym bezpieczeństwa energetycznego dla funkcjonowania światowej gospodarki. Do wymagań wynikających z transformacji energetycznej dojdą zadania związane z odbudową lub substytucją łańcuchów dostaw w celu prowadzenia inwestycji, mobilizacji środków finansowych w budżetach nadwyrężonych przez skutki epidemii, a niekiedy – weryfikacji planów inwestycyjnych i akumulacji środków na kluczowe przedsięwzięcia. Istotne, aby decyzje inwestycyjne były podejmowane z uwzględnieniem aspektu postcovidowej odbudowy gospodarki w kierunku zielonym i niskoemisyjnym.

Polityka energetyczna Polski

W dniu 2 lutego 2021 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pt. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040). Dokument ten wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce. Wcześniej, w 2019 r., Polska opracowała Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK), z którym PEP2040 jest zgodna. Zakres i układ KPEiK odpowiadają wyzwaniu wdrażania unii energetycznej, zaś PEP2040 odnosi się także do innych potrzeb krajowych. Dokument zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego i stanowi wkład w realizację Porozumienia paryskiego z uwzględnieniem konieczności przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i solidarny. PEP2040 jest elementem realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE, której ambicja i dynamika istotnie wzrosły w ostatnim okresie. Dokument uwzględnia skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych UE związanych

z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r., Europejskim Zielonym Ładem, planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19 i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej w drugiej połowie XXI w.

PEP2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych wynikających z przyjętej w roku 2017 Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do roku 2030). PEP2040 opiera się na trzech filarach:

- Filary 1. Sprawiedliwa transformacja,
- Filary 2. Zeroemisyjny system energetyczny,
- Filary 3. Dobra jakość powietrza.

Zapisanym w PEP2040 celem polityki energetycznej państwa jest: „**bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko**” (PEP2040 2021: 7).

Energetyka rozproszona

Energetyka rozproszona (ER) jest pojęciem złożonym. Należy wskazać na silne powiązania ER zarówno z energią odnawialną, jak i z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi. W praktyce prawie wszystkie odnawialne źródła energii (OZE), z wyjątkiem bardzo dużych farm wiatrowych lub fotowoltaicznych, stanowią jednocześnie rozproszone źródła energii (RZE). Wyróżnikiem energetyki rozproszonej jest bowiem przyłączenie źródeł do sieci dystrybucyjnej.

Realizacja PEP2040 jest nieodłącznie związana z powstawaniem wielu rozproszonych, lokalnych OZE, zero- lub niskoemisyjnych. Realizując cele przyjęte w PEP2040, automatycznie wkraczamy w obszar ER. Śmiało można powiedzieć, że bez sprawnie działającej ER nie ma możliwości osiągnięcia celów PEP2040.

Należy podkreślić, że samo zainstalowanie odnawialnych RZE nie jest wystarczające. Konieczne są daleko idące zmiany w wyposażeniu technicznym i informatycznym sieci energetycznych, funkcjonowaniu rynku energii oraz sposobie organizacji procesu

wytwarzania i dostaw energii. Chociaż powszechnie przyjmowaną miarą liczbową rozwoju energetyki rozproszonej jest udział mocy zainstalowanej źródeł OZE lub energii wytworzonej przez źródła OZE, to w niniejszym artykule skupiono się na znaczeniu uwarunkowań zewnętrznych determinujących tempo upowszechniania energetyki rozproszonej oraz skutkach tego procesu w obszarze technicznym, rynkowym, legislacyjnym, społecznym i klimatycznym.

Istotą ER jest naturalne rozproszenie źródeł, czyli ich fizyczne umiejscowienie w wielu lokalizacjach. W krajowych przepisach brakuje definicji generacji rozproszonej. Jest ona określana przez ekspertów rynku energii jako wytwarzanie w małych źródłach wytwórczych, przyłączonych bezpośrednio do sieci operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) lub sieci wewnętrznych zakładów przemysłowych. Istotnym elementem tej definicji jest brak centralnego planowania i dysponowania.

Tendencje, szanse, wyzwania i bariery rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce

Energetyka rozproszona odgrywa i będzie odgrywać coraz istotniejszą rolę w systemie elektroenergetycznym kraju. Obecna silna dynamika wzrostu indywidualnych źródeł prosumenckich¹ jest jedynie pierwszym krokiem do kompleksowych zmian postrzegania i funkcjonowania systemów energetycznych. Jednocześnie tradycyjny rynek energii elektrycznej przeżywa w ostatnich latach bardzo gwałtowne, wręcz rewolucyjne zmiany. Mają one wymiar zarówno technologiczny, jak i prawno-regulacyjny oraz społeczny, co wpływa na organizację procesu wytwarzania i dystrybucji energii.

Pierwszym z czynników wywołujących zmianę jest dekarbonizacja. Wraz z rosnącymi obawami dotyczącymi emisji CO₂ wiele krajów podjęło poważne

kroki w celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych (GHG). Mówiąc dokładniej, Unia Europejska zobowiązała się do zmniejszenia do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych do 55% poziomu z 1990 r. oraz do zwiększenia portfela energii odnawialnej o co najmniej 27% w 2030 r.

Drugim czynnikiem jest rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Analizy progностyczne opublikowane przez Ministerstwo Energii w roku 2019 wykazały, że krajowe zużycie energii elektrycznej wzrośnie w latach 2015–2030 o 22% oraz o 37% w latach 2015–2040. Aby zminimalizować zapotrzebowanie na większe moce wytwórcze i związane z tym koszty inwestycyjne, konieczne jest zastosowanie takich technik jak przesunięcie obciążeń w godzinach szczytu i zarządzanie popytem (DSR – *Demand Side Response*/DSM – *Demand Side Management*).

Trzeci czynnik to konieczność przyłączania do sieci elektroenergetycznych wielu niespokojnych źródeł energii odnawialnej. Dodatkowo rosnąca liczba pojazdów elektrycznych charakteryzująca się zmienną aktywnością w czasie i przestrzeni może istotnie wpłynąć na funkcjonowanie sieci dystrybucyjnych, także utrudniając lokalne bilansowanie energii. Wynika z tego potrzeba ewolucji sieci, tak aby dostosować je do funkcjonowania w nowej rzeczywistości rynkowej.

Operatorzy sieci dystrybucyjnych, którzy muszą w swoich sieciach zintegrować rosnącą liczbę i moc źródeł wytwórczych, napotykają już teraz coraz więcej problemów. Z jednej strony zdolności przyłączeniowe na niektórych obszarach sieci są już przekroczone, a z drugiej strony liczba i lokalizacja źródeł przyszłej generacji, które trzeba będzie zintegrować, pozostaje nadal niewiadomą. Planowanie średnio- i długoterminowe jest trudne, poziom niepewności duży, co w konsekwencji może skutkować reaktywnym podejściem do żądań przyłączania do sieci, a nie optymalnie zaplanowanym podejściem strategicznym.

Po **czwarte**, deregulacja rynków energii elektrycznej obiecuje większy dobrobyt społeczny, niższe ceny energii elektrycznej i lepszą jakość usług.

¹ Przykładowo w końcu roku 2021 zainstalowana moc energii fotowoltaicznej w Polsce osiągnęła ponad 6 GW, co oznacza wzrost o prawie 5 GW w stosunku do roku 2019.

Tradycyjnie systemy energetyczne składały się ze zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw użyteczności publicznej – od wytwarzania, poprzez przesył, aż po dystrybucję – z których każde miało monopol w swoim własnym regionie geograficznym. O ile istnieje konkurencyjny rynek w obszarze wytwarzania, to fizyka przepływów energii jest podstawą monopolu w obszarze infrastruktury technicznej umożliwiającej dostawę do odbiorcy końcowego. Wprowadzenie wielu lokalnych źródeł energii wymaga **rewolucyjnych zmian technicznych i organizacyjnych w tych strukturach.**

Wreszcie, środki deregulacyjne oraz rozwój technologii inteligentnych sieci umożliwiły konsumentom odgrywanie aktywnej roli w zarządzaniu zużyciem energii elektrycznej. Odbiorcy, dzięki nowym możliwościom, mogą powodować zmiany techniczne i gospodarcze w sieci elektroenergetycznej. W rezultacie można bardziej kontrolować popyt, który staje się zdolny do reagowania na dynamiczne cenowe i techniczne sygnały operatorów. Programy zarządzania popytem oferują szereg możliwości, które obejmują aktywne bilansowanie w obecności stochastycznych zasobów energii odnawialnej oraz zmiany obciążenia w celu zmniejszenia zapotrzebowania na moce wytwórcze ze źródeł centralnie dysponowanych i zwiększenia wykorzystania istniejących RZE. W każdym przypadku zastosowanie DSM wymaga posiadania zaawansowanych systemów teleinformatycznych.

Czynniki i procesy społeczne sprzyjające rozwojowi lokalnych inicjatyw energetycznych nie zostały jeszcze w pełni rozpoznane. W centrum transformacji energetyki stoi świadomy odbiorca wyznaczający jej kierunki i decydujący o skali tego procesu, wyposażony w nowe narzędzia i możliwości, a także nowe oczekiwania, na przykład dotyczące tego, z jakich źródeł energia ma pochodzić. Sam, opierając się na własnym rachunku ekonomicznym, podejmuje decyzję o inwestowaniu w coraz tańsze źródła energii (*vide*: PV, pompy ciepłe). W efekcie zaczyna dominować proces powszechnego (chaotycznego) przyłączania małych prosumenckich źródeł energii do sieci, która nie jest na to przygotowana technicznie.

Wszystkie te zmiany są rewolucyjne i stale przyspieszają, stając się poważnym wyzwaniem dla wszystkich krajów. Sam fakt powstania źródła nie zapewnia jego efektywnego wykorzystania. RZE mają charakter lokalny – wytwarzanie energii odbywa się w bardzo wielu rozproszonych miejscach. Poza instalacjami prosumenckimi (np. instalowane na prywatnych domach panele fotowoltaiczne, których liczba w Polsce na koniec stycznia 2022 r. osiągnęła ponad 887 tysięcy (PTPiREE 2022), powstają nowe źródła energii elektrycznej budowane lub obsługiwane przez lokalne społeczności energetyczne. Mogą to być spółdzielnie lub klastry energetyczne czy prosumenci zbiorowi. Wszystkie te instalacje muszą być włączone do sieci elektroenergetycznej. Niezależnie od formy organizacyjnej, podmioty te muszą funkcjonować na rynku energii. Dlatego muszą one otrzymać odpowiednie rozwiązania techniczne, aby móc efektywnie wykorzystywać OZE oraz sprawnie uczestniczyć w rynku energii.

Analiza SWOT – przyjęta metoda

Opracowywanie Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce rozpoczęto od analizy jej mocnych i słabych stron oraz pojawiających się szans i zagrożeń, co powszechnie jest znane pod nazwą: analiza SWOT (do angielskich słów: *strengths, weaknesses, opportunities, threats*). Analiza ta była podstawą do postawienia diagnozy, a dalej posłużyła do wskazania celów strategicznych i sposobów dojścia do nich. W przyjętym ujęciu ważne jest to, że przedmiotem analizy jest rozwój rynku energetyki rozproszonej w Polsce, w związku z czym badano mocne i słabe strony tego rynku na obecnym etapie jego rozwoju, zaś szanse i zagrożenia były traktowane jako czynniki zewnętrzne, związane m.in. z polityką Unii Europejskiej, dostępnością krajowych i unijnych źródeł finansowania, ze zmianami klimatu, prognozowanymi kierunkami globalnej gospodarki i przewidywanymi reakcjami społecznymi na postępujące zmiany rynkowe.

Strategia powstaje w ramach projektu pod nazwą Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach

energii (KlastER)², w efekcie którego utworzono już Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (SKER). W sieci SKER (Sieć Kompetencji 2020; *Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej 2020*) działają cztery merytoryczne zespoły robocze do spraw:

- ekonomicznych,
- legislacyjnych,
- społecznych,
- technicznych.

Dlatego rozwój rynku przeanalizowano oddzielnie w czterech aspektach: ekonomiczno-finansowym, legislacyjno-regulacyjnym, społeczno-kulturowym i techniczno-technologicznym. Stanowią one główne obszary strategiczne z punktu widzenia gospodarki narodowej, którą można traktować jak złożone, wielobranżowe przedsiębiorstwo usługowe³ działające na globalnym rynku. Dlatego silne i słabe strony rynku energetyki rozproszonej w Polsce należało zidentyfikować przez porównanie z analogicznymi rynkami w innych krajach wysoko rozwiniętych, w tym przede wszystkim w krajach Unii Europejskiej⁴. Wykorzystano przy tym dostępną literaturę oraz wyniki prac ww. zespołów w ramach projektu KlastER.

Po przygotowaniu przez zespół opracowujący strategię wstępnej wersji analizy SWOT, została ona poddana dodatkowym konsultacjom – najpierw w zespołach roboczych SKER, a następnie w trzech radach kierujących siecią:

- Radzie Programowej SKER,
- Radzie Naukowej SKER,
- Radzie Koordynatorów Klastrow Energii.

Po dyskusji wewnętrznej w zespole redakcyjnym i uwzględnieniu wybranych uwag, otrzymano finalną wersję analizy SWOT, która posłuży do dalszych prac nad strategią.

Wyniki analizy SWOT

Przedstawione poniżej częściowe wyniki analizy (macierze SWOT, Tab. 1–4), ze względu na limit objętości artykułu, zostały ograniczone jedynie do najważniejszych czynników. W trakcie prac zidentyfikowano znacznie więcej czynników, które jednak nie zostały uznane za istotne strategicznie i dlatego nie zostały tu wymienione.

Tab. 1. Analiza SWOT w obszarze ekonomiczno-finansowym

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<p>A1. Istniejące mechanizmy finansowe wsparcia energetyki rozproszonej.</p> <p>A2. Funkcjonujące na rynku klastry energii i inne społeczności energetyczne.</p>	<p>A3. Niepewność inwestorów spowodowana brakiem stabilności regulacyjnej.</p> <p>A4. Pozycja monopolistyczna właścicieli sieci energetycznych oraz brak regulacji zobowiązujących OSD do współpracy.</p> <p>A5. Wysoki koszt stabilizacji systemu elektroenergetycznego zawierającego OZE, spowodowany brakiem regulacji wspierających rozwiązania bilansowania lokalnego.</p>
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<p>A6. Dostępność potencjalnie dużych środków pomocowych w ramach KPO, Funduszu Spójności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, a także innych funduszy i programów UE; kierunki polityki UE wspierające ER.</p> <p>A7. Rosnące ceny energii jako zachęta do szukania alternatywy w energetyce prosumenckiej.</p> <p>A8. Uruchomienie Programu Cyfrowa Europa i dużych programów modernizacji sieci energetycznych.</p>	<p>A9. Nieprzewidywalne wahania (ryzyko polityczne) na rynku surowców oraz cen uprawnień do emisji CO₂, powodujące odkładanie decyzji inwestycyjnych przez odbiorców przemysłowych.</p>

2 Projekt jest współfinansowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG (umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19).

3 Podobnie traktować można jednostki samorządu terytorialnego, a w szczególności gminy – por. Czerniejewski 2007: 61–62.

4 Zastosowanie SWOT do analizy przedsiębiorstwa – por. Obój 2000: 160–168.

Tab. 2. Analiza SWOT w obszarze legislacyjno-regulacyjnym

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<p>B1. Krajowe dokumenty strategiczne, w tym Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) oraz Polityka energetyczna Polski do roku 2040 (PEP2040) zawierające cele związane z rozwojem energetyki rozproszonej.</p>	<p>B2. Nie w pełni wdrożone regulacje prawne dotyczące energetyki rozproszonej, a obowiązujące regulacje prawne nie odpowiadające w pełni na potrzeby interesariuszy lub budzące wątpliwości interpretacyjne.</p> <p>B3. Skomplikowane i długotrwałe procedury administracyjne związane z przygotowaniem i realizacją procesu inwestycyjnego w branży odnawialnych źródeł energii.</p> <p>B4. Brak wdrożonych regulacji prawnych związanych z rozwojem wspólnot (społeczności) energetycznych.</p> <p>B5. Wdrożone regulacje prawne w zakresie spółdzielni energetycznych niestymulujące rozwoju rynku ER.</p> <p>B6. Brak regulacji wystarczająco motywujących do szerokiej transformacji energetycznej oraz istnienie obecnie takich regulacji, za którymi nie stoją rzeczywiste modele biznesowe (m.in. w zakresie klastrów energii).</p> <p>B7. Brak stabilności regulacyjnej przekładający się na niepewność inwestorów.</p> <p>B8. Brak regulacji wspierających rozwiązania bilansowania lokalnego, co przekłada się na wysoki koszt stabilizacji systemu elektroenergetycznego zawierającego OZE.</p>
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<p>B9. Konieczność implementacji przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.Urz. UE nr L 328 z 21.12.2018 r.) i innych aktów prawnych związanych z energetyką rozproszoną.</p> <p>B10. Ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone państwu członkowskiemu Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie.</p> <p>B11. Współpraca pomiędzy polskimi i zagranicznymi organami regulacyjnymi w obszarze rynku energetyki rozproszonej, dająca możliwość wykorzystania dobrych praktyk do tworzenia warunków stymulujących rozwój tego rynku w Polsce.</p>	<p>B12. Trudności w kreowaniu odpowiadających na potrzeby rynku regulacji prawnych wynikające m.in. z dynamicznych zmian technologicznych i rynkowych w tym sektorze.</p>

Tab. 3. Analiza SWOT w obszarze społeczno-kulturowym

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<p>C1. Wzrost akceptacji społecznej dla rozwoju ER i dostrzeganie korzyści ekonomicznych z inwestowania w OZE (m.in. dzięki programowi Mój Prąd) oraz wzrost przychylności dla instalacji OZE.</p> <p>C2. Zaangażowanie liderów i entuzjastów w lokalne inicjatywy, takie jak klastry energii, spółdzielnie czy prosumenci zbiorowi/wirtualni.</p> <p>C3. Doświadczenia praktyczne działających klastrów energii oraz doświadczenia praktyczne dużej grupy prosumentów i ich otoczenia.</p>	<p>C4. Brak powszechnej wiedzy i edukacji w zakresie nowoczesnych rozwiązań technicznych i gospodarowania energią.</p> <p>C5. Ograniczony lokalny kapitał organizacyjny (m.in. niedostatek specjalistycznej wiedzy na temat ER na poziomie JST, braki kadrowe i finansowe).</p> <p>C6. Nieznajomość dobrych praktyk inżynierskich i praktycznych przykładów korzyści technicznych oraz ekonomicznych.</p>
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<p>C7. Rosnący poziom akceptacji dla ochrony środowiska wśród obywateli, administracji publicznej, podmiotów gospodarczych.</p> <p>C8. Zainteresowanie konsumentów ekologią, wymuszające dostosowanie po stronie przedsiębiorstw (konieczność „bycia ekologiczną firmą”), chęć współpracy inwestorów z ekologicznymi firmami.</p> <p>C9. Wysoki poziom zaufania do władz samorządowych (lokalnych i regionalnych).</p>	<p>C10. Potencjalna rozbieżność pomiędzy deklaratywnym a faktycznym zaangażowaniem w działania proekologiczne.</p> <p>C11. Słabo rozwinięty kapitał społeczny, ograniczone zaufanie społeczne, w tym do części instytucji publicznych.</p> <p>C12. Opór grup interesów, które mogą być niechętnie nastawione do rozwoju ER, możliwość występowania protestów społecznych.</p>

Tab. 4. Analiza SWOT w obszarze techniczno-technologicznym

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<p>D1. Dobrze rozwinięta i ciągle rozwijająca się branża ICT, w tym dobrze wykształcona kadra w sektorze ICT.</p> <p>D2. Krajowy potencjał produkcyjny w zakresie niektórych technologii wytwarzania energii (np. kolektory słoneczne, pompy ciepła) oraz infrastruktury pomiarowej.</p> <p>D3. Zbudowane w ostatnich latach i nie w pełni wykorzystane zaplecze badawczo-rozwojowe (laboratoria uczelni i instytutów badawczych).</p>	<p>D4. Niezadowalający stan techniczny infrastruktury energetycznej (w szczególności sieci dystrybucyjnych), wymagający znacznych nakładów na modernizację.</p> <p>D5. Niedostateczny poziom obserwowalności sieci energetycznych, tzn. monitorowania stanu ich pracy oraz bilansowania, brak możliwości bilansowania energii w czasie prawie rzeczywistym, zbyt długi interwał czasu agregacji danych (15 min) oraz czas ich udostępniania.</p> <p>D6. Niewystarczający poziom sterowalności sieci, niski poziom wykorzystania rozwiązań platform technologicznych <i>smart grids</i> podnoszących elastyczność sieci, w tym układów zwiększających możliwość przyłączania nowych źródeł i poprawiających jakość dostawy energii; brak silnej motywacji do ich wdrażania wobec braku rozwiniętego rynku usług energetycznych.</p>
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<p>D7. Wzrost krajowej oferty (np. w zakresie wdrażania rozwiązań ICT) produkcji urządzeń, w tym także źródeł energii i układów do poprawy jakości dostawy energii itp.; globalny potencjał konkurowania w sektorze integracji technologii.</p> <p>D8. Wykorzystanie „renty późnego startu” i wdrażanie od razu najnowszych rozwiązań.</p>	<p>D9. Wolne tempo modernizacji i cyfryzacji sektora energetycznego.</p> <p>D10. Brak skutecznego nadzoru nad jakością instalowanych źródeł i jakością wykonywanych prac instalacyjnych.</p> <p>D11. Brak powszechnego dostępu do danych pomiarowych parametrów sieci energetycznych w formie niezbędnej dla rozwoju rynku usług energetycznych.</p>

Każdy z czynników wymienionych w analizowanych obszarach został w strategii rozwinięty i szczegółowo omówiony, gdyż z konieczności lakoniczne sformułowania zawarte w tabelach mogą budzić wątpliwości interpretacyjne.

Analiza SWOT została już wprawdzie zakończona, lecz możliwe są jej aktualizacje, wynikające m.in. z postępów procesu legislacyjnego oraz rozwoju rynku energii podczas prac nad strategią. Dlatego ostateczny kształt analizy zawarty w dokumencie strategii może różnić się od przedstawionego w tym artykule.

W wielu dokumentach strategicznych tabele podobne do tych, które przedstawiono powyżej, stanowią jedyny produkt analizy i na jego podstawie prezentowane są działania, które tylko deklaratywnie łączą się z analizowanymi czynnikami. W takiej analizie brakuje związków przyczynowo-skutkowych. Zakończenie analizy SWOT na tym etapie nie daje bowiem jeszcze materiału do planowania strategicznego. Przedstawione tabele służą jedynie zestawieniu i uporządkowaniu istotnych czynników wpływających na rozwój rynku energetyki rozproszonej w Polsce. Jest to więc jedynie ustrukturyzowany obraz obecnej sytuacji i możliwości przyszłego działania. Wyżej przedstawiona analiza nie uwzględnia samych

działań. Dlatego zdecydowano się na zastosowanie analizy odwróconej TOWS, jako uzupełnienie do analizy SWOT.

Analiza TOWS – przyjęta metoda

Analiza TOWS wzięła swą nazwę od tych samych angielskich słów co analiza SWOT, tylko ułożonych w odwrotnej kolejności (a więc kolejno: *threats, opportunities, weaknesses, strengths*). Formalnie jej założeniem jest przeprowadzenie analizy, dla której punktem wyjścia są czynniki niezależne, zewnętrzne w stosunku do organizacji. Następnie czynniki te zestawia się z możliwościami ich wykorzystania bądź uniknięcia z użyciem mocnych stron lub mimo słabych stron tej organizacji. Często analiza TOWS jest więc postrzegana jako odwrócenie (odmiana) analizy SWOT. W praktyce analiza ta nie polega jedynie na przekształceniu zaprezentowanych powyżej tabel poprzez zamianę kolumn z wierszami i zmianę kolejności zarówno wierszy, jak i kolumn. Czynniki z poszczególnych pól tabeli (ćwiartek) analizy SWOT umieszcza się w nagłówkach kolumn (począwszy od 2. kolumny) i w pierwszej kolumnie tabeli, a na ich przecięciu wpisuje się działania

odnoszące się do tych czynników⁵. Otrzymuje się w ten sposób cztery grupy działań strategicznych, zwane kolejno strategiami: agresywną, konkurencyjną, konserwatywną i defensywną (Tab. 5).

Tab. 5. Tabela (macierz) do analizy TOWS

	Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
Szanse (O)	Strategia agresywna	Strategia konkurencyjna
Zagrożenia (T)	Strategia konserwatywna	Strategia defensywna

Strategia agresywna SO (maxi-maxi) dotyczy sytuacji, gdy mocne strony organizacji przeważają nad słabymi, a w jej otoczeniu jest więcej szans niż zagrożeń. Jest to strategia silnej ekspansji i zdywersyfikowanego rozwoju.

Strategia konkurencyjna WO (mini-maxi) jest odpowiednia dla organizacji, która ma przewagę słabych stron, ale sprzyja jej układ warunków zewnętrznych (przewaga szans). Strategia polega na wykorzystaniu tych szans przy jednoczesnym zmniejszaniu lub poprawianiu słabych stron organizacji.

Strategia konserwatywna ST (maxi-mini) może być zastosowana, gdy źródłem barier rozwojowych organizacji jest niekorzystny dla niej układ warunków zewnętrznych (przewaga zagrożeń). Strategia przeciwstawia zagrożeniom duży potencjał wewnętrzny i polega na przezwyciężaniu ich z wykorzystaniem swoich mocnych stron.

Strategia defensywna WT (mini-mini) jest odpowiednia dla organizacji pozbawionych szans rozwojowych, o niskim potencjale (nielicznych mocnych stronach), działających w nieprzychylnym otoczeniu. Sprowadza się ona do walki o przetrwanie i zażegnania stale wybuchających w różnych miejscach kryzysów (Lysovets, Wójs).

W praktyce gospodarczej, ze względu na ograniczone zasoby finansowe, wymienione powyżej strategie są rozłączne i organizacja musi wybrać

jedną z nich, w zależności od własnej kondycji i bieżących uwarunkowań zewnętrznych. Takie podejście prezentowane jest także w niektórych dokumentach strategicznych przygotowywanych na szczeblu centralnym (rządowym). W strategiach tych pokazywanych jest kilka scenariuszy działań, a wybór jednego z nich jest uzależniony od nakładów z budżetu państwa, które te działania za sobą pociągają. Dokumenty takie mają jednak raczej charakter analityczny i powinny być wykorzystywane wewnętrznie. Nie wskazują one bowiem na konkretną strategię państwa, reprezentowanego przez administrację rządową. Jednakże to właśnie administracja rządowa jest (w ramach ustaw budżetowych przyjmowanych przez sejm) gestorem budżetu państwa, a więc wybór odpowiedniego scenariusza jest w całości w jej gestii. Dlatego zespół redakcyjny Strategii energetyki rozproszonej w Polsce przyjął, że zaprezentowany powinien zostać jeden wybrany do realizacji scenariusz, a strategia powinna obejmować jedynie działania, które mają zostać podjęte, a nie działania alternatywne. Jest to zgodne ze starą chińską zasadą ekonomiki wojskowej mówiącej o minimalizacji zbędnych działań: „W planowaniu ani jednego ruchu bezużytecznego. W strategii ani jednego kroku daremnego” (Zi 2003: 48).

Teoretycznie silnych strony organizacji można użyć zarówno do wykorzystania pojawiających się szans, jak i do zapobiegania zagrożeniom. Podobnie słabe strony tej organizacji można wzmocnić, korzystając ze zidentyfikowanych szans lub innych własnych zasobów, w celu możliwie jak najlepszego zabezpieczenia się przed konsekwencjami przewidywalnych zagrożeń. Przy takim podejściu strategia agresywna (maxi-maxi) będzie najpełniejsza i będzie zawierała w sobie wszystkie trzy pozostałe strategie. Aby jednak nie powtarzać tych samych działań w wielu polach (ćwiartkach) macierzy TOWS, przyjęto, że docelowa strategia będzie obejmowała działania ze wszystkich pól macierzy. Przyjęto więc, że przymiotniki: agresywny, konkurencyjny, konserwatywny i defensywny odnosić się będą do poszczególnych działań, a strategia będzie ich kompilacją.

⁵ Ponieważ analiza TOWS jest znacznie rzadziej wykorzystywana niż analiza SWOT, stosowana jest różna kolejność poszczególnych jej elementów, w odróżnieniu od w miarę ustalonej kolejności elementów (ćwiartek tabeli) analizy SWOT.

Strategia państwowa powinna obejmować jedynie te działania strategiczne, które mogą zostać podjęte przez administrację rządową w celu rozwoju energetyki rozproszonej. Ich charakter jest określony przez zakres kompetencji tej administracji. Rząd nie jest w stanie zapewnić rozwoju danych technologii od strony technicznej, gdyż administracja nie zajmuje się produkcją ani sprzętu, ani oprogramowania. Może jednak podjąć inicjatywy legislacyjne lub standaryzacyjne mające na celu promowanie stosowania jednych technologii, a wygaszania innych. Dlatego projektowane działania zostały pogrupowane w obszary trochę inne niż obszary, w których rozpatrywano czynniki brane pod uwagę w analizie SWOT. Działania administracji rządowej mogą bowiem dotyczyć pięciu głównych obszarów:

- legislacji (L) – tworzenia nowych i nowelizacji istniejących aktów prawnych (w tym wskazywania obowiązujących standardów),
- finansowania (F) – ustanawiania mechanizmów (programów) zwrotnego i bezzwrotnego finansowania przedsięwzięć, inicjatyw, programów grantowych itp.,
- badań, analiz i standaryzacji (B) – bezpośredniego finansowania badań i analiz we wskazanych obszarach strategicznych oraz opracowywania nowych i aktualizacji istniejących standardów,
- edukacji, doradztwa i promocji (E) – upowszechniania wiedzy i ułatwiania dostępu do niej,
- dawania przykładu w stosowaniu promowanych rozwiązań (P) i innych działań bezpośrednich.

Inne proponowane działania, które nie mieszczą się w wymienionych powyżej obszarach, nie zostaną ujęte w strategii, gdyż to nie administracja rządowa jest ich adresatem. Jest to zgodne z przywołaną powyżej strategiczną regułą minimalizacji zbędnych działań.

Częściowe wyniki analizy

Niniejszy artykuł pokazuje strategię rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce *in statu nascendi*. W chwili jego pisania analiza TOWS nie została jeszcze

zakończona, dlatego w Tab. 6 prezentujemy jedynie częściowe wyniki tej analizy. Dla uproszczenia wybrane zostały jedynie działania z wymienionego powyżej obszaru edukacji, doradztwa i promocji (E). Ze względów edycyjnych w kolumnie pierwszej oraz w nagłówkach kolumn zostały wymienione tylko te czynniki z analizy SWOT, które są istotne dla wskazanych działań.

Wśród postulowanych działań wymieniono m.in. budowanie wiedzy technicznej w obszarze rozproszonych źródeł energii na różnych poziomach edukacji, co ma służyć podniesieniu poziomu powszechnej wiedzy i edukacji w zakresie gospodarowania energią i nowoczesnych rozwiązań technicznych, a także wsparcie kompetencyjne i organizacyjne dla lokalnych wspólnot energetycznych i jednostek samorządu w celu zwiększenia lokalnego kapitału organizacyjnego (m.in. zmniejszenia niedostatków specjalistycznej wiedzy na temat energetyki rozproszonej na poziomie jednostek samorządu terytorialnego). W tym celu należy wykorzystać istniejące zaplecze badawczo-rozwojowe i edukacyjne. Dodatkową szansą jest tu możliwość wykorzystania środków pomocowych w ramach Krajowego Programu Odbudowy, Funduszu Spójności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, a także innych funduszy i programów UE. Długofalowym efektem tego działania będzie zaspokojenie zapotrzebowania lokalnych wspólnot energetycznych, jednostek samorządu terytorialnego i przemysłu na wyszkolony personel.

Zanim jednak efekty tych działań będą dostrzegalne, konieczne jest wsparcie kompetencyjne lokalnych społeczności przez szkolenie lokalnych liderów, którzy będą mogli prowadzić lokalnie dalsze szkolenia (*training of trainers*). Wspierane musi być także tworzenie sieci współpracy umożliwiających wymianę doświadczeń pomiędzy lokalnymi wspólnotami energetycznymi. W sieciach tych możliwy będzie transfer *know-how* w zakresie funkcjonowania lokalnych wspólnot energetycznych na rynku energii z wykorzystaniem nowoczesnych produktów oraz narzędzi teleinformatycznych wspierających pracę tych wspólnot.

Tab. 6. Analiza TOWS polskiego rynku energetyki rozproszonej na potrzeby strategii jej rozwoju

	<p>Mocne strony</p> <p>A1. Istniejące mechanizmy finansowe wsparcia energetyki rozproszonej.</p> <p>A2. Funkcjonujące na rynku klastry energii i inne społeczności energetyczne.</p> <p>C1. Wzrost akceptacji społecznej dla rozwoju ER i dostrzeganie korzyści ekonomicznych z inwestowania w OZE (m.in. dzięki programowi Mój Prąd) oraz wzrost przychylności dla instalacji OZE.</p> <p>C2. Zaangażowanie liderów i entuzjastów w lokalne inicjatywy, takie jak klastry energii, spółdzielnie czy prosumenci zbiorowi/wirtualni.</p> <p>C3. Doświadczenia praktyczne działających klastrów energii oraz doświadczenia praktyczne dużej grupy prosumentów i ich otoczenia.</p> <p>D3. Zbudowane w ostatnich latach i nie w pełni wykorzystane zaplecze badawczo-rozwojowe (laboratoria uczelni i instytutów badawczych).</p>	<p>Słabe strony</p> <p>C4. Brak powszechnej wiedzy i edukacji w zakresie nowoczesnych rozwiązań technicznych i gospodarowania energią.</p> <p>C5. Ograniczony lokalny kapitał organizacyjny (m.in. niedostatki specjalistycznej wiedzy na temat ER na poziomie JST, braki kadrowe i finansowe).</p> <p>C6. Nieznajomość dobrych praktyk inżynierskich i praktycznych przykładów korzyści technicznych oraz ekonomicznych.</p>
<p>Szanse</p> <p>A6. Dostępność potencjalnie dużych środków pomocowych w ramach KPO, Funduszu Spójności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, a także innych funduszy i programów UE; kierunki polityki UE wspierające ER.</p> <p>B10. Ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone państwu członkowskiemu Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie.</p> <p>B11. Współpraca pomiędzy polskimi i zagranicznymi organami regulacyjnymi w obszarze rynku energetyki rozproszonej dająca możliwość wykorzystania dobrych praktyk do tworzenia warunków stymulujących rozwój tego rynku w Polsce.</p> <p>C7. Rosnący poziom akceptacji dla ochrony środowiska wśród obywateli, administracji publicznej, podmiotów gospodarczych.</p> <p>C9. Wysoki poziom zaufania do władz samorządowych (lokalnych i regionalnych).</p> <p>D8. Wykorzystanie „renty późnego startu” i wdrażanie od razu najnowszych rozwiązań.</p>	<p>Działania agresywne</p> <ul style="list-style-type: none"> Wykorzystanie istniejącego zaplecza badawczo-rozwojowego do szerokiej edukacji społecznej i profesjonalnej w celu realizacji założeń Zielonego Ładu. 	<p>Działania konkurencyjne</p> <ul style="list-style-type: none"> Promocja i upowszechnianie dobrych praktyk inżynierskich, w tym zwłaszcza praktyk lokalnych w zakresie energetyki rozproszonej oraz wiedzy o najlepszych dostępnych rozwiązaniach technicznych (pilotaże technologiczne). Utworzenie lokalnych i krajowych centrów wsparcia dysponujących specjalistyczną wiedzą technologiczną i biznesową. Wsparcie kompetencyjne i organizacyjne dla lokalnych wspólnot energetycznych i jednostek samorządu. Zaspokojenie zapotrzebowania na wyszkolony personel. Budowanie wiedzy technicznej w obszarze rozproszonych źródeł energii na różnych poziomach edukacji.
<p>Zagrożenia</p> <p>C10. Potencjalna rozbieżność pomiędzy deklaracyjnym a faktycznym zaangażowaniem w działania proekologiczne.</p> <p>C11. Słabo rozwinięty kapitał społeczny, ograniczone zaufanie społeczne, w tym do części instytucji publicznych.</p> <p>C12. Opór grup interesów, które mogą być niechętnie nastawione do rozwoju ER, możliwość występowania protestów społecznych.</p> <p>D9. Wolne tempo modernizacji i cyfryzacji sektora energetycznego.</p>	<p>Działania konserwatywne</p> <ul style="list-style-type: none"> Wsparcie kompetencyjne lokalnych społeczności przez: <ul style="list-style-type: none"> szkolenie lokalnych liderów, wymianę doświadczeń. Transfer <i>know-how</i> w zakresie funkcjonowania lokalnych wspólnot energetycznych na rynku energii z wykorzystaniem nowoczesnych produktów oraz narzędzi teleinformatycznych wspierających pracę tych wspólnot. Promocja mechanizmu crowdfundingowego i społecznego zaangażowania w energetyczne inicjatywy lokalne. 	<p>Działania defensywne</p> <ul style="list-style-type: none"> Edukacja budująca pozytywny klimat dla rozwoju energetyki rozproszonej. Upublicznienie standardów i upowszechnienie ich stosowania w całej sieci. Takie wsparcie dla energetyki rozproszonej, aby jej stosowanie przynosiło korzyści lokalnym społecznościom bez zaburzenia funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Przejęciowym rozwiązaniem będzie również utworzenie lokalnych i krajowych centrów wsparcia dysponujących specjalistyczną wiedzą technologiczną i biznesową, które doraźnie zaspokoją niedostatki wiedzy w jednostkach samorządu terytorialnego. Tymczasem należy także zadbać o to, by edukacja powszechna budowała pozytywny klimat dla rozwoju energetyki rozproszonej, co nie wymaga wielkich nakładów finansowych. Kolejnym działaniem strategicznym jest program pilotaży technologicznych, mający na celu promocję i upowszechnianie dobrych praktyk inżynierskich (w tym zwłaszcza praktyk lokalnych w zakresie energetyki rozproszonej) oraz wiedzy o najlepszych dostępnych rozwiązaniach technicznych i korzyściach ekonomicznych. Konieczne jest takie wsparcie dla energetyki rozproszonej, aby jej stosowanie przynosiło korzyści lokalnym społecznościom bez zaburzenia funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Wymaga to m.in. od strony technicznej – upublicznienia standardów i upowszechnienia ich stosowania w całej sieci, zaś od strony ekonomicznej – promocji mechanizmu crowdfundingowego i społecznego zaangażowania w energetyczne inicjatywy lokalne.

Wszystkie te działania zostaną w strategii szczegółowo opisane, zarówno od strony celów, jak i konkretnego sposobu ich realizacji. Jak jednak wspomniano powyżej, analiza TOWS nie została jeszcze zakończona, więc ostateczne jej wyniki (proponowane działania) mogą różnić się od tych, które tu opisano.

Podsumowanie

Prawidłowy rozwój energetyki rozproszonej wymaga podjęcia szeregu zsynchronizowanych działań wzmacniających potencjał transformacyjny poprzez zastosowanie instrumentów ekonomicznych, regulacyjnych i organizacyjnych oraz przebudowę technologiczną. Aby osiągnąć cele wspierające realizację PEP2040 w zakresie ER, konieczne jest podjęcie działań w następujących kierunkach.

- a) Wprowadzanie bodźców o charakterze ekonomicznym, prowadzących do rozwoju gospodarczego sektora energetyki rozproszonej i powiązanych z nim przedsiębiorstw produkcyjnych i usługowych.
- b) Przyjęcie działań o charakterze technologicznym, polegających na:
 - modernizacji istniejących sieci elektroenergetycznych w celu obsługi źródeł rozproszonych,
 - wdrożeniu rozwiązań z obszaru zarządzania konsumpcją energii.
- c) Działan organizacyjnych wspierających rozwój lokalnych inicjatyw energetycznych.
- d) Wprowadzenie środowiska prawnego i mechanizmów regulacyjnych stymulujących rozwój energetyki rozproszonej.

Bibliografia:

- Czernejewski B. (2007), *Planowanie strategiczne [w:] Metoda e-VITA. Rozwój społeczno-gospodarczy społeczności lokalnych przy wykorzystaniu technologii informacyjnych i Internetu*, M. Łotys (red.), Fundacja Wspomagania Wsi, Warszawa: 57–80.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj> [dostęp: 6.03.2022].
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj> [dostęp: 6.03.2022].
- Europejski Zielony Ład (2019), https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl [dostęp: 6.03.2022].
- Katowice Climate Package (2018), <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-katowice-climate-package/katowice-climate-package> [dostęp: 6.03.2022].
- Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii (2019), *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/954> [dostęp: 6.03.2022].
- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (2019), Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-doke> [dostęp: 6.03.2022].
- Lysovets V., Wójs P., *Analiza TOWS* [hasło w:] *Encyklopedia Zarządzania*, https://mfiles.pl/pl/index.php/Analiza_TOWS [dostęp: 6.03.2022].
- Obtój K. (2000), *Strategia sukcesu firmy*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa.
- Pakiet klimatyczno-energetyczny do 2020 roku (2009), https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2020-climate-energy-package_pl [dostęp: 6.03.2022].
- Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) (2021), Monitor Polski 2021 r. poz. 264. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.

PTPiREE (2022), *Mikroinstalacje w Polsce*, <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce> [dostęp: z 6.03.2022].

Sieć Kompetencji (2020), <https://www.energetyka-rozproszona.pl/siec-kompetencji/> [dostęp: 6.03.2022].

Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (2020), S. Kopeć (red.), Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków, <https://www.energetyka-rozproszona.pl/media/ckeditor/2021/10/26/siec-kompetencji-ds-energetyki-rozproszonej-11.pdf> [dostęp: 6.03.2022].

Strategia na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do roku 2030) (2017), Ministerstwo Rozwoju, Departament Strategii Rozwoju, Warszawa, <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju> [dostęp: 6.03.2022].

The Paris Agreement (2015), <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> [dostęp: 6.03.2022].

Zi S. (2003), *Sztuka wojenna*, Wydawnictwo Vis-à-vis Etiuda, Kraków.

SWOT and TOWS analysis of selected aspects of distributed energy development in Poland

Abstract: This paper illustrates the application of the SWOT and TOWS methods to analyse selected aspects of distributed energy market functioning for the purpose of developing a *Strategy for Development of Distributed Energy in Poland*. The strategy is to support the implementation of the objectives of the strategic document

Energy Policy of Poland 2040 adopted by the Council of Ministers on 02.02.2021, which implements the European Union climate and energy policy in Poland. One of the main assumptions of this policy is to achieve climate neutrality in the EU by 2050. Achievement of the EU climate and energy targets for 2030 is crucial for the energy transition to a low-carbon economy.

Keywords: distributed energy, SWOT analysis, TOWS analysis, strategy

Borys Czerniejewski

InfoStrategia sp. z o.o.
Sieć Badawcza Łukasiewicz –
Instytut Technik Innowacyjnych EMAG
borys.czerniejewski@infostrategia.pl
borys.czerniejewski@emag.lukasiewicz.gov.pl



Dr Krzysztof Heller

InfoStrategia sp. z o.o.
krzysztof.heller@infostrategia.pl



Piaskownice regulacyjne w energetyce – kilka uwag w odniesieniu do projektowanych rozwiązań prawnych

Abstrakt: Przedmiotem rozważań podjętych w artykule jest analiza i ocena rozwiązań prawnych zaproponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, a służących wdrożeniu do polskiego porządku prawnego instytucji piaskownicy regulacyjnej w sektorze energetycznym. W ramach analizy wykorzystane zostały wnioski płynące z prac nad propozycją wdrożenia instytucji piaskownic regulacyjnych na gruncie ustawy Prawo energetyczne prowadzonych w ramach realizacji projektu rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER.

Słowa kluczowe: piaskownice regulacyjne, eksperymenty regulacyjne, energetyka, obowiązki regulacyjne, prawo energetyczne

Wprowadzenie

Transformacja energetyczna, której determinantami są globalne zmiany klimatyczne, ale także – co uwiarygodnia agresja Rosji na Ukrainę – konieczność zapewnienia państwom członkowskim Unii Europejskiej, dotychczas silnie uzależnionym od importu kopalnych paliw pierwotnych, bezpieczeństwa energetycznego w postaci dostaw energii ze źródeł odnawialnych oraz paliw alternatywnych, wymaga zastosowania innowacyjnych rozwiązań technicznych i prawno-organizacyjnych. Regulacja prawna w sektorze energetycznym, która pełni w wielu obszarach przede wszystkim funkcję reglamentacji dokonywanej w interesie publicznym, winna zacząć pełnić także funkcję wspierania innowacyjności.

Pośród rozwiązań prawnych służących wspieraniu innowacyjności szczególnym zainteresowaniem w ostatnim czasie cieszą się tzw. piaskownice regulacyjne, czy też „eksperymenty regulacyjne” (Kopeć 2020: 45; Crampes, Ambec 2020; Schittekatte et al. 2020; van der Waal et al. 2020), polegające na testowaniu rozwiązań techniczno-organizacyjnych przy

wyłączeniu – przez określony czas i w określonym zakresie – stosowania ograniczających możliwości ich przeprowadzenia powszechnie obowiązujących przepisów prawa. Rozwiązania takie są obecnie promowane na poziomie Unii Europejskiej chociażby w ramach realizacji strategii Europejskiego Zielonego Ładu (Komunikat Komisji Europejskiej z 11.12.2019 r.), a przekonanie, że regulacje prawne nie powinny tworzyć nieuzasadnionych barier dla innowacji, jest podzielane przez przedstawicieli organów regulacyjnych.

Celem niniejszego artykułu jest analiza rozwiązań prawnych zaproponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w ramach Projektu nowelizacji ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i Ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer z wykazu UC74), a mających na celu wdrożenie do polskiego porządku prawnego instytucji piaskownicy regulacyjnej poprzez dodanie nowego przepisu art. 24d do Ustawy z dnia 30 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2020 poz. 833 ze zm.) (dalej „u.p.e.” lub „ustawa Prawo energetyczne”). Punktem odniesienia poniższej oceny będą przede wszystkim konkluzje z prac nad propozycją nowelizacji ustawy Prawo energetyczne prowadzonych w ramach realizacji projektu rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER, realizowanego na podstawie umowy z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych GOSPOSTRATEG, przez konsorcjum, którego członkami są Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie oraz Narodowe Centrum Badań Jądrowych, a liderem jest Ministerstwo Rozwoju i Technologii.

Piaskownice regulacyjne w sektorze energetycznym

Dotychczas nie została wypracowana jednolita i kompleksowa definicja piaskownicy regulacyjnej. Brakuje jednoznacznego stanowiska co do istoty i funkcji piaskownic regulacyjnych, a więc, po pierwsze, nie jest jasne, czy mają one być sposobem na testowanie nowych technologii, usług i rozwiązań organizacyjnych w rzeczywistym środowisku, czy też mechanizmem eksperymentowania z nowymi regulacjami prawnymi, a po drugie, czy zwolnienia regulacyjne w ramach piaskownic regulacyjnych mają być przyznawane indywidualnie, czy też mogą mieć zastosowanie do tzw. stref wolnych od regulacji.

W ujęciu ogólnym piaskownica regulacyjna to pojęcie określające środowisko testowe. Nie wdając się bliżej w rozważania definicyjne (Kopeć 2020: 45, Czarnecka 2019: 21), można przyjąć, że w zakresie stanowiącym przedmiot analizy w niniejszym artykule piaskownice regulacyjne (w dalszej części artykułu terminy: „piaskownica regulacyjna”, „regulatory sandbox” czy „piaskownica”, wraz z ich odmianą w liczbie mnogiej, będą używane zamiennie) umożliwiają wyłączenia z szerszego zestawu regulacji, nawet dla stosunkowo luźno zdefiniowanych projektów, przy czym w niektórych przypadkach zestaw reguł, które można wyłączyć, nie jest nawet na wstępie ostatecznie zdefiniowany, a zwolnienia są udzielane na podstawie wniosku przesłanego przez innowatora (Kopeć 2020: 49).

Tak rozumiane piaskownice pełnią w praktyce szereg funkcji: po pierwsze, instrumentów, które mogłyby potencjalnie poprawić jakość ustawodawstwa, po drugie, instrumentów legitymizacji działań regulacyjnych i osiągania większego konsensusu odnośnie do ich stosowania przez uczestników rynku, po trzecie, promowania decentralizacji poprzez umożliwienie wdrażania eksperymentalnych rozwiązań prawnych na poziomie lokalnym, po czwarte zaś, co niezwykle istotne, środków sprzyjających innowacjom (Ranchordás 2021: 7–8).

W sektorze energetycznym być może jednym z najbardziej kluczowych problemów związanych z transformacją energetyczną jest rosnący udział

odnawialnych źródeł energii o nieregularnym trybie pracy uzależnionym od uwarunkowań zewnętrznych (wiatr, słońce, pływy morskie itd.), a tym samym także dopasowanie zrównoważonej podaży i popytu na energię, zwłaszcza zarządzanie lokalnymi szczytowymi obciążeniami i napływem energii z odnawialnych źródeł energii o rozproszonym charakterze (prosumenci, mikroinstalacje, małe instalacje itd.). Obecnie do bilansowania systemu energetycznego wykorzystywana jest istniejąca sieć dystrybucyjna, ale w przypadku dalszego wzrostu produkcji i wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jej przepustowość nie będzie wystarczająca, a jej rozbudowa będzie bardzo kosztowna. Tymczasem nowe przebadane opcje zarządzania siecią to inteligentne liczniki (*smart metering*), inteligentne sieci (*smart grid*), reagowanie na zapotrzebowanie (*Demand Side Response – DSR*) i technologie pamięci masowej w celu zmniejszenia obciążeń szczytowych i zarządzania zatorami. Potencjalnie lokalne inicjatywy energetyczne (prosumenci, spółdzielnie energetyczne, klastry energii, lokalne wspólnoty energetyczne) mogą rozszerzyć swoją dotychczasową rolę wyłącznie wytwórców energii i stać się podmiotami pełniącymi aktywne funkcje w systemie energetycznym w ramach inteligentnej sieci, chociażby poprzez oferowanie usług na rzecz dużych systemowych dostawców energii, operatorów sieci, a także innych prosumentów. W grę może wchodzić np. oferowanie pojemności magazynowej do zbilansowania systemu lub unikanie rozbudowy sieci dystrybucyjnych poprzez spłaszczenie profilu zużycia energii przez użytkowników podłączonych do określonego odcinka sieci na poziomie lokalnym (np. pod daną stacją transformatorową), poprzez zwiększenie wykorzystania generacji lokalnej z odnawialnych źródeł energii i lokalnych magazynów energii w czasie rzeczywistym (van der Waal et al. 2020: 2).

Problemem we wdrożeniu powyższych rozwiązań może być jednak to, że aktualnie obowiązujące przepisy prawa są czasami czynnikiem ograniczającym innowacje w zarządzaniu energią w kierunku systemu opartego na energii odnawialnej (OZE). Z tego względu organy regulacyjne kilku państw podjęły się wdrożenia

instrumentu piaskownic regulacyjnych, aby stworzyć środowisko eksperymentów partycypacyjnych w celu zbadania konieczności i możliwości zmian regulacji prawa energetycznego, które pozwoliłyby przezwyciężyć powyższe przeszkody prawne w transformacji energetyki. Główną cechą tych piaskownic jest to, że pozwalają na dwustronny dialog regulacyjny między innowatorem a regulatorem w celu wprowadzenia innowacji w regulacji prawnej i trwałego umożliwienia nowych rozwiązań techniczno-organizacyjnych.

Przykłady zastosowania piaskownic regulacyjnych we Włoszech, Wielkiej Brytanii czy Holandii pokazują jednak, że istnieją różne podejścia i systemy piaskownic w zależności od ich przeznaczenia i sposobu wdrożenia, co nie pozwala na proste przeniesienie rozwiązań przewidzianych w tych krajach na grunt prawa polskiego¹.

Piaskownice regulacyjne w projekcie Ministerstwa Klimatu i Środowiska

Jak wspomniano na wstępie, Ministerstwo Klimatu i Środowiska 30 kwietnia 2021 r. przedstawiło projekt Ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i Ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer z wykazu UC74), poprzez przyznanie Prezesowi URE – w nowym przepisie art. 24d u.p.e. (pierwotnie miał on oznaczenie art. 24b, ale w międzyczasie projekt nowelizacji został zmodyfikowany) – uprawnienia do udzielenia określonym podmiotom odstępstwa od stosowania wskazanych w decyzji przepisów. Przy tym, wspomniane odstępstwo ma być udzielane w ramach realizacji innowacyjnych projektów służących wdrożeniu innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych. Jako że z projektem nowelizacji i uzasadnieniem do niego można się zapoznać na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji, nie będzie on w tym miejscu

w całości przytaczany. Poniżej natomiast przedstawione zostaną uwagi do poszczególnych rozwiązań zaproponowanych w projekcie, oparte w znacznej mierze na wynikach prac nad propozycją nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, przygotowaną w ramach projektu rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER i konsultowaną z przedstawicielami Urzędu Regulacji Energetyki.

Krąg uprawnionych wnioskodawców

Zgodnie z projektowanym art. 24d ust. 1 u.p.e. wniosek o udzielenie odstępstwa regulacyjnego może złożyć: (1) osoba prawna, (2) jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną, (3) przedsiębiorcy w rozumieniu art. 4 ust. 1 Ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 162 ze zm.) (dalej: „u.p.p.”) lub wspólnik spółki cywilnej.

Z powyższego wynika, że konstrukcja projektowanego przepisu art. 24d ust. 1 u.p.e. wyraźnie przewiduje, że z wnioskiem o ustanowienie piaskownicy regulacyjnej bez wątplenia będzie mógł wystąpić jeden podmiot, będący albo osobą prawną (np. spółka z ograniczoną odpowiedzialnością lub akcyjna, spółdzielnia, lub też inna osoba prawna ustanowiona na podstawie przepisów szczególnych, jak np. państwowa osoba prawna, uczelnia, instytut badawczy), albo niebędąca osobą prawną, ale której właściwe przepisy przyznają zdolność prawną (np. spółka jawna, komandytowa czy komandytowo-akcyjna).

Powyższe oznacza, że w przypadku, gdy określony eksperyment regulacyjny miałby być realizowany przez kilka podmiotów zamierzających przeprowadzić go wspólnie, przy czym w stosunku do każdego z uczestników zasadne byłoby zastosowanie odstępstw regulacyjnych, wydaje się, że – w świetle projektowanego przepisu art. 24d ust. 1 u.p.e. – albo będą one zmuszone utworzyć wyżej wskazaną osobę prawną lub jednostkę organizacyjną (stając się jej udziałowcami/członkami), albo też każdy z tych podmiotów będzie musiał złożyć odrębny wniosek na

¹ Zob. przegląd tych rozwiązań, m.in.: Schittekatte et al. 2020; ISGAN 2019; van der Waal et al. 2020.

udzielenie zwolnienia regulacyjnego. Projektowane przepisy nie wskazują jednak, czy w takim wypadku Prezes URE będzie rozpatrywał wyżej wymienione wnioski łącznie, skoro będą *de facto* dotyczyły tego samego eksperymentu regulacyjnego. Może to potencjalnie utrudniać wspólne przeprowadzenie projektu. Tymczasem – jak wskazano wyżej – doświadczenia zagraniczne pokazują, że przeprowadzenie eksperymentów regulacyjnych może być szczególnie zasadne na poziomie lokalnych wspólnot łączących przykładowo nie tylko przedsiębiorców, ale także prosumentów, a nawet odbiorców lub jednostki samorządu terytorialnego, i zamierzających wspólnie wdrożyć określone innowacyjne rozwiązanie w energetyce.

O ile konstrukcja projektowanego przepisu art. 24d ust. 1 u.p.e. obejmuje takie podmioty „zbiorowe” jak spółdzielnie energetyczne, czy też – zgodnie z projektowanym nowym art. 11t u.p.e. – „obywatelskie społeczności energetyczne”, ponieważ są one osobami prawnymi w świetle obowiązujących, czy też projektowanych przepisów², o tyle przepis art. 24d ust. 1 u.p.e. może utrudnić lub wręcz uniemożliwić wspólne przeprowadzenie projektu innowacyjnego w ramach piaskownicy regulacyjnej przez członków klastra energii. Klastry energii nie są bowiem ani (1) osobami prawnymi, ani (2) jednostkami organizacyjnymi niebędącymi osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Zgodnie bowiem z art. 2 pkt 15a Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 610 ze zm.) (dalej „u.o.z.e.”) klastery energii to jedynie „cywilnoprawne porozumienie”, przy czym w jego skład mogą wchodzić „osoby fizyczne, osoby prawne, podmioty, o których mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2 i 4–8 ustawy z dnia 20 lipca

2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz.U. z 2020 r. poz. 85, 374, 695, 875 i 1086 oraz z 2021 r. poz. 159), lub jednostki samorządu terytorialnego”.

W związku z powyższym można się zastanowić, czy nie należałoby wprowadzić rozwiązania, które pozwalałoby na wystąpienie z wnioskiem o udzielenie odstępstwa regulacyjnego także grupie podmiotów, które zamierzają wspólnie przeprowadzić projekt w ramach piaskownicy regulacyjnej – na przykład poprzez uzupełnienie projektowanego przepisu art. 24d ust. 1 u.p.e. o zapis stanowiący o tym, że wniosek może złożyć kilka podmiotów jednocześnie realizujących wspólny projekt (eksperyment regulacyjny) – i określić zasady rozpatrywania tych wniosków przez Prezesa URE. Alternatywnie możliwe jest rozwiązanie, na mocy którego zainteresowani uczestnicy mogliby zawrzeć umowę cywilnoprawną (np. umowę konsorcjum), której przedmiotem byłaby realizacja projektu (eksperymentu regulacyjnego), a wniosek w imieniu uczestników składałby wyznaczony przez strony umowy podmiot na podstawie udzielonego mu upoważnienia. Wreszcie należy wskazać, że przy określaniu kręgu podmiotów uprawnionych do wystąpienia z wnioskiem o udzielenie zwolnienia regulacyjnego możliwe, a wręcz wskazane byłoby uwzględnienie funkcjonujących już w porządku prawnym energetycznych „podmiotów zbiorowych”, jakimi są klastry energii.

Na marginesie powyższych rozważań można wskazać, że z uwagi na to, że zgodnie z art. 4 ust. 2 u.p.p. wspólnik spółki cywilnej jest przedsiębiorcą w zakresie prowadzonej działalności gospodarczej, zbędne jest wskazanie w projektowanym przepisie art. 24d ust. 1 u.p.e., że wnioskodawcą może być także „wspólnik spółki w rozumieniu art. 866 ustawy 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny”.

Zakres przedmiotowy odstępstw regulacyjnych

W odniesieniu do zakresu potencjalnych odstępstw regulacyjnych, projektowany art. 24d ust. 2 u.p.e. przewiduje, że odstępstwo może dotyczyć: (1) warunków

² Zgodnie z projektowanym art. 11u ust. 1 u.p.e.: „obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność wyłącznie w formie: 1) spółdzielni w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648); 2) stowarzyszenia w rozumieniu ustawy z dnia 7 kwietnia 1989 r. – Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2020 r. poz. 2261), z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego albo 3) spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej albo spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, w rozumieniu ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 i 2320)” – art. 1 pkt 20 projektu noweli.

dostępu do sieci i korzystania z sieci i instalacji określonych w art. 7 i 7a u.p.e.; (2) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 13 u.p.e.; (3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37 u.p.e.; czy też (4) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy, o którym mowa w art. 47 ust. 1 u.p.e., w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego.

Sformułowanie zakresu dopuszczalnych odstępstw jest zagadnieniem o dużej doniosłości i decyduje o użyteczności mechanizmu piaskownicy dla testowania innowacji w praktyce. Z dotychczasowych dyskusji prowadzonych przez członków konsorcjum KlastER z przedstawicielami Prezesa URE, wynika, co zrozumiale, że regulator domaga się w tym zakresie jak najdalej idącej precyzji ze strony ustawodawcy. Przy konstruowaniu zakresu odstępstw należy jednakże pamiętać, że z uwagi na to, iż nie jest możliwe określenie z góry, jakie projekty o innowacyjnym charakterze kwalifikowałyby się w przyszłości do zastosowania odstępstwa i jakie obowiązki regulacyjne (przepisy prawa) mogą stanowić potencjalnie przeszkodę na drodze do ich realizacji, takie precyzyjne wskazanie dopuszczalnych odstępstw regulacyjnych może rodzić ryzyko, iż określone projekty zostaną wykluczone z możliwości skorzystania z odstępstwa regulacyjnego.

W kontekście powyższej uwagi można stwierdzić, że zakres wyłączeń przewidziany w art. 24d ust. 2 u.p.e. jest kierunkowo prawidłowy. Można natomiast rozważyć, czy zawarty w proponowanym przepisie katalog wyłączeń nie mógłby zostać poszerzony.

Po pierwsze, można postulować rozszerzenie tego katalogu o zezwolenie – w ramach udzielonego odstępstwa – na zawarcie przez wnioskodawcę (wnioskodawców) z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci jest on przyłączony, umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych na zasadach odbiegających od zasad wynikających z art. 7 i 7a u.p.e. oraz przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 oraz art. 46

ust. 3 i 4 u.p.e., jak i wreszcie zatwierdzonej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o której mowa w art. 9g u.p.e. Z dotychczasowych dyskusji odbytych w ramach spotkań uczestników projektu KlastER wynika bowiem, że w wielu przypadkach podmioty zainteresowane użytkowaniem odstępstwa (piaskownicy regulacyjnej) zamierzają testować rozwiązania polegające na świadczeniu określonych innowacyjnych usług na rzecz OSD lub pozostałych użytkowników systemu, ale przy aktywnym uczestnictwie OSD (np. grupy bilansowe, elektrycznie wirtualne). Z tego względu, jak się wydaje, przeszkodę regulacyjną stanowić mogą nie tylko zasady i warunki określone w art. 7 i 7a u.p.e., o których mowa w projektowanym art. 24d ust. 2 u.p.e., lecz także zasady i warunki wynikające z regulacji pozostałych wskazanych wyżej przepisów.

Na marginesie powyższych uwag należy jeszcze wskazać, że udzielenie odstępstwa w odniesieniu do zasad i warunków wynikających z regulacji wyszczególnionych w art. 24d ust. 2 u.p.e. przepisów ustawy Prawo energetyczne, będzie mogło zawsze nastąpić jedynie „w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej”, i jedynie „w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia”. Uwaga ta jest o tyle istotna, że w dyskusji wokół regulacji, służącej wdrożeniu piaskownic regulacyjnych na gruncie polskiego prawa energetycznego, pojawia się miejscami niezrozumienie istoty instytucji piaskownicy regulacyjnej. Po pierwsze, w swym założeniu piaskownica nie ma służyć umożliwieniu prowadzenia działalności gospodarczej w przestrzeni „uwolnionej” od określonych obowiązków regulacyjnych, a jedynie testowaniu określonych rozwiązań „na żywym organizmie”. Z drugiej zaś strony, wskazanie z treści art. 24d ust. 2 u.p.e. możliwych odstępstw nie oznacza w żadnym razie, że będą one mogły w całej rozciągłości i bez ograniczeń znaleźć zastosowanie do jakiegokolwiek

projektu. Udzielenie takiego lub innego odstępstwa przez regulator winno się bowiem odbywać jedynie w zakresie niezbędnym do przeprowadzenia konkretnego projektu. Decyzję dotyczącą tego, w odniesieniu do jakich przepisów wskazanych w art. 24d ust. 2 u.p.e. występuje „niezbędność”, będzie ostatecznie podejmował regulator na podstawie uzasadnionego wniosku zainteresowanych podmiotów.

Przesłanki zastosowania odstępstwa regulacyjnego

Projektowany przepis art. 24 ust. 3 u.p.e. określa przesłanki pozytywne udzielenia odstępstwa, natomiast art. 24d ust. 4 przesłanki negatywne. I tak, zgodnie z projektowanym art. 24d ust. 3 u.p.e. odstępstwo regulacyjne może zostać udzielone, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki: (1) projekt przyczyni się do osiągnięcia celów polityki energetycznej państwa określonych w art. 13 u.p.e.; (2) wnioskodawca uprawdopodobni oczekiwane korzyści wynikające z realizacji projektu dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, użytkowników tych systemów albo inne korzyści środowiskowe, gospodarcze lub społeczne; (3) wnioskodawca wykaże istniejące bariery regulacyjne, uniemożliwiające realizację projektu bez uzyskania odstępstwa. Jednocześnie projektowany art. 24d ust. 4 u.p.e. stanowi, że odstępstwo regulacyjne nie jest przyznawane, jeżeli istnieje prawdopodobieństwo, że realizacja projektu, którego ma ono dotyczyć, zagrozi prawidłowemu świadczeniu usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwu sieci lub bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej.

W ramach regulowania przesłanek udzielenia odstępstwa można – na bazie doświadczenia z prac prowadzonych w ramach projektu KlastER – rozważyć następujące kwestie.

Po pierwsze, położenie silniejszego nacisku na „innowacyjność” projektu jako przesłanki kwalifikującej do udzielenia odstępstwa, np. poprzez wskazanie, że chodzi o wdrożenie „całkowicie nowych lub znacząco ulepszonych” technologii, produktów, usług, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań

technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej.

Po drugie, uwzględnienie sytuacji zgłoszenia przez wnioskodawców projektów takich samych lub znacząco podobnych do tych, które już były przedmiotem postępowania przed Prezesem URE i uzyskały albo decyzję o przyznaniu odstępstwa, albo decyzje odmowną (z uwagi na niespełnienie przesłanek zastosowania odstępstwa). Kwestie te były przedmiotem uwag ze strony przedstawicieli Prezesa URE, którzy podnosili, że skoro celem ustanawiania piaskownic regulacyjnych jest promowanie innowacyjności i – jednocześnie – zbieranie doświadczeń dotyczących konkretnych wdrożeń, należałoby wprowadzić mechanizm zapobiegający sytuacji zgłoszenia i zatwierdzenia projektów takich samych lub identycznych z uwagi na to, że każdy kolejny taki projekt nie przyniesie oczekiwanych rezultatów w postaci zdobycia nowej wiedzy na temat danego wdrożenia. Istotne jest także, aby odstępstwo regulacyjne nie było wykorzystywane przez uczestników rynku jako swoista „ucieczka spod regulacji”, poprzez jednoczesną realizację wielu identycznych lub znacząco podobnych projektów. Z tego względu można rozważyć uzupełnienie przepisu projektowanego art. 24d ust. 4 u.p.e. o zapis, zgodnie z którym Prezes URE odmawia przyznania odstępstwa regulacyjnego w sytuacji, gdy wniosek dotyczy projektu takiego samego lub podobnego do projektu zgłoszonego wcześniej i wykazanego w sprawozdaniu, o którym mowa w projektowanym art. 24b ust. 14 u.p.e. lub odrębnym rejestrze projektów (zob. niżej).

Po trzecie, o ile przewidziana w projektowanym art. 24d ust. 4 u.p.e. przesłanka negatywna, w postaci prawdopodobieństwa zagrożenia dla prawidłowego świadczenia usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwa sieci lub bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jest zasadna, choć z uwagi na posłużenie się klauzulami generalnymi i wynikający stąd jej ocenny charakter może rodzić istotne problemy

w praktyce, o tyle słuszne wydaje się wprowadzenie możliwości nakładania na wnioskodawcę przez Prezesa URE obowiązku ustanawiania zabezpieczenia majątkowego roszczeń osób trzecich o naprawienie szkód, które mogą powstać wskutek przeprowadzenia projektu.

Okres obowiązywania odstępstwa regulacyjnego

Zgodnie z projektowanym art. 24d ust. 8 u.p.e. odstępstwo regulacyjne może być przyznawane na maksymalny okres trzech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do trzech lat, w zależności od decyzji Prezesa URE i etapu rozwoju projektu.

Podstawowy, 3-letni okres obowiązywania zwolnienia regulacyjnego wydaje się zbyt krótki i może z góry wykluczać niektóre projekty, które wymagałyby dłuższego czasu na dokonanie oceny danego wdrożenia. Jednocześnie przepis projektowanego art. 24d ust. 8 u.p.e. nie określa przesłanek, jakimi miałby kierować się Prezes URE, wydając decyzję o przedłużeniu okresu obowiązywania wyłączeń.

O ile wskazane jest, aby ustawa określała maksymalny czas obowiązywania odstępstwa regulacyjnego, o tyle wydaje się, że jego maksymalny wymiar mógłby zostać określony na 6 lat. Równocześnie okres obowiązywania odstępstwa regulacyjnego mógłby we wniosku proponować wnioskodawca wraz z uzasadnieniem. Okres ten powinien bowiem wynikać z założeń projektu innowacyjnego i nie musi przecież w każdym przypadku mieć maksymalnego, przewidzianego w ustawie wymiaru.

Procedura wyłaniania projektów kwalifikujących się do zastosowania odstępstwa regulacyjnego

Zgodnie z projektowanym art. 24d ust. 11–12 u.p.e., w celu wyłonienia projektów kwalifikujących się do zastosowania odstępstwa regulacyjnego Prezes URE

ogłasza, organizuje i przeprowadza postępowanie projektowe nie rzadziej niż raz w roku. W celu jego przeprowadzenia Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informator postępowania projektowego.

Przepisy proponowanej przez MKiŚ nowelizacji w zakresie procedury wyłaniania projektów innowacyjnych wydają się zbyt lakoniczne. Można w związku z tym rozważyć ich uzupełnienie o wskazanie, jakie informacje powinny zostać zawarte w **informatorze postępowania projektowego**. Alternatywnie kwestie te mogłyby być przedmiotem bardziej szczegółowej regulacji rozporządzenia wykonawczego wydanego przykładowo przez ministra właściwego ds. energii.

Sprawozdawczość i upowszechnianie wyników projektu objętego odstępstwem regulacyjnym

Projektowany przepis art. 24d ust. 13 pkt 4 u.p.e. przewiduje, że podmiot, któremu zostało przyznane odstępstwo regulacyjne, publikuje na swojej stronie internetowej informację o uzyskaniu odstępstwa oraz sposobie korzystania z tego odstępstwa. Jednocześnie projektowany art. 24d ust. 14 u.p.e. przewiduje, że w sprawozdaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 24 u.p.e., regulator będzie przedstawiał postępy z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz dokonywał oceny wpływu udzielonych odstępstw na realizację celów tych projektów.

Powyższe rozwiązania służą upowszechnieniu wiedzy o realizacji projektów w ramach piaskownic regulacyjnych. Niemniej jednak, jako alternatywne rozwiązanie pozwalające na bieżący dostęp do informacji także dla podmiotów zainteresowanych złożeniem wniosku, można zastanowić się nad wprowadzeniem odrębnego **rejestru projektów innowacyjnych**, który byłby odstępny online i w którym byłyby publikowane wskazane w projektowanych przepisach art. 24d ust. 13 pkt 4 oraz ust. 14 u.p.e. dane dotyczące projektów, którym przyznano odstępstwo. Rozważyć można także częściową (z uwzględnieniem ochrony

tajemnicy przedsiębiorstwa) publikację raportów okresowych i raportu końcowego, które – zgodnie z projektowanym art. 24d ust. 13 pkt 2 u.p.e. – składać winien Prezesowi URE wnioskodawca.

Pozostałe kwestie

Projekt nie określa treści wniosku o udzielenie odstępstwa, co może komplikować wnioskodawcom ocenę tego, jakie dane winni oni podać, a Prezesowi URE utrudniać porównanie wniosków i dokonywanie ich oceny, także w zakresie kompletności podanych przez wnioskodawców informacji. Kwestie te wymagałyby regulacji albo na poziomie ustawy, albo – na podstawie upoważnienia ustawowego – na poziomie rozporządzenia ministra właściwego ds. energii. Wydaje się bowiem, że zakres wniosku powinien być szczegółowo określony w przepisach prawa z uwagi na jego szczególny charakter.

Zaprezentowany projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne nie określa również treści decyzji o udzieleniu odstępstwa. Wydaje się, że zastosowanie w tym wypadku ogólnych przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego dotyczących treści decyzji administracyjnych może być niewystarczające i nie uwzględniać specyfiki decyzji, o której mowa w projektowanym art. 24d ust. 1 u.p.e. Decyzja ta powinna bowiem wyraźnie wskazywać – oprócz standardowych elementów – m.in. zakres odstępstwa, termin rozpoczęcia i zakończenia projektu, a także szczególne warunki jego przeprowadzenia.

Można również wskazać, że projekt nie odnosi się do możliwości zmiany decyzji o udzieleniu odstępstwa, chociażby na uzasadniony wniosek adresata, w przypadku gdyby w wyniku zmiany okoliczności okazało się to konieczne dla kontynuowania projektu.

Bibliografia:

Materiały dostępne w Internecie

Crampes C., Ambec S. (2020), *The Regulation Sandbox*, Toulouse School of Economics, <https://www.tse-fr.eu/regulation-sandbox> [dostęp: 26.03.2022].

Czarnecka M. (2019), *Ekspertyza dotycząca transformacji energetyki i kształtowania polityki energetycznej w obszarze ekonomicznej analizy prawa, w tym regulacji na rynku wschodzącym energii elektrycznej oraz kosztów transakcyjnych, łącznie z przykładami ankiet umożliwiającymi redukcję błędów poznawczych w obszarze transformacji energetyki*, <http://klaster3x20.pl/wp-content/uploads/2020/01/Ekspertyza-beta-M.Czarnecka.pdf> [dostęp: 26.03.2022].

European Securities and Markets Authority & European Banking Authority & European Insurance and Occupational Pensions Authority (2018), *Report – FinTech: Regulatory Sandboxes and Innovation Hubs*, JC 74, https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/jc_2018_74_joint_report_on_regulatory_sandboxes_and_innovation_hubs.pdf [dostęp: 26.03.2022].

ISGAN – International Smart Grid Action Network (2019), *Innovative Regulatory Approaches with Focus on Experimental Sandboxes Casebook Australia, Austria, Germany, Italy, the Netherlands, the United Kingdom and the United States*, ISGAN Annex 2 Smart Grid Case Studies, <https://www.nsgm.gov.in/sites/default/files/ISGAN-Casebook-Regulatory-Sandbox-May-2019.pdf> [dostęp: 26.03.2022].

Kopeć S. (2020), *Propozycja: program innowacyjnych piaskownic energetycznych*, „Energetyka Rozproszona” 3: 45–52, https://www.energetyka-rozproszona.pl/media/magazine_attachments/45-52_AGH_zeszyt_3.pdf [dostęp: 26.03.2022].

Ranchordás S. (2021), *Experimental Regulations and Regulatory Sandboxes – Law Without Order?*, „Law and Method” 2021: 1–23, <https://www.bjutijdschriften.nl/tijdschrift/lawandmethod/2021/12/lawandmethod-D-21-00012.pdf> [dostęp: 26.03.2022].

Schittekatte T., Meeus L., Jamasb T., Llorca M. (2020), *Regulatory Experimentation in Energy: Three Pioneer Countries and Lessons for the Green Transition*, “Copenhagen Business School Department of Economics” 19-2020, “CSEI Working Paper” 16-2020, https://research-api.cbs.dk/ws/portalfiles/portal/63956014/tooraj_jamasb_et_al_regulatory_experimentation_in_energy_workingpaper_19_2020.pdf [dostęp: 26.03.2022].

van der Waal E.Ch., Das A.M., van der Schoor T. (2020), *Participatory Experimentation with Energy Law: Digging in a ‘Regulatory Sandbox’ for Local Energy Initiatives in the Netherlands*, “Energies” 13 (2), <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/2/458> [dostęp: 26.03.2022].

Inne dokumenty

Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Bruksela, dnia 11.12.2019 r., COM(2019) 640 final.

Konkluzje Rady w sprawie piaskownic regulacyjnych i klauzul eksperymentalnych jako narzędzi służących tworzeniu odpornych ram prawnych sprzyjających innowacjom, dostosowanych do przyszłych wymogów i będących odpowiedzią na krytyczne wyzwania ery cyfrowej, Dz.Urz.UE 2020 Nr 447/1.

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer z wykazu UC74), <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792158> [dostęp: 26.03.2022].

Dokumenty prawne

Ustawa z dnia 10.4.1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2020 poz. 833 z późn. zm.).

Ustawa z 20.2.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. 2020 poz. 261 z późn. zm.).

Regulatory sandboxes in the energy sector – a few remarks in relation to the proposed legal solutions

Abstract: The scope of the considerations in the article is the analysis and evaluation of legal solutions proposed by the Ministry of Climate and Environment for the implementation of the regulatory sandbox in the energy sector into the Polish legal system. As part of the analysis, conclusions from the work on the proposal to implement the institution of regulatory sandboxes under the Energy Law Act were used as part of the implementation of the project for the development of distributed energy in energy clusters – KlastER.

Keywords: regulatory sandboxes, regulatory experiments, energy, regulatory obligations, energy law

**Dr. iur. Michał Będkowski-Koziół,
LL.M.Eur.Int. (Dresden)**

Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego
w Warszawie
Wydział Prawa i Administracji
Katedra Prawa Gospodarczego
i Gospodarki Cyfrowej
Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego
Partner, Szef Praktyki Prawa Konkurencji
i Antymonopolowego
kancelaria Kochański&Partners
m.bedkowski-koziol@kochanski.pl



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)¹ 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

¹ 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 prywatnych².

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 CO₂ 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
Łącznie 2021–2040	9,0	9,5	15,0	4,0	5,5	7,5	4,0	7,0	9,5	16,0	18,5	20,5

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.

² 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 PV³.

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.

³ 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 podaźowych,
- 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.



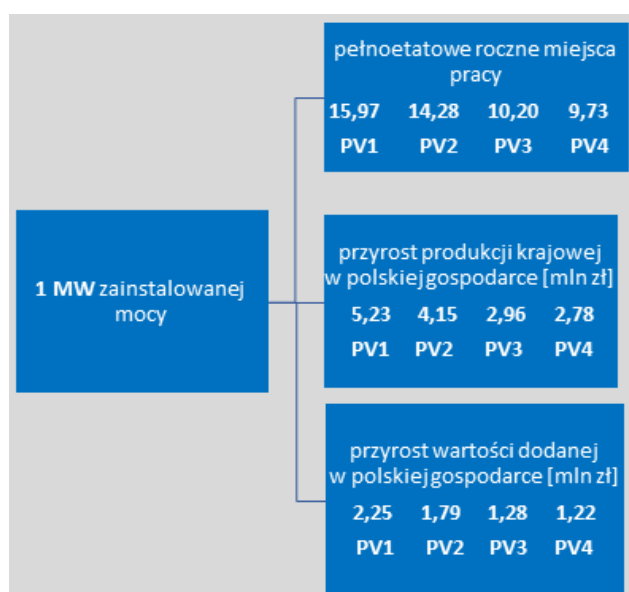
Rys. 1. Ideowy schemat wyznaczania efektów mnożnikowych w modelu przepływów międzygałęziowych. Źródło: opracowanie własne na podstawie Lach (2020)

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)⁴. 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
PV1 < 10 kW			
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
PV2 10–50 kW			
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
PV3 50–950 kW			
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
PV4 >950 kW			
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

⁴ 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

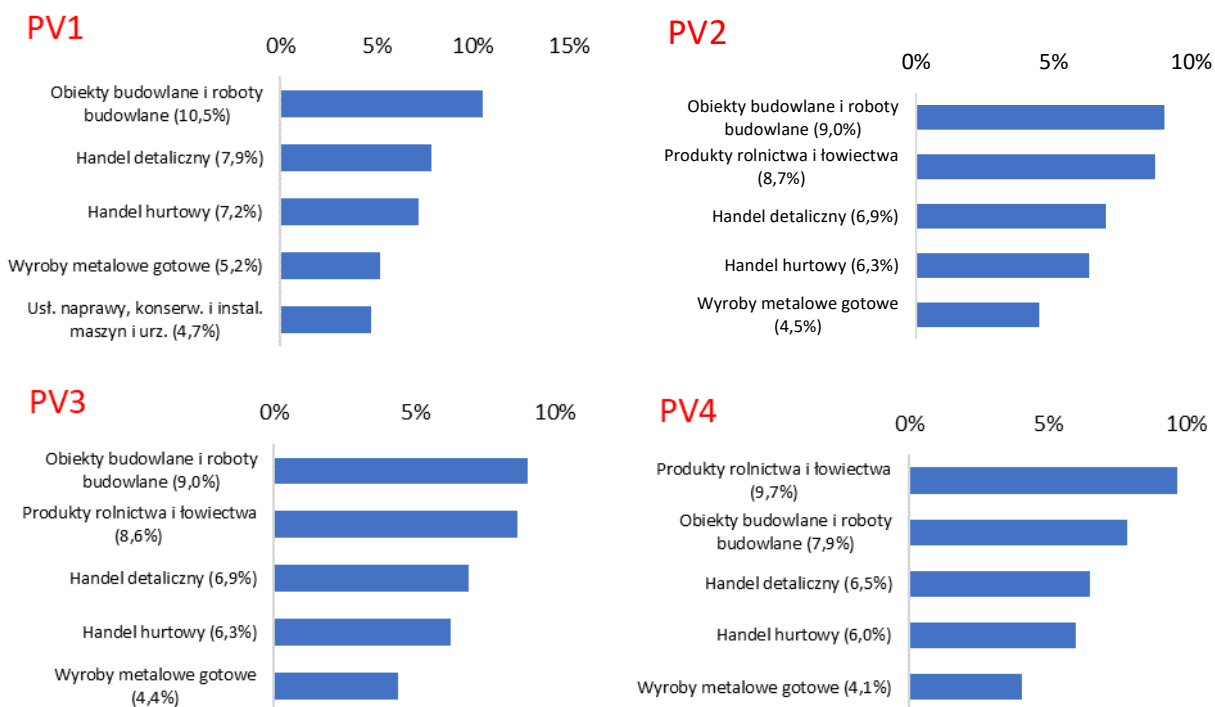
Zakres czasowy	Skumulowana generowana wartość dodana (łącznie PV1-PV4) [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2030	28,24	35,78	43,35
2021-2040	52,05	62,75	82,56

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.

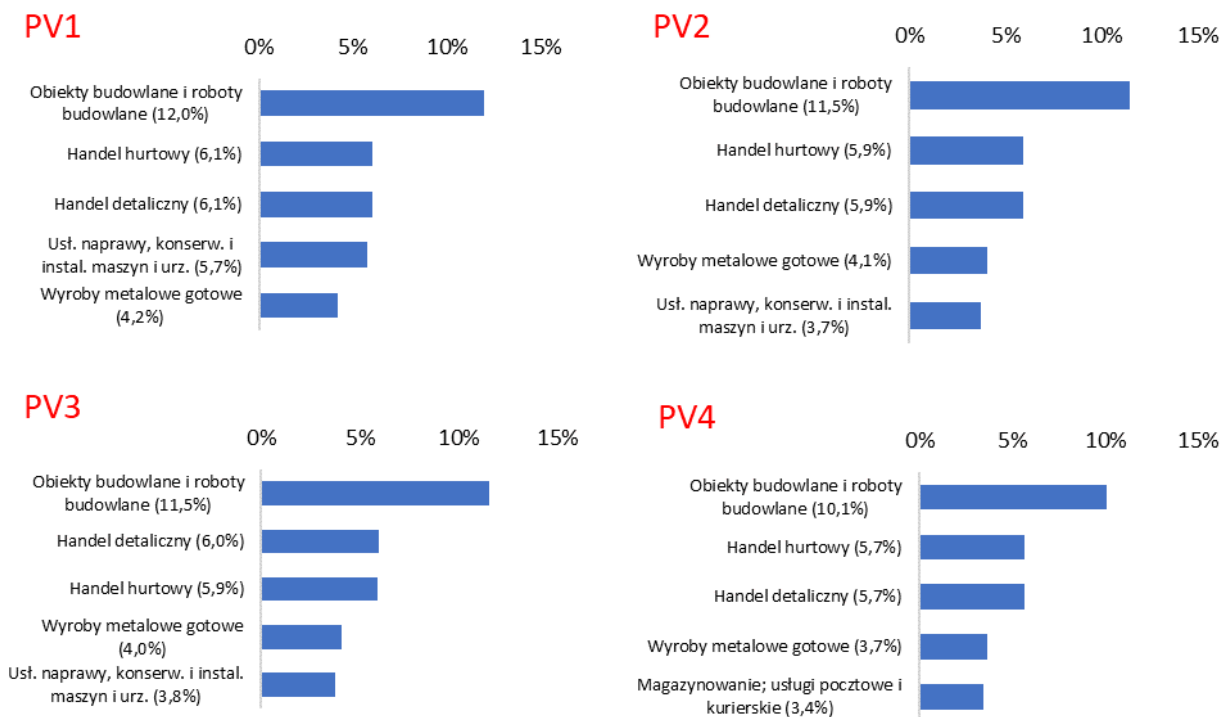
W uzupełnieniu do zagregowanych wyników przedstawionych w Tab. 3-6, na Rys. 3 oraz 4 przedstawiono listę pięciu sektorów polskiej gospodarki, w przypadku których zanotowano największy udział w zagregowanych efektach mnożnikowych dla generowanych wartości dodanej i zatrudnienia. Warto zaznaczyć, że ze 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 pracochoćnością 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**).



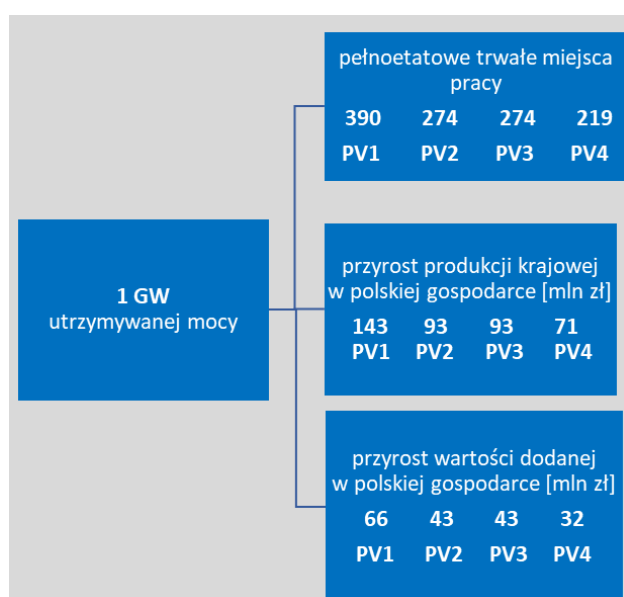
Rys. 3. Sektory z największą liczbą miejsc pracy generowanych w fazie instalacji infrastruktury PV. Dane na wykresach przedstawiają pięć sektorów o największych udziałach procentowych w całkowitej liczbie miejsc pracy generowanych w fazie instalacji PV w każdym scenariuszu. Źródło: obliczenia własne 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 KIKE⁵. 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**).

⁵ 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

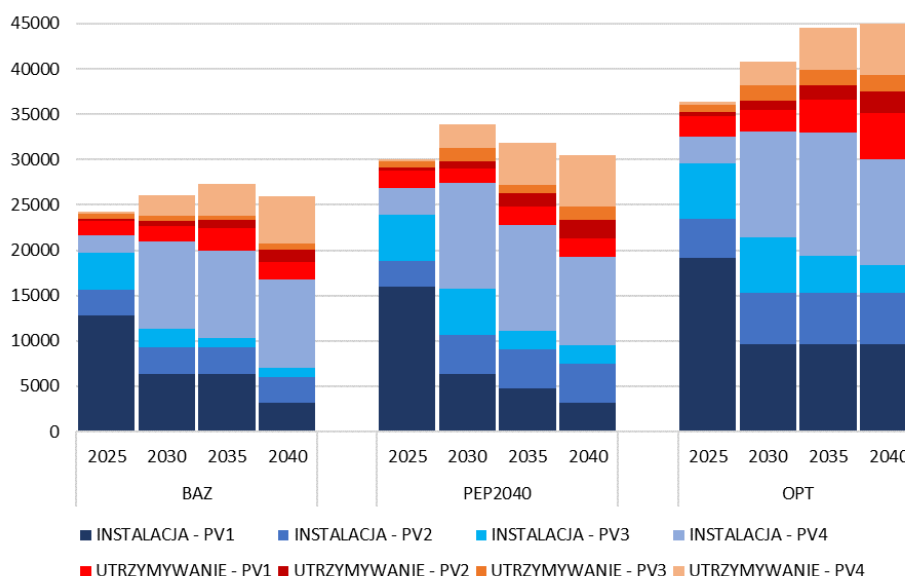
Próba porównania mnożników jednostkowych wyliczonych w niniejszej pracy z analogicznymi opracowaniami dostępnymi w literaturze wskaźników dla innych krajów napotyka na szereg trudności. Pomijając uniikatowe dla każdego kraju uwarunkowania gospodarcze, dostępne analizy przeprowadzane są przy pomocy różnych 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.are.waw.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 [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 2019⁶. 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 .

⁶ 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 jedynek⁷. 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**⁸:

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

gdzie $i, j = 1, \dots, n$. Współczynniki a_{ij}^t pozwalają na zdefiniowanie stałych relacji między wielkością produkcji sektora j a nakładami potrzebnymi 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 I_{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. π_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 ⁹.

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/efektów¹⁰ 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 Δf) dla sektorowego rozkładu nakładów/efektów (Δe), 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 sektorów¹¹ 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).

- Δf – zmiana popytu finalnego spowodowana budową lub użytkowaniem instalacji PV rozważanego typu obejmująca jedynie produkty i usługi krajowe (źródło danych: KIKE).
- π – wektor współczynników nakładów bezpośrednich definiowany na dwa sposoby, jako:
 - a) zatrudnienie (jednostka: EPC¹²) 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 podaży 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 podaży (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 optymalnego¹³

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

¹² 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.

¹³ 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 ogólnosięwiatowych 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.

Bariery 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 pożądane 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
PV1 < 10 kW			
2021–2030	31,38	36,61	47,07
2021–2040	47,07	49,69	78,45
PV2 10–50 kW			
2021–2030	8,30	10,38	14,53
2021–2040	16,60	22,83	31,13
PV3 50–950 kW			
2021–2030	8,88	14,80	17,76
2021–2040	11,84	20,72	28,12
PV4 >950 kW			
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

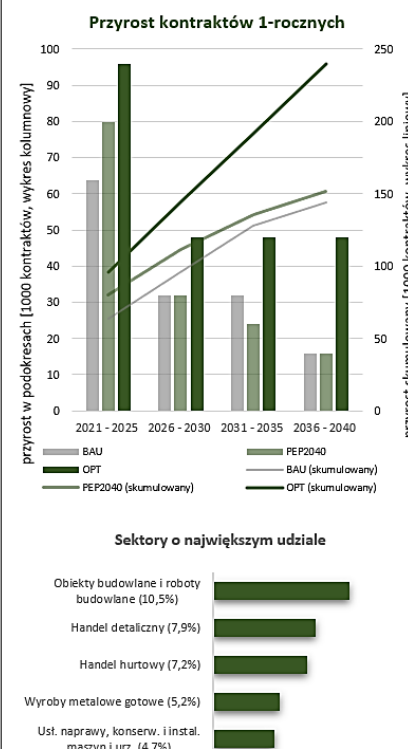
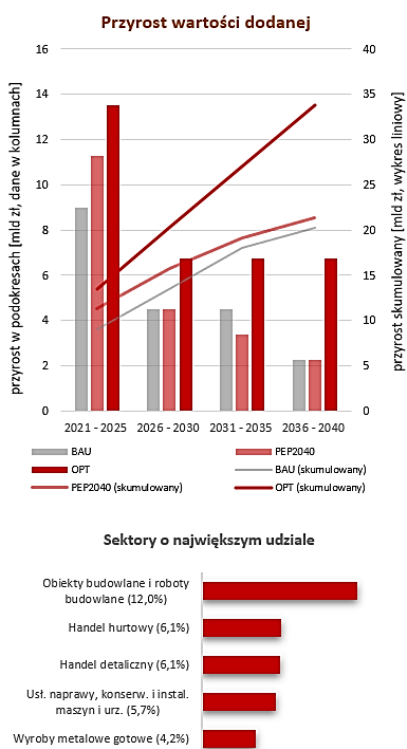
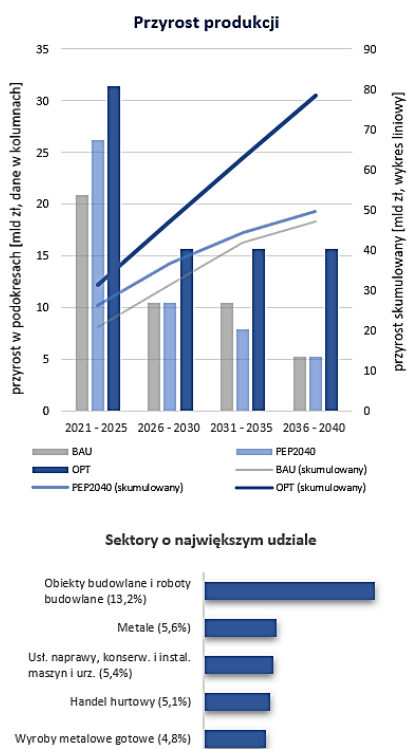
Zakres czasowy	Skumulowany przyrost produkcji globalnej w fazie instalacji (łącznie PV1-PV4) [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2030	65,24	82,64	100,21
2021-2040	119,99	144,66	194,69

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

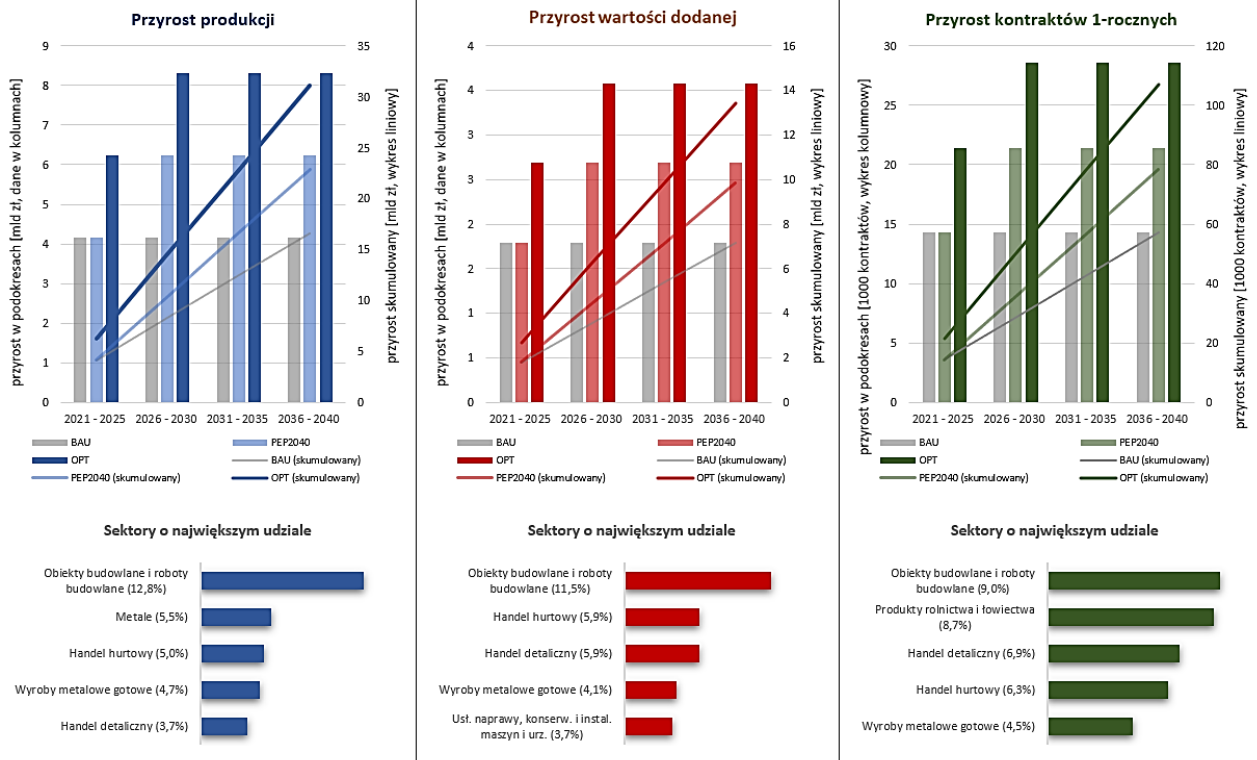
Zakres czasowy	Trwały (coroczny) przyrost produkcji krajowej generowanej przez użytkowanie instalacji PV (łącznie PV1-PV4) [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
2021-2030	1,75	2,23	2,70
2021-2040	3,17	3,83	5,09

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

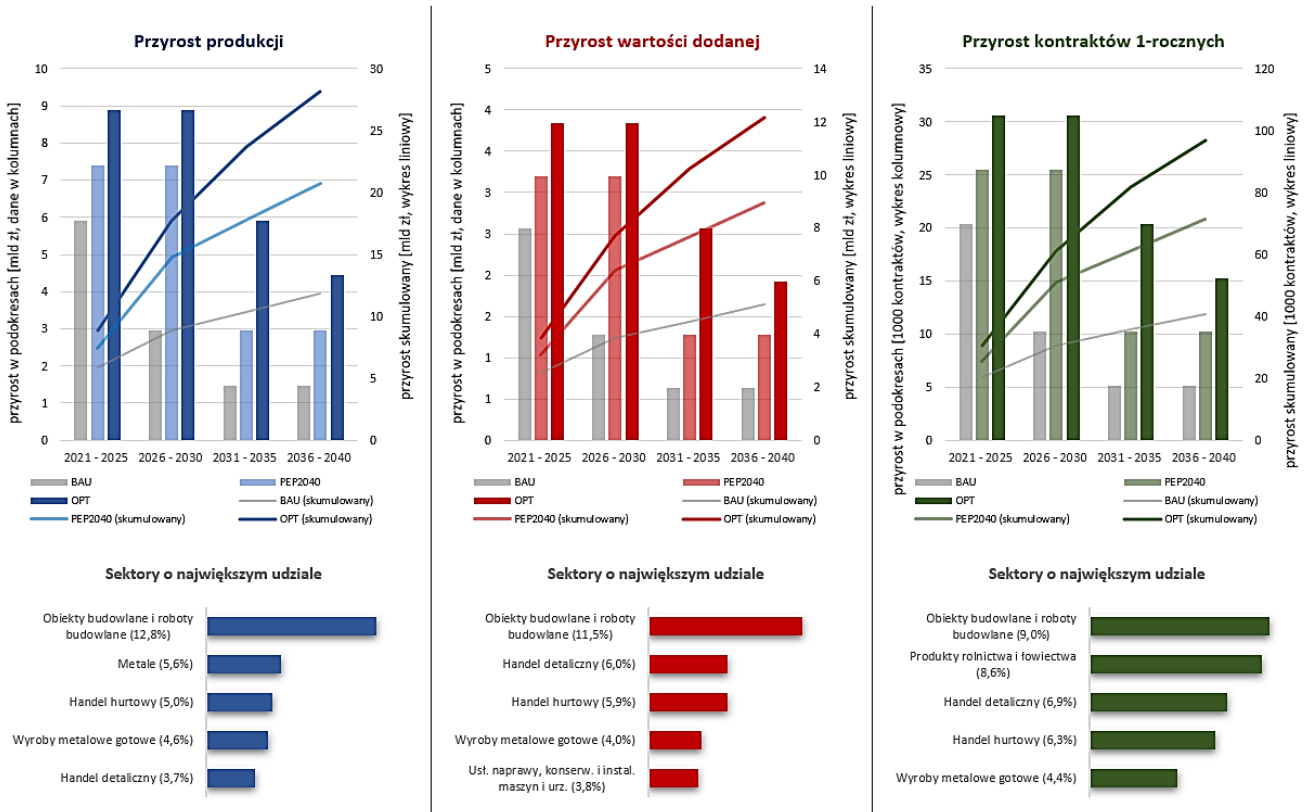
Zakres czasowy	Trwały (coroczny) przyrost produkcji krajowej generowanej przez użytkowanie instalacji PV [mld zł]		
	BAZ	PEP2040	OPT
PV1 < 10 kW			
2021-2030	0,86	1,00	1,29
2021-2040	1,29	1,36	2,15
PV2 10-50 kW			
2021-2030	0,19	0,23	0,33
2021-2040	0,37	0,51	0,60
PV3 50-950 kW			
2021-2030	0,28	0,47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



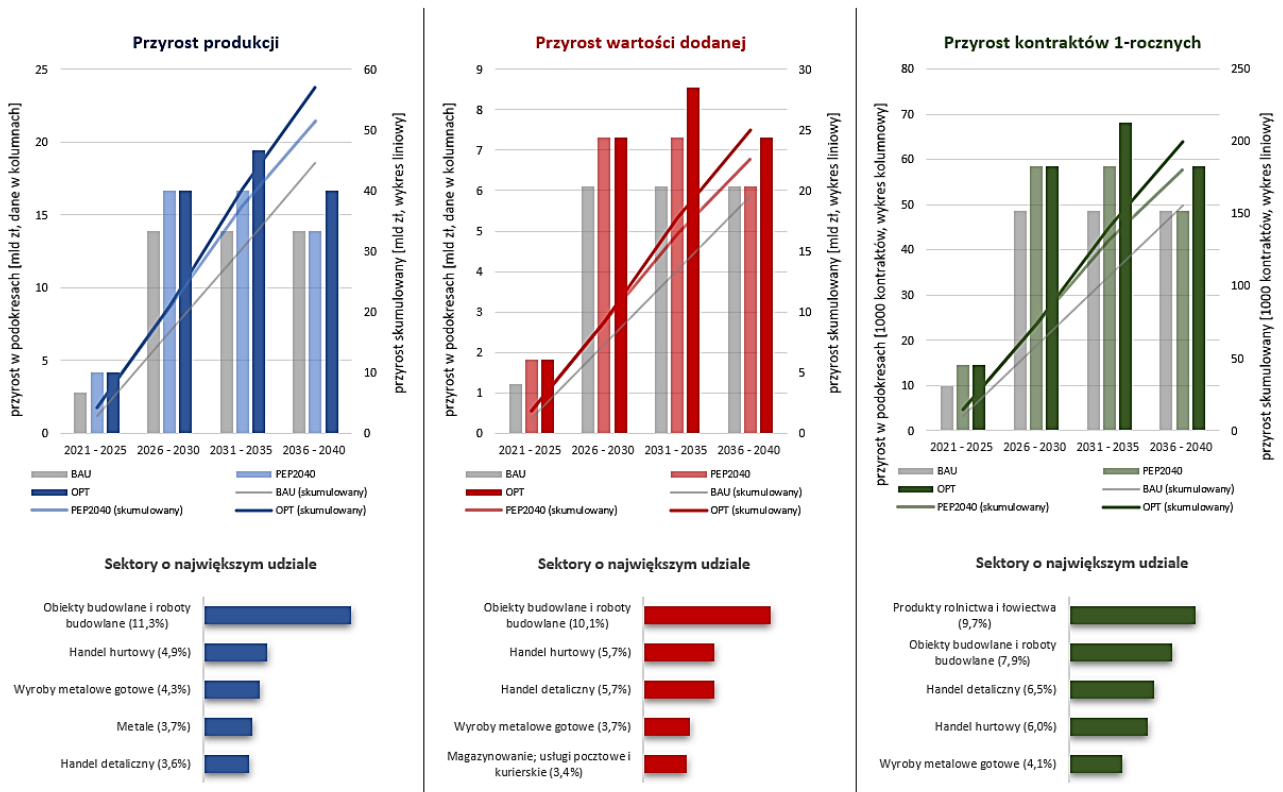
Rys. Z1. PV1 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



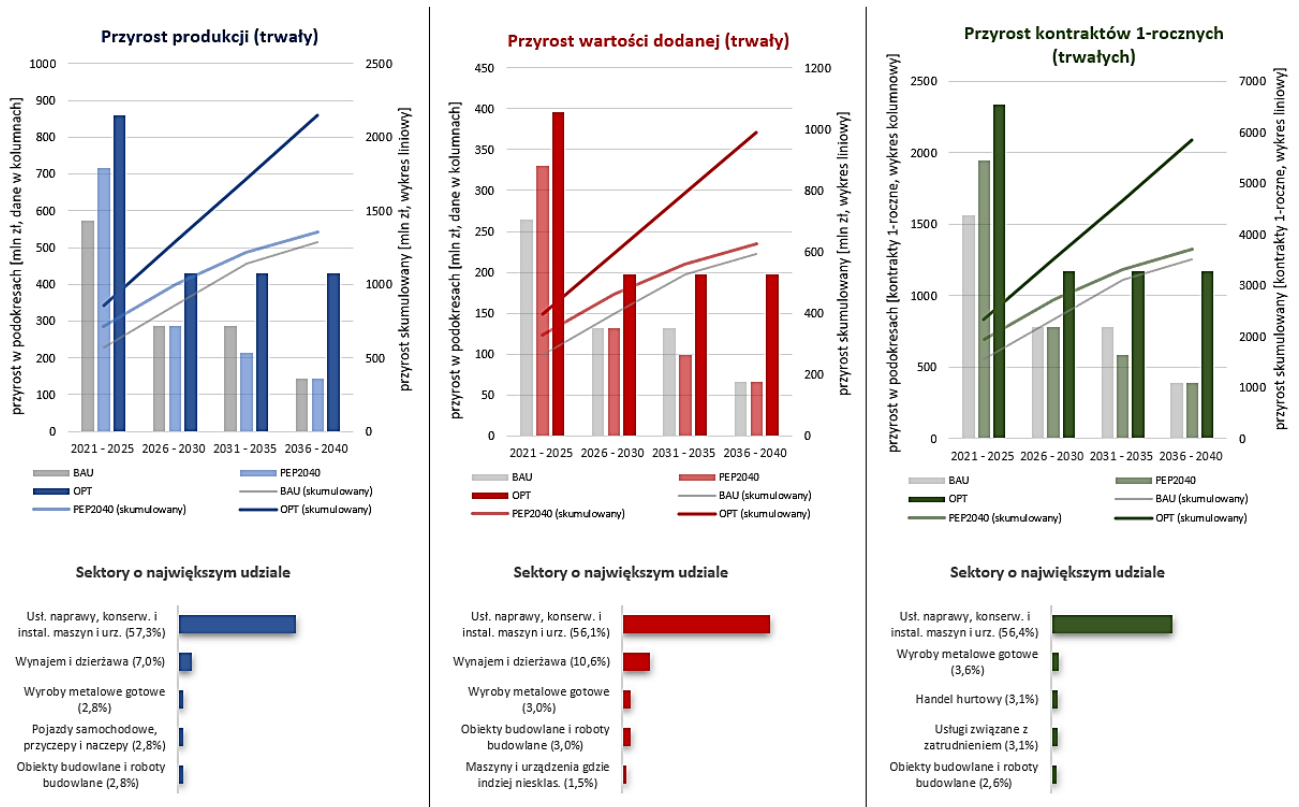
Rys. Z2. PV2 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



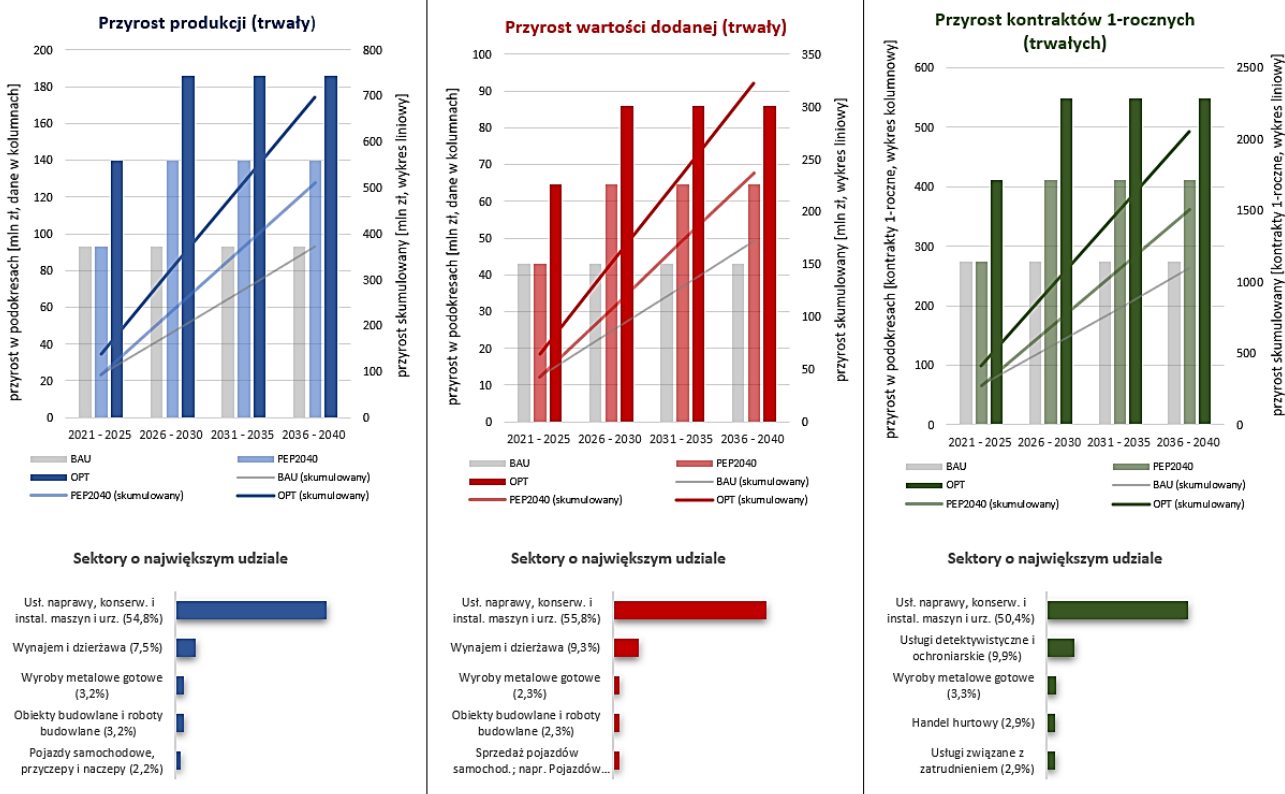
Rys. Z3. PV3 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



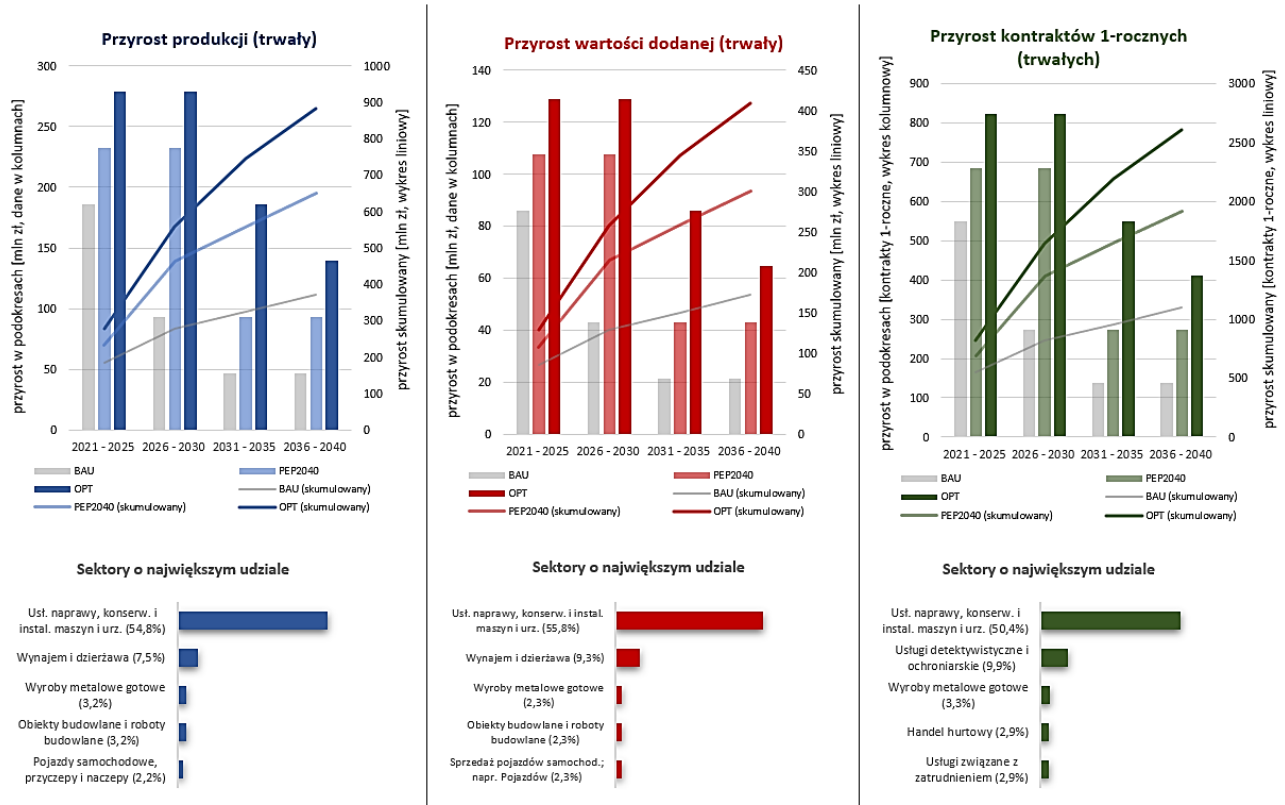
Rys. Z4. PV4 – mnożniki inwestycyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego CAPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



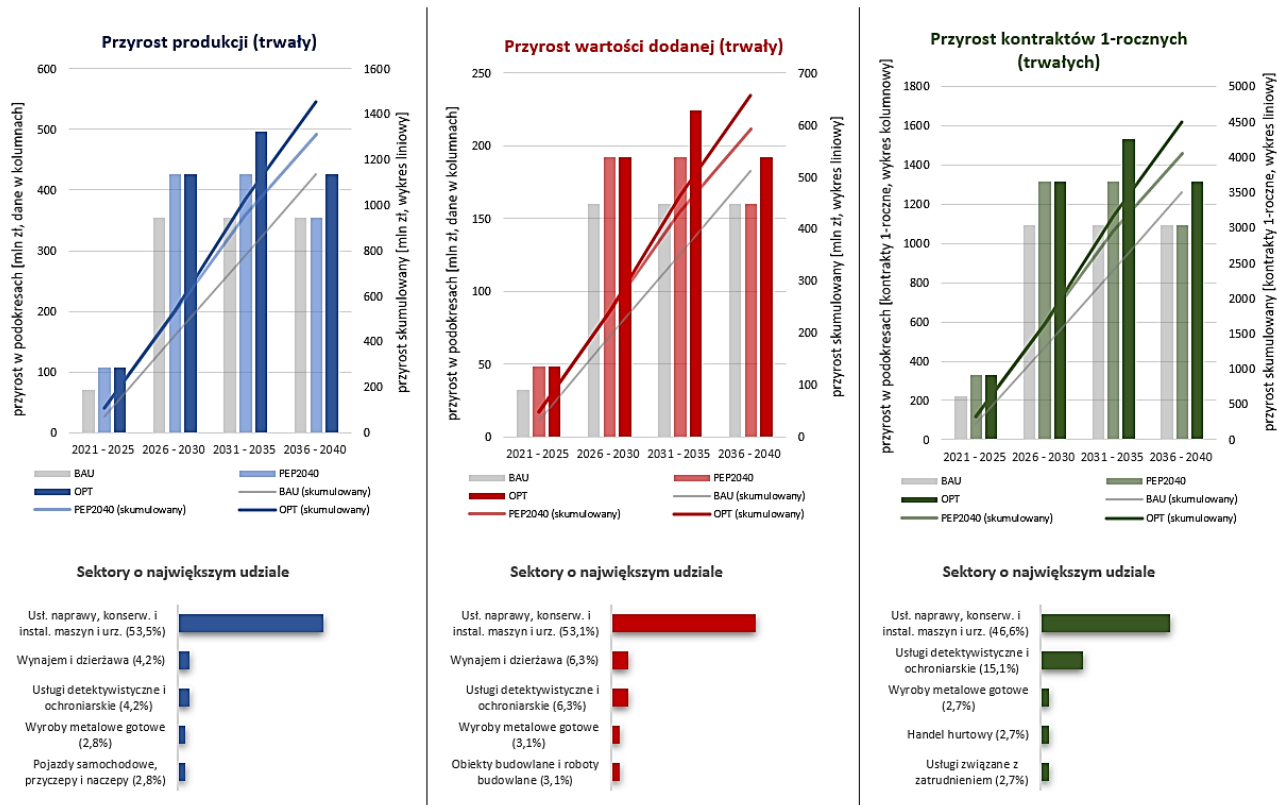
Rys. Z5. PV1 – mnożniki operacyjne zagregowane. Źródło: obliczenia własne na podstawie danych makroekonomicznych z GUS (2019) oraz wielkości i rozkładu sektorowego OPEX dla instalacji PV dostarczonych przez KIKE



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



Barbara ADAMSKA

Magazyny energii niezbędnym elementem transformacji energetycznej

Abstrakt: Zgodnie z polskim prawodawstwem magazyny energii stanowią pełnoprawny element rynku elektroenergetycznego. Obowiązujące regulacje są jednak niewystarczające i nie przekładają się na modele biznesowe będące podstawą do inwestycji w magazyny w różnych segmentach rynku: prosumenckim, przemysłowym i komercyjnym oraz wielkoskalowym. W artykule przedstawiono obecne uregulowania europejskie i polskie dotyczące magazynów energii oraz usługi, jakie magazyny mogą świadczyć na potrzeby systemu elektroenergetycznego. Wskazano również na potrzebę porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju magazynowania energii w Polsce w celu stworzenia warunków do rozwoju krajowej branży gospodarczej.

Słowa kluczowe: magazyny energii, fleksument, usługi elastycznościowe, zasobniki bateryjne

Niektóre technologie magazynowania energii – przykładowo koła zamachowe, elektrownie szczytowo-pompowe czy akumulatory kwasowo-ołowiowe i niklowo-kadmowe – mają ponadstuletnią historię. Spektakularny rozwój zasobników energii na potrzeby systemu elektroenergetycznego nastąpił jednak dopiero w ostatnich kilkunastu latach. Związany jest on ze spadkiem cen baterii oraz udoskonaleniem bateryjnych technologii magazynowania energii, zwłaszcza litowo-jonowych. Komercjalizacja tego typu baterii nastąpiła w roku 1992. Ich cena była jednak zaoporna dla zastosowania w systemie elektroenergetycznym. Jeszcze w 2010 r. cena baterii litowo-jonowych wynosiła około 1200 dolarów za kilowatogodzinę. W 2021 r. spadła do poziomu ok. 132 dolarów za kilowatogodzinę, co oznacza redukcję ceny o 89%. Na koniec 2020 r. na całym świecie zainstalowane były bateryjne zasobniki energii o mocy 17 GW i pojemności 34 GWh. Szacowane jest, że w ciągu dekady, na koniec 2030 r., moc zainstalowana w bateryjnych magazynach osiągnie 358 GW, a ich pojemność przekroczy 1 TWh.

Dlaczego w Polsce potrzebujemy magazynów energii?

Zapotrzebowanie na magazyny energii w polskim systemie elektroenergetycznym będzie rosło ze względu na obecny stan systemu elektroenergetycznego, a także na przyszłe wyzwania rynku energetycznego, w tym wzrost udziału generacji z OZE, powstawanie klastrów energii, spółdzielni energetycznych i społeczności energetycznych, popularyzację elektromobilności czy wyeksploatowanie konwencjonalnych wielkoskalowych źródeł wytwórczych.

Kompleksowe regulacje prawne dla magazynów energii weszły w naszym kraju w życie dopiero w lipcu 2021 r. Są one jednak niewystarczające, aby przełożyć się na możliwości zastosowania magazynów energii w systemie elektroenergetycznym, które miałyby uzasadnienie ekonomiczne. Niezbędne są dalsze działania, zarówno w zakresie regulacji, jak i pozalegislacyjne. Z jednej strony konieczne są programy finansujące inwestycje w magazyny energii, skierowane do różnych grup inwestorów: prosumentów, klastrów energii, spółdzielni energetycznych i społeczności energetycznych, przedsiębiorców, operatorów systemów dystrybucyjnych. Z drugiej strony należy wdrożyć takie regulacje, które zwiększą możliwość komercyjnego świadczenia usług magazynowania energii elektrycznej jako źródła elastyczności systemu energetycznego. Potrzebna jest również reforma rynku bilansującego oraz usystematyzowanie struktury usług bilansujących w taki sposób, by zapewnić udział magazynów energii w ich świadczeniu, zarówno na poziomie sieci przesyłowej, jak

i – sukcesywnie – na poziomie sieci dystrybucyjnych. W tym kontekście konieczne będzie uwzględnienie prac nad propozycją operatorów systemów przesyłowych (OSP) sformułowaną zgodnie z art. 25 ust. 4 Kodeksu sieci EB, dotyczącą standardowej listy usług bilansujących (European Network of Transmission System Operators for Electricity 2019) i jej sprawne wdrożenie w ramach struktur polskiego rynku energii elektrycznej. Rozporządzenie IEMR (Internal Energy Market Regulation) wymaga, aby dopuszczalne było zarówno bezpośrednie świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej, jak i ich oferowanie w drodze agregacji. Ten zapis został w polskim prawie zaimplementowany. Podobnie, wymagane jest uwzględnienie ofert magazynów energii w zasadach redysponowania (*redispatching*) jednostkami wytwórczymi i jednostkami odbioru (Kodeks sieci EB – *Electricity Balancing*, Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195).

Dyrektywa IEMD 4 (Internal Energy Market Directive) istotnie ogranicza dopuszczalność bezpośredniego wykorzystywania magazynów energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych (wyjątkowo dopuszcza jedynie możliwość posiadania i bezpośredniej eksploatacji magazynów przez operatorów systemów przesyłowych, OSP, i systemów dystrybucyjnych, OSD – magazyny jako elementy ściśle zintegrowane z siecią). Zasada ta znalazła również odzwierciedlenie w polskich regulacjach. Niezbędne jest jednak klarowne określenie reguł, które operatorzy powinni stosować w tym zakresie. Przełoży się to zarówno na efektywność działania samych operatorów systemów oraz optymalizację kosztów planowania i rozwoju systemów elektroenergetycznych, jak i na jasne zdefiniowanie zakresu działania poszczególnych uczestników rynku magazynowania energii.

Regulacje europejskie

W obszarze rynku wewnętrznego energii elektrycznej UE magazyny energii są traktowane równorzędnie wobec innych rozwiązań technologicznych zapewniających elastyczność funkcjonowania połączonych systemów

elektroenergetycznych. Stanowią one istotny element transformacji, dzięki któremu możliwe będzie obniżanie emisyjności. W świetle rozporządzenia IEMR oraz dyrektywy IEMD 4 wykorzystanie magazynów energii możliwe jest zarówno w obrocie profesjonalnym, jak i przez konsumentów. Dyrektywa IEMD 4 wprost przewiduje wykorzystywanie instalacji magazynowania energii przez aktywnych odbiorców (obecnie w warunkach polskich bezpośrednich prosumentów) w formule on-site i off-site, przez obywatelskie społeczności energetyczne oraz w drodze agregacji (Internal Energy Market Regulation, Internal Energy Market Directive).

Za kluczowe dla roli magazynów energii na rynkach energii można uznać następujące regulacje europejskie¹:

- Operator usług magazynowania energii jest równoprawnym uczestnikiem rynku.
- Zasady rynkowe mają zachęcać do długofalowych inwestycji.
- Operatorzy usług magazynowania energii mają uczestniczyć w rynku na równych zasadach z wytwórcami i odbiorcami świadczącymi usługi zarządzania popytem (*Demand Side Response / DSR*).
- Operatorzy usług magazynowania energii mogą podejmować decyzje dotyczące wejścia na rynek, bazując na własnych analizach ekonomicznych i prognozach dotyczących opłacalności (tj. nie powinno to być uzależnione od oceny formułowanej przez organ administracji krajowej, np. na etapie uzyskiwania odpowiednich zezwoleń na prowadzenie działalności).
- Operatorzy usług magazynowania energii mają mieć zapewniony niedyskryminacyjny dostęp do rynku bilansującego, z uwzględnieniem specyfiki technicznej swoich instalacji.
- Wyznaczeni operatorzy rynków energii (*Nominated Energy Market Operators / NEMO*) mają zapewniać operatorom usług magazynowania energii dostęp do rynku hurtowego na rynku dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB), a minimalna granulacja produktów ma docelowo wynosić 500 kW.

¹ Art. 2 pkt 25; art. 3 lit. g), j), m-n); art. 6 ust. 1 lit. a) i c); art. 8 ust. 3; art. 13; art. 18 ust. 1 rozporządzenia 2019/943 (Internal Energy Market Regulation).

- Redysponowanie magazynów energii (*redispatching*) w ramach sterowania pracą systemu musi bazować na obiektywnych, niedyskryminacyjnych kryteriach i przebiegać na zasadach rynkowych, tj. za wynagrodzeniem. Także w sytuacjach awaryjnych, gdy nie jest stosowany mechanizm rynkowy, redysponowanie magazynu energii wiąże się z obowiązkiem wypłaty odszkodowania przez danego operatora systemu elektroenergetycznego. Przepisy unijne określają też minimalny próg rekompensaty, tj. przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka magazynowania energii uzyskałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.
- Opłaty sieciowe nie mogą być zaprojektowane w sposób, który dyskryminuje albo uprzywilejuje magazynowanie energii.
- Ewentualne mechanizmy mocowe muszą być projektowane w taki sposób, by mogły w nich uczestniczyć instalacje magazynowania energii.

Obecny stan rynku, regulacje prawne

Magazyny energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym to głównie elektrownie szczytowo-pompowe o mocy zainstalowanej ok. 1,4 GW. Nieliczne bateryjne magazyny energii współpracujące z siecią to w większości instalacje pilotażowe u operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu przesyłowego. Początki instalowania zasobników bateryjnych na potrzeby systemu elektroenergetycznego w Polsce sięgają 2013 r., kiedy został uruchomiony program GEKON będący wspólną inicjatywą Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR). Jego celem było wspieranie rozwoju polskich technologii proekologicznych przez współfinansowanie badań naukowych, prac rozwojowych i wdrożeniowych. Dzięki dofinansowaniu z tego programu w 2016 r. został uruchomiony pierwszy w Polsce litowo-jonowy magazyn energii przyłączony do sieci dystrybucyjnej. Moc tego zasobnika to 0,75 MW, zaś pojemność 1,5 MWh.

W następnych latach powstawały kolejne instalacje tego typu, jak chociażby hybrydowy magazyn energii elektrycznej przy farmie wiatrowej Bystra o mocy 6 MW i pojemności ponad 27 MWh czy cztery magazyny litowo-jonowe, każdy o mocy 1,5 MW, zainstalowane w Energetycznym Kłastrze Oławskim EKO.

Liczba zainstalowanych w Polsce bateryjnych zasobników energii jest obecnie niewielka. Powodem takiego stanu rzeczy był brak spójnych regulacji dla magazynów energii. Nowelizacja prawa energetycznego znosząca bariery rozwoju i kompleksowo regulująca funkcjonowanie magazynów energii weszła w życie w lipcu 2021 r. (Ustawa z dnia 20 maja 2021 r.). Magazynowanie energii, podobnie jak jej wytwarzanie, dystrybucja czy obrót, stało się odrębnym przedmiotem działalności gospodarczej przedsiębiorstwa energetycznego. Spowodowało to konieczność uregulowania obowiązku koncesyjnego i taryfowego. Próg mocowy, dla którego niezbędne jest uzyskanie koncesji, został ustalony na poziomie 10 MW, a więc tak samo jak w przypadku źródeł wytwórczych typu C. Obowiązek koncesji dla magazynów energii elektrycznej o mocy większej niż 10 MW wynika z potrzeby zagwarantowania pewności świadczenia usług na rzecz Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Magazynowanie energii nie podlega obowiązkowi sporządzania taryf, co jest bardzo dobrym rozwiązaniem, ponieważ umożliwia swobodne ustalanie cen na usługi świadczone przez magazyny energii. Magazyny o mocy nie większej niż 10 MW nie wymagają uzyskania koncesji, podlegają jednak wpisowi do rejestru prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich moc przekracza 50 kW. Zapewni to wiedzę na temat liczby i parametrów technicznych powstających magazynów energii. Z kolei prosument posiadający magazyn energii elektrycznej będzie zobowiązany poinformować o tym fakcie właściwego operatora systemu dystrybucyjnego, podając rodzaj magazynu energii użytego w mikroinstalacji.

Opłatę za przyłączenie magazynu energii elektrycznej ustala się na podstawie połowy rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Na etapie występowania o warunki przyłączenia magazynu

energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wnioskodawca uiszcza zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł za każdy kW mocy przyłączeniowej określonej we wniosku, nie większą jednak niż 3 mln zł. Na koszty przyłączenia wpływa to, czy konieczne jest wykonanie ekspertyzy wpływu magazynu na sieć. Aktualnie obowiązek ten będzie dotyczył magazynów energii przyłączanych na napięciu znamionowym powyżej 1 kV, z wyłączeniem:

- magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW,
- przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW,
- przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW.

Nowelizacja prawa energetycznego pozwala operatorom systemów dystrybucyjnych oraz operatorowi systemu przesyłowego uwzględnić inwestycję w magazyn energii w planach rozwoju. Dzięki temu koszty inwestycji mogą być ujęte w taryfach, a magazyn energii staje się alternatywą dla inwestycji sieciowych. Ważne jest jednak, że w ramach przepisów unijnych dotyczących zasad związanych z zapewnieniem równego dostępu do rynku energii wprowadzony został zakaz komercyjnego wykorzystywania magazynów energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Operatorzy mogą instalować magazyny energii wyłącznie jako w pełni zintegrowane komponenty sieci, działające automatycznie. Magazyny takie nie mogą zastępować rynkowego nabywania usług systemowych.

Obowiązujące od lipca 2021 r. regulacje zniósł kluczowe bariery operacyjne dla funkcjonowania magazynów energii, w szczególności w zakresie zasad opomiarowania i naliczania opłat dystrybucyjnych. Z drugiej strony pojawił się obowiązek wnoszenia standardowej zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie

(30 zł/kW, nie więcej niż 3 mln zł), nadal oczekiwana jest też kluczowa reforma rynku bilansującego, jaką ma być tzw. rozchylenie cen na tym rynku, prowadzące docelowo do zwiększenia opłacalności funkcjonowania magazynów energii na rynku usług systemowych.

Po nowelizacji prawa energetycznego w polskich przepisach ugruntowana została niezależna, systemowa pozycja magazynów energii jako pełnoprawnych uczestników rynku elektroenergetycznego. Instalacje magazynowania energii elektrycznej mogą funkcjonować jako instalacje samodzielne albo instalacje będące częścią innych instalacji wytwórczych lub instalacji odbiorców. Magazyny energii mogą uczestniczyć w rynku bezpośrednio lub w ramach agregacji.

Wielozadaniowość magazynów energii

Magazyny energii mogą realizować przykładowo następujące zadania:

- ograniczanie krótkoterminowych fluktuacji mocy źródeł OZE,
- wyrównywanie profilu pracy źródeł OZE,
- zapewnienie wymaganej szybkości zmian mocy dostarczanej przez źródła wytwórcze,
- zdolność do pracy w układzie wydzielonym przy braku zasilania z KSE (czyli tzw. praca na wyspę),
- rezerwa mocy dla KSE,
- świadczenie systemowych usług bilansowania,
- świadczenie usług systemowych niezwiązanych z bilansowaniem (np. niwelowanie problemów napięciowych w sieciach dystrybucyjnych),
- zdolność do uruchomienia elektrowni bez zasilania z KSE (czyli tzw. zimny start),
- wyrównywanie obciążenia w instalacjach zarządzania popytem,
- funkcje back-upowe,
- arbitraż cenowy na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Wielozadaniowość magazynów energii przekłada się na zastosowanie ich w różnych miejscach systemu, gdzie realizują różnorodne funkcje.

Modele biznesowe dla wielkoskalowych magazynów energii

Zasadniczym założeniem regulacji unijnych i polskich jest uczestnictwo magazynów energii w standardowych procesach rynkowych. Do głównych należy arbitraż cenowy na hurtowym rynku energii oraz świadczenie usług systemowych. Podstawowe ramy prawne, w których funkcjonuje polski rynek bilansujący, dopuszczają już definiowanie jednostek tego rynku (tzw. jednostek grafikowych) dla samodzielnych magazynów energii oraz dla magazynów energii działających w ramach agregacji.

Jednym z głównych źródeł przychodów dla magazynów wielkoskalowych w krajach europejskich jest rezerwa utrzymania częstotliwości (FCR – *Frequency Containment Reserve*). W związku z tym warto zwrócić uwagę na europejski system usług stabilizacji częstotliwości. System został uruchomiony z pierwszym terminem świadczenia zharmonizowanych usług FCR wyznaczonym na 1 lipca 2019 r. W systemie tym instalacje magazynowania energii mogą uczestniczyć na równych zasadach z dostawcami usług wykorzystującymi inne technologie. Zharmonizowany system świadczenia usługi FCR jest koncepcyjnie zbliżony do polskiego systemu rynku mocy. Obejmuje prekwalifikację, standardowy produkt oraz aukcję opartą na modelu *merit order* i *marginal pricing*, a także tzw. produkt symetryczny. W konsekwencji regulacja FCR może polegać zarówno na zwiększeniu, jak i ograniczeniu dostawy mocy. W przypadku magazynów energii oznacza to, że w ramach przygotowania do świadczenia usługi FCR operator magazynu energii powinien wykazać zdolność zarówno do redukcji mocy, jak i do jej dostarczenia. W praktyce oznacza to pracę magazynów w trybie ładowania oraz w trybie rozładowania.

Przystąpienie Polski do zharmonizowanego rynku usług utrzymania częstotliwości, wraz z drugim etapem reformy rynku bilansującego, wydaje się kluczową kwestią dla ustanowienia modelu przychodowego dla krajowych wielkoskalowych magazynów energii.

Opublikowany 25 lutego 2022 r. projekt nowelizacji ustawy o OZE i innych ustaw (UC99) (Projekt

z dnia 24 lutego 2022 r.) zawiera regulacje, które wskazują na modele biznesowe zastosowania magazynów energii jako uzupełnienie źródeł wytwórczych OZE zgrupowanych w instalację hybrydową oraz w klastrach energii. Propozycja definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii przewiduje, że zastosowanie magazynu energii jest obligatoryjne, a wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład instalacji hybrydowej do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia. Zaproponowany łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu ma być większy niż 3504 MWh/MW/rok. Z kolei zapisy o klastrach energii wskazujące wymogi dotyczące poziomu autokonsumpcji oraz zasady tworzenia i działania obszarów ograniczenia szczytowego będą uzasadniały użycie magazynów energii.

Modele biznesowe w segmentach przemysłowym i komercyjnym

Zainteresowanie przedsiębiorstw magazynami energii zwiększyło się w ostatnim czasie ze względu na rosnące ceny energii elektrycznej, ale również ze względu na docenienie wagi bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii. W przypadku tej grupy inwestorów magazyny energii najczęściej pełnią następujące funkcje:

- zapewnienie odpowiednich parametrów jakościowych energii na potrzeby procesów technologicznych (napięcia, częstotliwości),
- zapewnienie ciągłości zasilania – funkcja UPS,
- kompensacja mocy biernej oraz odkształceń (zasobnik może dostarczać moc bierną i kompensować wyższe harmoniczne),
- magazynowanie energii z własnych źródeł wytwórczych OZE i wykorzystanie jej w czasie braku własnej generacji,
- magazynowanie energii z sieci, zróżnicowany plan taryfowy – arbitraż cenowy,
- obniżenie mocy umownej,
- udział w rynku usług DSR.

Domowe magazyny energii

Zwiększające się nasycenie instalacjami prosumenckimi w sieciach niskiego napięcia stanowi wyzwanie dla OSD. Z jednej strony oznacza to konieczność zwiększenia nakładów na modernizację sieci. Z drugiej strony niezbędne inwestycje zwiększające możliwość przyłączenia instalacji prosumenckich są trudne do zaplanowania z odpowiednim wyprzedzeniem, ponieważ przyłączanie mikroinstalacji odbywa się na podstawie zgłoszenia. W rezultacie na obszarach, gdzie liczba instalacji prosumenckich jest znacząca, dochodzi do odłączania przez OSD instalacji prosumenckich w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa sieci. Problem ten będzie narastał równoległe ze zwiększaniem liczby instalacji prosumenckich.

Prosumenci będą stanowić coraz większe wyzwanie dla polskiego systemu energetycznego pod względem technicznym, inwestycyjnym i organizacyjnym. Konieczne jest stworzenie rozwiązań systemowych, które zapewnią możliwość przyłączenia do sieci nowych instalacji prosumenckich w sytuacji, kiedy rozwój prosumeryzmu oznacza dla operatorów sieci dystrybucyjnych rosnące koszty rozbudowy, modernizacji i utrzymania sieci przy zmniejszającym się zapotrzebowaniu tej grupy odbiorców na energię z sieci.

Można wskazać następujące korzyści płynące z instalowania domowych magazynów energii.

- Złagodzenie negatywnych dla sieci efektów przyłączenia znaczącej liczby instalacji prosumenckich, m.in. przez ograniczenie mocy chwilowych w przyłączy sieciowym.
- Likwidacja ograniczeń mocy wytwarzanej, energii wytwarzanej przez instalacje prosumenckie wskutek ograniczenia występujących zmian napięcia powodowanych generacją z instalacji PV.
- Uniknięcie kosztów inwestycji w modernizację sieci niskiego napięcia.
- Ograniczenie zmian napięcia w sieci nn powodowanych zmiennością generacji mocy czynnej, włącznie ze zmianą charakteru odbiorcy.
- Obniżenie strat mocy czynnej w sieciach nn i SN powodowanych wprowadzeniem energii elektrycznej wynikającej z mocy szczytowej wprowadzanej do sieci nn.
- Możliwość ograniczenia przeciążeń w sieci powodowanych wytwarzaniem energii ze źródeł rozproszonych o wysokim stopniu skorelowania wytwarzania.
- Rozwój krajowych producentów i integratorów magazynów energii dzięki stworzeniu rynku wewnętrznego.

Prosument wyposażony w fizyczny magazyn energii staje się fleksumentem – aktywnym uczestnikiem rynku energii. Co prawda prosument nie jest podmiotem wyspecjalizowanym do działania na rynku energii, a pojemność domowego magazynu energii jest niewielka, a jednak w drodze agregacji – łączenia prosumenckich magazynów energii w wirtualne magazyny o dużej pojemności (tzw. pracy w roju) – magazyny te mogą brać udział w mechanizmach rynkowych. Przychody z tego tytułu będą stanowić dodatkowe źródło dochodów dla prywatnych inwestorów.

Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju magazynowania energii w Polsce

Jesteśmy świadkami dynamicznego rozwoju branży magazynowania energii, w tym technologii bateryjnych. Rozwój i produkcja baterii są celami strategicznymi Europy w kontekście przejścia na czystą energię. Znalazło to swój wyraz w europejskim strategicznym planie działania na rzecz baterii, nowej strategii przemysłowej dla Europy oraz strategii na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności. W Europie powstają gigafabryki baterii, a plany poszczególnych inwestorów w tym zakresie są imponujące. Transformacja energetyki i gospodarki w kierunku niskoemisyjnym nie będzie możliwa bez magazynów energii.

Rozwój wewnętrznego rynku magazynów energii w Polsce to szansa na zbudowanie polskiej branży magazynowania energii. Aby magazyny energii mogły dobrze współpracować z siecią, nie wystarczy sama bateria. Konieczne jest stworzenie całego układu zarządzania i integracji z systemem. Pełny łańcuch technologiczny obejmuje: surowce, ich przetwarzanie, produkcję komponentów cel baterii, produkcję cel, produkcję baterii bądź zestawów baterii, integrację baterii z wykorzystaniem oprogramowania (BMS, EMS) oraz urządzeń (urządzenia elektryczne, urządzenia pomiarowe, energoelektronika, urządzenia komunikacji i łączność). Polskie przedsiębiorstwa posiadają i rozwijają kompetencje w tych obszarach. Krajowi producenci elementów elektrycznych i elektronicznych, firmy zajmujące się automatyką, IT, telekomunikacją i przesyłem danych mają szansę zaistnieć na rynku magazynów energii we wczesnej fazie jego rozwoju. Również w zakresie samych technologii magazynowania, nie tylko bateryjnych, wciąż trwają badania i rozwijane są nowe technologie – na tym polu jako kraj również mamy osiągnięcia. Stworzenie warunków dla rozwoju w Polsce systemów magazynowania energii to również szansa na rozwój nowej branży, wzrost gospodarczy i stworzenie nowych miejsc pracy.

Na tym etapie konieczne wydaje się zainicjowanie przez stronę rządową prac nad porozumieniem sektorowym na rzecz rozwoju magazynowania energii w Polsce. Celem porozumienia powinno być wypracowanie długoterminowego programu rozwoju i integracji biznesowej sektora magazynów energii, z uwzględnieniem maksymalizacji korzyści dla polskiego systemu generacji energii, rozbudowy sieci i firm przemysłowych oraz sektora badań, rozwoju i edukacji. Porozumienie sektorowe powinno także promować ścisłą współpracę w całym łańcuchu dostaw, kreować wizję rozwoju branży, przemysłu, innowacji i edukacji.

Konsekwencją porozumienia powinna być również spójna komunikacja branży na temat szans i wyzwań związanych z jej rozwojem. Powołanie tego rodzaju platformy będzie kamieniem milowym na drodze „od ogółu do szczegółu”, od porozumienia

i zawartego w nim zarysu rozwoju rynku, poprzez „konstytucję sektora”, aż po konkretne rozwiązania legislacyjne i finansowe.

Bibliografia:

- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2019), *All TSOs' Proposal on List of Standard Products for Balancing Capacity for Frequency Restoration Reserves and Replacement Reserves Pursuant to Article 25(2) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing* [dostęp: 18.03.2022].
- Internal Energy Market Directive, czwarta dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE serii L nr 158 z 14 czerwca 2019: 125–199).
- Internal Energy Market Regulation, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE serii L nr 158 z 14 czerwca 2019: 54–124).
- Projekt z dnia 24 lutego 2022 r. Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99).
- Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE serii L nr 312 z 28 listopada 2017: 6–53).
- Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2021 r. poz. 1093).

Energy storage – the crucial element of energy transition

Abstract: According to Polish legislation, energy storage facilities are fully-fledged participants in the electricity market. The regulations in force are, however, insufficient and do not translate into the business models that would foster investments in storage in various segments of the market – prosumer, industrial and commercial as well as large-scale. This article presents the current European and Polish regulations concerning the energy storage facilities and the services that such storage may provide to the electric power system. Moreover, it points out the need for a sectoral agreement to be concluded on the development of energy storage in Poland with the aim of establishing conditions for the growth of this domestic industrial sector.

Keywords: energy storage, flexuser, flexibility services, battery storage

Barbara Adamska

Prezes Polskiego Stowarzyszenia
Magazynowania Energii
Prezes ADM Poland



Damian ARTYSZAK

Magazyn energii trakcyjnej PKP Energetyka S.A. Rezultaty projektu i dalsze możliwości rozwoju

Abstrakt: W artykule opisano rozwiązanie, które zostało wdrożone do eksploatacji przez spółkę PKP Energetyka S.A. w ramach projektu badawczo-rozwojowego dofinansowanego ze źródeł unijnych. Jest nim nowoczesny trakcyjny magazyn energii dużej mocy. W tekście przedstawiono sposób działania pilotażowej instalacji, opisano jej poszczególne komponenty i pokazano wpływ magazynu energii na pracę towarzyszącą mu podstacji trakcyjnej. Artykuł jest zakończony rozdziałem dotyczącym dalszych możliwości rozwoju tej technologii w Polsce.

Słowa kluczowe: trakcyjny magazyn energii, obniżenie mocy zamówionej, redukcja strat energii

Podstacje trakcyjne są obiektami, które charakteryzują się znacznym nierównomiernym obciążeniem, dużą dynamiką zmian zasilania oraz wysokimi mocami szczytowymi w porównaniu z mocą średnią. Z formalnego punktu widzenia przekłada się to na konieczność zapewnienia wysokiej wartości mocy umownej, co generuje znaczące koszty stałe eksploatacji. Zapas mocy musi być jednak na tyle duży, aby zagwarantować stabilność zasilania na danym odcinku linii kolejowej.

Powyzsze problemy są potęgowane przez rosnący udział kolei dużych prędkości. Przykładowo Alstom EMU250 z rodziny Pendolino, najszybszy pociąg wykorzystywany przez PKP Intercity, ma moc ciągłą równą 5664 kW (Wawrzyniak 2013). Konieczność dostarczenia dużej mocy w krótkim czasie jest również problematyczna ze względu na stan krajowej sieci dystrybucyjnej dostarczającej energię do podstacji trakcyjnej: według ekspertów 76% linii wysokich i średnich napięć ma ponad 25 lat, a 37–42% nawet ponad 40 lat (Tomaszewski 2019). Zły stan infrastruktury dystrybucyjnej negatywnie wpływa również na rozwój sektora odnawialnych źródeł energii (OZE), który jest hamowany ze względu na braki mocy przyłączeniowej.

Jednym ze sposobów na rozwiązanie powyższych problemów jest zastosowanie trakcyjnych zasobników energii, które mogłyby stabilizować dostawy energii, pokrywać zapotrzebowanie na wysoką moc i bilansować produkcję z OZE. Pierwszy tego typu magazyn dużej mocy w Polsce został uruchomiony przez spółkę PKP Energetyka S.A. W niniejszym artykule opisano parametry urządzenia, sposób jego pracy oraz uzyskane efekty po kilku miesiącach eksploatacji.

Prace badawcze poprzedzające budowę instalacji

Układy magazynowania energii charakteryzują się budową modułową, co daje szerokie możliwości ich dostosowania do docelowego przeznaczenia. Dokładne dobranie parametrów zapewni optymalną pracę instalacji. Pierwszym etapem prac badawczych było opracowanie wytycznych do wyboru docelowej podstacji, gdzie powstanie prototypowa instalacja magazynowania energii. Do analizy wytypowano obiekty charakteryzujące się znaczną zmiennością mocy obciążenia. W wytypowanych lokalizacjach przeprowadzono badania zmienności mocy prądu stałego oraz prądu zmiennego, co pozwoliło opracować rekomendacje w zakresie wyboru technologii i parametrów systemu magazynowania energii. Wstępne wyniki zweryfikowano w modelu matematycznym, w efekcie czego wyznaczono moc maksymalną i pojemność w zależności od przyjętego progu redukcji mocy prądu zmiennego zasilającego podstację trakcyjną. Model posłużył również do symulacji działania opracowywanych

algotymów sterowania, które zostały poddane weryfikacji wraz z odpowiednimi nastawami. Jako docelową lokalizację ostatecznie wybrano podstację trakcyjną Garbce, gmina Żmigród, położoną przy linii kolejowej nr 271 (Wrocław Główny–Poznań Główny).

Instalacja prototypowa systemu magazynowania energii

Uruchomiona instalacja jest pierwszym wielkoskalowym magazynem energii w spółce PKP Energetyka S.A. Jest to również jedna z pierwszych tego typu instalacji dużej mocy na świecie, która bezpośrednio współpracuje z siecią trakcyjną 3 kV DC, jako że magazyn jest bezpośrednio przyłączony do szyny prądu stałego w podstacji za pomocą dedykowanej celki liniowej (Rys. 1). Magazyn energii jest bezpośrednio ładowany prądem stałym, co dodatkowo pozwala zmniejszyć straty energii związane z konwersją DC/AC/DC, która nie zachodzi.

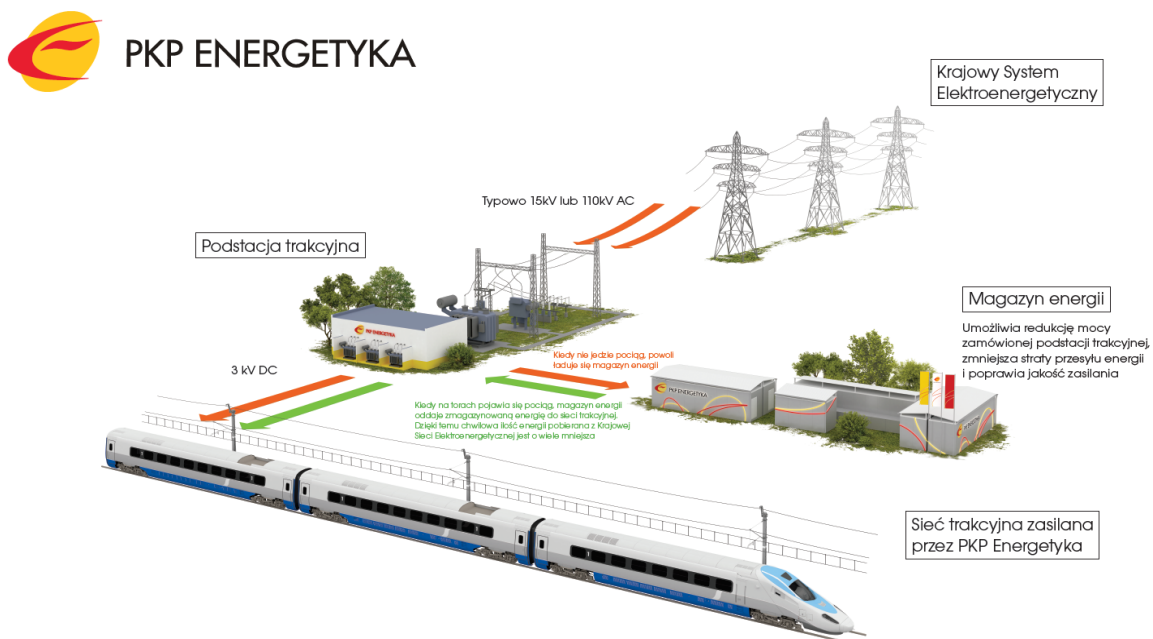
Instalacja magazynowania energii składa się z dwóch głównych systemów:

- systemu bateryjnego,
- systemu przekształcania energii.

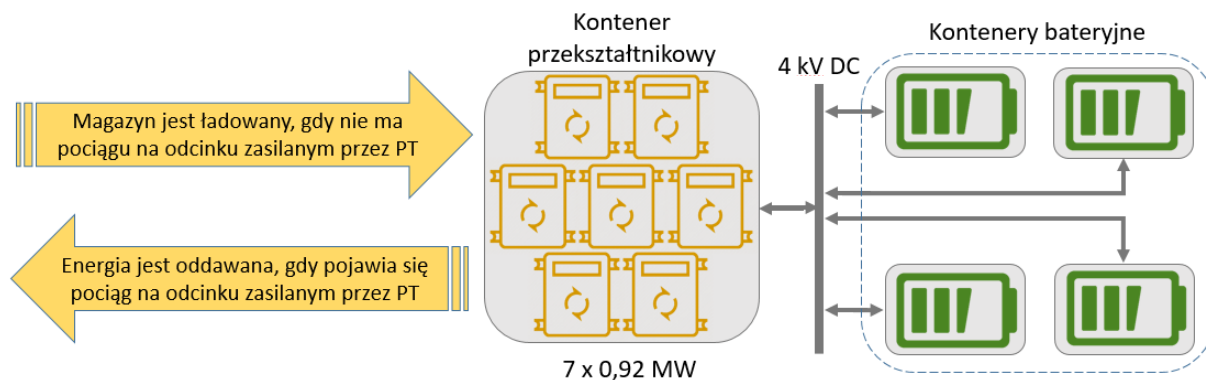
W skład systemu bateryjnego wchodzi 4240 ogniw litowo-jonowych wykonanych w technologii NMC (elektroda niklowo-manganowo-kobaltowa). Baterie są pogrupowane w moduły, a moduły z kolei w cztery łańcuchy bateryjne – każdy z nich jest zamontowany w osobnym kontenerze (Rys. 2). Łańcuchy są połączone równolegle do wspólnej szyny 4 kV DC. Każda bateria wyposażona jest we własny zestaw czujników, który pozwala na bieżąco monitorować jej podstawowe parametry: napięcie, prąd oraz temperaturę. System bateryjny jest wyposażony w punktowy system gaszenia gazem, który umożliwia gaszenie wyłącznie wadliwych modułów.



Rys. 2. Baterie litowo-jonowe zamontowane w jednym z kontenerów (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



Rys. 1. Schemat współpracy magazynu z podstacją (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



Rys. 3. Schemat połączenia kontenera przekształtnikowego z kontenerami bateryjnymi (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Z kolei głównym elementem systemu przekształcania energii jest dwukierunkowy przekształtnik energoelektroniczny DC/DC składający się z siedmiu równoległe pracujących modułów ($7 \times 0,92$ MW), którego zadaniem jest odpowiednie dostosowanie parametrów energii elektrycznej wpływającej do magazynu i z niego wypływającej (Rys. 3). W przypadku awarii jednego z modułów przekształtnikowych zapewniona jest ciągła praca systemu magazynowania z niezmiennymi parametrami, a w przypadku awarii kolejnych modułów ciągłość pracy jest zachowana, jednak z mniejszą mocą. Przekształtnik jest zainstalowany w osobnym kontenerze.

Oprócz czterech kontenerów bateryjnych i jednego kontenera przekształtnikowego, w skład instalacji magazynowania energii wchodzi dodatkowo kontener zawierający instalację chłodniczą (baterie są chłodzone powietrzem, natomiast przekształtnik ma specjalistyczny system chłodzenia wodnego) oraz dedykowana celka liniowa 3 kV DC zamontowana w istniejącej rozdzielni prądu stałego w podstacji trakcyjnej. Cały obiekt zajmuje powierzchnię około 180 m² (Rys. 4).

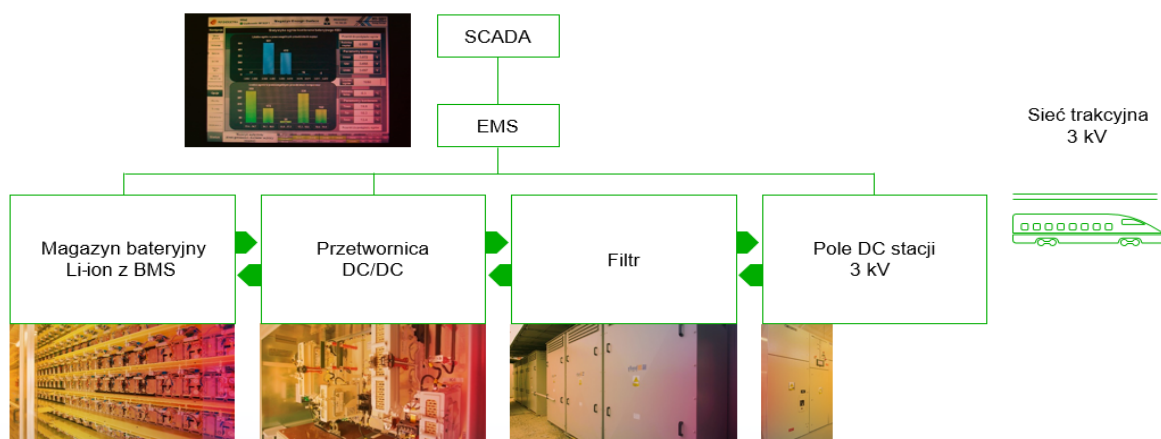
Prawidłowa praca baterii jest zagwarantowana przez działanie systemu BMS (*Battery Management System*). Jego rolą jest równomierne ładowanie oraz rozładowanie ogniw bateryjnych w taki sposób, aby były zachowane bezpieczne poziomy napięcia oraz prądu. Nadrzędnym systemem dla całej instalacji magazynowania energii jest system EMS (*Energy Management System*), który dba o to, aby magazyn pracował optymalnie i zgodnie z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej na moc, a także gromadzi dane i parametry pracy układu. Gromadzenie i dystrybucja danych odbywa

się za pomocą systemu SCADA (Rys. 5), dzięki czemu pracę instalacji mogą nadzorować dyspozytorzy w Rejonowej Dyspozyturze Energetyki, a także inni pracownicy biorący udział w pracach projektowych. Wyniki uzyskane w trakcie realizacji prac badawczych pozwolą na wypracowanie odpowiednich standardów wdrożenia kolejnych magazynów energii w innych podstacjach należących do PKP Energetyka S.A.



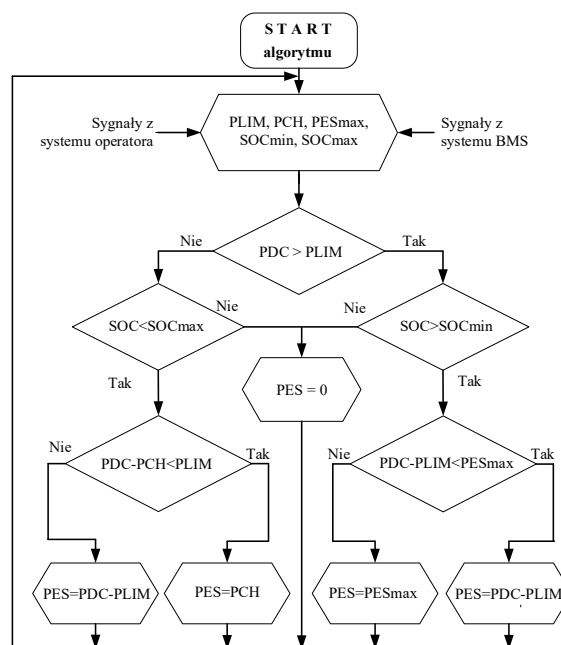
Rys. 4. Widok z góry na magazyn energii (po prawej) położony obok podstacji trakcyjnej Garbce (po lewej) (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Prototypowa instalacja ma moc 5,5 MW i pojemność użyteczną na poziomie około 1,8 MWh (pojemność gwarantowana po upływie 10 lat eksploatacji wynosi 1,2 MWh), a żywotność układu wynosi co najmniej 15 lat. Głównym celem skonstruowanego prototypu jest redukcja szczytowego obciążenia podstacji trakcyjnej wynikającego z ruchu kolejowego na pobliskiej linii. W konsekwencji pozwala to obniżyć moc zamówioną obiektu, co przekłada się na wymierne korzyści ekonomiczne (zmniejszenie kosztów stałych eksploatacji).



Rys. 5. Schematyczna struktura magazynu energii trakcyjnej w Garbcach (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Powyższy efekt jest możliwy do uzyskania ze względu na tryby pracy ładowania i rozładowania magazynu. Są one kształtowane przez zaimplementowany algorytm sterowania (Rys. 6) oraz nastawy, które mogą być ręcznie zmieniane przez obsługę. Podstawową nastawą jest próg redukcji mocy podstacji trakcyjnej PLIM – maksymalna moc, z jaką może być zasilana podstacja z krajowego systemu dystrybucyjnego. Jeżeli zapotrzebowanie na moc trakcyjną PDC jest mniejsze lub równe wartości PLIM, to podstacja w całości pokrywa to zapotrzebowanie, a magazyn nie rozładowuje się. Z kolei gdy zapotrzebowanie na moc trakcyjną PDC przewyższa wartość PLIM, to wtedy magazyn rozładowuje się z mocą PES będącą różnicą wartości PDC i PLIM, podczas gdy moc o wartości PLIM jest dostarczana bezpośrednio z krajowego systemu dystrybucyjnego przez podstację. Z technicznego punktu widzenia istnieje możliwość ustawienia wartości PLIM w zakresie 1,0–3,0 MW (z rozdzielczością 0,1 MW), ale dotychczas przeprowadzone prace badawcze wykazały, że możliwe jest obniżenie nastawy poniżej 1,0 MW bez zaburzenia funkcjonalności instalacji. Druga zaimplementowana nastawa określa maksymalną moc PCH, z jaką może być ładowany magazyn. Można ustalić jej wartość w zakresie 0,2–0,5 MW (z rozdzielczością 0,01 MW). Jest to jednak nastawa podrzędna w stosunku do nastawy PLIM. Algorytm uwzględnia też progi zabezpieczające baterie przed nadmierną eksploatacją, tj. minimalny oraz maksymalny poziom naładowania magazynu SoC.



Rys. 6. Algorytm sterowania systemem magazynowania energii (Jarnut et al. 2019)

Algorytm zapewnia, że w okresie, gdy nie ma ruchu pociągów na linii kolejowej, magazyn jest ładowany niską mocą z krajowej sieci dystrybucyjnej. Długotrwałe ładowanie mocą poniżej progu PLIM nie ma znaczącego wpływu na średnią moc 15-minutową, która jest wykorzystywana do rozliczeń z operatorem systemu dystrybucyjnego dostarczającego energię do podstacji. Kiedy na odcinku zasilanym przez konkretną podstację pojawi się pojazd i zostanie wykryte zapotrzebowanie na moc trakcyjną PDC, magazyn

oddaje energię w bardzo krótkim czasie (rzędu kilku sekund) i zapewnia odpowiedni poziom mocy. Dzięki temu podczas ruchu pociągu pobierana jest o wiele mniejsza moc z krajowej sieci dystrybucyjnej, co pozwala na znaczące obniżenie zamówionej mocy szczytowej. Zasobnik ponadto umożliwia osiągnięcie tego celu bez ograniczania wielkości i parametrów dystrybuowanej energii. Jest to rozwiązanie uwzględniające specyfikę zasilania kolei, umożliwiające powolne ładowanie magazynu i szybkie oddanie zgromadzonej energii, kiedy przejeżdża pociąg.

Zastosowanie określonego trybu pracy przynosi również inne korzyści. Po pierwsze, w wyniku zniwelowania przesyłania dużych wartości mocy w krótkim czasie przez podstację trakcyjną następuje poprawa stabilności napięcia po stronie prądu stałego podstacji trakcyjnej. To z kolei pozwala na zwiększenie natężenia ruchu pojazdów trakcyjnych i w konsekwencji na wzrost wolumenu dystrybuowanej energii bez konieczności zwiększania mocy przyłączeniowych. W rezultacie spodziewane jest również zmniejszenie oddziaływania poszczególnych podstacji trakcyjnych na zasilające je sieci dystrybucyjne przez redukcję wahań mocy oraz mocy szczytowych. Ten efekt może być także wykorzystany do świadczenia komercyjnych usług systemowych polegających na czasowym intencjonalnym ograniczeniu mocy na żądanie. Po drugie, przesyłanie prądu o wielokrotnie mniejszym natężeniu wpływa na redukcję strat energii w liniach zasilających, co zostało szczegółowo opisane w kolejnym rozdziale.

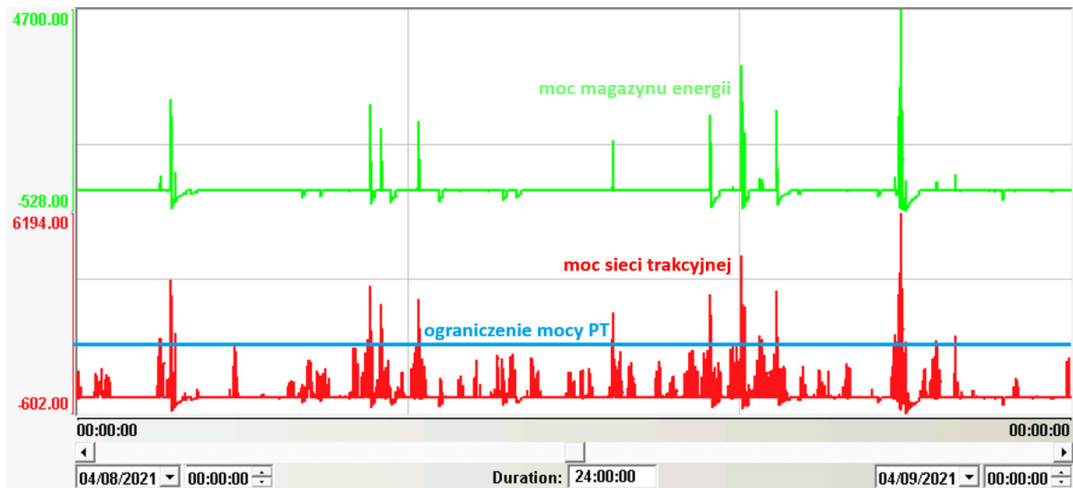
Zmniejszenie maksymalnej mocy podstacji

Wykorzystanie instalacji magazynowania energii pozwoliło zmniejszyć zarówno maksymalną moc podstacji trakcyjnej, jak i moc średnią 15-minutową, czyli moc zamówioną. Ze względu na trwające prace badawcze i nowatorski charakter projektu nie dokonano jeszcze formalnego zmniejszenia mocy zamówionej dla obiektu w Garbcach, która na chwilę obecną wynosi 3,6 MW (2,1 MW dla przyłącza podstawowego

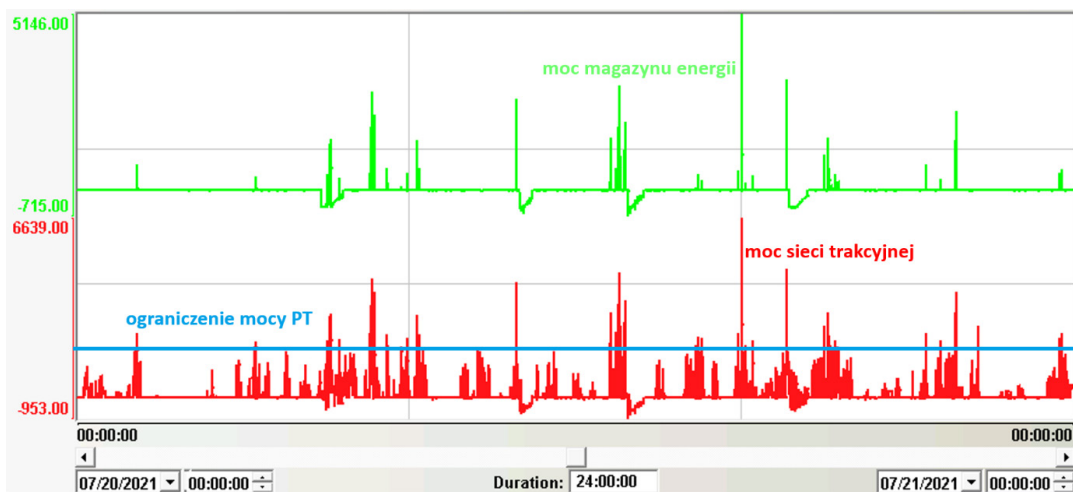
oraz 1,5 MW dla przyłącza rezerwowego). Zastosowanie magazynu energii pozwoliło zmniejszyć tę wartość najpierw do poziomu 1,5 MW, a następnie do poziomu 1,0 MW. Dalsze badania pozwolą określić, czy możliwe jest dodatkowe obniżenie mocy zamówionej poniżej 1,0 MW. Obecnie w projekcie badany jest wpływ zależności pomiędzy nastawami PCH i PLIM, a głównym celem jest określenie optymalnego zestawu tych parametrów.

Efekty zastosowanych limitów mocy zamówionej obrazują poniższe wybrane trendy pracy magazynu energii pochodzące z kilku przykładowych okresów – na górze wykresu kolorem zielonym pokazano moc elektryczną magazynu (moc dodatnia oznacza rozładowanie, a moc ujemna ładowanie), a na dole wykresu kolorem czerwonym moc elektryczną od strony sieci trakcyjnej (Rys. 7–10). Ponadto na wykresy naniesiono linię obrazującą ograniczenie mocy podstacji trakcyjnej PLIM dla dwóch badanych wartości: 1,5 MW oraz 1,0 MW. Na podstawie przedstawionych wykresów można stwierdzić, że instalacja w zdecydowanej większości z powodzeniem pokrywa krótkotrwałe zapotrzebowania na moc o wartościach przekraczających ustawione limity.

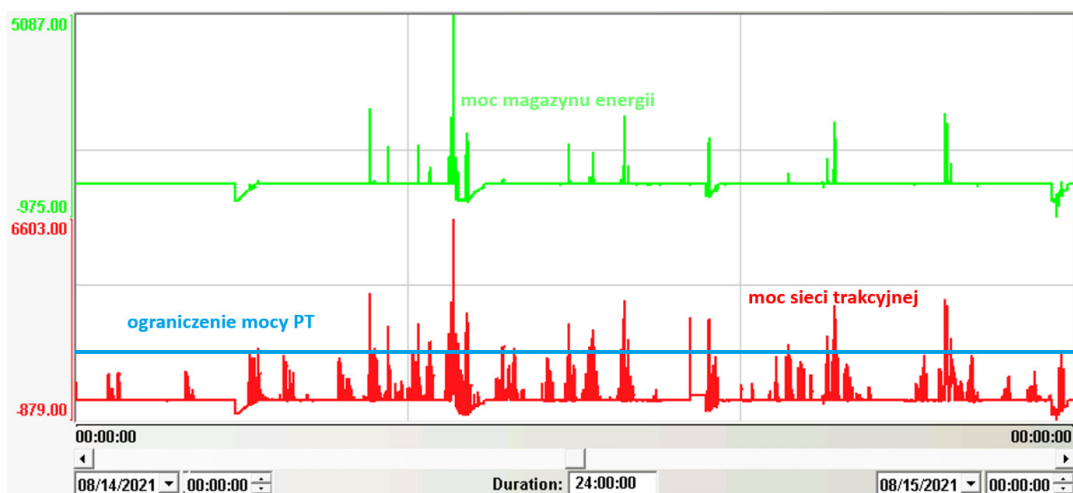
Badania eksploatacji magazynu energii pokazały również, że w ciągu dotychczasowej pracy instalacji przy nastawie PLIM rzędu 1,0 MW kilkakrotnie zdarzyły się sytuacje, gdy zapotrzebowanie sieci trakcyjnej na moc przekraczało możliwości techniczne instalacji i magazyn pracował z maksymalną mocą, tj. 5,5 MW (Rys. 11). Na chwilę obecną można stwierdzić, że wspomniane sytuacje występują sporadycznie oraz są krótkotrwałe, więc nie mają istotnego wpływu na moc średnią 15-minutową będącą obecnie podstawą do rozliczeń kosztów energii. Wskazane przekroczenia mogą mieć jednak znaczenie w przypadku zmiany okresu uśredniania pomiarów rozliczeniowych. Obecny sposób rozliczania poboru energii jest korzystny dla odbiorców cechujących się znaczną fluktuacją zapotrzebowania na moc. Zmiana rozdzielczości pomiarów rozliczeniowych, np. do 1 minuty lub do 5 minut, spowodowałaby konieczność zamówienia o wiele wyższej mocy umownej, niż ma to miejsce obecnie. Jest to jednak bardzo mało prawdopodobne.



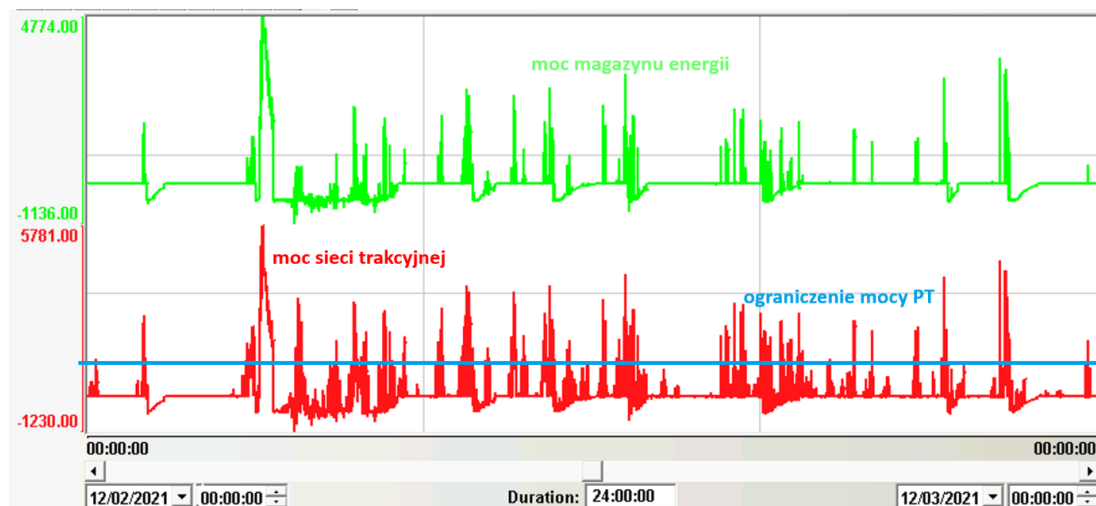
Rys. 7. Porównanie mocy magazynu energii (kolor zielony) z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej na moc (kolor czerwony). Maksymalna moc magazynu 4,7 MW, nastawa PLIM 1,5 MW (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



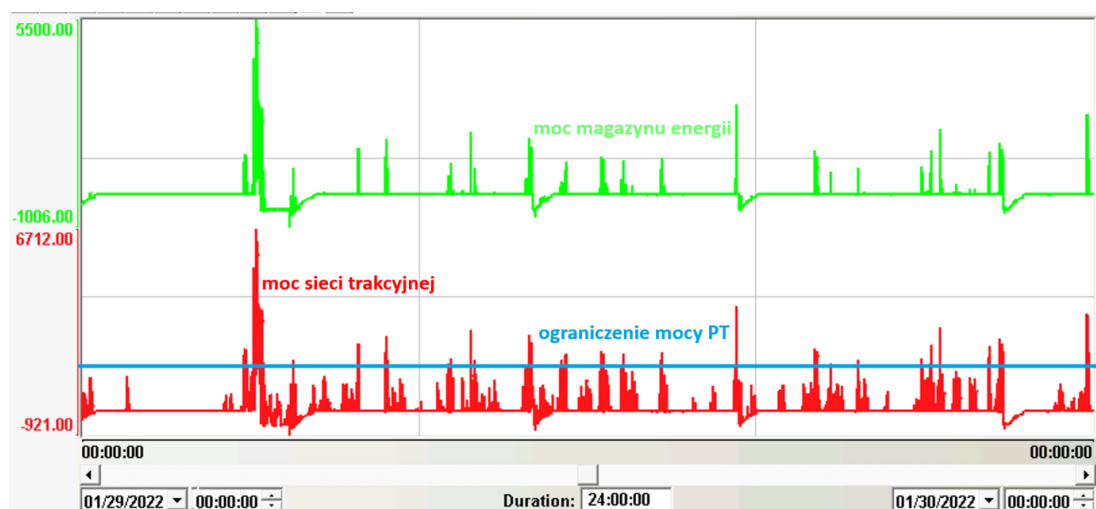
Rys. 8. Porównanie mocy magazynu energii (kolor zielony) z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej na moc (kolor czerwony). Maksymalna moc magazynu 5,1 MW, nastawa PLIM 1,5 MW (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



Rys. 9. Porównanie mocy magazynu energii (kolor zielony) z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej na moc (kolor czerwony). Maksymalna moc magazynu 5,1 MW, nastawa PLIM 1,5 MW. Maksymalna moc magazynu jest identyczna jak w przypadku pokazanym na Rys. 8, pomimo innego przebiegu pracy (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



Rys. 10. Porównanie mocy magazynu energii (kolor zielony) z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej na moc (kolor czerwony). Maksymalna moc magazynu 4,8 MW, nastawa PLIM 1,0 MW (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



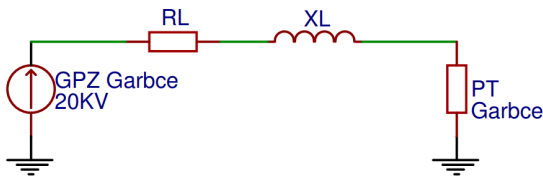
Rys. 11. Porównanie mocy magazynu energii (kolor zielony) z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej na moc (kolor czerwony). Praca magazynu z mocą maksymalną 5,5 MW i przekroczenie wartości PLIM = 1,0 MW (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Zmniejszenie strat w liniach zasilających podstawę trakcyjną

Jak wcześniej wspomniano, wykorzystanie magazynu energii i jego trybów pracy powinno również pozwolić na obniżenie strat energii w liniach zasilających podstawę trakcyjną. Wysokość strat określono na podstawie pomiarów z liczników energii zamontowanych na liniach podstawowej i rezerwowej doprowadzających energię do obiektu oraz na podstawie parametrów zastępczych linii zasilających, które zostały wyznaczone w trakcie projektu.

Parametry zastępcze linii zasilającej (Rys. 12):

- rezystancja linii zasilającej podstawowej $R_{L1} = 1,244 \Omega$,
- reaktancja linii zasilającej podstawowej $X_{L1} = 2,379 \Omega$,
- rezystancja linii zasilającej rezerwowej $R_{L2} = 1,244 \Omega$,
- reaktancja linii zasilającej rezerwowej $X_{L2} = 2,379 \Omega$,
- napięcie międzyfazowe linii zasilającej $U = 20 \text{ kV}$.



Rys. 12. Schemat zastępczy linii zasilającej PT Garbce (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Straty mocy w linii dla każdego i -tego 15-minutowego przedziału czasu, liczone są z zależności:

$$\Delta P_{\text{line}}[i] = R_{L1} \cdot \frac{\left(\frac{60}{\tau} \cdot E_{P1}[i]\right)^2}{U^2} + X_{L1} \cdot \frac{\left(\frac{60}{\tau} \cdot E_{Q1}[i]\right)^2}{U^2} + R_{L2} \cdot \frac{\left(\frac{60}{\tau} \cdot E_{P2}[i]\right)^2}{U^2} + X_{L2} \cdot \frac{\left(\frac{60}{\tau} \cdot E_{Q2}[i]\right)^2}{U^2},$$

gdzie:

- τ – 15-minutowy okres czasu całkowania (uśredniania),
- E_{P1} – energia czynna 15-minutowa pierwszego zestawu prostownikowego (linia podstawowa) [kWh],
- E_{P2} – energia czynna 15-minutowa drugiego zestawu prostownikowego (linia rezerwowa) [kWh],
- E_{Q1} – energia bierna indukcyjna 15-minutowa pierwszego zestawu prostownikowego (linia podstawowa) [kVarh],
- E_{Q2} – energia bierna indukcyjna 15-minutowa drugiego zestawu prostownikowego (linia rezerwowa) [kVarh].

Sumaryczne straty energii w linii zasilającej, za n 15-minutowych odcinków czasu, zostały wyznaczone ze wzoru:

$$\Delta E_{\text{line}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{line}}[i] \cdot \tau}{60}.$$

Porównano straty energii dla dwóch analogicznych okresów: marzec–grudzień 2020 r. (gdy magazyn energii nie został jeszcze wybudowany) oraz marzec–grudzień 2021 r. (gdy magazyn energii był już eksploatowany).

Wyniki przedstawiono w tabeli (Tab. 1) oraz w formie wykresów (Rys. 13).

Tab. 1. Straty energii w linii zasilającej dla PT Garbce za miesiące marzec–grudzień

Rok	2020	2021
Maksymalne dobowe straty energii [kWh]	70,66	28,38
Średnie dobowe straty energii [kWh]	16,51	6,56
Sumaryczne straty energii [kWh]	5051,30	2007,50

Z przeprowadzonych powyżej analiz wynika, że straty energii w liniach zasilających zmalały z 5051,30 kWh do 2007,5 kWh, co oznacza zmniejszenie strat o około 60%. Ponadto można porównać wpływ PLIM na straty energii podczas eksploatacji magazynu energii. Wyniki przedstawiono w Tab. 2.

Tab. 2. Straty energii w linii zasilającej dla PT Garbce dla PLIM = 1,5 MW oraz PLIM = 1,0 MW

Wartość nastawy PLIM [MW]	1,0	1,5
Maksymalne dobowe straty energii [kWh]	26,624	28,382
Średnie dobowe straty energii [kWh]	5,519	6,852

Pobieżna analiza może wskazywać, że osiągnięto oczekiwany cel projektu. Wraz ze zmniejszeniem wartości PLIM rośnie udział magazynu energii w zasilaniu pojazdów trakcyjnych, co w konsekwencji prowadzi do zmniejszenia obciążenia linii zasilających. Jednakże ze względu na krótki czas eksploatacji może to być zbyt pochopny wniosek i wymagane są dalsze prace badawcze.

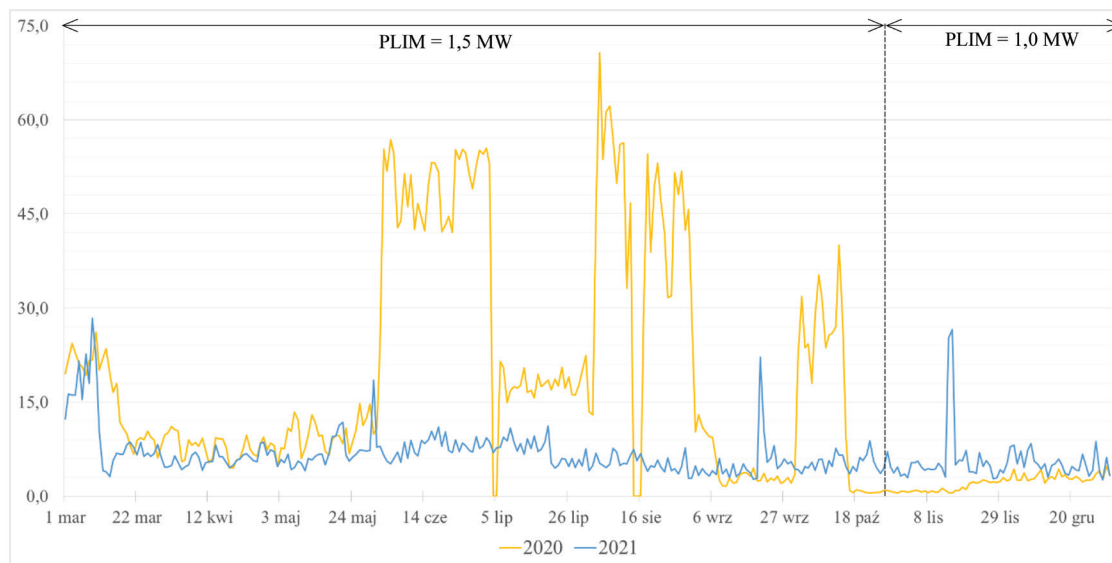
Zużycie energii w przypadku podstacji trakcyjnej bezpośrednio zależy od liczby przejazdów pociągów przy danej podstacji. Do wyznaczenia wpływu natężenia ruchu kolejowego na straty energii w liniach zasilających wprowadzono odpowiedni współczynnik:

$$\varepsilon_i = \frac{\Delta E_{\text{line}_i}}{L_i},$$

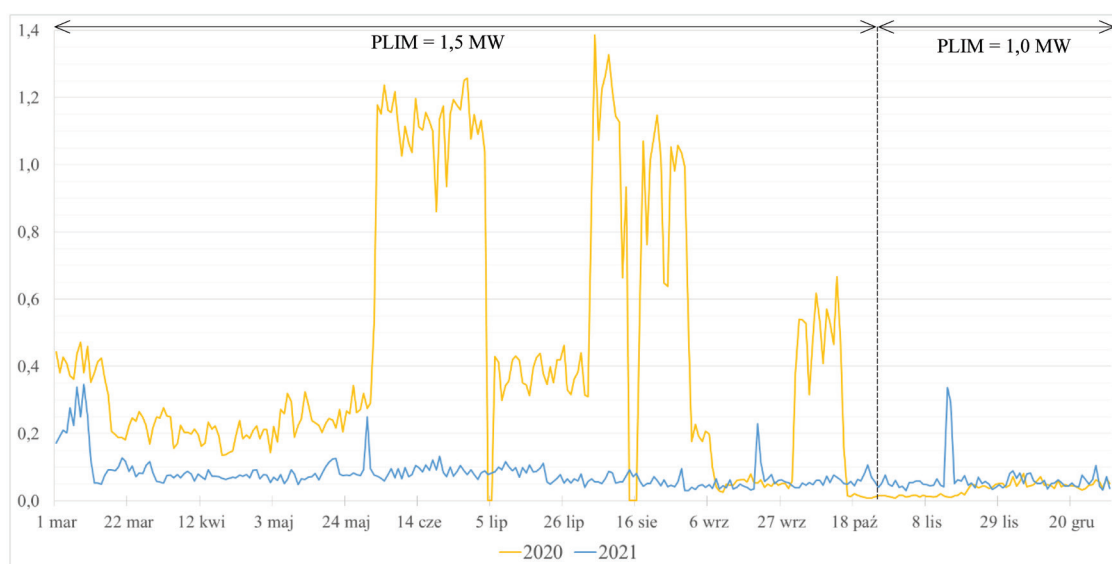
gdzie:

ΔE_{line_i} – straty energii w liniach zasilających PT Garbce w analizowanym okresie,

L_i – liczba pociągów zasilanych przez PT Garbce w analizowanym okresie.



Rys. 13. Porównanie dobowych strat energii elektrycznej [kWh] w liniach zasilających PT Garbce w okresie od marca do grudnia w latach 2020 i 2021 (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

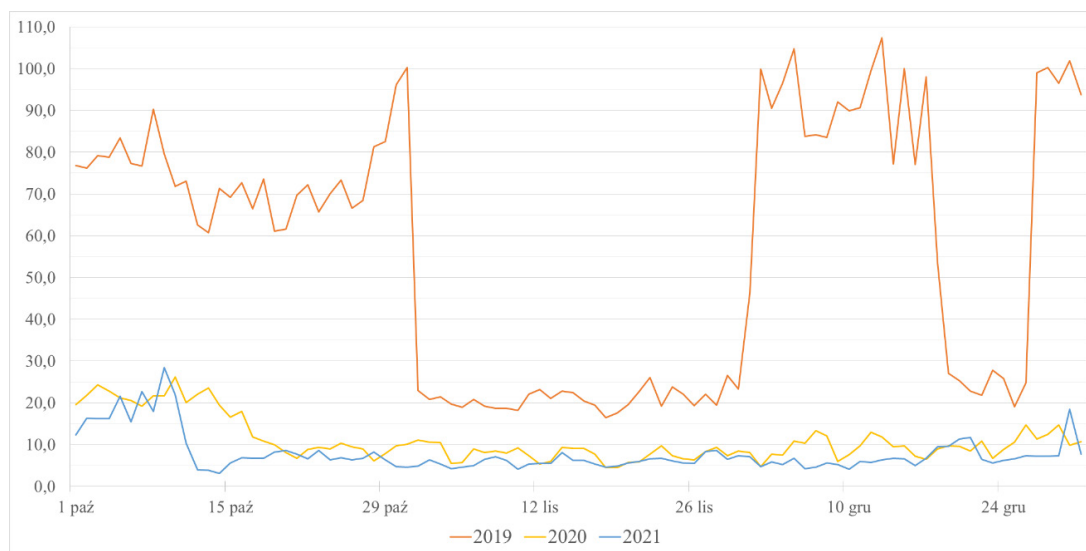


Rys. 14. Porównanie jednostkowych strat energii [kWh] w liniach zasilających PT Garbce w zależności od liczby zasilanych pociągów w okresie od marca do grudnia w latach 2020 i 2021 (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

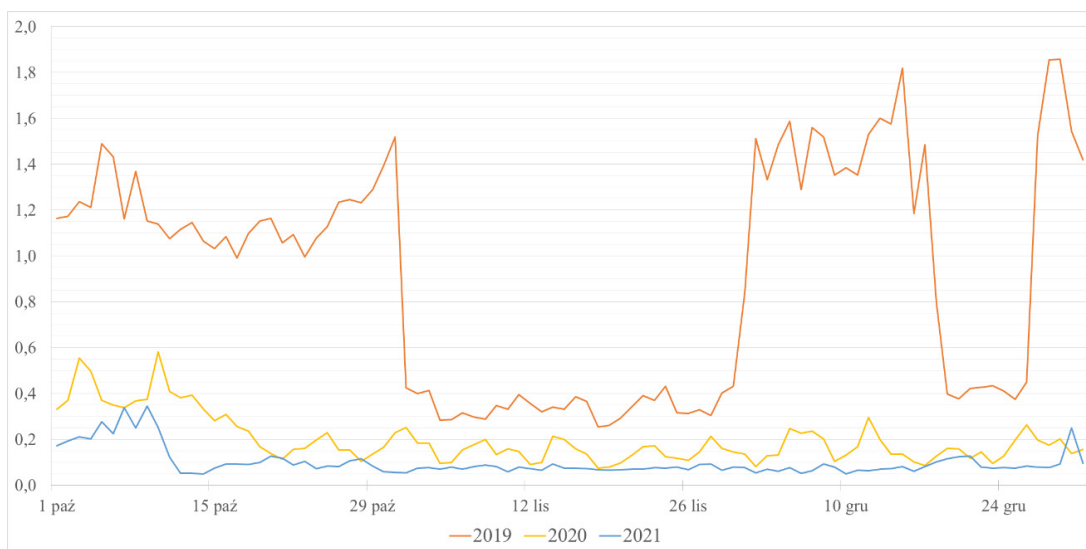
Średni jednostkowy wskaźnik strat w analizowanych okresach wynosi odpowiednio 0,355 dla 2020 r. oraz 0,077 dla 2021 r. (Rys. 14). To oznacza, że jednostkowe straty energii odniesione do liczby przejazdów pociągów zmniejszyły się o około 78%. Ponadto można porównać wpływ PLIM na jednostkowe straty energii podczas eksploatacji magazynu energii. Gdy wartość tej nastawy wyniosła 1,5 MW, to średni dzienny jednostkowy wskaźnik strat wynosił 0,081, natomiast w okresie, gdy wartość nastawy obniżono

do 1,0 MW, wartość jednostkowego wskaźnika strat spadła do poziomu 0,063. Może to stanowić kolejne potwierdzenie wpływu PLIM na osiągnięte efekty.

Aby wykluczyć wpływ zdarzeń losowych na analizowane zjawiska, przeprowadzono analogiczne porównanie dla okresu październik–grudzień dla lat 2019, 2020 i 2021. Na poniższych wykresach porównano dobowe straty energii w liniach zasilających oraz jednostkowe straty energii w liniach zasilających (Rys. 15, Rys. 16, Tab. 3).



Rys. 15. Porównanie dobowych strat energii elektrycznej [kWh] w liniach zasilających PT Garbce w okresie od października do grudnia w latach 2019, 2020 i 2021 (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)



Rys. 16. Porównanie jednostkowych strat energii [kWh] w liniach zasilających PT Garbce w zależności od liczby zasilanych pociągów w okresie od października do grudnia w latach 2019, 2020 i 2021 (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Tab. 3. Straty energii w linii zasilającej dla PT Garbce za miesiące październik-grudzień

Rok	2019	2020	2021
Maksymalne dobowe straty energii [kWh]	107,29	26,20	28,38
Średnie dobowe straty energii [kWh]	56,50	11,01	7,88
Sumaryczne straty energii [kWh]	5198,27	1012,47	725,04

Z przeprowadzonych powyżej analiz wynika, że straty energii w liniach zasilających zmalały

w analizowanym okresie z 5198,27 kWh w 2019 r. do 1012,47 kWh w 2020 r., a następnie do 725,04 kWh w 2021 r. Pomiędzy rokiem 2019 a 2020 straty energii zmniejszyły się o ponad 80%, i to bez zastosowania magazynu energii. Dalej, pomiędzy rokiem 2020 a 2021, nastąpiło kolejne zmniejszenie sumarycznych strat energii w liniach zasilających, aż osiągnęły one wartość 14% strat z roku 2019. W przypadku strat jednostkowych średni wskaźnik spadł z poziomu 0,910 w 2019 r. do 0,198 w 2020 r. i 0,090 w 2021 r. Zauważalny jest podobny spadek tego parametru jak

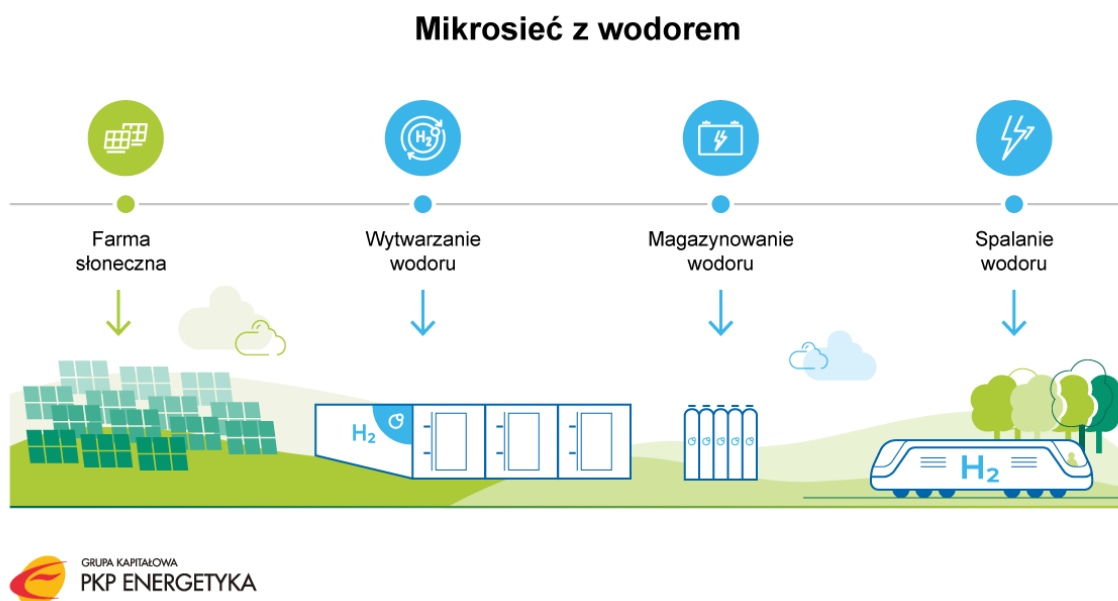
w przypadku strat energii w liniach zasilających (o 78% pomiędzy 2019 a 2020 r.), natomiast w 2021 r. uzyskano poziom 10% jednostkowych strat energii z roku 2019. Powyższa analiza wskazuje, że do gruntownego przeanalizowania wpływu pracy instalacji magazynowania energii na parametry podstacji trakcyjnej i sieci trakcyjnej wymagane jest prowadzenie dalszych prac badawczych w trakcie eksploatacji urządzenia i uwzględnienie dodatkowych czynników.

Dalsze możliwości rozwoju

Magazyn energii trakcyjnej nadal jest obiektem prac badawczych. W 2022 r. w bezpośrednim sąsiedztwie instalacji powstanie farma fotowoltaiczna o mocy około 150 kWp, co pozwoli rozszerzyć zakres projektu. W ten sposób magazyn energii będzie mógł dodatkowo współpracować ze źródłami odnawialnymi i stabilizować ich produkcję energii, co jest typowym przeznaczeniem większości tego typu obiektów budowanych w Polsce i na świecie. Nietypowy jest jednak układ połączeń – zgodnie z planami spółki elektrownia słoneczna będzie jednocześnie przyłączona do rozdzielni potrzeb własnych stacji oraz do

prostownika 3 × 0,4 kV AC/3 kV DC, który zapewni przepływ generowanej mocy do baterijnego zasobnika trakcyjnego i/lub bezpośrednio do sieci trakcyjnej.

Spółka interesuje się również innymi niż zasobniki bateryjne technologiami magazynowania energii, w szczególności możliwością magazynowania energii elektrycznej pod postacią wodoru. Szacuje się, że roczne zapotrzebowanie na wodór w Polsce w 2040 r. przekroczy 100 TWh, a jako jedną z głównych metod jego produkcji wskazuje się wykorzystanie nadwyżek energii z OZE (Brodacki et al. 2021). Rola wodoru gwałtownie rośnie w całej Europie, co wynika m.in. z polityki klimatycznej Unii Europejskiej określonej w założeniach Europejskiego Zielonego Ładu (*European Green Deal*) czy unijnej strategii wodorowej. W ramach omawianego projektu planowana jest realizacja wodorowego systemu magazynowania energii składającego się z elektrolizerów, systemu magazynowania oraz ogniw paliwowych (Rys. 17). Zgodnie z ogólnymi założeniami, celem instalacji będzie zmagazynowanie całości energii wyprodukowanej przez elektrownię słoneczną i niewykorzystaną na potrzeby trakcyjne. Za pomocą ogniw paliwowych możliwe będzie dalsze wyprodukowanie energii w celu pokrycia potrzeb własnych podstacji trakcyjnej.



Rys. 17. Schemat planowanego wodorowego systemu magazynowania energii (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

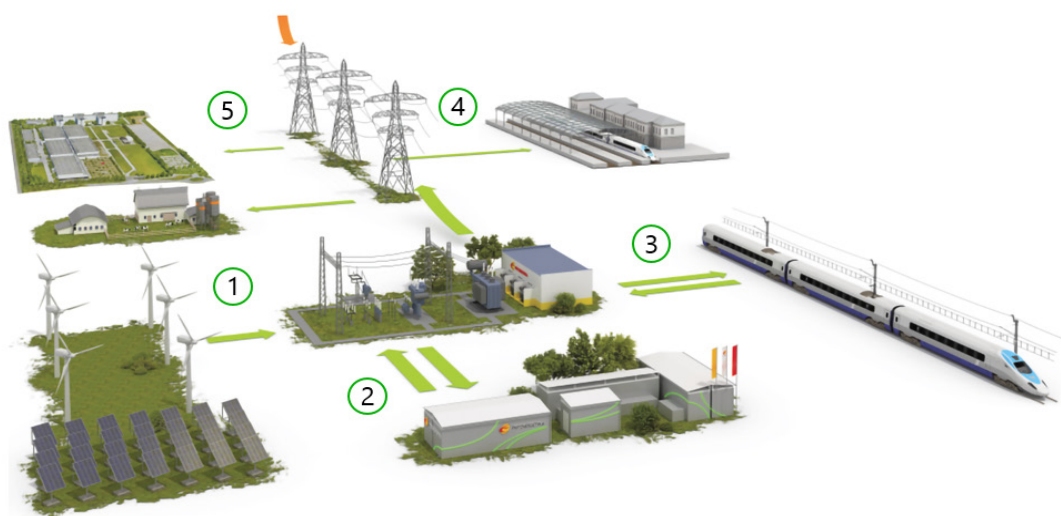
Zastosowanie wodoru nie ogranicza się tylko i wyłącznie do generacji energii elektrycznej. Równie istotny jest wysoki potencjał tego paliwa do wykorzystania w transporcie (zasilanie pojazdów). Samochody zasilane wodorem są znane i dostępne w sprzedaży, wystarczy wspomnieć chociażby takie modele jak Hyundai Nexo czy Toyota Mirai. Udział tego typu pojazdów w Polsce jest na chwilę obecną znikomy. W styczniu 2022 r. w kraju były zarejestrowane zaledwie 102 wodorowe samochody osobowe, przy czym tylko w tym miesiącu dokonano rejestracji 23 pojazdów (Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych i Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego 2022). Kluczową barierą, poza kosztami samego pojazdu, jest brak infrastruktury przeznaczonej do tankowania pojazdów – podobny problem trafił swego czasu sektor samochodów elektrycznych (Brodacki et al. 2021). Wodór jest wykorzystywany na świecie również do zasilania pojazdów trakcyjnych. Pierwszym pociągiem pasażerskim zasilanym wodorem jest Coradia iLint produkcji firmy ALSTOM. W sierpniu 2018 r. skład był wykorzystywany na liczącej blisko 100 km długości linii pomiędzy Coxhaven a Buxtehude w Dolnej Saksonii w Niemczech. Od tego momentu Coradia iLint była testowana m.in. w Holandii, Austrii i Francji (ALSTOM 2022).

W większości pojazdy zasilane wodorem są *de facto* pojazdami elektrycznymi, dodatkowo

wyposażonymi w ogniwa paliwowe, baterie elektryczne i zbiorniki wodoru. Poza tym możliwe jest również dostosowanie silników tłokowych do spalania tego paliwa – w przypadku samochodów osobowych takie próby podjął m.in. koncern BMW, który w 2005 r. oddał do sprzedaży model BMW Hydrogen 7. Wodór może być również z powodzeniem zastosowany w silnikach tłokowych większej mocy przeznaczonych do samochodów ciężarowych czy lokomotyw zasilanych olejem napędowym.

Pomyślnie wprowadzenie do eksploatacji wodowego systemu magazynowania energii przy podstacji trakcyjnej Garbce pozwoli spółce zdobyć cenne doświadczenie w obszarze nowych technologii. Produkcja własnego wodoru, nawet na małą skalę, będzie stanowiła istotny impuls do dalszych inwestycji w nowoczesne rozwiązania wykorzystujące to paliwo. Wśród najbardziej perspektywicznych można wymienić chociażby hybrydowy pociąg sieciowy służący do wykonywania napraw sieci trakcyjnej, który mógłby być zasilany wodorem zamiast olejem napędowym.

Wodorowy system magazynowania energii, farma fotowoltaiczna oraz podstacja trakcyjna i magazyn energii będą stanowić załączek lokalnego systemu bilansowania (LOB), do którego będą mogli przyłączać się inni lokalni odbiorcy energii czy prosumenci/producenci (Rys. 18).



Rys. 18. Przykładowy model lokalnego obszaru bilansowania (LOB): 1 – lokalne OZE generujące energię, 2 – nadmiar energii gromadzony jest w zasobniku, 3 – zasobnik umożliwia również gromadzenie energii z rekuperacji, 4, 5 – do LOB mogą też przyłączać się lokalni odbiorcy energii (źródło: materiały PKP Energetyka S.A.)

Kolejną możliwością wykorzystania magazynu energii jest pobieranie energii trakcyjnej z rekuperacji. Obecnie energia generowana w trakcie hamowania pociągu jest w znacznej mierze tracona. Zasobnik energii będzie mógł zgromadzić powstałą energię i przechować ją do późniejszego wykorzystania.

Spółka planuje w kolejnych latach wybudować blisko 300 trakcyjnych zasobników energii. To działanie jest konieczne do dalszego rozwoju polskiej kolei i wzmacniania zasilającego ją systemu elektroenergetycznego, ponieważ potrzeby transportu kolejowego w Polsce systematycznie rosną. Budowa kolejnych magazynów energii ma również ogromne znaczenie dla realizacji programu Zielona Kolej. To sektorowa inicjatywa podmiotów z branży kolejowej należących do Centrum Efektywności Energetycznej Kolei (CEEK), zakładająca osiągnięcie w 2030 r. zasilania kolei energią trakcyjną pochodzącą w 85% z OZE. Aby plany te się powiodły, niezbędne będzie m.in. zapewnienie równowagi w systemie wykorzystującym rozproszone i nierównomiernie pracujące odnawialne źródła energii. Nowoczesne zasobniki sprawią, że dostawy energii będą stabilne także wtedy, gdy nie będzie świeciło słońce lub wiatr nie będzie wiał.

Projekt „System dynamicznej redukcji obciążenia podstacji trakcyjnej, działający z wykorzystaniem zasobnika dużej mocy” jest współfinansowany przez Unię Europejską ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020 i realizowany w ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju: nr 8 Programu sektorowego „PBSE”. Wartość przedsięwzięcia to 19 978 431,20 zł, a dofinansowanie z NCBR wyniosło 8 819 597,28 zł.

Bibliografia:

- Alstom, informacje prasowe spółki, <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/coradia-ilitntm-worlds-1st-hydrogen-powered-train> [dostęp: 1.03.2022].
- Brodacki D., Gajowiecki J., Hajduk R. et al. (2021), *Zielony wodór z OZE w Polsce. Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce*, opracowanie Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych i Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, Wrocław, <https://dise.org.pl/Raport-Zielony-Wodor-z-OZE.pdf> [dostęp: 1.03.2022].
- Jarnut M., Kaniewski J., Benysek G., Obyrcki P., Artyszak D., Dzienis W., Anielak P. (2019), *Sposób sterowania stacjonarnym systemem magazynowania energii do zastosowań w podstacjach trakcyjnych, zgłoszenie patentowe nr P.431402*, Polska.
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych i Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego (2022), *Licznik elektromobilności – styczeń 2022*, opracowanie.
- Tomaszewski R. (2019), *Sieć do zmiany. Jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej*, Polityka Insight, Warszawa.
- Wawrzyniak A. (2013), *Elektryczne pociągi zespołowe ETR610 serii ED250 dla PKP Intercity S.A.*, „TTS Technika Transportu Szynowego” 9: 20–24.

Traction energy storage system of PKP Energetyka S.A. Project results and further possibilities for development

Abstract: This article describes a modern high-power traction energy storage system implemented by PKP Energetyka S.A. as a result of a research and development project co-financed from EU sources. The text presents the operation of the pilot installation, describes its individual components and shows the influence of the energy storage on the operation of the accompanying traction substation. The article ends with a chapter on further possibilities for the development of this technology in Poland.

Keywords: traction energy storage system, ordered capacity reduction, reduction of power losses

Damian Artyszak

Starszy Specjalista
Biuro Badań i Rozwoju
PKP Energetyka S.A.
d.artyszak@pkpenergetyka.pl



Spółdzielnia energetyczna w klastrze energii – studium przypadku

Abstrakt: W systemie elektroenergetycznym energia wprowadzona do sieci musi być jednocześnie z niego odebrana, czyli system musi być zbilansowany. Ponieważ system ten został zbudowany hierarchicznie i energia produkowana w elektrowniach systemowych jest przesyłana do odbiorców poprzez system przesyłowy i dystrybucyjny, operator systemu elektroenergetycznego prowadzi bilansowanie centralne. System ulega przekształceniom. Wraz z rozwojem energetyki odnawialnej, przyłączanej do sieci dystrybucyjnej, zmieniają się kierunki przepływu energii i coraz częściej płynie ona z sieci dystrybucyjnych w kierunku sieci przesyłowych. Jednym z rozwiązań tych problemów mogą być obszary bilansowania zarządzane przez lokalne społeczności energetyczne, takie jak klastry czy spółdzielnie energetyczne. Stwarzałyby to nowe możliwości w zakresie efektywnego wykorzystania energii blisko miejsca jej wytworzenia. Lokalny obszar bilansowania może zachowywać się jak aktywny odbiorca i pobierać energię, gdy dostaje odpowiedni sygnał cenowy. Może również zmniejszać pobór energii lub wręcz dostarczać ją do systemu elektroenergetycznego – wówczas zachowuje się jak wirtualna elektrownia. Właściwy dobór członków spółdzielni, zapewniający wysoki poziom bieżącego zbilansowania wytwarzania i poboru energii, może przynieść jej uczestnikom wymierne korzyści. W badanym przypadku cena rozliczeń wewnętrznych w przedziale między 340 a 620 zł satysfakcjonuje wszystkich członków. Jeśli zbilansowanie będzie pełne, to rolą sieci dystrybucyjnej będzie jedynie zapewnianie ciągłości dostaw energii i zabezpieczanie wewnętrznej gospodarki energetycznej.

Słowa kluczowe: bilansowanie lokalne, spółdzielnia energetyczna

Lokalne obszary bilansowania zarządzane przez społeczności energetyczne

Funkcjonujący obecnie system elektroenergetyczny został zaplanowany i zbudowany przy założeniu, że energia jest przesyłana jednokierunkowo – od dużych elektrowni systemowych, przez system przesyłowy i sieć dystrybucyjną, do odbiorcy końcowego. Taki układ gwarantował do tej pory bezpieczeństwo w zakresie dostaw energii, przy racjonalnych kosztach jej wytworzenia. Nie jest jednak optymalny w kontekście zmian związanych z rozwojem generacji rozproszonej

oraz z koniecznością poszukiwania sposobów na poprawę efektywności wykorzystywania energii.

Sektor elektroenergetyki w Unii Europejskiej już respektuje zasadę zrównoważonego rozwoju, rozumianą jako powszechne wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii oraz wspieranie wzrostu efektywności w użytkowaniu energii. Wiązą się z tym zmiany w strukturze generacji, w tym szerokie wykorzystanie rozproszonych źródeł energii oraz planowany rozwój kilkunastu tysięcy megawatów generacji wiatrowej na morzu oraz generacji ze źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do sieci niskich, średnich i wysokich napięć. Spodziewane skutki tych zmian to:

- wzrost znaczenia sieci dostosowanych do przyłączenia dużych scentralizowanych generacji odnawialnych,
- powstanie małych lokalnych klastrów sieciowych zapewniających usługi systemowe obejmujące zdecentralizowaną generację lokalną, magazyny energii oraz aktywnych odbiorców,
- dwukierunkowy przepływ informacji i mocy elektrycznej,
- konieczność dynamicznego zarządzania zarówno generacją, jak i obciążeniem.

Sieć elektroenergetyczna musi w sposób „inteligentny” pobudzić i zintegrować działania wytwórców, odbiorców czy innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, tak aby zapewnić niezawodne, ekonomicznie uzasadnione i zrównoważone dostawy energii elektrycznej.

Jednym z kierunków poszukiwania rozwiązań jest przebudowa modelu funkcjonowania sieci

elektroenergetycznych i tworzenie lokalnych systemów funkcjonujących jako wydzielone obszary bilansowania. Podstawą budowy takich obszarów jest rozwój technologii związanych z siecią inteligentną i magazynowaniem energii oraz systemów zarządzania energią, w tym rozliczeń między uczestnikami lokalnego bilansowania w społeczności energetycznej, takiej jak klastr energii czy spółdzielnia energetyczna. Dzięki temu możliwe będzie zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnych i przesyłowych.

W obecnych rozwiązaniach wystąpienie nadmiernego zapotrzebowania na energię w szczycie lub nadmiernej generacji ze źródeł odnawialnych w warunkach minimalnego zapotrzebowania na nią może wymusić odpowiednio wyłączenie odbiorców lub ograniczenie generacji ze źródeł odnawialnych. Są to działania niepożądane i akceptowalne jedynie w warunkach bezpośredniego zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu. Warto zatem poszukiwać nowych rozwiązań zwiększających elastyczność systemu i ograniczających częstość i skalę występowania zagrożeń tego typu. Elastyczność systemu jest tu rozumiana jako możliwość zachowania bezpieczeństwa pracy sieci, w tym zachowania ciągłości pracy sieci i parametrów jakościowych dostarczanej energii, zarówno przy trudnej do przewidzenia generacji, jak i przy szybko zmieniającym się poborze mocy przez odbiorców.

Jednym z rozwiązań tych problemów może być zastosowanie obszarów bilansowania zarządzanych przez lokalne społeczności energetyczne, takie jak klastry czy spółdzielnie energetyczne. Stwarzałyby to nowe możliwości w zakresie wytwarzania i zarządzania popytem oraz magazynowania energii, oparte na rozwiązaniach technicznych z obszaru sieci inteligentnych, które mogą zapewnić niezbędny poziom monitorowania i sterowalności wybranego obszaru sieci.

Wdrożenie modelu bilansowania lokalnego, zarządzanego przez klastry energii czy spółdzielnie energetyczne, wymaga wprowadzenia nowych

rozwiązań technicznych z obszaru sieci inteligentnych, głównie w celu poprawy monitorowania sieci średniego i niskiego napięcia. Jednym z tych sposobów jest zastosowanie inteligentnego opomiarowania. Licznik inteligentny, rozumiany jako zespół urządzeń służących do pomiaru energii elektrycznej oraz do przekazywania informacji pomiarowych za pomocą systemu teleinformatycznego, może stać się ważnym elementem sieci, dzięki któremu możliwe będą działania związane z bilansowaniem danego obszaru. Lokalny obszar bilansowania może zachowywać się jak aktywny odbiorca i pobierać energię, gdy dostanie odpowiedni sygnał cenowy. Może również zmniejszać pobór energii lub wręcz dostarczać ją do systemu elektroenergetycznego – wówczas zachowuje się jak wirtualna elektrownia.

Spółdzielnia energetyczna w klastrze energii

Klastr energii, zgodnie z definicją zawartą w Ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478 z późn. zm.), jest to cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, podmioty, o których mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2 i 4–8 Ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz.U. 2018 poz. 1668 z późn. zm.), lub jednostki samorządu terytorialnego. Porozumienie to dotyczy wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu Ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz.U. 1998 nr 91 poz. 578) lub pięciu gmin w rozumieniu Ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. 1998 nr 162 poz. 1126). Klastr, nie mając osobowości prawnej, nie może skorzystać z przywilejów, jakie daje ustawa, ale jego członkowie mogą. Klastr energii jest reprezentowany

przez koordynatora, którym może być powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii. Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019 poz. 1524), doprecyzowała i znacznie rozszerzyła zasady organizacji i funkcjonowania spółdzielni energetycznych. Przepis wspiera rozwój społeczeństwa obywatelskiego poprzez współdziałanie mieszkańców, przedsiębiorców i samorządu lokalnego na rzecz zapewnienia w jak największym stopniu samowystarczalności energetycznej tej wspólnoty.

Zasady działania spółdzielni energetycznej

Spółdzielnia energetyczna to spółdzielnia w rozumieniu Ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze (Dz.U. 1982 nr 30 poz. 210) lub Ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz.U. 2018 poz. 2073). Przedmiotem jej działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną lub biogaz, lub ciepło, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Członkowie spółdzielni przyłączeni są do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.

Spółdzielnia energetyczna działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub sieci dystrybucyjnej gazowej lub ciepłowniczej, zaopatrujących w energię elektryczną, biogaz lub ciepło wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora lub do danej sieci ciepłowniczej. Wytwórców energii w ramach spółdzielni może być kilku. Instalacje wytwórcze mogą być własnością spółdzielni lub poszczególnych jej

członków. Spółdzielnie mogą działać na terenie gminy wiejskiej i miejsko-wiejskiej lub trzech takich gmin bezpośrednio ze sobą sąsiadujących.

Oprócz wyżej wspomnianych warunków spółdzielnia musi spełniać jeszcze następujące kryteria:

- liczba członków mniejsza niż 1000,
- umożliwianie wszystkim członkom spółdzielni w ciągu roku pokrycia nie mniejszego niż 70% ich zapotrzebowania na dany rodzaj energii,
- moc zainstalowana elektryczna nie wyższa niż 10 MW, a w przypadku energii ciepła nie wyższa niż 30 MW, w przypadku produkcji biogazu 40 mln m³/rok.

Rejestr spółdzielni energetycznych prowadzi Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa. Spółdzielnia może podjąć działalność po uzyskaniu wpisu do stosownego rejestru.

Sprzedawca zobowiązany, którym jest wyznaczony przez Urząd Regulacji Energetyki na danym terenie koncesjonowany sprzedawca danego rodzaju energii, dokonuje ze spółdzielnią energetyczną rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną i jej członków w stosunku ilościowym 1 do 0,6.

Rozliczenie to dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących w spółdzielni energetycznej. Dla sprzedawcy energii spółdzielnia energetyczna będzie w zakresie rozliczeń jednym zbiorowym odbiorcą końcowym. Rozliczeń tych dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, które udostępnia operator sieci dystrybucyjnej.

Niewykorzystana energia pozostaje do odebrania w następnym okresie rozliczeniowym, ale okres ten nie może być dłuższy niż 12 miesięcy od ostatniego dnia miesiąca, w którym taka nadwyżka powstała.

Od ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, jak wyżej, spółdzielnia energetyczna nie uiszcza:

- opłaty z tytułu rozliczeń energii,
- opłaty dystrybucyjnej,
- kosztów tzw. bilansowania handlowego.

Koszty te pokrywa sprzedawca zobowiązany, w ramach wartości pozostającej do jego dyspozycji energii (40% energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej).

Spółdzielnia energetyczna nie uiszcza również:

- opłaty OZE,
- opłaty „mocowej”,
- opłaty kogeneracyjnej.

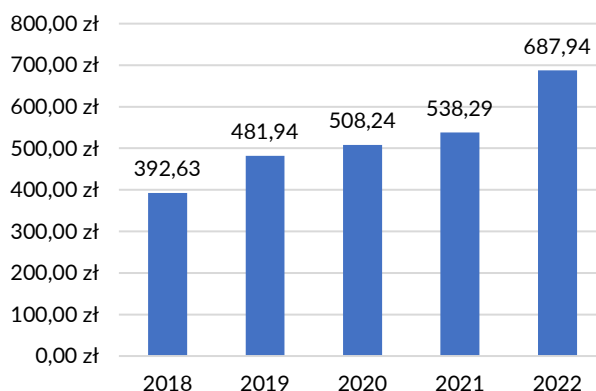
Nie stosuje się obowiązku umarzania określonych świadectw pochodzenia energii.

Na potrzeby wewnętrznych rozliczeń między członkami spółdzielni sprzedawca zobowiązany lub sprzedawca, z którym spółdzielnia energetyczna zawarła umowę na bilansowanie handlowe, podaje ilości energii wprowadzonej do sieci i pobranej z niej przez poszczególnych członków spółdzielni. Spółdzielnia rozlicza członków spółdzielni z energii wyprodukowanej przez wytwórców i pobranej przez odbiorców, zgodnie z wewnątrz przyjętymi zasadami.

Rozliczanie spółdzielni energetycznej – studium przypadku

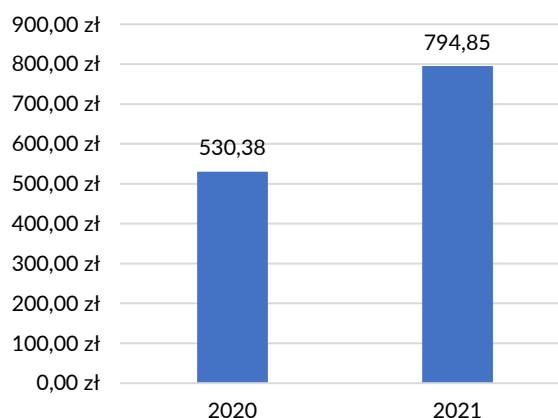
Szybko rosnące koszty dostaw energii do odbiorców, a przede wszystkim lepsze wyedukowanie i rosnąca świadomość użytkowników systemu elektroenergetycznego w zakresie możliwości wykorzystania energii wytwarzanej blisko miejsca poboru, zdecydowały o powstaniu lokalnej społeczności energetycznej. W ramach wcześniej powołanego klastra energii powstała spółdzielnia energetyczna. Zmiany kosztów dostaw energii, zliczonych z otrzymanych faktur (dla roku 2020 z otrzymanych ofert) dla odbiorcy zasilanego z sieci średniego napięcia przedstawia Rys. 1 (firma A), a dla odbiorcy zasilanego z sieci niskiego napięcia – Rys. 2 (firma B).

Średni koszt dostaw energii netto w czerwcu [zł/miesiąc] firma A



Rys. 1. Średni koszt dostaw energii w czerwcu w latach 2018–2022 do firmy A (dane za 2022 r. opracowano na podstawie zawartej umowy)

Średni koszt dostaw energii netto w czerwcu [zł/miesiąc] firma B



Rys. 2. Średni koszt dostaw energii w czerwcu w latach 2020 oraz 2021 do firmy B

W skład spółdzielni wchodzi:

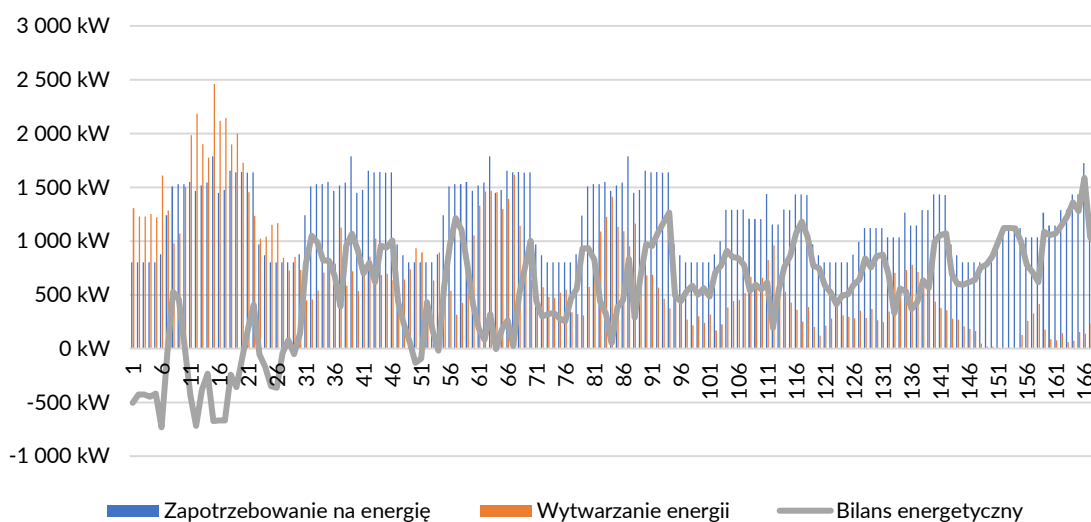
- wytwórcy:
 - siłownie wiatrowe: 3 × 800 kW,
 - farmy PV: 2 × 1000 kW,
 - źródła prosumenckie: 50 kW;
- odbiorcy:
 - małe zakłady przemysłowe zasilane z sieci 15 kV o łącznej mocy umownej 1500 kW,
 - zakłady rzemieślnicze, szkoła, przedszkole, ośrodek zdrowia, gospodarstwa domowe zasilane z sieci niskiego napięcia o łącznej mocy 200 kW.

Przeprowadzono bilans wytwarzania i poboru energii elektrycznej spółdzielni energetycznej dla każdej godziny w roku. Wykres wytwarzania energii i zapotrzebowania na nią przedstawiono na poniższych rysunkach. Wykres na Rys. 3 przedstawia bilans spółdzielni w wybranym tygodniu w zimie. Natomiast wykres na Rys. 4 przedstawia bilans spółdzielni w wybranym tygodniu letnim. W okresie zimowym w niektórych godzinach wytwarzanie energii było wyższe od jej poboru, co było spowodowane większym wywarzaniem w siłowniach wiatrowych. Latem również zaobserwowano

większe wytwarzanie niż pobór energii w niektórych godzinach, co z kolei było spowodowane większym wytwarzaniem w źródłach fotowoltaicznych.

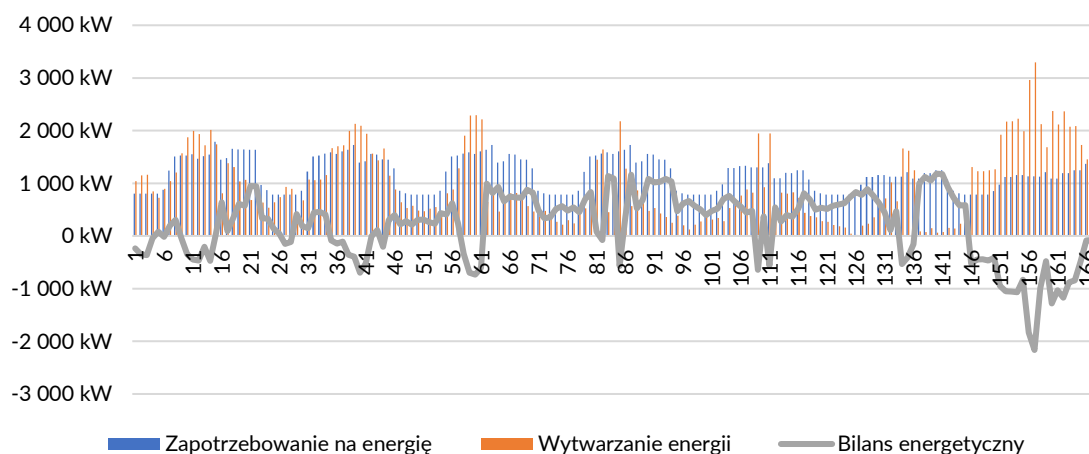
W skali rocznej bilans był zrównoważony. Pobór energii elektrycznej przez członków spółdzielni wynosił 10 400 MWh, za który zapłacili oni łącznie 6 448 000 zł. Daje to średni koszt dostawy na poziomie 620 zł/MWh. Wytwórcy wyprodukowali i sprzedali 9880 MWh, za co otrzymali łącznie 2 252 640 zł. Daje to średni przychód 228 zł/MWh. Powyższe wyliczenia przedstawia Tab. 1.

Godzinowy bilans spółdzielni energetycznej tydzień zimowy



Rys. 3. Bilans spółdzielni energetycznej zimą

Godzinowy bilans spółdzielni energetycznej tydzień letni



Rys. 4. Bilans spółdzielni energetycznej latem

Tab. 1. Bilans energii oraz kosztów i przychodów podmiotów przed przystąpieniem do spółdzielni energetycznej w roku kalendarzowym

Rodzaj energii	Ilość energii [MWh]	Cena energii [zł/MWh]	Wartość energii [zł]
Energia pobrana przez odbiorców	10 400	620	6 448 000
Energia wyprodukowana przez wytwórców	9 880	228	2 252 640

Po przystąpieniu odbiorców i wytwórców do spółdzielni do sieci została wprowadzona energia niezbilansowana w ilości 1029 MWh, z czego spółdzielnia mogła odebrać 60%, tj. 617 MWh. 412 MWh pozostało u sprzedawcy zobowiązanego, z którym spółdzielnia podpisała umowę o bilansowaniu. Sprzedawca zobowiązany ze sprzedaży tej energii pokryje koszty usług dystrybucyjnych operatorowi systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączeni są członkowie spółdzielni. Za pozostałą pobraną energię członkowie spółdzielni będą musieli zapłacić zgodnie z warunkami sprzedaży energii i świadczenia usług dystrybucyjnych. Koszt ten dla wszystkich członków spółdzielni wyniósł 577 840 zł. Po doliczeniu kosztów własnych spółdzielni, które wynoszą 612 000 zł, koszt dostawy energii średnio na członka spółdzielni wyniósł 340 zł. Bilans kosztów i przychodów spółdzielni energetycznej przedstawia Tab. 2.

Tab. 2. Bilans energii oraz kosztów i przychodów spółdzielni energetycznej w roku kalendarzowym

Rodzaj energii	Ilość energii [MWh]	Cena energii [zł/MWh]	Wartość energii [zł]
Energia wyprodukowana przez wytwórców	9 880	228	2 252 640
Energia wprowadzona do sieci (niezbilansowana)	1 029	228	234 612
Energia odebrana z sieci przez spółdzielnię (60%)	617	228	140 676
Energia pozostawiona u sprzedawcy (40%)	412	228	93 936
Energia niezbilansowana, która została pobrana przez członków spółdzielni	932	620	577 840
Energia pobrana przez członków spółdzielni	10 400	281	2 924 416

Ponieważ prowadzenie spółdzielni będzie się wiązało z poniesieniem dodatkowych kosztów (w tym cena infrastruktury informatycznej, koszty administracyjne itp.), które oszacowano na kwotę 612 000 zł rocznie, cena dostawy energii do odbiorców będzie nie niższa niż 340 zł/MWh.

Wnioski

Korzyści z bilansowania lokalnego to:

- korzyści dla środowiska:
 - mniejsze straty energii podczas jej przesyłania i transformowania,
 - możliwość większej produkcji energii ze źródeł odnawialnych,
 - możliwość przyłączenia większej ilości źródeł odnawialnych;
- korzyści dla systemu elektroenergetycznego:
 - stabilizacja przepływów energii i warunków napięciowych w sieci,
 - mniejsza konieczność rozbudowy sieci,
 - niższe koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- korzyści dla użytkowników systemu elektroenergetycznego:
 - zwiększone bezpieczeństwo dostaw energii (lepsza jakość dostaw energii),
 - niższe koszty dostaw energii,
 - możliwość uczestnictwa w zarządzaniu energią.

Z badanego przypadku można wyprowadzić następujące wnioski.

- Spółdzielnia tak dobrała członków, aby zapewnić maksymalne zbilansowanie w każdej godzinie. Właściwy dobór członków spółdzielni, zapewniający wysoki poziom bieżącego zbilansowania wytwarzania i poboru energii, może im przynieść wymierne korzyści. W badanym przypadku cena rozliczeń wewnętrznych zamykająca się w przedziale 340–620 zł satysfakcjonuje wszystkich członków.

- Im bardziej uda się zbilansować w danym momencie ilość wytwarzanej energii z jej odbiorem, tym większe będą efekty ekonomiczne. Lepsze zbilansowanie można zapewnić poprzez lepsze zarządzanie energią (tj. popytem i produkcją), a także poprzez zastosowanie magazynu energii.
- Jeśli zbilansowanie będzie pełne, to sieć dystrybucyjna będzie tylko zapewniać ciągłość dostaw energii i zabezpieczać wewnętrzną gospodarkę energetyczną.

An energy cooperative in an energy cluster – case study

Abstract: In the power system, the energy fed into the grid must be simultaneously withdrawn from it, i.e. the system must be balanced. As this system has been built hierarchically and the energy produced in system power plants is sent to consumers through the transmission and distribution system, the power system operator conducts central balancing. The system is changing. Along with the

development of renewable energy connected to the distribution network, the directions of energy flow change and it flows more and more often from distribution networks towards transmission networks. One of the solutions to these problems may be balancing areas managed by local energy communities such as clusters or energy cooperatives. This would create new possibilities for the efficient use of energy close to the place of its generation. The local balancing area can behave like an active consumer and take power when it gets the appropriate price signal. It can also reduce energy consumption or even supply it to the power system – then it behaves like a virtual power plant. Proper selection of cooperative members, ensuring a high level of current balancing of energy production and consumption, can bring them tangible benefits. In the case study examination, the price of internal settlements in the range between PLN 340 and PLN 620 satisfies all members. If the balance is complete, the role of the distribution grid will be only to ensure the continuity of energy supply and the internal energy management.

Keywords: local balancing, energy cooperative

Mieczysław Wrocławski

Polskie Stowarzyszenie
Magazynowania Energii
Wiceprezes Zarządu



Hybrydowe instalacje grzewcze wykorzystujące ciepło słoneczne – praktyczny kompromis

Abstrakt: Obecne działania mające na celu dekarbonizację energetyki i ogrzewnictwa oraz ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych zmuszają do poszukiwania rozwiązań, które realnie pozwolą na stopniowe dochodzenie do tego celu bez narażenia użytkowników końcowych na niebezpieczeństwo wynikające z utraty pokrycia zapotrzebowania na ciepło. Zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w ogrzewaniu jest uzasadnionym działaniem, jednak należy pamiętać, że ich zastosowanie wymaga podwyższenia efektywności energetycznej budynków, głównie poprzez ograniczenie ich zapotrzebowania na ciepło. W praktyce jest to trudne do wykonania w krótkim czasie z uwagi na skrajną niejednorodność w konstrukcjach budynków oraz inne czynniki, takie jak preferencje i zasoby finansowe użytkowników końcowych, parametry lokalnych systemów energetycznych i specyfika konstrukcji samych budynków. Dlatego szuka się rozwiązań, które z jednej strony pozwolą na stopniowe zmniejszenie udziału paliw kopalnych i energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych w ogrzewaniu wraz z postępem realizowanej termomodernizacji, a z drugiej zapewnią odbiorcom bezpieczeństwo energetyczne. Takie rozwiązanie powinno również docelowo prowadzić do ograniczenia kosztów zakupu nośników energii przez zwiększanie udziału dostępnych lokalnie zasobów energii. Warunki te spełniają hybrydowe instalacje grzewcze – składające się z różnych uzupełniających się nawzajem źródeł ciepła połączonych w jeden układ, który automatycznie dostosowuje się do warunków podaży dostępnych lokalnie zasobów. Dobrym tego przykładem jest kombinacja kolektorów słonecznych z magazynem ciepła i dodatkowym źródłem ciepła, odgrywającym rolę źródła szczytowego, dzięki czemu istnieje możliwość zwiększania udziału czystego bezemisyjnego ciepła pochodzącego z kolektorów słonecznych i zagwarantowania stałego komfortu cieplnego odbiorcom.

Słowa kluczowe: hybrydowe instalacje grzewcze, ciepło z energii słonecznej, bezpieczeństwo energetyczne, dywersyfikacja, lokalne zasoby energii

W ostatnim czasie dużo mówi się o konieczności transformacji energetycznej, która ma dotyczyć także ogrzewnictwa. Nie jest to zaskoczeniem, jeśli wziąć pod uwagę udział zużywanego ciepła w bilansie energetycznym, zarówno w gospodarce, jak i – a raczej przede wszystkim – w budynkach mieszkalnych. Ramy prawne dotyczące ogrzewania i budynków powinny uwzględniać wdrażanie odnawialnych systemów grzewczych, a ich wprowadzenie powinno

przyspieszyć – znajdującą się obecnie na bardzo niskim poziomie – wymianę starych i nieefektywnych urządzeń grzewczych, co ma zasadnicze znaczenie dla dekarbonizacji sektora. Jest to szczególnie istotne, jeśli wziąć pod uwagę, że samo ogrzewanie pomieszczeń i wody pochłania prawie 80% energii zużywanej w budynkach mieszkalnych.

Ponadto widząc, że obecnie wprowadzane wymagania związane z polityką klimatyczną oraz zwiększaniem efektywności energetycznej w budownictwie potwierdzają znaczenie wykorzystania efektywnych rozwiązań pozwalających na wzmocnienie udziału elektryfikacji ogrzewnictwa w bilansie źródeł zasilania tego sektora, należy zwrócić większą uwagę na to, jak realnie można ograniczyć niską emisję i emisję gazów cieplarnianych przy równoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego odbiorcom. Promuje się wykorzystanie w przyszłości paliw odnawialnych pochodzenia biologicznego (RFNBO), które odegrają kluczową rolę w dekarbonizacji niektórych sektorów gospodarki, w tym budynków.

W rzeczywistości ogrzewnictwo jest trudnym obszarem do przeprowadzenia dekarbonizacji ze względu na skrajną niejednorodność ogrzewanych budynków pod kątem zapotrzebowania na ciepło i różnorodność czynników wpływających na wybory użytkowników budynków (indywidualne preferencje i środki finansowe), lokalne systemy energetyczne (rozmiar, dostęp do sieci energetycznych, lokalna dostępność zasobów odnawialnych) i same budynki (wiek, stopień termoizolacji, możliwość przeprowadzenia głębokich lub etapowych renowacji oraz związane z tym różne zapotrzebowanie na ciepło).

Należy pamiętać, że formalnie wprowadzane wymagania są wartościowe jedynie wtedy, kiedy można je realnie wprowadzać w życie, czyli przełożyć na działania praktyczne. Dodatkowo ostatnie miesiące charakteryzowały się znacznymi wzrostami cen nośników energii – zarówno elektrycznej, jak i gazu, węgla czy biomasy. Spowoduje to z pewnością znaczny wzrost kosztów eksploatacyjnych instalacji grzewczych.

Przejście w całości na ogrzewanie oparte na OZE wymaga głębokiej termomodernizacji milionów istniejących w Polsce budynków. Taka operacja wymaga wysokich nakładów kosztowych, czasu oraz mocy ekip wykonawczych. Obecna sytuacja jest następstwem zaniechań kolejnych ekip decydentów, którzy będąc pod wpływem lobby dużej energetyki i przemysłu wydobywczego, odwlekali w czasie rozpoczęcie procesu transformacji. Transformacja polegająca na zmniejszaniu udziału paliw kopalnych w bilansie energetycznym jest nieunikniona choćby dlatego, że zasoby tych paliw są wyczerpywalne, a im wcześniej zacznie się je zastępować OZE, tym większe są szanse, że transformacja będzie odbywała się w sposób zapewniający bezpieczeństwo energetyczne odbiorców, a w razie potrzeby paliw kopalnych wystarczy, aby zapewnić pełne bezpieczeństwo energetyczne do czasu całkowitego ustabilizowania pokrycia zapotrzebowania energią z OZE.

Dlatego warto szukać rozwiązań, które pozwolą na wykorzystanie OZE i ograniczanie zużycia paliw i energii elektrycznej w stopniu adekwatnym do możliwości, jakie daje konstrukcja i lokalizacja danego budynku, i pozwolą na płynne ograniczenie zapotrzebowania na zewnętrzne nośniki energii wraz z postępem realizowanej etapami termomodernizacji, jeżeli przeprowadzenie pełnej modernizacji od razu jest z różnych względów niemożliwe. Wybrane rozwiązanie powinno również docelowo prowadzić do ograniczenia kosztów zakupu nośników energii poprzez zwiększanie wykorzystania dostępnych lokalnie zasobów energii.

Takimi rozwiązaniami są hybrydowe instalacje grzewcze. Pierwotnie układ hybrydowy oznaczał kombinację źródeł energii, w których zasilanie jedną formą było zależne od zasilania tego źródła innym. Obecnie

przez pojęcie hybrydowych instalacji grzewczych rozumie się instalacje składające się z różnych, uzupełniających się nawzajem źródeł ciepła połączonych w jeden układ, który jest automatycznie sterowany i dostosowuje się do warunków podaży dostępnych lokalnie zasobów energii. Możliwości takich kombinacji jest wiele. W zależności od lokalnych warunków czynnikiem OZE dającym kontyngent darmowej energii może być instalacja kolektorów słonecznych, kolektorów hybrydowych PVT, pomp ciepła wspomaganých przez lokalną instalację PV albo elektrownię wiatrową lub wodną, kocioł na biomasę lub – przy sprzyjających warunkach – źródła geotermalne.

Najczęściej stosowane instalacje hybrydowe wykorzystujące kolektory słoneczne

Kolektory mogą być łączone w układy hybrydowe z kotłami gazowymi, olejowymi, na biomasę oraz z urządzeniami zasilanymi energią elektryczną. Podstawowy system ogrzewania jest włączany, najczęściej automatycznie, gdy system ogrzewania słonecznego nie generuje wystarczającej ilości ciepła do zasobnika ciepła, w którym temperatura spada poniżej pewnej minimalnej wartości. Wiele nowoczesnych kotłów gazowych ma fabryczne rozwiązania umożliwiające podłączenie kolektorów do systemu ogrzewania i tworzenie takich instalacji.

W układach hybrydowych istnieją dwa warianty zasilania instalacji. W pierwszym oba systemy zasilają wytwarzanym ciepłem wspólny zasobnik ciepła – dotyczy to głównie układów kolektorów z kotłami gazowymi, olejowymi, elektrycznymi i na biomasę oraz klasycznego wariantu z pompami ciepła. W drugim, stosowanym we współpracy z pompami ciepła, ciepło z kolektorów podgrzewa grunt wokół sondy gruntowej pompy ciepła, aby osiągnąć wyższą efektywność dolnego źródła ciepła.

Typowe komponenty instalacji kolektorów do przygotowania ciepłej wody użytkowej i wspomaganie ogrzewania to: kolektory słoneczne, instalacja

z obiegiem nośnika ciepła (płynu solarnego), grupa pompowa ze sterowaniem i wyposażeniem, zasobnik ciepłej wody z wymiennikiem ciepła oraz podstawowe źródło ciepła – zwykle istniejący kocioł lub pompa ciepła.

Większość wykorzystywanych w Polsce instalacji kolektorów słonecznych służy tradycyjnie tylko do przygotowania c.w.u. Jednak coraz częściej instalacja kolektorów słonecznych połączonych z buforem ciepła ma na celu także wspomaganie ogrzewania pomieszczeń. Na przykład w Niemczech początkowo kolektory również pracowały tylko na potrzeby c.w.u., a dziś ponad połowa takich instalacji wspomaga zasilanie c.o. Ciepło pozyskiwane z energii słonecznej jest obecnie wykorzystywane w czterech głównych obszarach:

- do wytwarzania ciepłej wody użytkowej,
- do dodatkowego wspomaganie systemu grzewczego,
- do podgrzewania basenów,
- do wspomaganie wytwarzania tzw. ciepła procesowego w przemyśle.

Nowe regulacje prawne promują korzystanie w nowych i remontowanych budynkach z energii odnawialnej, w tym słonecznej. Instalacje hybrydowe wykorzystujące kolektory słoneczne pozwalają nie tylko spełnić wymogi regulacyjne w celu zwiększenia efektywności energetycznej w budynkach oraz ograniczenia niskiej emisji, ale też realnie ograniczyć koszty ponoszone z tytułu przygotowania c.w.u. i ogrzewania pomieszczeń. Rozwiązania hybrydowe sprawdzają się w modernizowanych budynkach także dlatego, że przeprowadzenie pełnej termomodernizacji i całkowite przejście na ciepło ze źródeł odnawialnych często przekracza możliwości finansowe użytkowników i naraża ich na ryzyko utraty komfortu cieplnego w pomieszczeniach.

Instalacje hybrydowe wykorzystujące kolektory słoneczne mają duży potencjał pokrycia zapotrzebowania na ciepło, zwłaszcza w okresie przejściowym oraz przy łagodnych zimach. Latem system ogrzewania słonecznego może całkowicie pokryć zapotrzebowanie

na ciepło do przygotowania c.w.u. w domach jedno- i wielorodzinnych. Ogrzewanie słoneczne – z wyjątkiem nowych lub modernizowanych budynków, określanych jako „domy słoneczne”, które charakteryzują się odpowiednią architekturą i zaprojektowaną instalacją – w wypadku instalacji hybrydowej powinno zawsze być traktowane jako dodatkowe źródło ciepła. Efektywne działanie systemu hybrydowego z wykorzystaniem kolektorów słonecznych wymaga spełnienia kilku podstawowych warunków związanych z lokalizacją budynku, jego zorientowaniem względem kierunków geograficznych, możliwościami technicznymi do zainstalowania większego niż przeciętnie stosowany buforu ciepła. Odpowiedni dobór buforu ciepła jest istotny z uwagi na konieczność magazynowania ciepła przez możliwie długi okres oraz zapobiegania przegrzewania się instalacji w okresie letnim.

Instalacje kolektorów słonecznych jako dodatkowe źródło ciepła do wspomaganie systemu grzewczego są złożone i wymagają znacznej powierzchni dachu lub innej przestrzeni do montażu kolektorów słonecznych oraz miejsca w budynku na montaż zasobnika ciepła o wystarczającej objętości. Zaletą takich instalacji jest to, że przyczyniają się w znaczący sposób do pokrycia zapotrzebowania na c.w.u. i wsparcia ogrzewania domu bez ponoszenia dodatkowych kosztów z tytułu zakupu niezbędnych nośników energii.

O ile obliczenia dla instalacji kolektorów na potrzeby przygotowania c.w.u. nie są trudne, o tyle obliczenia dla instalacji kolektorów lub PVT do wspierania ogrzewania wymagają szerszych analiz. Jednak przyjmując kilka wartości orientacyjnych, można dokonać trafnej wstępnej oceny rentowności dla instalacji hybrydowych. W przypadku domu jednorodzinnego instalacja kolektorów na potrzeby ogrzewania działająca w układzie hybrydowym pozwala na oszczędność od 10% do 30%, a przy sprzyjających warunkach nawet do 40% całkowitych kosztów ogrzewania. Ta oszczędność będzie wzrastała wraz ze wzrostem cen nośników energii. Na potrzeby samej ciepłej wody użytkowej wystarczają mniejsze instalacje, które zwykle dają oszczędność do 60% rocznych kosztów przygotowania ciepłej wody. Podgrzewanie wody

w basenie może efektywnie wspomagać nawet mała i bardzo prosta instalacja tzw. basenowych kolektorów słonecznych, bez dodatkowej izolacji termicznej i zasobników ciepła, co jest tanie w realizacji. Szacunki co do oszczędności kosztów zmieniają się na korzyść instalacji hybrydowych wraz ze wzrostem cen nośników energii i paliw.

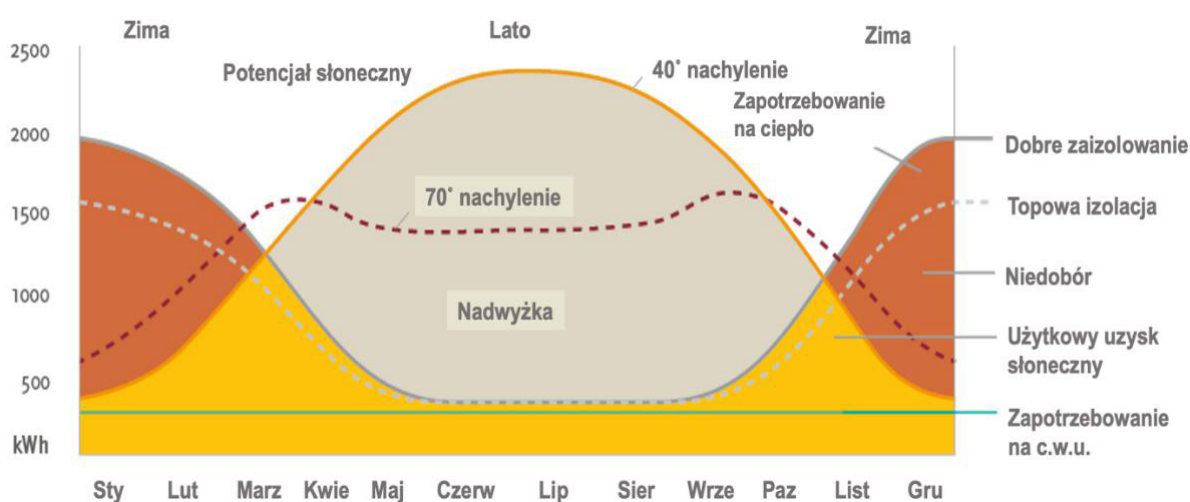
Zapotrzebowanie na ciepło w budynkach

W budynkach istniejących, o średnim zużyciu ciepła, nawet przy bardzo dużych instalacjach energia słoneczna zwykle pokrywa nie więcej niż 30–40% całkowitego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania. W nowych budynkach, o znacznie niższym zapotrzebowaniu na ciepło (domy niskoenergetyczne lub pasywne), można osiągnąć wyższy udział pokrycia zapotrzebowania na ciepło energią pozyskaną przez kolektory słoneczne, a w tzw. domach słonecznych ten stopień pokrycia wynosi powyżej 50%. Zwykle jest to od 70% do 90%, ale istnieją budynki, gdzie zapotrzebowanie na ciepło w skali roku dochodzi nawet do 100%.

Przed wymiarowaniem instalacji kolektorów słonecznych konieczne jest dokładne obliczenie zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania domu, np. na

podstawie rachunków za energię czy paliwo, a w projektowanych budynkach należy takie zapotrzebowanie oszacować na podstawie danych projektowych.

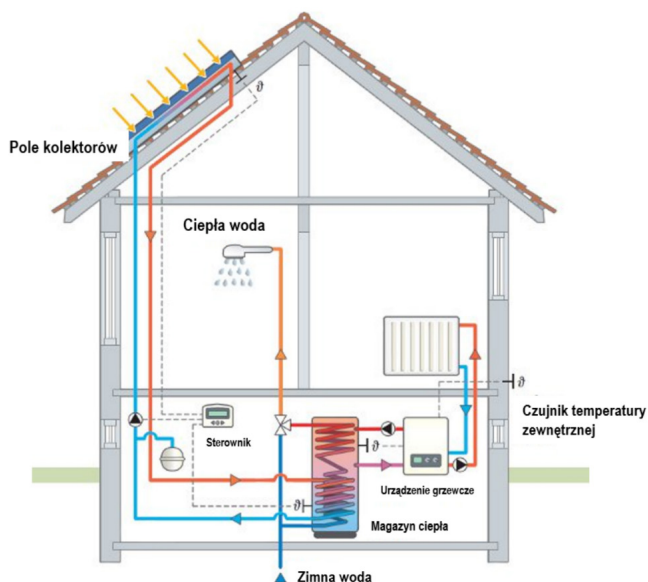
W istniejącym budynku utrzymanie pokrycia energią z kolektorów średniorocznego zapotrzebowania na ciepło na odpowiednim, założonym poziomie (co oznacza: nawet całkowite pokrycie zapotrzebowania na ciepło w okresach przejściowych) może być okresowo trudne, gdyż energia słoneczna jest zależna od warunków pogodowych i stopnia nasłonecznienia. Zwykle jest to od 20% do 40% całorocznego zapotrzebowania na ciepło, co już daje wymierne korzyści w postaci redukcji kosztów zakupu paliwa lub energii elektrycznej do dodatkowego źródła ciepła. Rys. 1 pokazuje bilans podaży ciepła słonecznego w odniesieniu do zapotrzebowania na ciepło w ciągu roku. Buforem bezpieczeństwa są odpowiednio pojemne magazyny ciepła. Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania zależy nie tylko od powierzchni ogrzewanej, ale również od rodzaju instalacji c.o. (ogrzewanie powierzchniowe lub grzejniki), izolacji termicznej budynku oraz możliwości instalacji magazynu ciepła o optymalnej wielkości. Do dyspozycji są magazyny ciepła krótko- i średniookresowe, które przechowują ciepło przez kilka dni lub tygodni, oraz sezonowe magazyny ciepła pozwalające na magazynowanie ciepła w okresie wielu tygodni, a nawet miesięcy.



Rys. 1. Roczny bilans podaży ciepła słonecznego oraz zapotrzebowania na ciepło i ciepłą wodę użytkową (źródło: Sonnenhaus Institut)

Najczęściej stosowana w instalacjach hybrydowych w domach jednorodzinnych technologia magazynowania pozwala przechowywać energię słoneczną przez krótki czas, zwykle do tygodnia. Ze względu na szybki czas ponownego załadowania takiego magazynu ciepłem zwykle wystarczy, że wyjdzie słońce, ale ostateczny poziom uzupełnienia zasobów zależy od wielu czynników, np. lokalizacji i architektury budynku. Optymalnym rozwiązaniem jest zatem wykorzystanie energii słonecznej do wspomaganie systemu ogrzewania, po to aby darmowym ciepłem pozyskiwanym z promieniowania słonecznego zredukować ilość energii lub paliwa potrzebną do prawidłowego funkcjonowania takiego układu.

Do tego celu można też wykorzystać kolektory hybrydowe PVT. Taka instalacja dostarcza zarówno energię elektryczną, jak i ciepło do wspomaganie ogrzewania (i/lub zasilania urządzeń elektrycznych) z jednej powierzchni instalacji kolektorów. Schemat takiego rozwiązania został przedstawiony na Rys. 2.



Rys. 2. Optymalny schemat instalacji kolektorów słonecznych do przygotowania c.w.u. (źródło: materiały przekazane przez DGS)

Poniżej przedstawione zostały przykładowe warianty instalacji ogrzewania hybrydowego w konfiguracji kolektorów słonecznych z różnymi urządzeniami grzewczymi.

1. Kolektory i kotły gazowe

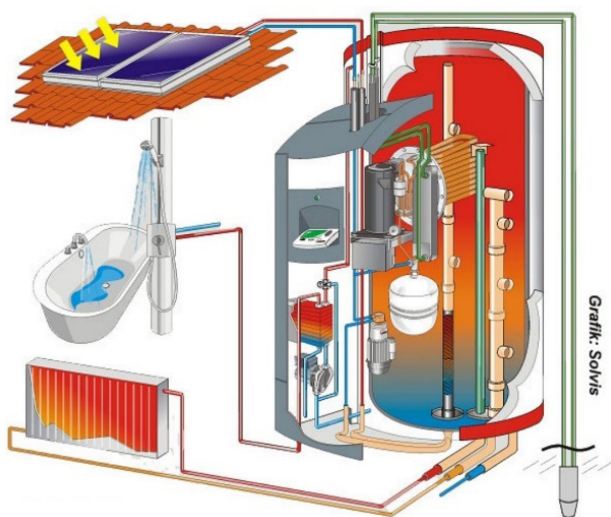
Połączenie gazu i ciepła z energii słonecznej może zmniejszyć zapotrzebowanie na gaz ziemny o około 30–40%. Po ostatnich podwyżkach cen gazu ten zakres oszczędności może być jeszcze wyższy. Praktycznie każdy nowoczesny kocioł gazowy może być połączony z systemem ogrzewania słonecznego. Jeśli kocioł gazowy jest stary, wysłużony i nie został dostosowany do możliwości współpracy z kolektorami słonecznymi, to warto dokonać modernizacji instalacji i skorzystać z możliwości dofinansowania wymiany kotła na bardziej efektywny energetycznie. Podłączenie instalacji kolektorów do stojących kotłów gazowych starszego typu, które zwykle charakteryzują się dużymi wymiarami, może być skomplikowane i wymaga dużo miejsca na buforowy magazyn ciepła. Zgodnie z obecnie rozważanymi planami unijnymi i krajowymi sieć gazowa może być w przyszłości zasilana mieszkanką wodoru i metanu, a po modernizacji lub przebudowie z czasem nawet czystym wodorem, który może być także wytwarzany i wykorzystywany na miejscu, co wydaje się bardziej korzystnym rozwiązaniem niż jego przesył na odległość. Uczyni to z układów hybrydowych (gdzie dodatkowym źródłem ciepła jest kocioł gazowy) całkowicie bezemisyjne instalacje korzystające z energii odnawialnej, czyli spełniające przyszłe wymagania.

2. Kolektory i pompy ciepła

W klasycznym układzie ogrzewania słonecznego ciepło jest wytwarzane zarówno przez kolektory słoneczne, jak i pompy ciepła. Stosuje się dwa obwody – taka kombinacja zapewnia wyższą ogólną efektywność energetyczną i eliminuje potrzebę stosowania tradycyjnego systemu c.o. i c.w.u., przynajmniej latem i w okresach przejściowych. Tego typu gotowe łączne systemy są już w ofercie producentów.

W układzie o charakterze pośrednim ciepło z kolektorów trafia także do gruntu wokół sondy gruntovej i tym samym pompa ciepła może mieć znacznie wyższą wydajność oraz potrzebuje mniej energii elektrycznej do wygenerowania wymaganej temperatury pracy. Pozwala to na dobór pompy ciepła o mniejszej

mocy, dzięki czemu redukuje się koszty inwestycyjne. A mniej włączeń i krótsza praca pompy zwiększa jej żywotność. Układ o charakterze pośrednim zwiększa też wydajność samych kolektorów, gdyż ich ciepło przejmie grunt o niskiej temperaturze. Taki schemat jest pokazany na Rys. 3.



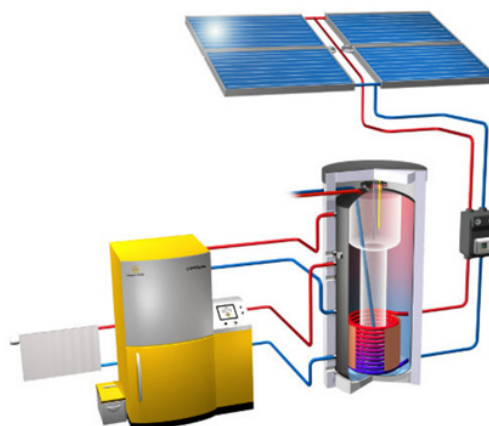
Rys. 3. Instalacja hybrydowa kolektorów słonecznych i pompy ciepła do ogrzewania (źródło: Solvis)

Połączenie pomp ciepła z systemami ogrzewania słonecznego jest szczególnie korzystne w dobrze izolowanych budynkach, gdyż pozwala na znaczne ograniczenie kosztów ogrzewania w zależności od dostaw zewnętrznych przy pokrywaniu potrzeb zaopatrzenia w ciepło. Ze względu na znaczne ograniczenie zapotrzebowania na energię elektryczną służącą zasilaniu pompy ciepła, potrzebną do jej zasiania energią elektryczną można pokryć z lokalnego źródła (PV, turbiny wiatrowe czy mikroelektrownie wodne). Zapotrzebowanie na ciepło i ciepłą wodę użytkową można również pokryć w stu procentach ze źródeł odnawialnych, jeżeli stworzymy układ autonomiczny z lokalnym magazynem energii elektrycznej.

3. Kolektory i kotły na biomasę

Kolektory w połączeniu z kotłami na biomasę zmniejszają zużycie paliwa nawet o 30–40%. Kotły na pellet działają najefektywniej, gdy pracują w górnym zakresie mocy, więc warto przeanalizować

w przypadku takiej instalacji możliwość zmniejszenia ich mocy nominalnej. Trzeba też brać pod uwagę przestrzeń potrzebną do przechowywania pelletu i miejsce na duży zasobnik ciepła. Zaletą tego układu jest nieskomplikowane połączenie za pomocą dwuwężownicowego magazynu ciepła. Przy wymiarowaniu instalacji kolektorów należy dobrać zasobnik ciepła tak, aby uniknąć przegrzewania się instalacji w okresie letnim. Układ hybrydowy składający się z kolektorów słonecznych, magazynu ciepła i kotła na biomasę jako uzupełniającego źródła ciepła jest przedstawiony na Rys. 4.



Rys. 4. Instalacja hybrydowa kolektorów słonecznych z kotłem na pellet (źródło: Wagner Solar)

4. Kolektory i kocioł elektryczny

Zasada funkcjonowania takiej instalacji przypomina działanie kotłów gazowych i kotłów na pellet. Ciepło z kolektorów trafia do buforowego zbiornika ciepła, do którego z drugiej strony podłączony jest kocioł elektryczny. Jeżeli temperatura jest za niska, automatycznie włączany jest kocioł elektryczny, który dogrzewa wodę w zasobniku ciepła do temperatury gwarantującej komfort cieplny w ogrzewanych pomieszczeniach oraz ciepłą wodę użytkową w oczekiwanej przez użytkowników temperaturze. Taka instalacja może działać całkowicie bezobsługowo.

5. Dom słoneczny

Dom słoneczny, przedstawiony na Rys. 5, to koncepcja budowlana, która została opracowana kilkanaście

lat temu przez Sonnenhaus-Institut e.V. w Straubingu. Budynek charakteryzuje się tym, że zapotrzebowanie na c.o. i c.w.u. w 50% jest pokrywane z energii pochodzącej z kolektorów, a pozostała część zapotrzebowania na ciepło jest pokrywana przez drugie źródło ciepła energii odnawialnej – najczęściej z kotła na pellet. Do ogrzewania jest wykorzystywany duży magazyn ciepła i niskotemperaturowe ogrzewanie podłogowe lub ściennie. Straty ciepła nie mogą przekraczać $0,28 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, a zapotrzebowanie na energię pierwotną 15 kWh/m^2 na rok.



Rys. 5. Dom słoneczny – uwagę zwraca bardzo duży żółty zasobnik wewnątrz budynku (źródło: Sonnenhaus-Institut e.V.)

Kluczowa jest lokalizacja budynku i jego architektura. Budynek wymaga południowej orientacji powierzchni dachu oraz dużego magazynu ciepła – $150\text{--}200 \text{ dm}^3/\text{m}^2$ powierzchni kolektorów. Powierzchnia pola kolektorów często przekracza 40 m^2 i powinna być bardziej nachylona w porównaniu do klasycznego sposobu montażu. Dom słoneczny musi spełnić wiele wymagań, takich jak m.in. wysoki standard izolacji cieplnej przegród zewnętrznych budynku oraz stolarki. Dokładny opis konstrukcji, wytyczne dotyczące projektowania i wykonawstwa zostały zawarte w opracowaniu *Minimalizacja kosztów ogrzewania w praktyce – czy można ogrzać dom ciepłem słonecznym?* (Starościak 2020, rozdz. 4, 5 i 6).

Główne zasady obliczeń ogrzewania słonecznego

Obliczenia prowadzi się w celu określenia parametrów takich jak:

- stopień pokrycia zapotrzebowania na ciepło,
- wielkość powierzchni kolektorów,
- wielkość magazynu ciepła.

Głównym problemem do rozwiązania przy obliczeniach jest to, że instalacja uzyskuje dużą ilość ciepła wtedy, gdy nie ma zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania lub jest ono małe – czyli latem i we wczesnych okresach przejściowych. Pokazuje to wykres na Rys. 1, gdzie widzimy, jak w skali roku układa się zapotrzebowanie na ciepło i poziom promieniowania słonecznego.

W procesie doboru elementów instalacji trzeba znaleźć optymalną wielkość powierzchni kolektorów i optymalną wielkość magazynu ciepła, tak aby móc przechowywać je jak najdłużej i bez ryzyka awarii z powodu przegrzania. Największe zyski ciepła są latem – ze względu na wyższe koszty inwestycyjne i niższą sprawność całoroczną inwestycja w system kolektorów do ogrzewania nie zwraca się tak szybko jak w wypadku instalacji służącej tylko do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Niemniej jednak zyski z takiej instalacji, przy wzrastających kosztach zakupu paliw, są znaczące.

Trudno przedstawić uniwersalną formułę wyznaczania wielkości instalacji, ponieważ jest to zależne od wielu indywidualnych czynników dla danego budynku i jego lokalizacji. W dalszej części artykułu pokazane są różne podejścia do szacowania wielkości elementów instalacji, stąd w poszczególnych przykładach mogą wystąpić pewne różnice wynikowe, ale ogólny poziom jest zbliżony.

Warunkiem wstępnym do efektywnego zastosowania systemu ogrzewania słonecznego jest dostępność odpowiedniej powierzchni dachu. Dach powinien być skierowany na południe, a ewentualne odchylenie od 15° do 30° od kierunku południowego nie ma znaczącego wpływu na uzysk ciepła.

Nachylenie połąci kolektorów słonecznych pracujących na potrzeby wsparcia ogrzewania powinno wynosić ok. 50°, co różni się od zalecanego nachylenia ok. 30° dla instalacji do c.w.u. lub instalacji PV. Wynika to z potrzeby ograniczenia ryzyka przegrzewania się kolektorów w okresie letnim i zwiększenia uzysku ciepła w okresach przejściowych i w zimie.

Wybór komponentów instalacji kolektorów słonecznych dla wsparcia ogrzewania jest bardzo ważny: ceny i jakość komponentów znacznie się między sobą różnią. Zalecane jest, żeby kolektory słoneczne posiadały certyfikat Solar Keymark lub inny równoważny, który potwierdza zgodność z normą PN-EN 12976 i często stanowi podstawę do ubiegania się o dofinansowanie.

Przy obliczaniu układu i parametrów instalacji hybrydowych z wykorzystaniem kolektorów słonecznych należy najpierw określić właściwe założenia dla instalacji. Ważne jest, aby wskazać zmienne potrzebne do indywidualnego podejścia przy projektowaniu danej instalacji. Szczególną uwagę należy zwrócić na:

- sposób zaopatrzenia w ciepłą wodę,
- wielkość budynku,
- dostępną powierzchnię dla kolektorów,
- nachylenie i orientację względem południa oraz potencjalne zacienienie dachu,
- lokalne warunki klimatyczne,
- stan izolacji budynku,
- sposób magazynowania ciepła,
- dobór rodzaju kolektorów słonecznych i ewentualnie fotowoltaiki lub kolektorów hybrydowych PVT.

Wpływ na instalację kolektorów do przygotowania c.w.u. i wsparcia ogrzewania mają następujące czynniki.

- Powierzchnia mieszkalna – im większe mieszkanie, tym większa powierzchnia kolektorów. Należy wziąć pod uwagę nieuniknione letnie nadwyżki ciepła. Wstępnie zakładanym celem jest pokrycie około 20–30% całkowitego zapotrzebowania na ciepło (dla c.o. i c.w.u. łącznie) energią słoneczną w skali roku.

- Termoizolacja budynku (włącznie z oknami i stolarką drzwiową) – im lepiej dom jest zaizolowany, tym większy będzie udział pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez kolektory.
- Zapotrzebowanie na c.w.u. – 30 l na osobę oznacza zużycie niskie, zużycie średnie (bardziej prawdopodobne) wynosi 45 l na osobę, a wysokie – do 60 l; ciepła woda użytkowa oznacza w każdym przypadku wodę o temperaturze 45°C.
- Wybór rodzaju kolektora – kolektory próżniowe dzięki wyższej sprawności wymagają ok. 30% mniejszej powierzchni do instalacji.
- Pożądany udział pokrycia zapotrzebowania na ciepło energią słoneczną do ogrzewania i przygotowania c.w.u. – im wyższy stopień pokrycia zapotrzebowania, tym większa powierzchnia kolektorów i pojemność magazynu ciepła.
- Konstrukcja zbiornika magazynowego i jego wielkość dobrana do stopnia pokrycia zapotrzebowania na ciepło i powierzchni kolektorów – dla przeciętnego czteroosobowego gospodarstwa domowego przyjmuje się zbiornik o pojemności 700–1000 l.
- Zgodność z wymogami pod kątem uzyskania finansowych instrumentów wsparcia.

Typowa wielkość instalacji

Często stosowaną podstawą wymiarowania instalacji kolektorów jest wielkość zapotrzebowania na c.w.u. Zwykle kolektory pokrywają do 60% całkowitego zapotrzebowania na energię potrzebną do przygotowania c.w.u. Na przykład do przygotowania c.w.u. w typowym domu jednorodzinym niezbędne jest pozyskanie energii z kolektorów o powierzchni 7 m². Wielkość ta zależy też od liczby łazienek i korzystających z nich mieszkańców – przyjmuje się 1–1,5 m² kolektora na osobę.

Przy wymiarowaniu powierzchni kolektorów na potrzeby ogrzewania powierzchnię przewidywaną tylko do przygotowania c.w.u. mnoży się przez

współczynnik 2 lub 2,5. Wielkości te wynikają z praktyki i doświadczeń z eksploatacji. Zatem średnia powierzchnia instalacji do wsparcia c.o. wynosi od 14 m² do 17,5 m², do czego trzeba dodać powierzchnię wynikającą z cech indywidualnych budynków, takich jak ich zwiększone zapotrzebowanie na ciepło czy słabsza izolacja termiczna.

W procesie wymiarowania stosuje się też zgrubne określenie wielkości instalacji. Na każde 10 m² powierzchni ogrzewanej przyjmuje się 1 m² kolektora płaskiego lub 0,5 m² kolektora próżniowego. W zgrubnej metodzie pojemność zasobnika ciepła wyznacza się na 50 l na 1 m² powierzchni kolektora płaskiego i 50 l dla zapotrzebowania na c.w.u. na jedną osobę.

Priorytetem jest wsparcie ogrzewania budynku. Zakłada się, że w okresie letnim i wczesnoprzejsiowym instalacja powinna w pełni pokryć zapotrzebowanie na c.w.u., natomiast jesienią, wczesną wiosną i zimą priorytetem jest ogrzewanie. W praktyce, jeżeli mielibyśmy osobne instalacje do c.w.u. i do c.o., należałoby dodać do siebie powierzchnie instalacji przeznaczonej do wsparcia ogrzewania oraz instalacji do przygotowania c.w.u. w celu pokrycia całkowitego zapotrzebowania na ciepło w okresie grzewczym, ale podany zakres jest na tyle szeroki, że raczej można przyjąć całość jako wspólną instalację, z uwagi na stosunkowo mały udział c.w.u. w bilansie cieplnym w okresie grzewczym.

Na rynku dostępne są kolektory płaskie i rurowe. Te drugie potrzebują ok. 20% mniej miejsca na montaż, ale są droższe. W praktyce przyjmuje się 1,5 m² powierzchni płaskiego kolektora na potrzeby przygotowania c.w.u. dla jednej osoby. Minimalna objętość dla akumulacji ciepła na potrzeby uzyskania c.w.u. to 200% objętości odpowiadającej dziennemu zużyciu. Do pełnego wsparcia instalacji c.o. potrzeba 2,3 m² powierzchni kolektorów oraz 50 l pojemności zasobnika na każde 10 m² ogrzewanej powierzchni. Instalacja kolektorów słonecznych tylko na potrzeby przygotowania c.w.u. jest oczywiście tańszą opcją – wymaga mniejszej liczby kolektorów i mniejszego zasobnika.

Magazynowanie ciepła słonecznego

Ogrzewanie słoneczne wymaga magazynowania ciepła. Oprócz wielkości zbiornika należy wybrać jego odpowiedni rodzaj. Aby instalacja kolektorów słonecznych nie przegrzewała się latem, bufor ciepła powinien przechowywać od 1,5 raza do 2 razy większą ilość ciepła od dziennego zapotrzebowania. Ważna jest dobra izolacja termiczna zasobnika. Typowa wielkość zasobnika ciepła dla instalacji kolektorów do podgrzewania c.w.u. i wspomaganie c.o. wynosi 60 l/1 m² powierzchni kolektora płaskiego i 80 l/1 m² powierzchni kolektora próżniowego. W typowym domu jednorodzinym zwykle wymagany jest zbiornik o pojemności ok. 700 l, ale może być większy, jeżeli pozwalają na to warunki i założenia ekonomiczne. Gdy nie ma wystarczającej ilości ciepła słonecznego, zbiornik ciepła jest dogrzewany przez podstawowe urządzenie grzewcze – kocioł gazowy, pelletowy, pompę ciepła lub kocioł elektryczny. Dostępne na rynku zasobniki akumulujące ciepło z kolektorów słonecznych dla systemu grzewczego mają zwykle pojemność 500–1000 l. Są też większe, o pojemności kilku tysięcy litrów, przeznaczone do długiego magazynowania – to sezonowe zasobniki ciepła.

Wielkości zbiorników podane w tym tekście są szacunkowe i w praktyce zależą od wielu czynników indywidualnych i lokalnych. W zależności od obranego podejścia projektowego pojawiają się pewne różnice w ich wielkości. Generalna zasada jest taka, że bezpieczniej jest przyjąć nieco większą pojemność magazynu ciepła, aby zminimalizować niebezpieczeństwo przegrzania się instalacji w okresie letnim. Nie warto jednak przesadzać z przewymiarowaniem, gdyż przegrzaniu instalacji można zapobiegać przez nocne schładzanie kolektorami i odwracanie obiegu w instalacji – i w ten sposób obniżyć temperaturę wody w magazynie ciepła. W wielu krajach w programach wsparcia instalacji słonecznej na cele grzewcze wielkość zasobnika ma wpływ na możliwe do pozyskania środki, gdyż preferowane są efektywne instalacje kolektorów słonecznych pracujące dla wsparcia ogrzewania budynku, a nie tylko dla przygotowania c.w.u.

Często stosowane są zasobniki ciepła do c.o. i c.w.u., czyli „dwa w jednym”, które służą do magazynowania i jednoczesnego dostarczania ciepłej wody użytkowej i wody zasilającej układ grzewczy. Jest to możliwe dzięki kilku rozwiązaniom. W systemie „zbiornik w zbiorniku”, wewnątrz głównego zbiornika magazynującego ciepło z kolektorów słonecznych, w górnej jego części znajduje się dodatkowy, zamknięty zbiornik służący do przechowywania c.w.u. W ten sposób dwa obiegi wody – na cele c.o. i c.w.u. – są oddzielone od siebie, a ciepło z kolektora trafia do zbiornika c.w.u., który może też być podgrzewany z drugiego źródła ciepła.

W innym rozwiązaniu zasobnik frakcyjny jest bardzo wysoki i wąski. Przykład takiego rozwiązania jest pokazany na Rys. 6. Ciepła woda gromadzi się u góry zbiornika, a chłodniejsza na jego dnie. Stratyfikacja może być pasywna lub aktywna. Pasywna odbywa się za pomocą rur wymiennikowych w zasobniku z przepływem do góry. Aktywną stratyfikację tworzy się za pomocą wielu punktów zasilania węzownic (wymienników ciepła) na różnych wysokościach. Woda podgrzana przez kolektory jest kierowana do zasobnika dokładnie we właściwym miejscu. Dzięki temu woda chłodna nie miesza się z cieplejszą i średnia temperatura w zasobniku nie spada. Taki zasobnik znacznie rzadziej wymaga dogrzewania i ciepło z kolektorów jest efektywniej wykorzystywane.

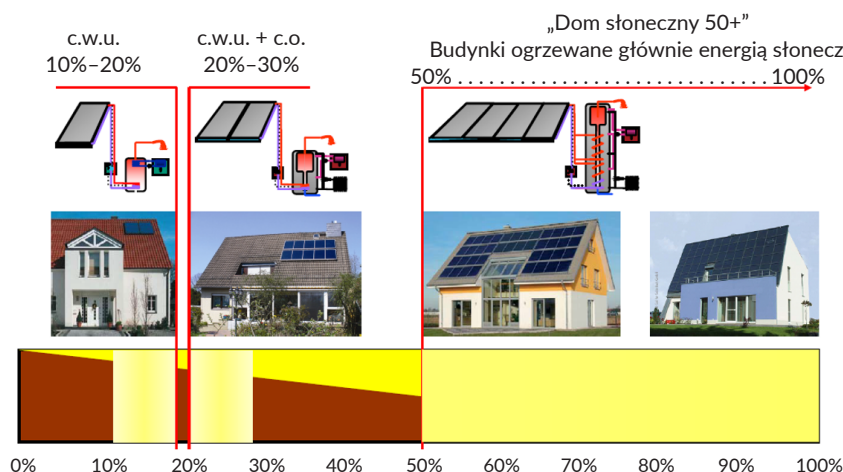


Rys. 6. Warstwowy magazyn ciepła (źródło: materiały Swiss Solartank)

Kalkulacja potencjału oszczędności

Oszczędność lub zakładany limit wydajności dla podgrzewania c.w.u. wspomaganego energią z kolektorów zwykle wynosi 60%. W przypadku modernizacji systemu grzewczego w celu wspomaganego instalacją kolektorów zakładana oszczędność wynosi 20–30% kosztów ogrzewania i będzie wzrastać wraz z podwyżkami cen nośników energii, chociaż według pokazanej na Rys. 7 klasyfikacji udział ciepła słonecznego z zaopatrzeniu budynków w ciepło może wynosić 50%. Natomiast w przypadku „domów słonecznych” udział ciepła słonecznego w zaopatrzeniu budynku mieszkalnego w całorocznym pokryciu zapotrzebowania na ciepło przekracza 50%. Potencjał oszczędności kosztów eksploatacyjnych wynikający z zastosowania instalacji hybrydowych z kolektorami słonecznymi rośnie wraz z wyższymi kosztami nośników energii. W wypadku obserwowanych obecnie znacznych podwyżek cen energii elektrycznej, gazu czy biomasy – te oszczędności mają bezpośredni wpływ na opłacalność inwestycji i skrócenie czasu jej amortyzacji.

Punktem wyjścia do określenia potencjału oszczędności wynikającej z zastosowania instalacji hybrydowej jest zakres inwestycji, na którym opiera się kalkulacja wsparcia kolektorami instalacji ogrzewania. Aby uzyskać równowagę między kosztem zakupu a zyskiem, należy uwzględnić potencjał oszczędności w trakcie eksploatacji jako czynnik amortyzacji. Im wyższa inwestycja początkowa, tym większe powinny być efekty oszczędności podczas bieżącej działalności. Doświadczenie z przeszłości pokazuje, że amortyzacja słonecznych instalacji pozyskujących ciepło do wspomaganego ogrzewania wynosiła od 10 do 15 lat. Okres ten skraca się dzięki dotacjom do instalacji OZE (w Niemczech nawet do pięciu lat). Przy obecnych cenach nośników energii ten okres może ulec znacznemu skróceniu. Dodatkowo zwiększa się efekt niezależności od zewnętrznych dostawców energii i paliw do ogrzewania, co ma duży wpływ na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego na podstawowym poziomie.



Rys. 7. Klasyfikacja udziału energii słonecznej w zaopatrzeniu budynku w ciepło i ciepłą wodę użytkową

Instalacje kolektorów słonecznych do wspomaganie c.o. i przygotowania c.w.u. wymagają większych nakładów, ale dostarczają więcej energii, a tym samym ich potencjał oszczędności wynosi 20–30% rocznych kosztów eksploatacyjnych. Potencjał oszczędności instalacji tylko do przygotowania c.w.u. wynosi 55–60% rocznych kosztów.

Ceny instalacji i koszty eksploatacji

Z uwagi na brak wiarygodnego punktu odniesienia do cen w Polsce przyjęto ceny z rynku niemieckiego. Można założyć, że poziom cen w Polsce będzie niższy niż w Niemczech. Czasopismo branżowe „Sonne, Wind & Wärme”, z którym współpracuje SPIUG, na bieżąco monitoruje rynek pakietów solarnych, systemów ciepłej wody i systemów kombinowanych. W Tab. 1. zestawiono przykłady cen komponentów

instalacji. Do obliczeń przyjęto dom o powierzchni mieszkalnej 128 m² z ogrzewaniem powierzchniowym z zasilaniem o temperaturze 35°C i o zapotrzebowaniu na ciepło 9090 kWh rocznie.

Dane dotyczące kosztów eksploatacji i serwisu oraz kosztów inwestycyjnych są danymi z rynku niemieckiego. Bieżące koszty obejmują prace serwisowe, ubezpieczenie i koszty energii elektrycznej do obsługi pompy obiegowej i automatyki. Konserwacja instalacji do ogrzewania słonecznego powinna być przeprowadzana raz w roku i koszt takiej usługi wynosi od 50 EUR do 100 EUR. W Polsce można założyć, że wydatki na ten cel wyniosą ok. 100–150 PLN raz na dwa lata. Koszt zasilania pompy obiegowej to ok. 20 EUR. Ubezpieczenie obejmuje szkody spowodowane warunkami pogodowymi, kradzieżą lub aktami wandalizmu i kosztuje ok. 40 EUR rocznie. Raz na kilka lat, zależnie od wymagań producenta kolektorów, należy wymienić płyn solarny (glikol).

Tab. 1. Ceny przykładowych ofert urządzeń i osprzętu instalacji solarnej dla analizowanego budynku z 2021 r.

Przykładowe instalacje	Powierzchnia kolektorów [m ²]	Rodzaj kolektora	Stopień pokrycia zapotrzebowania na ciepło ciepłem słonecznym [%]	Pojemność buforu ciepła [l]	Koszt [EUR]
Instalacja 1	14,41	płaski	35,8	800	6000
Instalacja 2	9,28	płaski	21,9	806	6900
Instalacja 3	10,77	płaski	29,4	500	7400
Instalacja 4	5,66	próżniowy	19,1	900	5800
Instalacja 5	14,1	płaski	33,5	962	9600
Instalacja 6	16,72	płaski	37,8	1000	9400
Instalacja 7	18	próżniowy	49,8	1090	17 400

Podsumowanie

W wielu krajach europejskich można w tej chwili zaobserwować ponowny wzrost zainteresowania wykorzystywaniem ciepła z kolektorów słonecznych w innych celach niż tylko przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Wynika to z coraz wyższych wymagań stawianych budynkom dotyczących redukcji emisji i korzystania z energii odnawialnej, a także z dążenia użytkowników do redukcji kosztów ogrzewania. W przyszłości, gdy będą obowiązywać ostre reguły wymuszające dekarbonizację w ogrzewnictwie, energia słoneczna będzie jednym z kluczowych rozwiązań. Przejście na ogrzewanie zasilane energią odnawialną wiąże się jednak z koniecznością głębokiej termomodernizacji istniejących budynków. Podwyższanie standardu efektywności budynków to proces wymagający czasu i nie wszędzie będzie to możliwe ze względów ekonomicznych lub technicznych. Dlatego wykorzystanie instalacji hybrydowych, które przynajmniej w części pozwolą ograniczyć zużycie paliw czy energii elektrycznej, a przez to ograniczyć emisję CO₂ do atmosfery, jest praktycznym rozwiązaniem, które można zaadaptować stosunkowo niskim kosztem do istniejących budynków i uzyskać praktycznie od razu wymierny efekt ekologiczny i ekonomiczny. W nowych budynkach instalacje kolektorów słonecznych są uzupełnieniem innych źródeł ciepła, co ma pozytywny wpływ na żywotność tych urządzeń i koszty ich eksploatacji (koszty zużywanych paliw lub energii elektrycznej).

Instalacje hybrydowe będą stosowane coraz częściej, także z uwagi na możliwość dywersyfikacji nośników energii oraz wykorzystania zasobów lokalnych. Transformacja energetyczna w UE i podnoszenie bezpieczeństwa energetycznego przy równoczesnym odchodzeniu od paliw kopalnych to plany, które mogą zostać wdrożone przy założeniu, że z elektryfikacji będzie pokryte ok. 30% zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania w przypadku budynków mieszkalnych oraz 50% w przypadku budynków komercyjnych.

Scenariusze rozwoju ogrzewnictwa wskazują, że znaczna część zapotrzebowania na ciepło w budynkach

mieszkalnych, których nie obejmie ogrzewanie zasilane energią elektryczną, będzie musiała korzystać z ciepła wytwarzanego z OZE, takich jak energia słoneczna, biomasa i biometan, oraz z gazów zdekarbonizowanych, w tym głównie wodoru, a także z technologii magazynowania ciepła.

Bibliografia:

- BDH Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2019), *Energetische Gebäudesanierung mit System. Anlagenbeispiele im Vergleich*, https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Broschueren/BDH_Energetische_Gebaeudesanierung_mit_System_2017.pdf [dostęp: 11.02.2021].
- BDH Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2021), *Efficient Systems and Renewable Energies. Technology and Energy Panel*, https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/ISH2021/Broschueren/BDH_Efficient_systems_and_renewable_energies_2021.pdf [dostęp: 11.02.2021].
- Minergie (2015), *Sonnenkollektoren Dimensionierungshilfe*, https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Solarwaerme_Merkblaetter/2015_EnergieSchweiz-MINERGIE-Dimensionierungshilfe-Sonnenkollektoren_d.pdf [dostęp: 11.02.2021].
- Net4Energy (2020), *Solarthermie: Saubere und nachhaltige Wärme. Dein net4energy-Essentials Guide*, <https://www.net4energy.com/de-de/solarthermie-essentials> [dostęp: 11.02.2021].
- Solar Heat Europe, Liquid Gas Europe (2021), *Solar Thermal and LPG to Decarbonise Local Heat – A Winning Case*, https://www.liquidgaseurope.eu/images/pdf/Solar_Thermal_and_LPG_final.pdf [dostęp: 11.02.2021].
- Solar Heat Europe ESTIF, *Solar Heat for Buildings (Residential and Commercial)*, <http://solarheateurope.eu/about-solar-heat/solar-heat-buildings-residential-commercial/> [dostęp: 11.02.2021].
- Solaranlagen-Portal, *Solarthermie*, <https://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie> [dostęp: 11.02.2021].
- Sonnenhaus-Institut e.V. (2020), materiały techniczne, <https://www.sonnenhaus-institut.de/das-sonnenhaus.html> [dostęp: 11.02.2021].
- Starościk J. (2020), *Minimalizacja kosztów ogrzewania w praktyce: czy można ogrzać dom ciepłem słonecznym?*, <https://spiug.pl/raporty/czy-mozna-ogrzac-dom-cieplem-slonecznym-minimalizacja-kosztow-ogrzewania-w-praktyce/> [dostęp: 11.02.2021].
- Starościk J. (2021), *Instalacje kolektorów słonecznych do wspomaganie instalacji ogrzewania w budynkach*, <https://spiug.pl/raporty/planowanie-instalacji-kolektorow-slonecznych-do-wspomaganie-ogrzewania-w-budynkach/> [dostęp: 11.02.2021].

Hybrid heating installations using solar heat – a practical compromise

Abstract: Current activities aimed at decarbonization the energy and heating supply and reduction of the use of fossil fuels, force us to look for solutions that will realistically allow for a gradual achievement of this goal, without risking the security of covering the heat demand of end users. Increase the share of renewable energy sources in heating is a justified measure, but it should be remembered that their use requires increase the energy efficiency of buildings, mainly by reducing their heat demand. In practice, this is a difficult task to accomplish in a short time due to the extreme heterogeneity in building structures and other various factors such

as end-user preferences and their financial resources, available local energy systems and the resources of buildings themselves. Therefore, solutions are sought that will, on the one hand, allow for a gradual reduction in the share of fossil fuels and electricity from conventional sources in heating along with the progress of thermal modernization, and on the other hand, will ensure energy security for consumers. Such a solution should also ultimately lead to the reduction of the purchase costs of energy carriers by increasing the share of locally available energy resources. Hybrid heating installations are such solution. Currently, hybrid heating installations are installations consisting of various complementary heat sources combined into one system that automatically adjusts to the supply conditions of locally available resources. A good example of such an installation is a combination of solar collectors with a heat storage

and a supplementary additional heat source, acting as a peak source, thanks to which we have the opportunity to increase the share of clean, emission-free heat from solar collectors and guarantee constant thermal comfort to recipients.

Keywords: hybrid heating installations, solar thermal energy, safety of energy supply, diversification, local energy resources

Janusz Starościk

Prezes Zarządu Stowarzyszenia Producentów
i Importerów Urządzeń Grzewczych (SPIUG)
Prezes Stowarzyszenia Producentów
i Importerów Urządzeń Grzewczych



