



# LOKALNY WYMIAR ENERGII

15 kwietnia 2020  
(aktualizacja 29.01.2021)

Praca zbiorowa pod  
redakcją  
dra inż. Karola  
Wawrzyniaka

## STRESZCZENIE

Raport ma na celu identyfikację szans oraz zagrożeń dla polskiego sektora OZE w kontekście transformacji energetycznej. Skupia się na jej lokalnym wymiarze.

### Autorzy:

- Sławomir Walkowiak, Maciej Mazurek, Anna Kadłubowska, Endika Urresti-Padron, Sergio Mallorquin-Fernandez, Ryszard Cetnarski, dr inż. Karol Wawrzyniak – Interdyscyplinarny Zakład Analiz Energetycznych / Narodowe Centrum Badań Jądrowych
- Anna Wierchołowska, Joanna Ogrodniczuk, dr inż. Arkadiusz Węglarz, Dariusz Koc, Karolina Loth Babut – Krajowa Agencja Poszanowania Energii
- Arkadiusz Somnicki – Energa Obrót SA
- dr inż. Artur Dembny – Ostrowski klastr energii
- Barbara Adamska – Kongres Magazynowania Energii w Polsce
- Piotr Budzisz – Krajowa Izba Kłastrów Energii
- dr Kamil Kwiatkowski – Euros Energy
- Grzegorz Skarżyński – Tundra Advisory
- dr Sławomir Kopeć – Akademia Górniczo- Hutnicza
- Sylwia Koch-Kopyszko – Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
- Ewa Malicka – Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
- dr inż. Tomasz Mirowski – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN
- Ireneusz Perkowski – Control Process
- Daniel Raczkiwicz – IEN Energy
- dr inż. Stanisław Pietruszko – Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki
- Jerzy Topolski – Tauron Dystrybucja
- Delfina Rogowska – Instytut Nafty i Gazu
- Dariusz Zych – Stowarzyszenie Producentów Polska Biomasa
- dr inż. Paweł Grabowski – STAY-ON Energy Management Sp. z o.o.
- dr inż. Sławomir Kanoza – Hoppecke Bateria Polska Sp. z o.o.
- Przemysław Kałek – Kancelaria Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.k.
- Rafał Kuźniak – Siemens Sp. z o.o.
- Michał Motylewski – Dentons Europe Dąbrowski i Wspólnicy sp. k.
- Jakub Papiernik – ABB Power Grids Poland Sp. z o.o.
- dr inż. Piotr Szczeciński – Encos Sp. z o.o.
- Adam Zalewski – Griffin Group S.A. Energy sp.k
- dr inż. Janusz Teneta – Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki. AGH
- dr inż. Szymon Firląg – Politechnika Warszawska, Wydział Inżynierii Lądowej
- Andrzej Guła – Krakowski Alarm Smogowy

Praca zrealizowana w ramach projektu pt.

### Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)

[www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)

współfinansowanego 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 Gospostateg1/385085/21/NCBR/19

# Lokalny wymiar energii – Raport z prac

## Spis treści

Wstęp .....	5
Założenia analizy .....	6
Podsumowanie zarządcze – rekomendacje .....	7
Część A – Kierunki rozwoju energetyki rozproszonej.....	10
Scenariusze badania .....	10
Zefir – opis narzędzia oraz konstrukcja modelu .....	11
Wyniki.....	12
Krytyka modelu .....	16
Wprowadzenie .....	19
Pompy ciepła .....	26
Panele fotowoltaiczne .....	28
Kolektory słoneczne .....	29
Kogeneratory gazowe (turbiny i silniki).....	30
Magazyny energii .....	31
Technologie biomasy.....	33
Technologie biogazownicze.....	36
Mikrokogeneracja.....	41
Małe elektrownie wodne (MEW) .....	43
Elektrownie wiatrowe .....	45
Małe elektrownie wiatrowe .....	48
Termomodernizacja .....	49
Sektor ICT (Information and Communications Technology) .....	53
Część C – Strategia transformacji lokalnej, w tym niezbędne procesy cyfryzacji .....	58
Postulaty ogólne w kontekście energetyki rozproszonej.....	59
Strukturalny program pilotaży i piaskownic legislacyjnych.....	62
Procesy cyfryzacji .....	66
Corporate PPA, w tym linia bezpośrednia .....	69
CPPA model A – on-site; behind the meter – instalacja przyłączona bezpośrednio do wewnętrznej sieci odbiorcy.....	72
CPPA model B – near-site – instalacja wytwórcza przyłączona do lokalnego systemu dystrybucyjnego odbiorcy energii .....	74



CPPA model C – off-site – instalacja ulokowana poza lokalizacją odbiorcy .....	75
Mechanizmy gwarancyjne zmniejszające ryzyko odbiorcy .....	77
Spółeczność energetyczna.....	78
Wspólnota OZE .....	86
Zbiorowy prosument .....	90
Usługi regulacyjne .....	93
Umożliwienie przedsiębiorstwom energochłonnym korzystania z systemu rekompensat kosztów pośrednich emisji (ETS) w sytuacji, gdy wytwarzają/kupują energię odnawialną .....	95
Rozwój lokalnej partycypacji w inwestycjach energetycznych – crowdfunding (ustawa o ofercie publicznej) .....	97
Fotowoltaika.....	97
Opracowanie planu rozwoju PV .....	99
Możliwości techniczne zdefiniowane w unijnym kodeksie sieciowym w zakresie wymagań dla generatorów (NC RFG) .....	101
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) .....	102
Zdalne ograniczanie odbioru mocy .....	103
Regulacja zwrotu z inwestycji i kosztów operatorów sieci dystrybucyjnych. ....	105
Protokół odbioru końcowego systemów PV .....	105
Obowiązkowy monitoring on-line .....	106
Sprzedaż energii z systemu PV bezpośrednio odbiorcy końcowemu .....	107
Ochrona praw nabytych .....	109
Doprecyzowanie przepisów .....	110
Pompy ciepła .....	111
Uaktualnienie wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej z elektroenergetycznej sieci systemowej .....	113
Wyrównanie pozycji pompy ciepła i urządzeń grzewczych zasilanych paliwami kopalnymi w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) .....	114
Uproszczona ścieżka pozwoleń na wykonanie gruntowych wymienników ciepła dla pomp ciepła małej mocy .....	116
Strategiczny Program Badawczo-Rozwojowy dla Technologii Pomp Ciepła .....	117
Farmy wiatrowe (przyłączone do sieci OSD) .....	119
Zniesienie zasady 10H – arbitralnego limitu odległościowego dla lokowania nowych turbin wiatrowych oraz repoweringu .....	120
Wydłużenie okresu obowiązywania systemu aukcyjnego poza czerwiec 2021 – przedłużenie systemu aukcyjnego .....	123

Ułatwienia w uzyskiwaniu nowych warunków przyłączenia; przedłużenie ważności umów przyłączeniowych dla energetyki wiatrowej poza czerwiec 2022 (prawo energetyczne, ustawa o OZE) .....	124
Biogaz\Biometan .....	125
Zapewnienie stałych cen w taryfach gwarantowanych .....	127
Zapewnienie trwałości cen referencyjnych .....	128
Umożliwienie migracji instalacji kogeneracyjnych .....	128
Regulacje dotyczące wykorzystania bioodpadów .....	129
Zatłaczanie biometanu do sieci .....	130
Uproszczenie procedur .....	132
Biomasa .....	132
Biomasa jako element systemu w energetyce lokalnej .....	134
Biomasa z przeznaczeniem na paliwa – definicja, standardy jakości, pochodzenie .....	137
Utworzenie towarowej giełdy biomasy .....	138
Komunalne osady ściekowe jako składowa dla paliwa kompozytowego .....	139
Organizacja i cyfryzacja systemu kontroli urządzeń grzewczych na paliwa stałe .....	140
Małe elektrownie wodne .....	141
Wydłużenie okresu udzielania pomocy operacyjnej dla MEW .....	144
Modernizacja instalacji OZE .....	147
Przepisy dla spółdzielni energetycznych .....	149
Zapewnienie trwałości systemu FIT/FIP .....	149
Udostępnianie obiektów piętrzących .....	153
Uprozczone procedury .....	154
Magazyny energii .....	156
Program wsparcia zakupu magazynów energii przez prosumentów .....	160
Program wsparcia zakupu magazynów energii przez przedsiębiorstwa przemysłowe w celu zapewnienia parametrów jakościowych energii niezbędnych na potrzeby procesów technologicznych, w tym na potrzeby Przemysłu 4.0 .....	162
Regulacje umożliwiające przyłączenie do sieci magazynów energii jako samodzielnych instalacji z odrębnym układem współpracy z siecią .....	163
Katalog usług regulacyjnych OSD dla magazynów energii .....	165
Katalog usług komercyjnych OSP dla magazynów energii .....	167
Koszyk aukcyjny dla instalacji OZE wyposażonych w magazyn energii .....	169
Opracowanie norm i standardów dotyczących bezpieczeństwa magazynów energii .....	170
Termomodernizacja .....	171
Zmiana Ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów .....	174

Zmiana Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie .....	175
Wybór wśród istniejących instytucji, podmiotu koordynującego działania struktur rządowych i samorządowych w zakresie niskoemisyjnej transformacji budownictwa.....	176
Wzmocnienie systemu szkoleń pracowników budowlanych zajmujących się termomodernizacją i kampanie informacyjne przeznaczone dla właścicieli budynków planujących ich modernizację .....	177
Podsumowanie.....	182
Glosariusz .....	183
Załącznik 1: Założenia do modelowania – parametryzacja systemu Zefir .....	188
Modelownie strony popytowej .....	188
Modelowanie strony podaźowej.....	191
Funkcja celu oraz ograniczenia problemu optymalizacyjnego .....	193



## Wstęp

Dynamiczny wzrost udziału energetyki rozproszonej w światowym miksie energii jest faktem<sup>1</sup>. Na poziomie krajowym nie możemy tego trendu zatrzymać – możemy go jednak istotnie spowolnić lub też istotnie przyspieszyć. Polska jako prawie 40-milionowy kraj o wysoko rozwiniętym potencjale intelektualnym i w relatywnie dobrej sytuacji gospodarczej ma szansę skorzystać gospodarczo, biorąc aktywny udział w wyścigu związanym z technologiami rozproszonymi i tym samym uniknąć ryzyka bycia wyłącznie pasywnym biorcą zagranicznych technologii. W jaki więc sposób wykorzystać środki legislacyjne i pozalegislacyjne, aby odblokować lokalny potencjał innowacyjności w branżach związanych z energetyką rozproszoną? W jaki sposób tworzyć efekty synergii pomiędzy branżami poprzez integrację ich komponentów? Czy i w jakim stopniu krajowe rozwiązania mają potencjał, aby zaspokoić prognozowany krajowy popyt na wybrane technologie i czy są w stanie stanąć w szranki z zagranicznymi dostawcami na rynku globalnym? I wreszcie, w jaki sposób możemy stworzyć krajowe i europejskie mechanizmy identyfikacji i wspierania podmiotów, które taki potencjał mają? Na część tych pytań znajdziemy odpowiedź w niniejszym raporcie. Na część z nich nie ma jednak prostych odpowiedzi. Mimo to w takich przypadkach nie jesteśmy bezradni, gdyż ciągle możemy zarysować ścieżkę dalszego sposobu poszukiwania odpowiedzi.

### Cele raportu:

- **Zidentyfikowanie możliwych wariantów ewolucji miksu energetycznego w kontekście energetyki rozproszonej oraz oszacowanie ilościowe kosztów tych wariantów** (część A raportu). Wyznaczony horyzont analizy to rok 2030. Jednym z kluczowych założeń różnicujących analizowane scenariusze jest ścieżka redukcji niskich emisji oraz redukcji CO<sub>2</sub>. Wynikiem są przewidywane zestawy opłacalnych ekonomicznie mikсів technologii. W rezultacie wskazane są te technologie, dla których popyt będzie rósł oraz przeprowadzone jest zgrubne oszacowanie ilościowe skali tego wzrostu.
- **Identyfikacja potencjału oraz szans dla branż polskiego przemysłu** (część B raportu). W tej części dokonywany jest przegląd krajowego potencjału pod kątem m.in. skali produkcji, jak i innowacyjności branż. Analizę przeprowadzono poprzez pryzmat wyników z części A. Kluczowe jest ilościowe badanie polskich firm. Dodatkowo zarysowane są perspektywy branży IT z naciskiem na kontekst energetyki rozproszonej. Przedstawione dane mają stanowić pomoc w ocenie stanu obecnego oraz w zrozumieniu celowości i kierunków wspierania rozwoju poszczególnych branż.
- **Wskazanie działań służących przeprowadzeniu transformacji sektora energetycznego w jego lokalnym wymiarze** (część C raportu). Działania te są podzielone na dwa obszary. Pierwszy obszar dotyczy tych środków legislacyjnych i pozalegislacyjnych, które nie są związane z jedną konkretną technologią. Przykładem mogą być np. umowy corporate PPA czy lokalne obszary bilansowania bazujące na zapisach o spółdzielniach energetycznych/klastrach, które promują współpracę pomiędzy wytwórcami i odbiorcami na lokalnym poziomie. To zwłaszcza te działania, poprzez odpowiednie wykreowanie popytu na technologie integrujące komponenty różnych branż, mają szansę na wykreowanie dużej wartości dodanej dla Polskiej gospodarki. Drugą grupę środków stanowią środki

<sup>1</sup> *International Energy Agency*, <https://www.iea.org/reports/renewables-2019> (dostęp: 13.05.2020).

związane z konkretną technologią wytwarzania. Autorzy przyjęli założenie, że bez identyfikacji i zaadresowania barier umożliwiających rozwój poszczególnych technologii trudno będzie wprowadzać integrujące je rozwiązania.

Poruszane w raporcie zagadnienia, ograniczają się do lokalnego wymiaru sektora energii. Z punktu widzenia technologicznego przyjęliśmy z pewnym uproszczeniem, że oznacza to obszar technologii wytwórczych oraz odbiorów przyłączonych do sieci OSD i lokalnych systemów ciepłowniczych. Same systemy ciepłownicze są ujęte w zagadnieniach modelowania w części A raportu, ale nie jest przeprowadzony dla nich przegląd stanu branż i identyfikacji środków. W tym zakresie prowadzona jest dedykowana analiza przez działający równolegle zespół. Podobnie dedykowany zespół analizuje technologie wielkoskalowe, za które uważamy te przyłączone do sieci OSP. Nie ma też w raporcie dotkniętego istotnego obszaru technologii wodorowych, dla których także powołano dedykowany zespół.

## Założenia analizy

Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto szereg poniższych założeń.

- 1. Minimalizowanie skutków środowiskowych.** Za długodystansowy cel transformacji postawiono neutralność klimatyczną w roku 2050. Jako cel na potrzeby analiz w horyzoncie 2030 (część A) przyjęto dość ambitny scenariusz, w którym niskie emisje będą zredukowane o co najmniej 50%, a Ścieżka redukcji CO<sub>2</sub> będzie nie mniejsza niż w zobowiązaniach unijnych. Technologie spalające paliwa kopalne mają swoje miejsce w części analitycznej, gdyż ich udział w 2030 ciągle będzie znaczny, ale nie zajmujemy się nimi w pozostałych częściach raportu, zakładając, że raport ma dotyczyć technologii OZE działających lokalnie. W obecnej postaci raport identyfikuje branże, które w sposób minimalny kosztowo zapewnią transformację. To spojrzenie wymaga poszerzenia w dalszym toku prac w celu poprawnego odzwierciedlenia np. kosztów środowiskowych w analizie.
- 2. Dane i modele obliczeniowe jako podstawa podejmowania decyzji.** Sektor energetyczny cechują dość złożone zależności pomiędzy poszczególnymi branżami – często są warunkowane zjawiskami przyrodniczymi (pogoda, zmiany klimatyczne) bądź legislacyjnymi (systemy subsydiów oraz kar). W tak złożonej rzeczywistości eksperckie podejście może być z jednej strony zawodne, a z drugiej, w mniemaniu autorów, trudniejsze do obrony niż podejście oparte o narzędzia analityczne. Stąd też istotnym elementem tego opracowania jest analiza ilościowa miksu przeprowadzona w części A. Przy części postulatów sygnalizujemy, że dalsze etapy prac nad nimi powinny być wzbogacone pogłębioną analizą ilościową, dającą zrozumienie skutków decyzji oraz braku decyzji.
- 3. Holistyczne spojrzenie na gospodarkę.** Przeprowadzone analizy tam, gdzie to było możliwe, biorą pod uwagę wzajemny wpływ sektorów. W części A, w której modelowanie obejmuje w lokalnym wymiarze zarówno sektor ciepła, jak i energii elektrycznej, minimalizowany jest koszt z punktu widzenia społeczeństwa, a nie pojedynczego inwestora. W rezultacie brane są pod uwagę także koszty rozbudowy infrastruktury. Z powodu limitów czasowych nie wszystkie koszty zewnętrzne zostały zaimplementowane w modelu. W dalszych etapach, w przypadku chęci pogłębienia

konkluzji, niezbędna będzie bardziej zaawansowana parametryzacja modelu uwzględniająca m.in. koszty środowiskowe, które obecnie model pomija.

4. **Efektywność kosztowa.** Przyjmujemy założenie, że podmioty podejmą wysiłek inwestycyjny, bazując na ekonomicznych przesłankach. W rezultacie oznacza to, że społeczeństwo minimalizuje koszt pokrycia zapotrzebowania w narzuconych regulacyjnie granicach. Na kształtowanie się elementów kosztu ma z jednej strony wpływ państwo (środki legislacyjne i pozalegislacyjne), jak i otoczenie zewnętrzne (np. globalne ceny technologii oraz paliwa). W kontekście środków legislacyjnych i pozalegislacyjnych przyjęto założenie, że tworzone rozwiązania tam, gdzie to możliwe, powinny odzwierciedlać rzeczywisty koszt w celu uniknięcia finansowania skrośnego. Przykładem finansowania skrośnego mogą być obecne systemy opustów, gdzie koszty magazynowania oraz rozwoju infrastruktury OSD są częściowo przesunięte z prosumenta na innych odbiorców.

## Podsumowanie zarządcze – rekomendacje

1. **Planować.** Przyszłe decyzje w kontekście uruchomienia środków legislacyjnych/pozalegislacyjnych opierać o ilościowe analizy skutków rozważanych rozwiązań. Jednym z istotnych obszarów w analizie skutków powinien być wpływ danej decyzji na rozwój krajowego przemysłu. Nie należy jednak wybierać podejścia eksperckiego jako jedynego źródła podejmowania decyzji. W tym celu niezbędna jest cyfryzacja pozwalająca na zapewnienie decydom dostępu do zautomatyzowanych procesów planowania zarówno na poziomie samorządów, jak i ministerstw.
2. **Cyfryzować.** Cyfryzacja rozumiana jest tutaj jako zbiór procesów zbudowanych na dwu poziomach. Na poziomie decyzyjnym mamy procesy monitoringowe i planistyczne pozwalające na wygenerowanie szybkich, pewnych i zunifikowanych odpowiedzi dla decydentów. W tym kontekście pojawia się polska branża IT jako kluczowy dostawca rozwiązań chmurowych/technologicznych/analitycznych. Dobrą bazą dla takich rozwiązań może być system Centralnej Ewidencji Emisji Budynków (CEEB), na który można następnie nabudować moduły analityczne, lub też wykorzystanie systemu informacji przestrzennej (GIS) jako podstawy planowania lokalizacji, mocy i wzajemnych powiązań w kontekście lokalnych uwarunkowań przestrzennych (sieci OSD, ciepłownicze, zabudowa, tereny chronione oraz dodatkowe informacje pozwalające dopasować rozwiązania do zastanych w terenie warunków). Drugi poziom to usługi integrujące dostęp do kluczowych dla sektora danych, pozwalające na tworzenie nowych rozwiązań wspierających lokalne rozwiązania energetyczne. Przykładem może być dostęp do danych na temat poboru przez odbiorców energii elektrycznej i ciepłej, zużycia przez nich gazu, informacji na temat parametrów sieci OSD, które mogłyby być wykorzystane do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, czy też wykorzystania jednego nośnika energii jako magazynu dla drugiego nośnika energii. W tym zakresie dobrym przykładem może być wdrażany obecnie przez PSE systemy CSIRE.

W każdym przypadku kluczowe jest umożliwienie dostępu do danych szerokiemu gronu interesariuszy, co może stymulować wykreowanie innowacyjnych i w tym momencie jeszcze





nieznanych rozwiązań. Istotne jest zidentyfikowanie potrzeb analitycznych związanych z przetwarzaniem zbieranych danych i następnie uruchomienie prac nad odpowiednimi modułami. Przykładem może być sprzęgnięcie CEEB z systemem Zefir (Gospostrateg, KlastER) w celu udostępnienia narzędzia do planowania transformacji szerokiemu gronu samorządowemu.

3. **Identyfikować i wspierać** kluczowe branże. Na bazie analizy z części A, te gałęzie przemysłu, na rozwój których trzeba zwrócić szczególną uwagę i które pojawiały się praktycznie we wszystkich analizowanych scenariuszach to fotowoltaika oraz pompy ciepła. Te technologie z dużym prawdopodobieństwem będą wybierane najczęściej przez społeczeństwo w efekcie transformacji. Istotne branże to także termomodernizacja oraz branża magazynów energii. Przegląd polskiego sektora (część B) pokazuje, że wyścig z potentatami światowymi w kontekście poszczególnych branż warto podjąć szczególnie w zakresie pomp ciepła oraz, najprawdopodobniej, magazynów energii. Przede wszystkim, biorąc pod uwagę potencjał krajowych branż, szansą dla rozwoju jest polska branża IT/elektroniki, mająca globalny potencjał konkurowania w sektorze integracji technologii.
4. **Stymulować** rozwój innych branż, nawet jeśli ich przewidywany wzrost nie będzie dynamiczny. W tym kontekście kluczowa jest odpowiednia stymulacja strony popytowej np. poprzez usunięcie barier zidentyfikowanych w części C analizy w kierunku zarówno powstawania nowych projektów OZE, jak i utrzymania oraz modernizowania już funkcjonującej infrastruktury. Przykładem mogą być Małe Elektrownie Wodne, które nawet jeśli nie są tanią technologią, to stanowią wartość z powodu wielu innych funkcji, jakie pełnią w środowisku i gospodarce (np. mała retencja, utrzymanie infrastruktury hydrotechnicznej).
5. **Integrować.** Tworzyć regulacje oraz programy wsparcia w sposób pozwalający na osiągnięcie efektu synergii pomiędzy poszczególnymi komponentami technologicznymi. Np. konstruować tak programy dotacyjne/ulgi, aby partycypacja w nich pociągała za sobą konieczność koordynacji/agregacji kilku technologii, co da szansę na rozwój krajowej branży IT w tym obszarze. Przykładem może być dotacja na zintegrowane rozwiązania PV + pompa ciepła/magazyn z koniecznością świadczenia przy ich pomocy wybranych usług regulacyjnych (np. wdrożony strażnik mocy). W kontekście energetyki rozproszonej ważne jest wyszukanie wzajemnych relacji panujących w konkretnych uwarunkowaniach lokalnych, które da się zespoić w jeden system optymalizujący wiele zagadnień z dziedziny odzysku energii, surowców, gospodarki odpadami, ochrony środowiska i samej szeroko pojętej energetyki. Regulacje i programy wsparcia powinny więc być na tyle elastyczne, aby dało się w nich realizować inicjatywy specyficzne dla danej społeczności.
6. **Bilansować lokalnie oraz w czasie rzeczywistym.** Zwiększona penetracja OZE skutkuje odwróceniem przepływów w sieci dystrybucyjnej i szeregiem problemów z tym związanych (przeciążenia elementów, problemy napięciowe, brak możliwości wyprowadzenia mocy z części jednostek wytwórczych itd.) W rezultacie utrzymanie takiego stanu rzeczy spowoduje, że potrzebne będą znaczące nakłady na rozwój infrastruktury dystrybucyjnej tylko po to, aby rozwiązać sytuacje krytyczne, występujące przez relatywnie niewielki procent czasu. Obecne regulacje prosumenckie, spółdzielni energetycznych oraz spodziewane regulacje dla klastrów



energii wykorzystują koncept tzw. wirtualnego magazynu, przez co dodatkowo nasilają ten problem. Jednym z możliwych rozwiązań są regulacje skutkujące koniecznością bilansowania w trybie rzeczywistym. Wymagają one integracji już istniejących komponentów i rozwoju innowacji w zakresie sterowania, IT, magazynowania, pomp ciepła itd. Stworzenie odpowiednich regulacji daje szansę na wypracowanie krajowych innowacyjnych rozwiązań o potencjale globalnym, gdyż ww. problemy występują globalnie i będą się nasilać.

7. **Maksymalizować potencjał technologii.** Szereg obecnie znanych technologii OZE może świadczyć usługi nie tylko w zakresie produkcji energii, ale też np. w zakresie usług regulacyjnych, czy też lokalnego bilansowania – np. udział DER w usługach regulacyjnych. Dopuszczenie technologii rozproszonych do usług regulacyjnych, w tych agregatorów tych technologii, tworzy z jednej strony przestrzeń do innowacji w, a z drugiej – pozwala uniknąć kosztownego przewymiarowania sieci dystrybucyjnych.
8. **Tworzyć gospodarkę obiegu zamkniętego.** Gospodarka obiegu zamkniętego opiera się na zasadach lokalnej cyrkulacji energii i materii. Optymalne rozwiązania dążą do dynamicznej równowagi i ciągłego obiegu całego pierścienia materii i energii. Aglomeracja miejska, aby funkcjonować potrzebuje znaczne ilości energii elektrycznej, ciepła lub chłodu. Podczas swojego funkcjonowania wytwarza konkretne ilości odpadów oraz ścieków. Zadaniem, jakie przed nami stoi, jest zaprojektowanie i realizacja takich rozwiązań, gdzie przetworzenie odpadów i ścieków zaspokaja energetyczne zapotrzebowanie aglomeracji. Zawracamy więc wydalone z aglomeracji potencjał w naszej wielowęzłowej instalacji w formie odzyskanej energii i innych pochodnych produktów. Oczywiście jest, że w tym obiegu energia występuje wymiennie z materią i materia z energią, a tu pojawia się biomasa oraz biogaz jako dwukierunkowy łącznik. Biomasa oraz biogaz, przekształca się jako materia na energię w procesach konwersji i dalej powstają w ich efekcie poza energią pozostałości w postaci nawozów, ulepszaczy wspomagające wytwarzanie biomasy.
9. **Tworzyć przestrzeń dla szerokiej gamy nowych rozwiązań.** Stworzyć warunki do identyfikacji i wdrażania innowacyjnych rozwiązań poprzez programy pilotażowe oraz piaskownice legislacyjne. Lokalne i kompleksowe rozwiązania wymagają elastyczności w testowaniu i wdrażaniu nowych rozwiązań legislacyjnych, technologicznych oraz biznesowych. Narzędziem są np. piaskownice legislacyjne, które dałyby przestrzeń na przeprowadzenie pilotaży umożliwiających z jednej strony np. przetestowanie kształtu różnych form klastrów, spółdzielni czy inicjatyw prosumenckich, a z drugiej – na ożywienie rynku dostawców rozwiązań i pobudzenie innowacyjności. Taka przestrzeń do pilotaży, w tym pilotaży legislacyjnych, otwiera także szansę na dyskusję nad innowacyjnymi rozwiązaniami w szerszym gronie interesariuszy.



## Część A – Kierunki rozwoju energetyki rozproszonej

W tej części raportu, na bazie modeli matematycznych, następuje oszacowanie ilościowe skutków decyzji politycznych odzwierciedlających mniejsze lub większe ambicje środowiskowo-klimatyczne. W tym celu skonstruowane są cztery zestawy parametrów wejściowych, czyli tzw. scenariusze. Kluczowe różnice pomiędzy parametrami scenariuszy dotyczą założonej ścieżki redukcji niskich emisji oraz redukcji CO<sub>2</sub>. Rok 2030 wyznacza horyzont przeprowadzanej analizy. Następnie dla tak zadanych scenariuszy przeprowadzane jest zdanie optymalizacji wskazujące optymalny, czyli najtańszy miks spełniający zakładane cele redukcji. Ponieważ wynikiem modelowania są przewidywane zestawy optymalnych ekonomicznie miksów technologii to, w rezultacie wskazane są te technologie dla których popyt będzie rósł oraz skalę tego wzrostu. Ta identyfikacja przyszłościowych technologii jest istotna dla skonfrontowania potrzeb konsumentów z możliwościami wytwórczymi polskiego przemysłu (część B) oraz zweryfikowania niezbędnych do wdrożenia regulacji potrzebnych od ich dalszego rozwoju (część C). Sumując, w tej części na bazie analitycznej adresowane są poniższe cele.

- Opracowanie planu transformacji sektora energetyki rozproszonej do roku 2030 dla kraju w kontekście pokrycia lokalnego zapotrzebowania (bez przemysłu).
- Analiza scenariuszowa **optymalnej kosztowo transformacji** miks energetycznego w scenariuszach **redukcji smogu oraz emisji CO<sub>2</sub>**.
- Analiza konkurencyjności wybranych technologii ciepłych oraz odnawialnych źródeł energii przy szczegółowym uwzględnieniu zależności wskroś-sektorowych (sector-coupling w zakresie ciepła oraz energii elektrycznej).

### Scenariusze badania

Na potrzeby analizy stworzone zostały 4 scenariusze: i) bazowy ("business as usual"), ii) minimum kosztów, iii) umiarkowany oraz iv) zero smogu. Są to scenariusze hipotetyczne, których zadaniem jest analiza możliwego zakresu kształtowania się kosztów systemu oraz stopnia penetracji rynku przez różne technologie rozproszone pod warunkiem a) dążenia na poziomie kraju do realizacji celów redukcji pyłów oraz redukcji CO<sub>2</sub> na zadanym w scenariuszu poziomie, b) utrzymania lub uzyskania przez poszczególne technologie pewnych parametrach technicznych oraz c) dokonywania racjonalnego wyboru technologii przez konsumenta.

W scenariuszu bazowym utrzymany jest obecny stan miks wytwórczego. W rezultacie, w tym wariancie, symulowane są m.in. koszty działania systemu oraz poziomy emisji. Nie jest natomiast przeprowadzane zadanie optymalizacji, czyli dobrania nowego miks spełniającego nowe cele. Taka optymalizacja przeprowadzana jest natomiast w trzech pozostałych scenariuszach. W rezultacie, optymalizator znajduje taką konfigurację miks, która minimalizuje koszty przy narzuconych ograniczeniach emisyjnych. Scenariusze różnią się wymaganymi do osiągnięcia w 2030 roku poziomami redukcji emisji pyłów oraz CO<sub>2</sub>, co przedstawia Tabela 1.

Scenariusz	Redukcja CO <sub>2</sub> [%]	Redukcja pyłów [%]
Bazowy	0%	0%



<b>Min. kosztów</b>	brak ograniczenia	brak ograniczenia
<b>Umiarkowany</b>	30%	50%
<b>Zero smogu</b>	50%	100%

Tabela 1 – założenia dla scenariuszy

W celu wykonania obliczeń, czy to symulacyjnych (scenariusz 1), czy też optymalizacyjnych (scenariusze 2-4) wykorzystywane jest narzędzie Zefir autorstwa NCBJ.

## Zefir – opis narzędzia oraz konstrukcja modelu

Badanie ilościowe zostało wykonane w oparciu o narzędzie Zefir<sup>2</sup>. System Zefir jest narzędziem służącym do planowania transformacji energetycznej i umożliwia przeprowadzenie następujących kroków:

- 1) Diagnozy lokalnej sytuacji energetycznej i ciepłowniczej. System obecnie modeluje sektor energii elektrycznej, gazu i ciepłownictwa. Planowane jest uwzględnienie odpadów i gospodarki wodnej w celu pełnego modelowania gospodarki obiegu zamkniętego.
- 2) Analizy kosztów i emisji. Modelowane są zmienne koszty paliw, stałe koszty inwestycyjne oraz inne niezbędne koszty rozwoju technologii, jak na przykład nowe przyłącza sieciowe.
- 3) Opracowania planów: redukcji kosztów, eliminacji smogu oraz w opracowaniu redukcji gazów cieplarnianych i samowystarczalności energetycznej.

System Zefir może służyć do planowania energetycznego na poziomie miasta, gminy, lub też potencjalnie całego kraju. System zasilany jest szczegółowymi danymi pochodzącymi z inwentaryzacji i audytu energetycznego. W przypadku braku takich danych możliwe jest wykorzystanie danych generycznych dla modelowych obiektów gospodarstw domowych lub obiektów przemysłowych. Rdzeniem systemu jest model matematyczny wykorzystujący zaawansowane techniki optymalizacji i analizy danych oparte o metody typu programowanie liniowe oraz programowanie całkowitoliczbowe.

Wynikiem działania systemu Zefir jest szczegółowy i holistyczny plan działania dla analizowanego obszaru np. gminy lub kraju, który pokazuje koszty i efekty, ekonomiczne i środowiskowe, wykonania założonych scenariuszy zarówno na poziomie całego obszaru, jak i dla każdego zinwentaryzowanego budynku indywidualnie. System umożliwia samodzielną parametryzację technologii, uruchomienie własnych obliczeń oraz interaktywną wizualizację wyników.

<sup>2</sup> Więcej informacji o systemie jest dostępne na stronie: <https://enercode.tech/pl/solutions/zefir/>.

Zbiory danych:

Przeprowadzenie badania wymaga zdefiniowania dwu typów danych oraz ograniczeń problemu optymalizacyjnego. Są to odpowiednio:

- Parametry modelowanych technologii, np. CAPEX-y oraz koszty zmienne technologii wytwarzania typu PV, pompy ciepła, farmy wiatrowe, magazyny energii, termomodernizacja, koszty przyłączy ciepła systemowego, gazu, koszty modernizacji ciepłowni, transformacji ciepłowni w elektrociepłownię itp.;

Uwzględnione są zarówno koszty rozbudowy źródeł wytwórczych, jak i koszty rozbudowy infrastruktury. Wszystkie koszty są amortyzowane w perspektywie 20 lat.

W badaniu przyjęto uproszczony sposób modelowania kosztów pozyskania kapitału polegający na zwiększeniu CAPEX o 10%.

- Parametry analizowanych obiektów mieszkalnych i użytkowych. Są to m.in. obecnie stosowane technologie oraz możliwości instalacyjne w kontekście potencjalnych technologii przyszłych, liczba obiektów danego typu oraz godzinowy profil zapotrzebowania obiektu na prąd oraz ciepło, w tym ciepłą wodę;

Na bazie współpracy z Krajową Agencją Poszanowania Energii (KAPE) zidentyfikowano godzinowe profile zapotrzebowania na ciepło oraz energię elektryczną dla domów jednorodzinnych, wielorodzinnych, biur, lokali usługowych, Jednostek Samorządu Terytorialnego. Są one podstawą do symulowania zachowań odbiorców w modelu. Zbiorczo zapotrzebowanie na ciepło i ciepłą wodę wynosi średnio 236,2 TWh rocznie, natomiast na energię elektryczną 71,4 TWh.

W modelu popyt na e.e. może być pokryty ze źródeł wielkoskalowych (zakup e.e. z sieci) lub ze źródeł rozproszonych. Oznacza to, że modelowane technologie rozproszone konkurują z wielkoskalowymi źródłami systemowymi. Analiza nie uwzględnia zapotrzebowania ciężkiego przemysłu, które musi być pokryte ze źródeł wielkoskalowych.

- Ograniczenia problemu optymalizacyjnego wynikające z oczekiwań co do kierunków redukcji emisji, czy też z ograniczonego np. na poziomie lokalnym lub krajowym wolumenu dostępnego surowca. Jednym z kluczowych ograniczeń jest np. ścieżka redukcji smogu. Innym przykładowym ograniczeniem optymalizacyjnym może być konieczność elektryfikacji transportu.

Bardziej szczegółowy spis parametrów przedstawia Załącznik nr 1.

## Wyniki

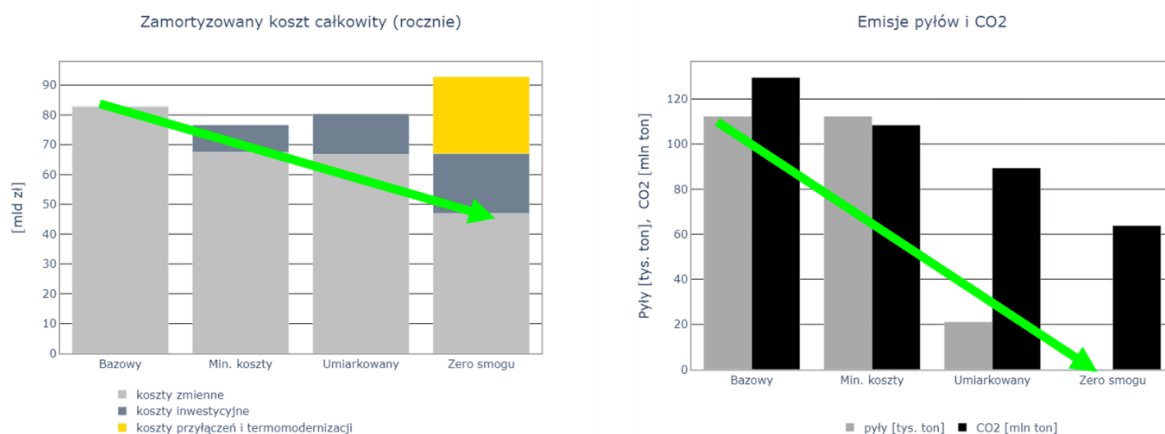
Celem modelu optymalizacyjnego jest kalkulacja najbardziej opłacalnych inwestycji pozwalających spełnić wymagania środowiskowe. Tabela 2 oraz Rysunek 1 przedstawia zestawienie kosztów oraz emisji, natomiast Rysunki 1-3 przedstawiają optymalny dla danych scenariuszy miks w kontekście



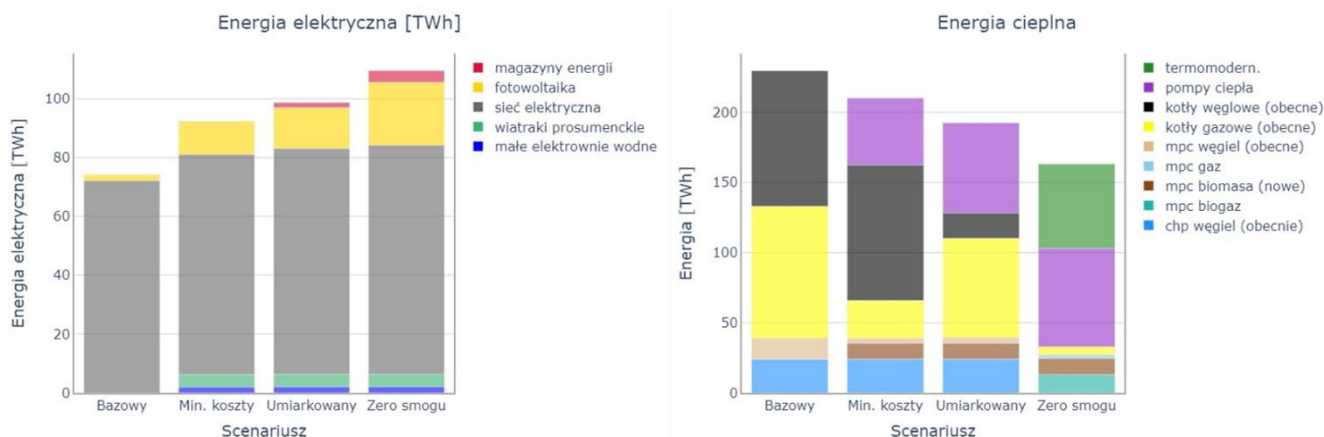
produkowanej energii oraz mocy. Tabela przedstawia wartości w ujęciu procentowym względem scenariusza bazowego (*business as usual*) reprezentującego koszty systemu bez żadnych zmian miksu względem stanu dzisiejszego (2020 rok). Scenariusz ten cechują następujące średnioroczne wartości: 236,2 TWh – zapotrzebowanie na ciepło i ciepłą wodę, 71,4 TWh – zapotrzebowanie na energię elektryczną, emisje CO<sub>2</sub>: 129,5 mln ton, emisje pyłów: 112,7 tys. Ton, koszt: 82,9 mld zł. Modelowane podmioty po stronie odbioru energii odpowiadają za około 46% całkowitego zużycia krajowego, około 40% całkowitych emisji CO<sub>2</sub> i 33% emisji pyłów.

Scenariusz	Koszty (%)	CO <sub>2</sub> [mln t]	Pyły [tys t]
Bazowy	100%	129	112
Min. koszty	93%	108	112
Umiarkowany	97%	89	21
Zero smogu	112%	64	0

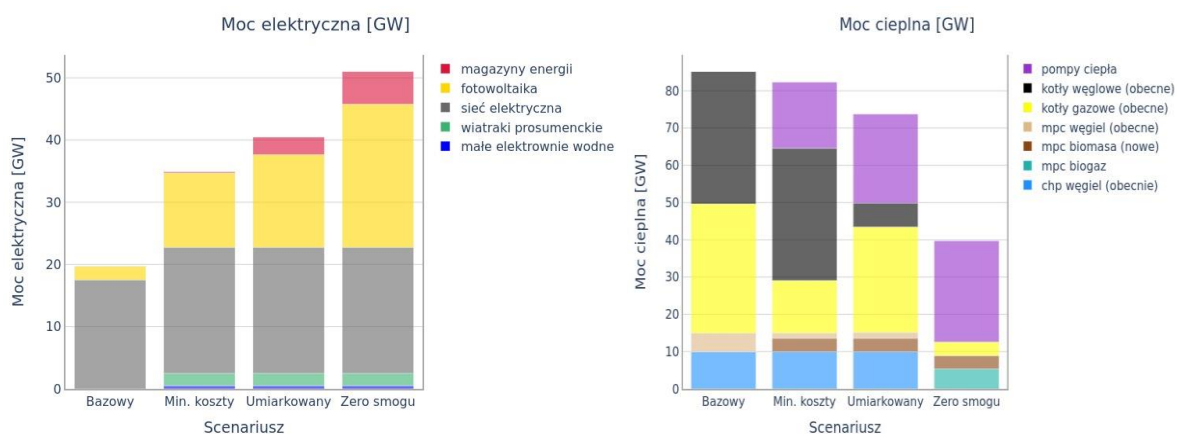
Tabela 2 – wyniki optymalizacji: koszty oraz emisje bez zamodelowanego systemu opustów



Rysunek 1 – wyniki optymalizacji: koszty oraz emisje dla różnych scenariuszy założeń. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów



Rysunek 2 – wyniki optymalizacji: produkcja energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów



Rysunek 3 – wyniki optymalizacji: moc źródeł wytwórczych energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów

W powyżej prezentowanych wynikach zamodelowano działanie lokalnego systemu energetycznego bez wykorzystania systemu opustów. Ma to na celu pokazanie „surowych” wyników oraz opłacalności technologii w minimalnej zależności od obecnego systemu regulacyjnego. Do przedstawionej analizy założono, że maksymalna moc pobierana przez lokalny system energetyczny z Krajowej Sieci Energetycznej (KSE) nie może wzrosnąć więcej niż o 25% w stosunku do stanu obecnego. To ograniczenie jest szczególnie potrzebne przy obecnej parametryzacji pomp ciepła, w oparciu o którą rozwiązanie dąży do zmaksymalizowania mocy zainstalowanej w pompach ciepła. Rozwiązanie bez tego ograniczenia mogłoby być niewykonalne w praktyce z punktu widzenia dostępności mocy w KSE. Jednocześnie, zakłada się, że wzrost mocy o 25%, zarówno w kierunku importu jak i eksportu energii, nie będzie powodował konieczności kosztownych inwestycji sieciowych na poziomie OSD. Wartość i podejście do tego ograniczenia wymaga pogłębionej dyskusji z OSD i OSP. Termomodernizacja przedstawiona jest podobnie do jednostek wytwórczych, natomiast wynik ten interpretowany jest jako zmniejszenie zapotrzebowania na energię produkowaną przez daną technologię wskutek przeprowadzenia termomodernizacji. Widać, że obiekty podłączone do miejskiej sieci ciepłowniczej wykazują trendy odłączania się od tej sieci i przechodzenia na inne technologie oraz dokonywania

termomodernizacji. Wynika to z wysokich kosztów ciepła w MPC widocznych w przyjętej parametryzacji. Wyniki modelu nie wskazują natomiast na modernizację MPC w oparciu o węgiel na inne technologie ciepła sieciowego, jak kogeneracja czy biomasa, ponieważ założone parametry pomp ciepła są bardziej opłacalne kosztowo. Spadek zapotrzebowania na energię cieplną spowodowany jest zastępowaniem kotłów na paliwo stałe pompami ciepła, które mają mniejszy współczynnik strat energii przy jej produkcji.

Przy obecnej parametryzacji, w szczególności z powodu wysokiej opłacalności pomp ciepła, wymagania środowiskowe na 50% redukcję smogu oraz 30% redukcję CO<sub>2</sub> spełnione są bez generowania dodatkowych kosztów. Innymi słowy, obecne koszty technologii oraz efektywności technologii stanowią wystarczającą zachętę, aby ograniczać emisje do poziomu poniżej wzmiankowanych progów.

**Oznacza to także, że, przy przyjętych założeniach, scenariusz optymalnego miks jest tańszy niż stan obecny.**

Przy obecnej parametryzacji (Załącznik 1) widać zdecydowany rozwój technologii OZE, w tym zwłaszcza pomp ciepła. Sprawdzenie ręczne potwierdza, że przy obecnej parametryzacji LCOH (Levelized Cost of Heat)<sup>3</sup> dla pompy ciepła jest najniższy ze wszystkich technologii, co powoduje, że technologia ta wypiera inne technologie i dominuje miks energetyczny w wynikach modelu. Ilość powstających nowych mocy w panelach oraz farmach wiatrowych jest czuła na parametryzację tych technologii i wymaga głębszej weryfikacji. Przy obecnej parametryzacji LCOE<sup>4</sup> dla PV jest nieznacznie niższe niż LCOE dla technologii wiatrowych, co powoduje dominację pierwszej z tych technologii. Termomodernizacja staje się opłacalna ekonomicznie tylko w przypadku konieczności istotnej redukcji smogu. Również widocznym trendem jest zmiana źródła energii dla miejskich ciepłowni opartych o węgiel kamienny. Mimo to wybrana technologia modernizacyjna dla MPC jest czuła na parametry, a więc charakteryzuje się dużą wariancją w zależności od lokalnych uwarunkowań ciepłowniczych. Nie zmienia to jednak wniosku, że obecne ciepłownie będą zastępowane, w miarę możliwości, innymi technologiami.

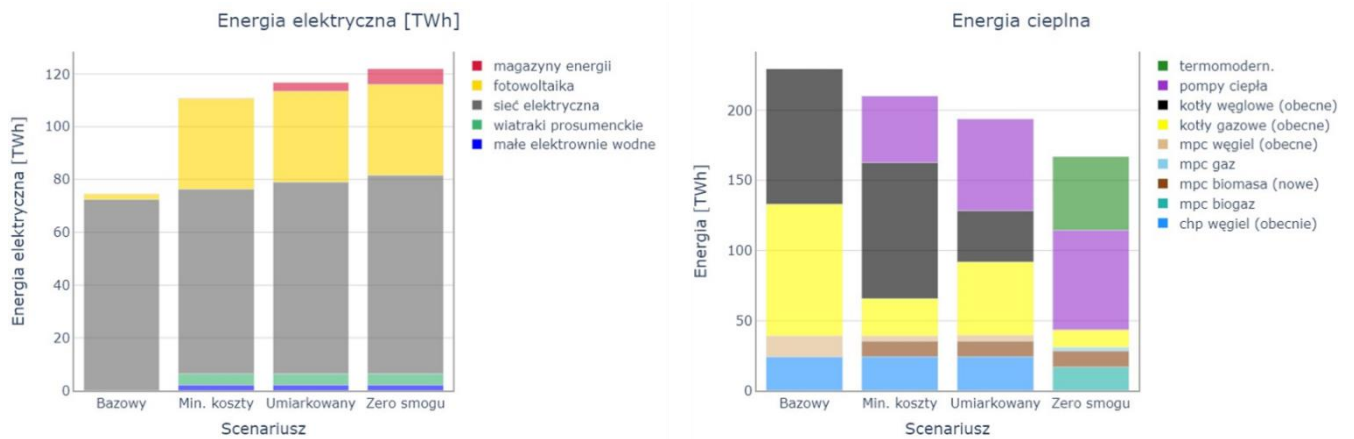
W bazowym, przedstawionym powyżej modelu przyjęto brak działania systemu opustów, czyli wirtualnego magazynu sieciowego. System opustów jest obecnie uważany za niezbędny mechanizm wspierania OZE. Przedstawione wyniki sugerują, że źródła OZE mogą również być opłacalne ekonomicznie bez systemu opustów. Jest to w szczególności istotne ze względu na problematyczne efekty uboczne obecnego systemu opustów omówione w części C w rozdziale „postulaty ogólne”. Odchodzenie od systemu wirtualnych magazynów, ze względu na ich nierynkowy charakter oraz narastające problemy w sieci dystrybucyjnej, na rzecz magazynów fizycznych to trend możliwy do zaobserwowania w krajach z rozwiniętą energetyką OZE i prosumencką. Na taką możliwość również wskazują wyniki przedstawionego modelu.

Aby porównać wyniki „z” oraz „bez” systemu opustów prosumenckich model został rozbudowany o niezbędne zmienne. Wyniki przedstawione są na Rysunek 4 oraz Rysunek 5 obejmują system opustów prosumenckich.

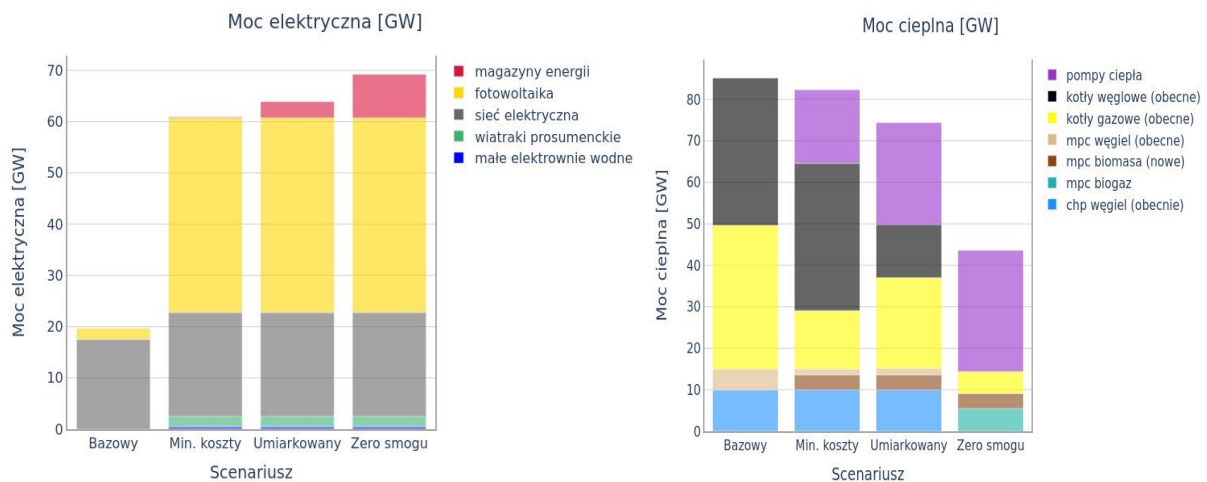
<sup>3</sup> LCOH (Levelized Cost of Heat) reprezentuje całkowity, jednostkowy koszt wytworzenia energii cieplnej.

<sup>4</sup> LCOE (Levelized Cost of Energy) reprezentuje całkowity, jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej.





Rysunek 4 – wyniki optymalizacji: produkcja energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane z uwzględnieniem systemu opustów



Rysunek 5 – wyniki optymalizacji: moc źródeł wytwórczych energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane z uwzględnieniem systemu opustów

Dla tak zmodelowanego systemu jakościowe wnioski nie ulegają istotnej zmianie. Intuicyjną do wyjaśnienia różnicą jest większy udział fotowoltaiki oraz magazynów energii stanowiących w tym przypadku tzw. magazyn wirtualny.

### Krytyka modelu

Parametry modelu, w tym parametry technologii były estymowane na bazie najlepszej posiadanej wiedzy zebranej przez zespół modelarski. Członkowie zespołu zdają sobie jednak sprawę, że niektóre z założeń dotyczących zarówno kategorii technologii jak i samych parametrów mogą być kwestionowane i wymagają dalszej pogłębionej weryfikacji. W modelu brakuje np. takich technologii, jak geotermia, czy też nie ma wyróżnionych szeregu kategorii kotłów na paliwo stałe. Wątpliwości pojawiają się także w przypadku uwzględnionych technologii, gdyż raporty oraz inne wykorzystywane źródła różniły się niekiedy dość istotnie w ich parametryzacji (np. współczynniki sprawności pomp

ciepła). Wprowadzenie nowych kategorii, jak i zaktualizowanie części parametrów może istotnie wpłynąć na wyniki modelu. Dla przykładu w modelu został założony limit na wykorzystanie biomasy dla wszystkich technologii biomasowych na poziomie 3,6 GW. W rezultacie, tego typu modele identyfikując miks wybierają zawsze technologię najtańszą, a przy tak dobranej parametryzacji są to ciepłownie na biomasę, które całkowicie wypierają np. kotły pelletowe<sup>5</sup>. W rzeczywistości społeczeństwo nie inwestuje zawsze i wyłącznie w najtańsze technologie, tylko inwestuje w pewien koszyk technologiczny z prawdopodobieństwem będącym funkcją ceny, dostępności technologii, trendów społecznych, etc. W rezultacie, prezentowane liczbowe wyniki modelu należy raczej traktować w kategoriach wskazania pewnego optymalnego rozwiązania z punktu tzw. centralnego planisty, którego wiedza jest ograniczona tylko to trendu. W miarę możliwości zespół modelarski dołoży starań, aby powtarzać cyklicznie przeliczenia modelu uwzględniając napływające informacje o konieczności aktualizacji parametrów.

Dla celów badania została przeprowadzona uproszczona analiza sensytywności. Pokazuje ona, że praktycznie w każdym analizowanym wariancie pompy ciepła są technologią dominującą. Inne

---

<sup>5</sup> Zdanie uzupełniające jednego ze współautorów: W 2020 roku można zauważyć umiarkowany entuzjazm w poszczególnych państwach UE-28 w założeniach do realizacji Agendy 2030 w kontekście Green Deal, uzyskania neutralności klimatycznej i obranie bezpiecznej, zrównoważonej ścieżki z wykorzystaniem bioenergii. Pomimo twardych argumentów twórców raportu IPCC dotyczących zasadności stosowania importowanej biomasy stałej w postaci przemysłowego pelletu drzewnego w elektrowniach na biomasę na pochłanianie CO<sub>2</sub>, „długu węglowego” i czasu odnowienia zasobów leśnych, Komisja Europejska rekomenduje biomasę stałą pozyskiwaną w sposób zrównoważony jako źródło OZE do uzyskania neutralności klimatycznej i odejścia od paliw kopalnych. Wskazują na to zapisy w [Artykule 29 Dyrektywy 2018//2001 o promowaniu OZE](#). Stosowanie zatem argumentu (skrótów myślowego) zaprzestania spalania biomasy w celu ochrony lasów jest niezasadne w wymiarze lokalnej energetyki i zrównoważonego pozyskiwania biomasy stałej, bo odrzuca możliwość rozwoju np. upraw dedykowanych o krótkiej rotacji i zagospodarowania stałej biomasy odpadowej. Należy także pamiętać, że paliwo z biomasy stałej jest dedykowane dla społeczeństwa ubogiego, którego nie stać na droższe technologie bądź paliwa/nośniki energii. Jeśli zatem lokalna energetyka budowana w Polsce odrzuci możliwość, choćby w okresie przejściowym do 2035 r., wykorzystania lokalnych zasobów biomasy na cele ogrzewnictwa indywidualnego i ciepłownictwa, to koszty transformacji oraz czas wdrażania wschodzących technologii „o krok do przodu” narazi nas wydłużenie czasu planowanych przemian i na brak skuteczności wykorzystania środków finansowych z UE czy EOG.

Urządzenia grzewcze na paliwa stałe z biomasy leśnej i agro o mocy cieplnej do 500 kW, a także 1-5 MW również przechodzą ewolucję technologiczną. Producenci dostosowują parametry energetyczno-emisyjne do standardów przyjętych w tzw. Dyrektywie Ekoprojektu, czy Dyrektywie MCP dla źródeł 1-50 MW. Słuszne założenie, że za obecny stan powietrza w Polsce jest odpowiedzialny głównie sektor komunalno-bytowy oparty na paliwach stałych i przestarzałych urządzeniach grzewczych (kotły, piece, kominki), nie może uprawniać do odrzucenia w koszyku technologicznym nowoczesnych technologii spełniających standardy emisyjno-energetyczne tylko dlatego, że są one źródłem emisji pyłowych. Nowoczesne kotły pelletowe klasy 5 z ekoprojektem mogą redukować emisję pyłu o 90% i więcej w odniesieniu do starego tzw. „kopciucha”, automatyka pozwala na uzyskanie oszczędności w stosunku do kotłów ładowanych ręcznie, paliwo stosowane w tych kotłach podlega kontroli i certyfikacji. W UE-28 jest około 6 mln kotłów na biomasę stosowanych w ogrzewnictwie indywidualnym i ich liczba rośnie, ponieważ rezygnacja z paliw kopalnych w sektorze gospodarstw domowych pozwala zastosować jedynie pompy ciepła i kotły na biomasę do ogrzewania domów (patrz: Austria, Niemcy, Holandia, Włochy, Dania, a poza UE Japonia, Korea Płd.).

W przyszłych przeliczeniach rekomenduje się zatem uwzględnienie oddzielnych limitów na biomasę dla poszczególnych kategorii korzystających z tego rodzaju paliwa oraz uwzględnienie większego potencjału importu.

przetestowane scenariusze różniły się natomiast wynikami w kontekście udziału technologii wiatrowych, PV, magazynów energii oraz termomodernizacji.

Modelowanie w skali kraju nie bierze pod uwagę całego układu przestrzennego ze swoją różną specyfiką uzależnioną od dziesiątek lokalnych zagadnień. To modelowanie ma pokazać pewne istotne trendy, natomiast gubi informację o lokalnej specyfice. Innymi słowy istnieją obszary, gdzie z pozoru nieopłacalne technologie, jak np. małe elektrownie wodne, mogą być opłacalne w kontekście uwarunkowań lokalnych. Aby takie aspekty uwzględnić, trzeba zejść z modelami na poziom działania samorządów. Narzędzie Zefir, w swojej podstawowej wersji, jest do tego przystosowane i było do takich prac wykorzystywane (np. Żywiec, Zawiercie), stąd postulat szerokiego udostępnienia tego typu narzędzi społecznościom lokalnym.

Na ten moment narzędzie modeluje zapotrzebowanie na ciepło i energię elektryczną, czyli nie modeluje pełnego cyklu gospodarki obiegu zamkniętego. Na obecnym etapie celem było uchwycenie pewnych ekonomicznie uzasadnionych trendów. Postulaty uwzględnienia gospodarki odpadowej, elektromobilności np. w kontekście stacji ładowania pojazdów elektrycznych, elementów ochrony środowiska, specyfiki przemysłu i zabudowy są możliwe do dodania w późniejszych etapach analizy.

Również istotnym ograniczeniem prezentowanego modelu jest założenie miedzianej płyty, które w szczególności dla sieci niskiego napięcia z dużą ilością źródeł prosumenckich nie jest wystarczające. Rozwój źródeł przyłączanych do sieci niskiego napięcia powoduje problemy z jakością energii na końcu sieci, co przekłada się na potencjalną konieczność kosztownych inwestycji sieciowych. Istotnym aspektem, który zostanie dodany do modelu, jest w pierwszym kroku policzenie kosztów w niezbędne inwestycje sieciowe w wyniku pojawienia się źródeł rozproszonych. Drugim krokiem będzie znalezienie optymalnego miks energetycznego, którego koszt będzie również uwzględniał koszt modernizacji sieci. Zakłada się, że fizyczne, prosumenckie magazyny energii są potencjalnym rozwiązaniem podstawowego problemu napięciowego, przed jakim stoi OSD. Wyniki wskazujące na skalę i koszty rozwiązania problemów sieciowych zostaną przedstawione w następnych etapach przedstawionej analizy.

Na potrzeby skrócenia czasu obliczeń przyjęto szereg uproszczeń polegających na uśrednianiu pewnych wartości oraz uproszczonej agregacji. Dla przykładu założono, że profil dla grupy odbiorców jest generowany przez zsumowane profile indywidualnych odbiorców w grupie. Jako, że profile te, również stanowią reprezentatywne przebiegi dla grób odbiorców, ich suma może zawyżać rzeczywiste zapotrzebowanie w każdej godzinie, nie uwzględniając losowych różnic w profilach godzinowych na poziomie indywidualnym. Nie jest zatem uwzględniany współczynnik jednoczesności pomiędzy profilami odbiorców. Metoda ta celnie oddaje wymaganą moc dla technologii rozproszonych, gdzie indywidualne szczyty odbiorców nie eliminują się nawzajem, natomiast metoda ta zawyża moc szczytową widzianą z punktu widzenia źródła centralnego. Według autorów modelu nie powinno to wpływać istotnie na wyznaczone trendy, niemniej jednak ta teza wymaga weryfikacji w dalszym etapie prac.

## Część B – Ocena potencjału krajowych sektorów związanych z energetyką rozproszoną

### Wprowadzenie

Celem jest przeprowadzenie potencjału krajowych branż związanych z energetyką rozproszoną i zidentyfikowanie tych branż, które mogą istotnie rozwinąć gospodarkę na skutek transformacji energetycznej w kierunku OZE. O ile w Części A zidentyfikowane są te technologie, które są kosztowo korzystne z punktu widzenia realizacji założonych celów, o tyle w tym etapie przeprowadzana jest ocena tych technologii pod kątem ich potencjału w kontekście rozwoju krajowej gospodarki.

Transformacja rynku energii w Polsce w kierunku źródeł odnawialnych wymaga podejmowania działań na różnych szczeblach, począwszy od poziomu lokalnego. Realizacja postanowień nowej dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (RED II) i osiągnięcie wymaganych tą dyrektywą efektów nie będzie możliwe bez udziału polskiego przemysłu w zakresie odnawialnych źródeł energii. W związku z tym konieczne było poddanie analizie poszczególnych branż przemysłu OZE w Polsce.

W kolejnych podrozdziałach przedstawiono szerszy obraz głównych technologii niskoemisyjnego wytwarzania energii, a także ładowania samochodów elektrycznych oraz sektora teleinformatycznego. Sektor elektromobilności posiada duży potencjał integracji z sektorem OZE, dlatego jego przedstawienie w niniejszym raporcie pozwala na pełniejsze wyjaśnienie kwestii transformacji energetycznej. Podobnie sytuacja ma się z sektorem ICT, którego rozwój w kierunku nowych rozwiązań takich jak „inteligentne” zarządzanie siecią elektroenergetyczną oraz inteligentna integracja obecnych i przyszłych rozwiązań umożliwi stworzenie w Polsce nowoczesnego systemu energetycznego z rosnącym udziałem OZE.

Ogólne podsumowanie analizowanych technologii przedstawiono poniżej. Tabela ta obejmuje omawiane w dalszych podrozdziałach i rozdziałach rodzaje technologii w ujęciu dwóch różnych rodzajów danych. Pierwszą grupę stanowi opis stanu obecnego, tj. podsumowanie liczby firm na rynku polskim, ogólny stan obecny<sup>6</sup>, obrazowany poprzez moc wszystkich urządzeń, ich liczbę lub powierzchnię bądź udział danego typu i technologii urządzeń w ogólnej liczbie wszystkich urządzeń tego typu oraz udział procentowy produkcji z odnawialnych źródeł energii. Drugą grupę stanowią wartości i informacje opisujące potencjał rozwoju poszczególnych technologii z uwzględnieniem zarówno potencjału wdrażania innowacji, usprawnień oraz szans rozwoju, jak również rocznego potencjału produkcyjnego bądź też zapotrzebowania na daną technologię (opisywanego poprzez liczbę urządzeń/ instalacji, produkowaną moc oraz w niektórych przypadkach – roczny obrót).

---

<sup>6</sup> Dane zamieszczone w tabeli nie obejmują tych samych elementów ze względu na brak dostępności danych.

Technologie	Liczba firm (dostawcy technologii lub komponentów)	Stan obecny	Całkowity obrót sektora	Udział w rynku produkcyjnym energii elektrycznej i ciepła z OZE w ciągu roku (dane dla 2018 r.) <sup>7</sup>		Potencjał innowacyjny/ szanse rozwoju/ usprawnienia	Przewidywany popyt	
				GWh	Udział procentowy		Nowe Instalacje instalowane/ Urządzenia	Moc
<b>Pompy ciepła</b>	ok. 80 producentów	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,63 GW</li> <li>• łącznie zainstalowanych 194 130 szt.</li> </ul>	• b.d.	• 1,47	• 0,01%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• konstrukcje wykorzystujące czynnik R290</li> <li>• wzrost efektywności o 20–50% do 2050</li> <li>• inteligentne sterowanie i smart grid</li> <li>• magazynowanie energii</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ok 38,5 tys (w 2020 r.)</li> <li>• ok 158,5 tys (w 2030 r.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 324,2 MW (w 2020 r.)</li> <li>• 1332 MW (w 2030 r.)</li> </ul>
<b>Moduły PV</b>	> 15 ogólnie, z czego 10 stanowią producenci	• 1 830 MW mocy zainstalowanej (30.04.2020)	• 4 059 mln zł obrotu <sup>8</sup>	• 300,50	• 1,17%	<ul style="list-style-type: none"> <li>40% firm planuje wprowadzić</li> <li>• ogniwa PERC, HJT</li> </ul>	• szacuje się ok. 160 000 urządzeń rocznie	• 800 MW rocznie

<sup>7</sup> Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku, GUS, 2019. Na podstawie danych GUS, ogólna produkcja energii elektrycznej i ciepła z OZE w 2018 r. wyniosła 25 730,84 GWh.

<sup>8</sup> Szacowane przez IEO dla 2020 r.

Technologie	Liczba firm (dostawcy technologii lub komponentów)	Stan obecny	Całkowity obrót sektora	Udział w rynku produkcyjnym energii elektrycznej i ciepła z OZE w ciągu roku (dane dla 2018 r.) <sup>7</sup>		Potencjał innowacyjny/ szanse rozwoju/ usprawnienia	Przewidywany popyt	
				GWh	Udział procentowy		Nowe Instalacje instalowane/ Urządzenia	Moc
<b>Kolektory słoneczne</b>	ok. 80	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 310 000 m<sup>2</sup> (2018)</li> <li>• 263 000 m<sup>2</sup> (2019)</li> <li>• Ok. 2 000 MW (2019 r.)</li> </ul>	b.d.	b.d.	b.d.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• szersze wykorzystanie w przemyśle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ok. 280 000 m<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 80 MWt rocznie</li> </ul>
<b>Magazyny energii (litowo-jonowe)</b>	< 30	b.d.	b.d.	-	-	b.d.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rynek dopiero się rozwija</li> </ul>	b.d.
<b>Turbiny kogeneracyjne gazowe</b>	ok. 30	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Osiągalna moc elektryczna – 7 040 MW</li> <li>• Moc cieplna – 14 561 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,6 mld zł (2019 rok)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• b.d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ok. 16% całości produkcji energii (nie tylko z OZE) w 2018 r.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ugazowanie mniejszych miejscowości</li> <li>• rozwój miejskich sieci ciepłowniczych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 090 MWe przewidywana w 2 030 r. (odbiorcy komunalni i przemysłowi), 2 860 MW ogólnie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 700 MWe rocznie</li> </ul>

Technologie	Liczba firm (dostawcy technologii lub komponentów)	Stan obecny	Całkowity obrót sektora	Udział w rynku produkcyjnym energii elektrycznej i ciepła z OZE w ciągu roku (dane dla 2018 r.) <sup>7</sup>		Potencjał innowacyjny/ szanse rozwoju/ usprawnienia	Przewidywany popyt	
				GWh	Udział procentowy		Nowe Instalacje instalowane/ Urządzenia	Moc
<b>Kotły na biomasę</b>	> 40	<ul style="list-style-type: none"> <li>60-65% sprzedawanych kotłów w 2019 r stanowiły kotły biomasowe.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>b.d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>9 055,78</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>35,19%</li> </ul>	b.d.	<ul style="list-style-type: none"> <li>70–200 tys. sztuk rocznie</li> </ul>	b.d.
<b>Technologie biogazownicze (fermentacja, Zbiorniki itp.)</b>	ok. 60	<ul style="list-style-type: none"> <li>239 MW mocy zainstalowanej (czerwiec 2019 r.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>b.d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 383,85</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>5,38%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rozwój wykorzystania odpadów z przemysłu rolno-spożywczego w produkcji biogazu, potencjał całkowity na poziomie 8-13 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie (bez upraw celowych)</li> <li>biometan jako paliwo w transporcie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>50 instalacji</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ok. 30-50 MW rocznie</li> <li>ok. 20 MW w przypadku biometanu</li> </ul>

Technologie	Liczba firm (dostawcy technologii lub komponentów)	Stan obecny	Całkowity obrót sektora	Udział w rynku produkcyjnym energii elektrycznej i ciepła z OZE w ciągu roku (dane dla 2018 r.) <sup>7</sup>		Potencjał innowacyjny/ szanse rozwoju/ usprawnienia	Przewidywany popyt	
				GWh	Udział procentowy		Nowe Instalacje instalowane/ Urządzenia	Moc
<b>Mikrokogeneracja</b>	< 10	b.d.	• b.d.	• b.d.	• marginalny	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potencjalnie szerokie zastosowanie w przyszłości np. w budynkach należących JST – szpitale, baseny, domy opieki społecznej, a także w hotelach, czy w zabudowie wielorodzinnej</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>prognoza sprzedaży w Polsce to ok. 1 000 sztuk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>30 MW łącznie</li> </ul>
<b>Małe elektrownie wodne</b>	ok. 200 firm związanych z systemem hydroenergii, ok. 40 producentów i dystrybutorów	<ul style="list-style-type: none"> <li>765 elektrowni, o łącznej mocy zainstalowanej 976,347 MW,</li> <li>produkcja w 2018 r. wyniosła 1 970 GWh</li> </ul>	b.d.	1 970,00	7,66%	<ul style="list-style-type: none"> <li>8 000 potencjalnych lokalizacji nowych MEW</li> </ul>	b.d.	<ul style="list-style-type: none"> <li>1152 MW mocy zainstalowanej w 2020 r, łącznie</li> </ul>



Technologie	Liczba firm (dostawcy technologii lub komponentów)	Stan obecny	Całkowity obrót sektora	Udział w rynku produkcyjnym energii elektrycznej i ciepła z OZE w ciągu roku (dane dla 2018 r.) <sup>7</sup>		Potencjał innowacyjny/ szanse rozwoju/ usprawnienia	Przewidywany popyt	
				GWh	Udział procentowy		Nowe Instalacje instalowane/ Urządzenia	Moc
<b>Duże turbiny wiatrowe</b>	> 190 wszystkich firm związanych z energetyką wiatrową	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5,9 GW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• b.d.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 798,80</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 49,74%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wielkoskalowe instalacje offshore (potencjał szacowany na 6 GW mocy zainstalowanej w nowych instalacjach)</li> </ul>	b.d.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 GW / 12,5 GW (scenariusz stagnacji / rozwojowy) na lądzie 2030 r.</li> <li>• ok. 2,5 GW rocznie</li> </ul>
<b>Małe turbiny wiatrowe</b>	ok. 140 wszystkich firm związanych z małymi turbinami wiatrowymi (2014 r.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 114 instalacji</li> <li>• moc zainstalowana 33,1 MW (2019 r.)</li> </ul>	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• b.d.</li> </ul>

Na podstawie powyższej tabeli oraz informacji w poniższych podrozdziałach można wnioskować, że:

- Kraj posiada potencjał wytwórczy w zakresie pomp ciepła, czyli w zakresie jednego z kluczowych elementów potencjalnie dominującego w przyszłości zestawu technologii (pv + pompy ciepła) zidentyfikowanego w części A.
- Duet pomp ciepła oraz fotowoltaiki ma duży potencjał usprawnień technologicznych, zarówno w zakresie rozwiązań technicznych podnoszących sprawność urządzenia (pompy ciepła), jak i ze względu na zastosowanie inteligentnych rozwiązań IT (oba sektory oraz ich integracja).
- Relatywnie duży krajowy potencjał innowacyjny dostrzegany jest także w technologiach: magazynów energii i mikrokogeneracji, które mogą w przyszłości efektywnie uzupełnić duet pomp ciepła i fotowoltaiki o funkcję magazynowania i stabilizacji wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej.
- Obecnie najwięcej energii produkowanej jest w technologiach wiatrowych (prawie 50%) i biomasowych (ponad 35%), niemniej jednak wartości te mogą być większe ze względu na wykorzystanie w energetyce zawodowej oraz przez duże farmy wiatrowe. Wysoki udział w produkcji energii z odnawialnych źródeł mają również technologie wodne (ponad 7%) i biogazowe (ponad 5%). Ten trend będzie jednak ulegał zmianie na korzyść pomp ciepła i fotowoltaiki.
- Najwięcej firm z sektora produkcji i dystrybucji technologii lub komponentów związanych jest z małą i dużą energetyką wiatrową – niemniej jednak na polskim rynku dominują firmy transportujące i budujące, świadczące usługi w zakresie przygotowania fundamentów, projektowania i innych usług. W mniejszym, ale wciąż znaczącym stopniu, działają firmy produkujące drobne elementy, takie jak kable i śruby; zaledwie kilka firm produkuje typowe elementy takie jak wieże czy łopaty. Firmy te pomimo produkcji w Polsce niekoniecznie mają jednak polski kapitał.
- Firmy z istotną dominantą polskiego kapitału istnieją w branżach pomp ciepła i kolektorów słonecznych oraz kotłów. Duże szanse rozwoju technologii obserwowane są także w przypadku turbin kogeneracyjnych gazowych (ok. 10 firm ma polski kapitał), technologii biogazu (co najmniej 10 polskich firm zajmujących się produkcją komponentów), czy małych elektrowni wodnych (głównych producentów oraz dystrybutorów sprzętu jest ok. 40).
- Magazyny energii stanowią pole, gdzie obecnie nie ma istotnego polskiego udziału. Ponieważ branża dopiero będzie się rozwijać, to jest to też szansa na stworzenie tej branży.
- Kotły na biomasę są przykładem technologii, która w okresie transformacji w istotny sposób może wspierać rozwój lokalnego rynku energii.
- Rozwiązania z wykorzystaniem biogazu mają dodatkowy atut – możliwość wychwytywania CO<sub>2</sub> oraz wykorzystywania go m.in. w branży spożywczej.

Poniższe rozdziały zawierają bardziej szczegółową charakterystykę każdej wymienionej wyżej technologii.



## Pompy ciepła

Według raportu autorstwa Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC)<sup>9</sup> rok 2020 w Polsce był kolejnym z rzędu, w którym odnotowano wzrost liczby sprzedanych pomp ciepła (w badaniu nie zostały uwzględnione absorpcyjne i sprężarkowe gazowe pompy ciepła). Rynek pomp ciepła stosowanych do instalacji centralnego ogrzewania wzrósł o ok. 64%, zaś cały rynek odnotował wzrost na poziomie ok. 37%. Z szacunków wynika, że tylko w roku 2019 sprzedano łącznie ok. **42,2 tys. pomp ciepła** (z systemami VRF) oraz ok. **37,2 tys. urządzeń** (bez systemów VRF). W sumie pod koniec 2019 r. w Polsce pracowało ok. **194 tys. urządzeń** o zainstalowanej **mocy grzewczej ok. 1,63 GW**. W kontekście przyszłości opracowanie rysuje dwa scenariusze, w których ilość pomp w okolicach 2030 r., w zależności od zakresu zmian regulacyjnych i systemów wsparcia, będzie znajdować się w przedziale od 1 do 2 mln sztuk.

Program „Czyste Powietrze” oraz gwałtowne zmiany na rynku kotłów na paliwa stałe spowodowały, że znaczna część krajowych producentów kotłów zamierza produkować pompy ciepła. Szczególnym zainteresowaniem cieszą się konstrukcje typu powietrze/woda, oparte o czynnik R290 (propan). Polskie firmy widzą szansę w skutecznym konkutowaniu na polskim rynku w tej grupie produktowej w najbliższych latach. Sugerowane jest tutaj rozważenie rządowego wsparcia produkcji i programów R&D dla pomp ciepła. PORT PC szacuje również, że duży potencjał rozwoju rynku wykazują także gruntowe pompy ciepła o mocy przekraczającej 50 kW. Obecnie zaledwie 20% z nich produkowanych jest w naszym kraju. Przy odpowiednim wsparciu udział ten mógłby wzrosnąć do ponad 50%. Sama technologia pomp ciepła wykazuje jeszcze potencjał do rozwoju. Szacuje się, że do 2050 r. efektywność tych urządzeń wzrośnie o 20–50%.

Na krajowym rynku działa z powodzeniem wiele doświadczonych polskich przedsiębiorstw wyspecjalizowanych w technologii pomp ciepła, o wysokim potencjale technicznym i innowacyjnym (marki takie jak Apic, Euros Energy, Fonko, Galmed, Gejzer, Hibernatus, Inverter, Kospel, Silesia Term, Vatra, Wulkan). Pierwszym istotnym uzupełnieniem opisu polskich przedsiębiorstw stanowią firmy z branży grzewczej, producenci kotłów na paliwo stałe (węglowych czy na biomasę), którzy w produkcji pomp ciepła widzą szansę na istotny rozwój (m.in. HKS Lazar, Kostrzewa). Firmy te, często o dużym potencjale technicznym, wytwórczym i innowacyjnym, otrzymały silne bodźce (ustawy antysmogowe, program „Czyste Powietrze”, Wytyczne Techniczne dla budynków od 2021) do inwestycji w technologie pompy ciepła, a w szczególności powietrzne pompy ciepła o niskim współczynniku GWP.

Drugim istotnym uzupełnieniem są polskie przedsiębiorstwa, których początki sięgają technologii kolektorów słonecznych (m.in. Hewalex). Przegląd polskich przedsiębiorstw uzupełniają mniejsze, zatrudniające poniżej 9 pracowników, firmy należące do pasjonatów technologii pomp ciepła, o ograniczonej możliwości produkcyjnej, ale istotnej zdolności innowacyjnej.

Rodzimy rynek po stronie podaży sugeruje, że polscy producenci efektywnie konkurują z europejskimi koncernami z branży grzewczej (takimi potentatami jak Viessmann), z branży pomp ciepła lub z branży chłodniczej. Dodatkową konkurencję, szczególnie w obszarze powietrznych pomp ciepła, stanowią

<sup>9</sup> Raport rynkowy PORT PC, Pompy Ciepła 2019, Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2018 Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku, oprac. PORT PC, Kraków, maj 2019.

firmy dalekowschodnie, takie jak Daikin, Fujitsu, Mitsubischi, Hitachi, LG, Panasonic, Samsung, Toshiba.

Całość obecnych w Polsce na rynku pomp marek jest liczna i obejmuje:

- Dla technologii gruntowych pomp ciepła:
  - Alpha Innotec, Apic, Bosch, Buderus, Calor, Ciat, CTA, CTC, Daikin, Danfoss (do 2018 r.), De Dietrich, Dimplex, Ecoforest, Ecopower PPC, Ekontech, ExoTherm, Euros Energy, Ferroli, Fonko, Galmet, GDH, Gebwell, Heliotherm, Hibernatus, IDM, IVT, Kita, Meeting, Neura, NIBE, Ochsner, Remko, Robur, Saunier Duval, Sofath, Silesia Term, Thermia, Vaillant, Vatra, Viessmann, Waterkotte, Weider, Winckler, Wolf.
- Dla technologii powietrznych pomp ciepła:
  - Alpha Innotec, Apic, Ariston, Atlantic, Aurer, Bect, Biawar, Blaupunkt, Bosch, Broetje, Buderus, Calor, Ciat, Coolwex, CTA, CTC, Daikin, Danfoss, De Dietrich, Dimplex, Ekonair, Ekontech, Elektromet, Emmeti, ExoTherm, Euros Energy, Ferroli, Flowair, Fonko, FUJITSU & CLINT, Galmet, GDH, Gejzer, Heliotherm, Hewalex, Hitachi, Hubomag, Hokkaido, IDM, Immergas, IVT, Junkers, Kaisai, Keller, Kita, Kospel, LG, Maxa, Meeting, Midea, Mitsubishi, Neura, Nexus, NIBE, Nilan, Ochsner, Panasonic, Robur, Samsung, Saunier Duval, Silesia Term, Sinclair, Stiebel Eltron, Sunex, Remko, Templari, Termet, Thermia, Toshiba, Tweetop, Unical, Vaillant, Viessmann, Viteco, Waterkotte, Weider, Weishaupt, Winckler, Wolf.
- Inne technologie (VRF):
  - Bosch, Hitachi, Fujitsu, LG, Mitsubishi, Maxa, Neura, Panasonic, Samsung.
- Inne technologie (gazowe):
  - Frapol, Panasonic, Robur, Yanmar, Aisin-Toyota.

Zróźnicowanie polskich producentów jest duże – od firm liczących wiele setek pracowników, po mniejsze, często bardziej wyspecjalizowane małe przedsiębiorstwa. Nie ma obecnie danych pozwalających oszacować liczbę pomp ciepła zaprojektowanych i produkowanych w Polsce w całości ani w istotnym stopniu. Organizacja branżowa PORT PC szacuje, że dla wyprodukowanej i zaprojektowanej w Polsce pompy ciepła nawet 50% kosztów produkcji może pozostawać w kraju, plus całość kosztów odwiertów w przypadku gruntowych pomp ciepła – wtedy współczynnik ten może wzrosnąć nawet do 80%. Dodatkowo niektóre polskie firmy stosują strategię produkcji mieszanej, w której gotowe części urządzenia są wykonywane poza krajem, natomiast w Polsce powstają kluczowe innowacyjne komponenty dotyczące m.in. elementów sterowania urządzeniem lub algorytmów optymalizacji sterowania.

Należy tutaj podkreślić istotną siłę polskich przedsiębiorstw w obszarze gruntowych pomp ciepła dużej mocy, powyżej 50 kW, które mogą zasilać obiekty wielkopowierzchniowe, obiekty przemysłowe, usługowe lub mieszkalne. W dużych inwestycjach opartych o płytką geotermię, z uwagi na lokalne

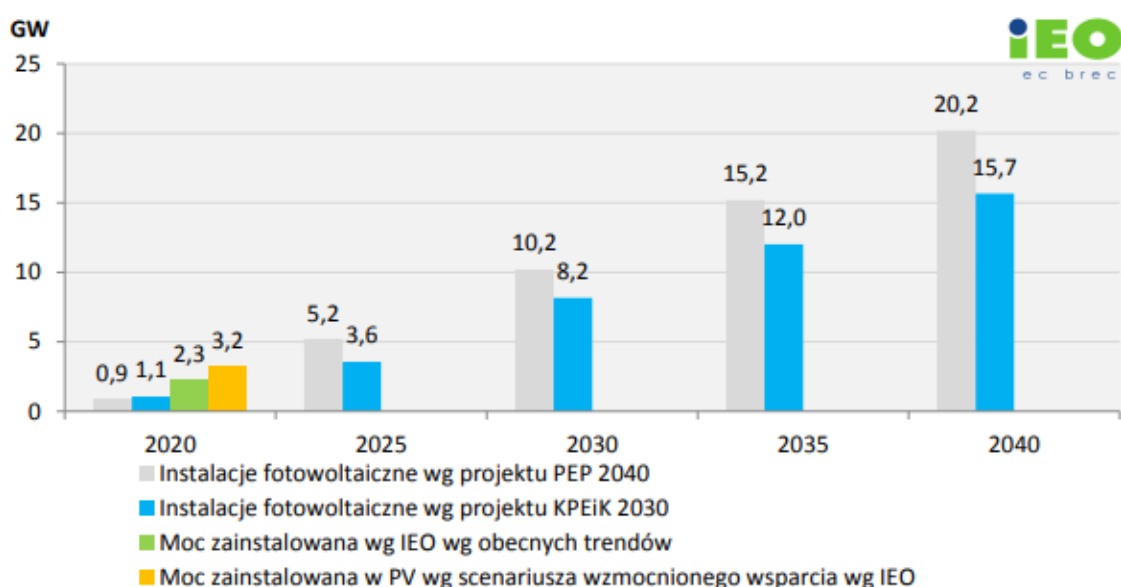


prace geologiczne i większy stopień indywidualizacji docelowego rozwiązania, proporcja inwestycji pozostająca w kraju jest szczególnie wysoka i może wynosić nawet 80% wszystkich kosztów.

Potencjał zastosowania technologii pomp ciepła ocenia się jako wysoki w kontekście przyszłej transformacji rynku energii, szczególnie ze względu na możliwość wsparcia rozwoju poprzez dofinansowania ze środków zewnętrznych.

## Panele fotowoltaiczne

Według raportu autorstwa Instytutu Energetyki Odnawialnej<sup>10</sup> krajowy rynek fotowoltaiczny ma olbrzymi, ale niewykorzystany dotąd potencjał rozwoju. W maju 2019 r. moc zainstalowana przekroczyła 700 MW, a przyrost nowych instalacji był bardzo dynamiczny. W marcu 2020 szacowano moc zainstalowaną już na około 1,5 GW. Poniższy rysunek przedstawia prognozy rozwoju mocy fotowoltaicznych do 2040 r.



Rysunek 6. Prognoza rozwoju mocy zainstalowanej pochodzącej z fotowoltaiki<sup>11</sup>

Szacowano wtedy, że wartość rynku w 2019 r. przekroczy 3,5 mld zł (prognoza z maja 2018), a łączne obroty z wartością wytworzonej energii przekroczą 4 mld zł. W dalszym ciągu największy udział w obrotach branży mają prosumenci, wspierani dotacjami RPO. Rośnie jednak rola autoproducentów i farm fotowoltaicznych sprzedających energię na zasadach rynkowych.

40% firm badanych w opracowaniu zamierza wprowadzić takie innowacje jak rozwój informatycznego systemu nadzoru produkcji lub usługi Smart Home. Duże nadzieje wiąże się również z technologią PERC, poprawiającą efektywność paneli fotowoltaicznych.

<sup>10</sup> Rynek fotowoltaiki w Polsce 2019 – VII edycja, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, czerwiec 2019.

<sup>11</sup> Dz. cyt.

Instalacja fotowoltaiczna składa się z 6 kluczowych komponentów (w nawiasach podany jest % kosztu danego komponentu w całkowitym koszcie instalacji): moduł krzem krystaliczny (30–40%), falownik (15–20%), konstrukcja (10–12%), elektronika (10%), okablowanie (5%), inne elementy (5%).

W łańcuchu produkcyjnym 50% samego modułu stanowią ogniwa, które produkowane są w Azji. Następnie wykonywane jest scalanie ogniw w moduły. Około 20% rynku krajowego jest pokryte modułami konstruowanymi przez polskie firmy integrujące/scalające azjatyckie ogniwa (7–8 podmiotów). Reszta modułów to elementy, gotowe sprowadzone z Azji. Łącznie na polskim rynku funkcjonuje 10 producentów modułów fotowoltaicznych, przemienników częstotliwości oraz konstrukcji montażowych: Bruk-Bet Solar, Corab, Energy5, Hanplast, Megawaty, ML System, Remor, Selfa, Spirvent, XDiSC. Szersza jest grupa firm zajmujących się dystrybucją sprzętu (ale nie instalacją i realizacją). Można do niej zaliczyć m.in.: KENO, 4SUN, ASAT, CHP Abakus, FEGA Poland, GRAMBET GRUPA SBS, Grodno, Involt, Manitu Solar, Pro-System, QXPV Polska, SOLISA, SunTrack. Udział krajowych dostaw w całkowitych kosztach produkcji energii w odniesieniu do nakładów inwestycyjnych wynosi 48%.

Potencjał zastosowania technologii paneli fotowoltaicznych ocenia się jako wysoki w kontekście przyszłej transformacji rynku energii, szczególnie ze względu na możliwość wsparcia rozwoju poprzez dofinansowania ze środków zewnętrznych oraz możliwość wsparcia rozwoju tej technologii poprzez działania z zakresu rozwiązań IT.

## Kolektory słoneczne

Zgodnie z raportem SPIUG (Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych)<sup>12</sup> w roku 2019 odnotowano spadek sprzedaży o ok. 15% względem roku 2018. Mimo to sprzedaż w liczbach bezwzględnych była w dalszym ciągu bardzo wysoka, bo wyniosła 263 000 m<sup>2</sup> (względem 310 000 m<sup>2</sup> w 2018 r.). Może to świadczyć o wysyceniu się rynku.

Wyniki takie są spowodowane strukturą rynku – 80% realizacji inwestycji odbywa się poprzez przetargi. W handlu detalicznym w dalszym ciągu brakuje trwałego zaplecza, które gwarantowałoby stabilność rynku przynajmniej w pewnym zakresie. Brakuje działań edukacyjnych, informacyjnych i promocyjnych. Dotychczasowe programy wsparcia przyniosły negatywny efekt w postaci utrwalanej świadomości użytkowników końcowych, że instalacja kolektorów słonecznych jest opłacalna tylko za dopłatą w ramach instrumentów wsparcia. Pewną konkurencją stają się również systemy PV zakładane stricte w celu zasilania urządzeń grzewczych. Spora grupa dotychczasowych instalatorów kolektorów słonecznych przebranżowiła się na fotowoltaikę.

Pewnego rodzaju szansą dla niego jest włączenie instalacji kolektorów słonecznych do grupy urządzeń grzewczych od 2020 r. w ramach programu Czyste Powietrze prowadzonego przez NFOŚiGW. Sytuacje mogą również poprawić innowacje, jak wykorzystanie w instalacjach magazynów ciepła. Na poziomie Unii Europejskiej w przygotowaniu są nowe rozwiązania dla kolektorów słonecznych – jako elementy

<sup>12</sup> *Raport: Rynek urządzeń grzewczych w Polsce w 2019 roku*, Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych, Warszawa, kwiecień 2020.

systemów grzewczych i ciepła procesowego. Rozważa się odbudowę wykorzystania rozwiązań PVT – kolektora hybrydowego łączącego cechy kolektora termicznego z panelem fotowoltaicznym. Trwają również prace nad etykietowaniem kolektorów słonecznych na wzór innych urządzeń grzewczych.

Nie znaleziono danych nt. liczby firm, które produkują kolektory słoneczne w Polsce. Dystrybutorami technologii są m.in. m.in.: Hewalex, Galmet, De Dietrich, METAL-FACH Technika Grzewcza, Viessmann, Wolf-Technika Grzewcza, Xvertiv, Buderus, Silva, Stiebel Eltron, Immergas, AC Klimat i PERFEXIM LTD<sup>13</sup>.

Potencjał zastosowania technologii kolektorów słonecznych ocenia się jako niski w kontekście przyszłej transformacji rynku energii, szczególnie ze względu na stagnację rozwoju tej technologii na rynku w ostatnich latach.

## Kogeneratory gazowe (turbiny i silniki)

Przyjęto założenie, że temat elektrociepłowni dla których kogeneratory gazowe są kluczowym elementem technologii, jest bardziej szczegółowo omawiany przez Zespół do spraw Czystego Ciepła. Ze względu jednak lokalny wymiar elektrociepłowni i na spójność niniejszego raportu prezentowana jest skrótowa informacja na temat tej branży.

Według raportu Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych<sup>14</sup> na koniec 2018 r. w elektrociepłowniach moc osiągalna zainstalowanych kotłów energetycznych wyniosła 21 534 MW, a kotłów ciepłowniczych 7 818 MW. Osiągalna moc elektryczna (zainstalowanych turbozespołów, turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania) wyniosła 7 040 MW. Moc cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej wyniosła 14 561 MW, zaś moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej 5 875 MW. W 2018 r. elektrociepłownie uzyskały ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przychód w wysokości 12,5 mld zł. W tym samym czasie koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła wyniosły 10,9 mld zł. Elektrociepłownie uzyskały średnią rentowność brutto sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w wysokości 8,76%.

Podstawowym paliwem używanym w 2018 r. w elektrociepłowniach do produkcji energii elektrycznej i ciepła był węgiel kamienny. Elektrociepłownie zużyły w kotłach energetycznych i ciepłowniczych 12,7 mln ton węgla kamiennego. Udział energii chemicznej zawartej w węglu stanowił 71% energii. 13% energii pochodziło zaś z gazu ziemnego.

Istnienie infrastruktury gazowej jest podstawowym warunkiem do inwestycji w źródło kogeneracyjne oparte na gazie ziemnym. Kolejnym ważnym aspektem jest dostęp do scentralizowanych systemów ciepłowniczych, które mogą mieć wystarczające zapotrzebowanie na ciepło, aby można tam zbudować układ kogeneracyjny oparty na odpowiednich warunkach ekonomicznych.

W opracowaniu własnym KAPE z 2012 r. potencjalna wartość rynku kogeneracji na potrzeby komunalne w Polsce została oszacowana na poziomie **15,22 mld zł** – na podstawie zgazyfikowanych miast powyżej 10 000 mieszkańców. Jeżeli miasta, w których kogeneracja jest już wykorzystana,

<sup>13</sup> Katalog [www.ogrzewictwo.pl](http://www.ogrzewictwo.pl) (dostęp: 08.05.2020).

<sup>14</sup> *Raport o kogeneracji w ciepłownictwie 2019*, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Warszawa, październik 2019.

miałyby być wykluczone, potencjalna wartość rynku wynosiłaby **ok. 6,2 mld zł**. Doliczając do tego odbiorców przemysłowych, całkowity potencjał polskiego rynku kogeneracji gazowej został oszacowany na poziomie **11,44 mld zł**. Wartości zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 3. Potencjał rynku kogeneracji gazowej w Polsce u odbiorców komunalnych i przemysłowych

Typ układu	Moc	Wartość
Elektrociepłownia komunalna	1 560 MW	6,24 mld zł
W tym: elektrociepłownie o mocy 1-2 MW	570 MW	2,28 mld zł
Elektrociepłownia przemysłowa	1 300 MW	5,2 mld zł
Razem	2860 MW	11,44 mld zł

Źródło: opracowanie własne

Rozwój potencjału rynku dla kogeneracji opartej na gazie może nastąpić wyłącznie, gdy w przypadku istnienia potencjału mieszkalnego powyżej 10 000 mieszkańców do miejscowości niezgazyfikowanej zostanie doprowadzona infrastruktura dystrybucyjna lub gdy w takiej miejscowości powstanie centralny system dystrybucji ciepła z siecią ciepłowniczą.

Zgodnie z wieloletnimi planami inwestycyjnymi samorządów terytorialnych w Polsce przed 2016 rokiem nie było planów budowy nowych systemów ciepłowniczych w miastach objętych analizą. Miasta, które nie zostały dotychczas w takie sieci wyposażone w politykach energetycznych gmin nadal opierają zasilanie w ciepło mieszkańców poprzez źródła lokalne.

Do firm produkujących gazowe kogeneratory należą m.in.: 2H Polska, Biowatt S.A., Elteco Poland, Enter-G Polska, KWE, P.P.U.H Horus-Energia, Power Electric, Tedom Poland, CES (Centrum Elektroniki Stosowanej), Eneria, Introl S.A., H. Cegielski-Poznań S.A., Motorgas, General Electric, Siemens, Alstom. Potencjał zastosowania technologii kogeneratorów gazowych ocenia się jako wysoki w kontekście przyszłej transformacji rynku energii, szczególnie ze względu na potencjał produkcyjny oraz proces „ugazowania” mniejszych miejscowości i rozwój sieci ciepłowniczych.

## Magazyny energii

Stworzenie dynamicznie rozwijającego się wewnętrznego rynku magazynów energii w Polsce to szansa na zbudowanie polskiej branży magazynowania energii. Magazyny energii współpracujące z siecią to dużo więcej niż sama bateria – to cały system zarządzania i integracji z siecią. Pełny łańcuch technologiczny obejmuje: surowce, ich przetwarzanie, produkcję komponentów cel baterii, produkcję cel, produkcję baterii / zestawów baterii, integrację baterii z wykorzystaniem oprogramowania (BMS, EMS) oraz urządzeń (urządzenia elektryczne, urządzenia pomiarowe, energoelektronika, urządzenia komunikacji i łączność). Są to obszary, w których polskie przedsiębiorstwa rozwijają kompetencje. Polscy producenci elementów elektrycznych i elektronicznych, firmy zajmujące się automatyką, IT, telekomunikacją i przesyłem danych mają szansę zaistnienia 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 i na tym polu jako kraj również mamy



osiągnięcia. Stworzenie warunków dla rozwoju systemów magazynowania energii w Polsce to również szansa na rozwój w Polsce nowej branży, rozwój gospodarczy i nowe miejsca pracy.

Zgrubne oszacowanie liczby firm, dla których rozwój systemów magazynowania energii stanowi szansę na zaistnienie w łańcuchu technologicznym, możliwe jest chociażby na podstawie wyników wyszukiwania firm w portalu „Panorama firm”.

Rozdzielnice elektryczne – 165 firm

Rozdzielnice montaż – 90 firm

Projektowanie automatyki – 174 firmy

Projektowanie instalacji elektrycznych – 32 639 firmy

Przemysłowe instalacje elektryczne – 522 firmy

Wykonanie instalacji elektrycznych – 485 firm

Aparaty przemysłowe – 40 firm

Ziemne prace kablowe – 11 firm

Automatyka przemysłowa – 2 578 firm

Przekształtniki energoelektroniczne – 5 firm (własne szacunki)

Baterie przemysłowe – 164 firmy

Magazyny energii – 17 firm

Sterowniki przemysłowe – 123 firmy

Linie energetyczne SN – 13 firm

Budownictwo energetyczne – 149 firm

Instalacje fotowoltaiczne – 245 firm

W procesie inwestycyjnym w wielkoskalowe magazyny energii oraz w zintegrowane magazyny energii znaczącą rolę odgrywają integratorzy systemów magazynowania energii. Integratorzy projektują, budują i obsługują duże systemy magazynowania energii. W przypadku magazynów zintegrowanych zapewniają wyższy poziom integracji obejmujący efektywne wykorzystanie energii (zarządzanie energią). Dotychczasowe doświadczenia rynku w Polsce pokazują, że polskie firmy z powodzeniem mogą pełnić rolę integratorów i konkurować z podmiotami działającymi globalnie. Przy braku odpowiedniego wolumenu realizowanych inwestycji w wyniku braku rynku krajowego, trudno im otrzymać korzystne warunki zakupu komponentów i urządzeń, tak, aby w przetargach móc konkurować cenowo z innymi oferentami. Warto tutaj wspomnieć, że magazyny zintegrowane to szansa dla polskich firm wytwarzających systemy zarządzania energią (m.in. firmy IT) oraz producentów urządzeń sterowniczych wyższej generacji.

## Technologie biomasy

Biomasa jest dość szczególnym przypadkiem OZE, gdyż biomasa nie pretenduje do źródeł bezemisyjnych. Jeśli jednak weźmiemy pod uwagę ślad węglowy i wodny dla całego ciągu surowców, wytwarzania i utylizacji urządzeń różnych generacji, gospodarki zrównoważonej i cyrkularnej dla źródeł bezemisyjnych, to biomasa wyróżnia się pozytywnie na tle innych technologii. Asymilując i wiążąc atmosferyczny CO<sub>2</sub> w wyniku procesu fotosyntezy, zachowuje węgiel w obiegu zamkniętym. Biomasa jest źródłem dla wytwarzania ciepła, a wytwarzanie energii elektrycznej może odbywać się efektywnie jedynie w sytuacji poligeneracji. Energia na potrzeby ciepła to ponad 75% potencjału energetycznego ogółem i w zasadniczy sposób skorelowane jest z lokalnością więc jej miejsce w takim zestawieniu jest jak najbardziej zasadne. Paliwo lokalnie wytworzone z biomasy z zachowaniem zasady zrównoważonego pozyskania może być wykorzystane na potrzeby własne gminy jak również może zostać przekazane mieszkańcom w ramach programów osłonowych i walki z ubóstwem energetycznym.

Technologie wykorzystujące biomasę w procesie spalania należy podzielić ze względu na moc, miejsce zainstalowania jednostki, stosowane paliwo oraz profil pracy co pozwoli na precyzyjniejsze zdiagnozowanie sytuacji i zdefiniowanie barier:

- Kotły biomasowe na pellet<sup>15</sup> zainstalowane w domach<sup>16</sup> i spalające paliwo w formie certyfikowanego pelletu z biomasy o mocy do 50 kWt.
- Kotły biomasowe na pellet zainstalowane w obiektach użyteczności publicznej i zabezpieczające zapotrzebowanie na ciepło tych obiektów o mocach do 500 kWt funkcjonujące na zasadzie źródeł wydzielonych.
- Kotły biomasowe na zrębki lub na pellet zainstalowane w obiektach użyteczności publicznej i zabezpieczające ich zapotrzebowanie na ciepło z możliwością przyłącza poprzez lokalną sieć ciepłowniczą odbiorców indywidualnych ciepła. Jednostki te operują w zakresie mocowym do 1 MWt.
- Kotły biomasowe na zrębki oraz inne paliwa kompozytowe (typu kombinacja zrębki z osadem ściekowym) zainstalowane w lokalnych ciepłowniach i funkcjonujące również w reżimie wysokosprawnej kogeneracji a przyłączone do systemów ciepłowniczych w zakresie mocy do 20 MWt.

Druga płaszczyzna podziału dotyczyłaby profilu pracy jednostki:

- Jednostki funkcjonujące w podstawie (cały rok) zwykle CHP,
- Jednostki szczytowe funkcjonujące w okresie sezonu grzewczego zwykle ciepłownicze.

<sup>15</sup> W zdecydowanej większości będzie to pellet drzewny, ale transformacja branży kotlarskiej i wsparcie MR przez Szybką Ścieżkę NCBR na B+R zakłada certyfikację kotłów małej mocy na biomasę niedrzewną, dlatego nie można ograniczyć tych jednostek wyłącznie do pelletu drzewnego.

<sup>16</sup> Czy nie powinniśmy w jakiś sposób rozciągnąć pojęcia prosument i zaopatrzyć indywidualnych użytkowników kotłów na biomasę w licznik ciepła, który pozwoli na bilansowanie zużycia energii pierwotnej z biomasy? Takie warunki są już w przypadku kotłów z dotacją, gdzie monitorowane są wskaźniki osiągnięcia efektu założonego w projekcie (np. w RPO).

Obecne trendy w obszarze kotłów na biomasę:

- Stopniowe zmniejszanie kosztów produkcji kotłów na pellet.  
W perspektywie najbliższych lat, szczególnie kotły na pellet mają szansę zastąpić część rynku kotłów węglowych w obszarze budynków jednorodzinnych. Istotne jest obniżenie kosztów produkcji urządzeń na poziomie 20% w perspektywie najbliższych 5 lat.
- Zwiększanie wymogów dotyczących emisji spalin z kotłów na biomasę.  
Wymogi ekoprojektu, które zaczną obowiązywać od stycznia 2020 r. w zakresie kotłów na biomasę są tylko wymaganiami minimalnymi. Od wielu lat widać tendencję zmniejszania emisji z kotłów na biomasę. Dotyczy to głównie emisji pyłów zawieszonych. W większości krajów europejskich dofinansowania kotłów na pellet są możliwe pod warunkiem spełnienia wymogów emisyjnych wyższych niż wymogi minimalne ekoprojektu.
- Wymóg stosowania kotłów na paliwo stałe z buforami wody grzewczej.

Trudno jest dziś z pełną odpowiedzialnością określić poziom wytwarzania energii w oparciu o biomasę na poziomie lokalnym. Według autorów raportu, w kategorii wytwarzania energii elektrycznej z biomasy na poziomie lokalnym produkcja jest znikoma. Wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy jest procesem złożonym z kilku faz pośrednich i dla jednostek małych mocy, z jakim mamy do czynienia w rozwiązaniach lokalnych sprawność procesu nie jest zadowalająca. Inaczej sprawa przedstawia się w kategorii wytwarzania ciepła, gdzie biomasa odgrywa zasadniczą rolę.

W ocenie SPiUG (Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych) obecnie notowany jest wzrost zainteresowania kotłami automatycznymi na biomasę – na poziomie nawet do 30%. Taka jest przynajmniej opinia oficjalnych kanałów dystrybucji. **Na podstawie zebranych opinii na rynku, można założyć, że 2019 r. kotły na biomasę stanowiły już 60–65 % sprzedanych kotłów w oficjalnym obiegu**, co potwierdza utrzymujące się zainteresowanie wykorzystaniem tego rodzaju paliwa na cele grzewcze – dla porównania, w 2017 r. stanowiły tylko ok. 16–20 % całego wolumenu sprzedaży, a w 2018 r. ten odsetek wynosił ok. 35–40 %. Widoczny jest pozytywny trend, jakim jest stale rosnące zainteresowanie kotłami na biomasę w tym szczególnie kotłami na pellet. **W Polsce używanych jest ok. 3 mln kotłów na paliwa stałe.** Są to zgrubne oszacowania, ponieważ brak jest wiarygodnych danych. Branżowi eksperci szacują, że w ostatnich latach zainstalowano nawet kilkaset tysięcy takich nowoczesnych kotłów na biomasę. Rynek ten z czasem będzie zmniejszał swój udział na rzecz innych rozwiązań OZE (np. pompy ciepła). Rozwój sektora kotłów biomasowych jest wspierany obecnie programami dofinansowującymi wymianę źródeł ciepła, chociaż nie wszystkie instalacje z nich korzystają. Element wsparcia finansowego ma jednak zasadnicze znaczenie i efektywne jego funkcjonowanie wpływa na efekt końcowy w sposób wprost proporcjonalny.

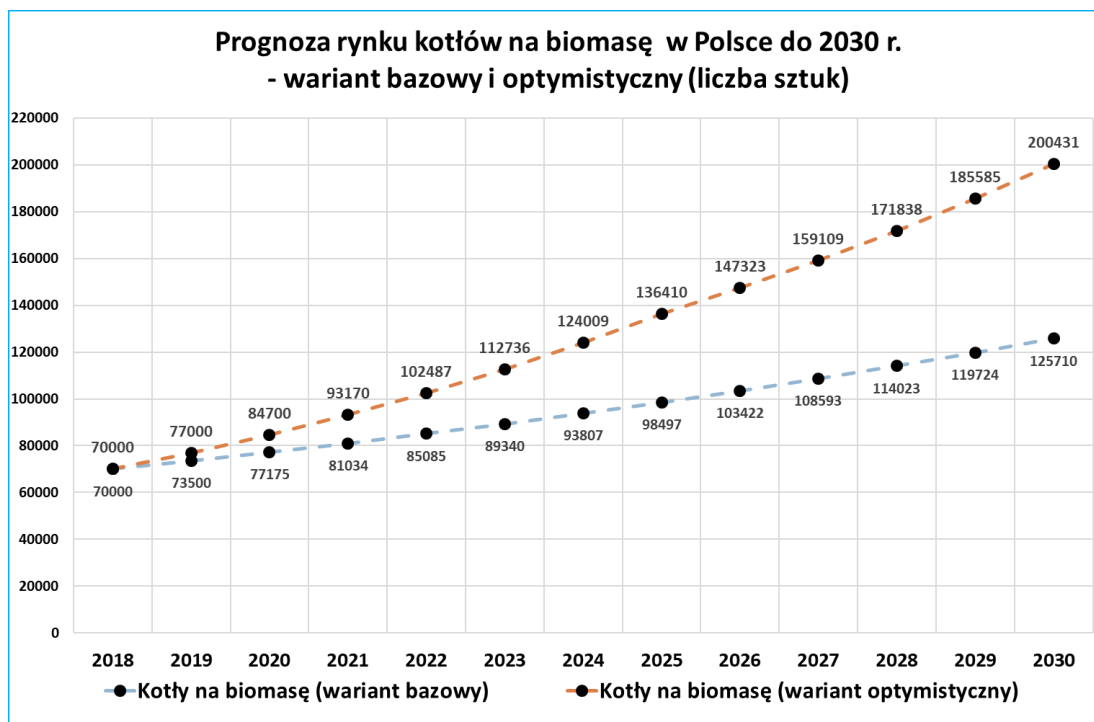
Rozwiązania w kategoriach mocy wyższych dedykowanych obiektom użyteczności publicznej oraz systemom ciepłowniczym, o mocach do 20 MW nie są już tak pospolite i ich ilość nie przekracza tysiąca.

Analiza źródeł pozyskiwania ciepła w krajach UE wskazuje, że dobrym rozwiązaniem może być rozwój ciepłowni opartych na spalaniu biomasy, w szczególności pozyskiwanej lokalnie z dedykowanych plantacji i biomasy odpadowej.

Branża niskoemisyjnych urządzeń grzewczych na paliwa stałe o mocy do 500 kW rozwinęła się w Polsce wraz ze wzrostem zapotrzebowania w krajach Unii Europejskiej na kotły c.o. spalające ekologiczne paliwo (drewno kawałkowe, zrębki, brykiet, pellet). Podobnie jak w przypadku pomp ciepła łączy ze sobą kilka dziedzin nauki: materiałoznawstwo, termodynamikę, hydraulikę, mechanikę, automatykę i informatykę stosowaną. Branża ta jest częścią bardzo dobrze rozwiniętej w Polsce branży kotlarskiej. Jest ona stosunkowo młodą specjalizacją, a wiąże się to głównie z normami i wytycznymi klasyfikującymi kotły pod względem sprawności oraz emisji zanieczyszczeń. Przyjęto dwa kierunki rozwoju jednostek niskoemisyjnych. Pierwszym, o największym znaczeniu dla rynku krajowego, był kierunek rozwoju kotłów zasilanych węglem typu groszek oraz miałem z automatycznym podawaniem paliwa i prostym układem sterowania. Drugi kierunek, to rozwój kotłów na biomasę (w szczególności pellet drzewny), który koncentrował się na potrzebach rynków zagranicznych, a od niedawna także intensywnie rozwijającego się rynku krajowego.

Szacowanie liczby stosowanych urządzeń jest trudnym zadaniem, ze względu na znaczącą liczbę użytkujących je gospodarstw domowych, ich rozproszenie oraz zróżnicowanie regionalne. Główny Urząd Statystyczny (GUS) wykonuje takie analizy opierając się na próbach statystycznych, a wyniki przedstawiane są w procentach szacowanej populacji.

Na podstawie prognozy wzrostu mocy zainstalowanej w małych instalacjach OZE w Polsce do 2030 r. (Źródło: WiseEuropa 2017), można zakładać, że w wariantcie optymistycznym średnie tempo wzrostu sprzedaży zakładając liniowy trend do 2030 r. wyniesie około +10%/rok, osiągając w 2030 r. około 1,6 mln szt. Przyjmując średnie tempo wzrostu sprzedaży do 2. roku wyniesie około +5%/rok, osiągając w 2030 r. około 1,2 mln szt.



Rysunek 7. Prognoza rynku kotłów na biomasę w Polsce do 2030 r. – sprzedaż roczna. Źródło: Mapa drogowa dotycząca przygotowania i wdrażania studiów wykonalności inwestycji badawczo-rozwojowych i innowacyjnych (ang. Business Technology Roadmaps– BTR) dla branży producentów niskoemisyjnych urządzeń grzewczych do roku 2030, AGH 2019

Poniższe zestawienie przedstawia rynek polski, w którym występuje kilkadziesiąt marek różnych producentów kotłów na pellet: Berski, Cichewicz, DEFRO, ELTECH Technika Grzewcza i Sanitarna – Grupa SBS, GALMET, GREŃ SPÓŁKA JAWNA, HEITZ, HKS LAZAR, KBO KOTŁO-BUD Osiek, KLIMOSZ, KOŁTON S.C., Kostrzewa, Kotły Grzewcze DRAGON Spółka z o.o., Kotły Kowalew, Kotły Witkowski, Jan Jańczak, Spółdzielnia Metalowo-Odlewnicza „Ogniwo”, P.P.H.U ‘FOKUS’, P.P.H.U. LAWLA Marek Penkala, P.P.H.U. MALINA Robert Malinowski, PellasX Sp. z o.o. Sp. k., PEREKO, P.P.H.U., PolSpaw Sawiccy Spółka Jawna, PPHU KOTŁOSPAW, Przedsiębiorstwo Produkcyjne HEIZTECHNIK, Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe SIMAR, Przedsiębiorstwo Wielobranżowe STALKOT, P.W. BUDMET Dariusz Nocoń, Adam Nocoń, Rakoczy, SEKOM, Stalmark, TEKLA, TIS Sp. z o.o., UPZSK Jan Stempin, Wytwórnia Kotłów C.O.”TILGNER” mgr np.. Jerzy Tilgner, Zakłady Górniczo-Metalowe „Zębiec”, Zgoda Wieprz – producent kotłów c.o., ZMK SAS Spółka z o.o., ZPH Stanisław Krzaczek, ZPUH „Drew-Met” S.C. Lubera Maria&Lubera Stanisław, Elektromet.

## Technologie biogazownicze

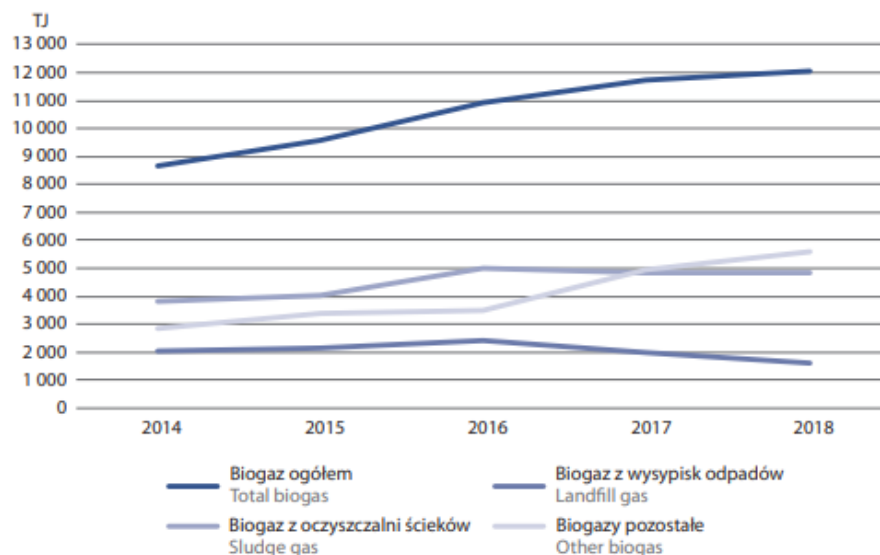
Dzisiaj wszystkie koncesjonowane (inne niż rolnicze) lub rejestrowane (rolnicze) biogazownie wytwarzają energię elektryczną (większość z nich jednocześnie także ciepło w kogeneracji).

Jak pokazuje raport GUS „Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku” ilość biogazu wytwarzanego w Polsce systematycznie wzrasta: w 2018 r. pozyskano o 39,0% więcej biogazu w porównaniu z 2014 r. Niestety dynamika tego wzrostu w ostatnim czasie zmalała, co widać na poniższym wykresie oraz w

raportach URE wskazujących na to, że w latach 2017–2019 moc zainstalowana instalacji wykorzystujących biogaz utrzymuje się na podobnym poziomie (wzrost z 235,373 MW w 2017 r. do 239,009 MW na koniec czerwca 2019 r.).

#### Pozyskanie biogazu w latach 2014–2018

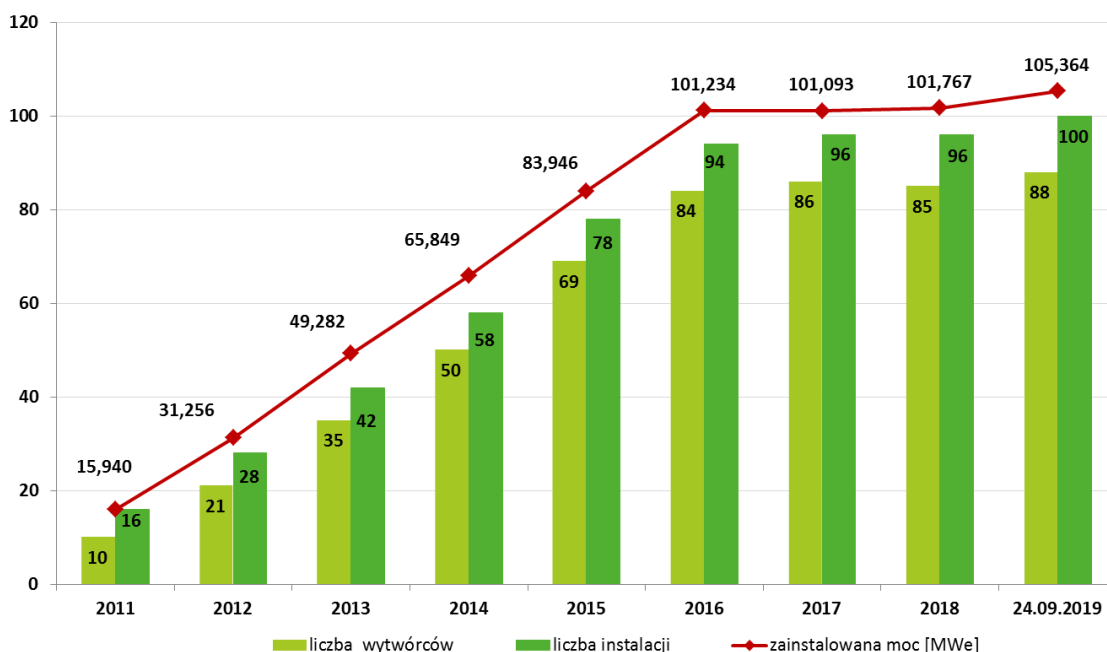
Obtaining biogas in the years 2014–2018



Rysunek 8. Pozyskanie biogazu w latach 2014-2018<sup>17</sup>

Największy wzrost pozyskania wystąpił w grupie „biogazy pozostałe”, w której dominuje biogaz rolniczy (w 2018 r. prawie 97,8% w porównaniu z 2014 r.). Pozyskanie biogazu z oczyszczalni ścieków wzrosło w 2018 r. o 27,6% w porównaniu z 2014 r., natomiast pozyskanie biogazu z wysypisk odpadów zmalało o 20,7% w porównaniu z 2014 r. Spowolnienie tempa rozwoju rynku biogazowego potwierdzają dane KOWR, z których wynika, że od końca 2016 r. nowych biogazowni rolniczych przybyło zaledwie 6.

<sup>17</sup> Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku, GUS, 2019.



Rysunek 9. Liczba wytwórców, instalacji i zainstalowana moc biogazowni w latach 2011–2019

Nieco lepiej sytuacja wygląda w zakresie rozwoju mikroinstalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego (od 31.12.2018 r. do 24.09.2019 r. ich liczba wzrosła z 11 do 19). Głównymi przyczynami spowolnienia rozwoju rynku biogazowego w Polsce są niższy niż oczekiwany poziom wsparcia szczególnie przez instytucje bankowe kredytujące inwestycje oraz mała świadomość społeczna na temat korzyści związanych z wykorzystaniem biogazu a w konsekwencji wygaśnięcie pozwoleń administracyjnych oraz warunków przyłączeń. Ważnym ograniczeniem w rozwoju biogazowni w Polsce jest także niestabilne prawo. Jasne uwarunkowania prawno-administracyjne mogłyby stać się impulsem do budowy nowych instalacji na szeroką skalę z korzyścią dla środowiska oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju. Biogaz może być narzędziem do utylizacji milionów ton bioodpadów rocznie oraz własnej produkcji energii w CHP, a w przyszłości także biometanu. Biogazownie mogą stać się ważnym elementem lokalnych systemów klastrowych oraz spółdzielni energetycznych dzięki swojej stabilnej pracy i możliwych dostawach gazu, energii elektrycznej oraz ciepła, jak również dostaw zeroemisyjnego nawozu organicznego. Należy również pamiętać o ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych, które dla tych instalacji przedstawia się bardzo korzystnie ze względu na wykorzystanie odpadów. Są w związku z tym istotnym elementem układów Gospodarki w Obiegu Zamkniętym.

Raport statystyczny Europejskiego Towarzystwa Biogazu (EBA)<sup>18</sup> podaje, że w 2018 r. w Europie pracowało łącznie 18 202 biogazowni, zainstalowana moc elektryczna w całej Europie wynosiła 11 082 MW oraz wyprodukowano 63 511 GWh biogazu. Najwięcej biogazowni jest w Niemczech (ponad 11 tys. instalacji), Polska z 304 instalacjami znajduje się na 8-ej pozycji. Ciekawym przypadkiem są Czechy

<sup>18</sup> EBA 2020, *European Biogas Association Statistical Report: 2019 European Overview*, Brussels, Belgium, January 2020.

które mają 574 biogazownie, ale w przeliczeniu na 1 mln mieszkańców (54 szt.) znajdują się na drugiej pozycji po Niemczech (138 szt.), Polska ma tylko 8 szt. biogazowni w przeliczeniu na 1 mln. mieszkańców (24 pozycja).

Z drugiej strony gorsze warunki finansowania na polskim rynku przyczyniły się do rozwoju innowacyjnych technologii i rozwiązań. Niski stopień finansowania sektora OZE w latach 2013–2016 przyczynił się do rozwoju polskich technologii, które zdolne są do fermentacji niezwykle szerokiej gamy substratów – różnej biomasy rolniczej oraz odpadów organicznych. Obecnie na całym świecie obserwuje się wzrost wykorzystania tego rodzaju odpadów na cele energetyczne, ze względu na wysoką dostępność, ograniczanie emisyjności odpadów oraz wymagania GOZ. Biogazownie w Polsce znalazły „swoją drogę”, która w tej chwili dostrzegana jest w krajach bardziej rozwiniętych. Instalacje przygotowywane są do elastycznej pracy na różnych strumieniach substratów głównie odpadowych (większość biogazowni w Niemczech i Czechach posiada jednak wsad z upraw celowych), a system wsparcia od początku motywował, aby były to biogazownie pracujące w wysokosprawnej kogeneracji.

Jak przytoczono w artykule<sup>19</sup> *Potencjał rozwoju sektora biogazu w Polsce* z portalu [www.rynekbiogazu.pl](http://www.rynekbiogazu.pl), z obliczeń przeprowadzonych przez pracowników Instytutu Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu wynika, że w Polsce możliwa jest produkcja ponad 13 mld m<sup>3</sup> biogazu rocznie. Jednakże w objętości tej nie uwzględniono możliwości produkcji gazu z upraw celowych, np. kukurydzy, oraz frakcji organicznej odpadów komunalnych. Na tak duży potencjał produkcji biogazu, który może pokryć znaczną część ogólnego zapotrzebowania naszego kraju, składa się roczna produkcja ok. 90 mln ton obornika i gnojowicy oraz ok. 12 mln ton różnego rodzaju słomy. Ponadto, jak wynika z opublikowanego w 2010 r. raportu Komisji Europejskiej<sup>20</sup>, każdego roku w Polsce produkowane jest ponad 25 mln ton odpadów żywnościowych. Największą część stanowią odpady z produkcji żywności w rolnictwie (ok. 16,5 mln ton) oraz odpady wytwarzane w przemyśle (ok. 6,5 mln ton). Oznacza to, że nadal znaczna część odpadów może zostać zagospodarowana na cele energetyczne, a jednym z najlepszych rozwiązań może być budowa instalacji przy zakładach przetwórstwa rolno-spożywczego oraz w gospodarstwach rolnych. W poniższej tabeli (tabela 4) przedstawiony został przybliżony potencjał energetyczny odpadów z przemysłu rolno-spożywczego i kiszonki z kukurydzy oraz możliwy do uzyskania przychód z racji sprzedaży energii elektrycznej oraz wykorzystania ciepła.

Tabela 4. Potencjał energetyczny odpadów z przemysłu rolno-spożywczego oraz kiszonki z kukurydzy<sup>21</sup>

	Wydajność biogazowa [m <sup>3</sup> /Mg św. m.]	Zawartość metanu [%]	Przychód [PLN/Mg]
Wywar gorzelniany	75	55	104,22

<sup>19</sup> Dz. cyt.

<sup>20</sup> *Preparatory study on food waste across EU 27*,

[http://ec.europa.eu/environment/eussd/pdf/bio\\_foodwaste\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/environment/eussd/pdf/bio_foodwaste_report.pdf) (dostęp: 08.05.2020).

<sup>21</sup> Zapałowska A., Gacek T., *Ekonomiczne aspekty pozyskiwania i wykorzystania biogazu*, Kolegium Nauk Przyrodniczych, Katedra Bioenergetyki, Analizy Żywności i Mikrobiologii Uniwersytet Rzeszowski 2019, <https://repozytorium.ur.edu.pl/bitstream/handle/item/5203/9%20zapa%C5%82owska-ekonomiczne%20aspekty.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (dostęp: 08.05.2020).



Wycierka ziemniaczana	130	50	164,23
Wysłodki buraczane	130	50	164,23
Przeterminowana żywność	120	52	39,41
Serwatka	30	52	39,41
Kiszonka z kukurydzy	215	54	293,33

Należy także dodać, że jeszcze lepsze wyniki ekonomiczne (ilość produkowanego metanu w stosunku do ceny zakupu, uzyskuje się w przypadku odpadów poubojowych oraz padliny, chociaż nie należy pomijać stosunkowo wysokich kosztów stabilizacji substratu przed wejściem do procesu. Substraty te, choć kłopotliwe w zagospodarowaniu jak np. pióra, krew, kości, przy odpowiedniej obróbce wykazują nieoczekiwanie wysoką wydajność metanową, a uzyskany poferment posiada bardzo wartościowy skład z nawozowego punktu widzenia.

Oprócz wykorzystania bioodpadów należy nie zapominać o potencjale 4 000 oczyszczalni ścieków, z których ok połowy mogłoby produkować biogaz na swoich osadach ściekowych z wykorzystaniem większości energii we własnym zakładzie. Jednak wymagane byłyby zmiany legislacyjne pozwalające takim instalacjom uzyskiwać wsparcie do energii wytworzonej, a nie jedynie do energii wprowadzonej do sieci.

Ocenia się również potencjał biogazu wysypiskowego, którego przyrost może wynieść jeszcze ok. 20 MW dodatkowych instalacji na istniejących instalacji na wysypiskach.

W opublikowanym przez Magazyn Biomasa pod koniec 2019 r. katalogu firm (krajowych i zagranicznych) branży biogazowej działających na rynku polskim znajduje się 13 firm dostarczających technologie i komponenty, 9 firm zajmujących się projektowaniem i realizacją (np. polskie firmy Biogazownie Polskie, Biowatt S.A., Polska Grupa Biogazowa S.A., Tarpol biogas, agriKomp Polska sp. z o.o.), Green Energy Sp. z o.o., a także litewska grupa kapitałowa Green Genius, 6 firm produkujących zespoły prądotwórcze zasilane biogazem (np. KWE, CES, EPS System, Horus Energia), 4 firmy produkujące zbiorniki dla biogazowni oraz kilkanaście firm oferujących różne usługi (doradcze, badania laboratoryjne itp.) dla sektora biogazowego.

W zależności od potrzeb biogazownie mogą pełnić szereg funkcji w tym stanowić instalacje prosumenckie (mikrobiogazownie), działać w podstawie KSE (biogazownie wyposażone w jednostki kogeneracji do pracy ciągłej przy współpracy z siecią zawodową średniego napięcia), działać w szczytach zapotrzebowania (biogazownie wyposażone w jednostki kogeneracji do pracy dynamicznej przy współpracy z siecią zawodową średniego napięcia), bilansować inne źródła (biogazownie zintegrowane z magazynem energii i/lub biogazu, w celu bilansowania lokalnych źródeł energii), produkować biometan, w tym na cele transportowe (biogazownie zintegrowane z siecią zawodową gazową dystrybucyjną (biometan) lub z siecią gazową lokalną (sieci wyspowe).

Biogazownie mogą być istotnym elementem Gospodarki Obiegu Zamkniętego i stymulantem polskiego przemysłu energetyki rozproszonej. Priorytetem inwestycyjnym jest utylizacja bioodpadów z odzyskiem energii:

- ciepła zagospodarowanego lokalnie,
- energii elektrycznej konsumowanej na cele podstawowe rolników, hodowców, przetwórców i odbiorców lokalnych przyłączonych do lokalnej sieci dystrybucyjnej,
- paliwa gazowego wprowadzonego do dystrybucyjnej sieci gazowej dostępnego dla przemysłu lub energetyki, celów transportowych
- energii wytwarzanej w trybie ciągłym lub dynamicznie na żądanie operatorów sieci.

Działanie takie wymaga przygotowania rozproszonej infrastruktury do wykorzystania biogazu w celach energetycznych w zakresie energii elektrycznej, ciepła jak i gazu – (re)elektryfikacja i /lub gazyfikacja obszarów wiejskich i wiejsko-miejskich.

Potencjał zastosowania technologii biogazowych w kontekście przyszłej transformacji rynku energii jest wysoki szczególnie w świetle Zielonego Ładu Komisji Europejskiej i konieczności dekarbonizacji systemu gazowego (RED II) oraz dynamicznego rozwoju sektora produkcji biometanu obserwowanego obecnie na rynkach europejskich. Biogazownie są technologią niezależną od pogody i produkującą energię stabilnie. Potencjał sektora biogazowego oraz unijne otoczenie regulacyjne wskazują, że sektor biogazu jest w stanie pełnić bardzo istotną rolę w polskim miksie energetycznym.

## Mikrokogeneracja

Istnieją różne definicje jednostki mikrokogeneracyjnej<sup>22</sup> – według Dyrektywy 2012/27/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej jest to jednostka kogeneracyjna o maksymalnej mocy niższej niż 50 kWe, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium wysokosprawnej kogeneracji. Natomiast według polskiego prawa mikroinstalacja to odnawialne źródło energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW. Dodatkowo w Ustawie OZE zdefiniowane zostało ciepło użytkowe w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane w inny sposób. Ustawodawca krajowy nie zdefiniował wprost instalacji mikrokogeneracyjnej o innych technologiach niż odnawialne źródła energii, chociaż odniósł się do mocy cieplnej w mikroinstalacji.

Popularność mikrokogeneracji znacznie różni się w poszczególnych krajach Europy. O ile w Niemczech czy Wielkiej Brytanii liczbę zainstalowanych urządzeń można liczyć w dziesiątkach tysięcy, tak w Polsce urządzenia te dopiero wkraczają na rynek<sup>23</sup>. Najważniejszym czynnikiem jest opłacalność ekonomiczna,

<sup>22</sup> Preparatory study on food waste across EU 27,

[http://ec.europa.eu/environment/eussd/pdf/bio\\_foodwaste\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/environment/eussd/pdf/bio_foodwaste_report.pdf) (dostęp: 08.05.2020).

<sup>23</sup> Adam Iwan (PGNiG Termika S.A.), Józef Paska (Politechnika Warszawska), *Ciepło w mikrokogeneracji i kogeneracji systemowej – konkurencja czy współpraca?*, Warszawa, maj 2015.

która wzrasta wraz z ceną detaliczną energii elektrycznej. W Polsce użytkownik płaci za energię prawie o połowę mniej niż przeciętny obywatel Unii Europejskiej<sup>24</sup>. Innym czynnikiem są rozwiązania prawne. W Europie zachodniej istnieje wiele rozwiązań wspierających mikrokogenerację, zarówno w sposób bezpośredni w postaci dopłat, jak i w pośrednio przez możliwość odsprzedania nadwyżki energii elektrycznej. Niestety w Polsce mikrokogeneracja, prawdopodobnie ze względu na małą popularność, nie ma wypracowanych systemów wsparcia.

Analizy przeprowadzone w ramach projektu CODE2 szacują zapotrzebowanie rynkowe w roku 2020 w Polsce na **ok. 1 000 instalacji micro-CHP** (ok. 30 MW mocy elektrycznej)<sup>25</sup>. Oczekiwania dla roku 2030 są znacząco wyższe i sięgają **ponad 30 000 instalacji** (o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 200 MW). W poniższej tabeli przedstawiono ocenę potencjału rozwoju microCHP na podstawie map drogowych wybranych krajów Unii Europejskiej.

Tabela 5. Ocena potencjału rozwoju microCHP na podstawie map drogowych wybranych krajów unijnych<sup>26</sup>

Ocena potencjału micro CHP	Prognozowana sprzedaż i wolumen instalacji	DE	FR	IT	PL	ES	NL	GB
Gospodarstwa domowe (ok. 1 kW mocy elektrycznej)	Sprzedaż roczna 2020 (tys.)	3,8	4,4	13,3	0,3	4,5	35	86
	Sprzedaż roczna 2030 (tys.)	215	290	742	27,4	276	304	800
	Wolumen instalacji 2020 (tys.)	7,5	9	26,2	0,74	9,1	2	180
	Wolumen instalacji 2030 (tys.)	1070	1300	3740	102	1300	2250	5800
	Wolumen instalacji 2040 (tys.)	2250	3100	7700	345	2900	3070	8000
Małe i średnie przedsiębiorstwa oraz spółdzielnie (ok. 40 kWe)	Sprzedaż roczna 2020 (tys.)	0,64	0,1	0,39	0,75	0,65	1	2,2

<sup>24</sup> Dz. cyt.

<sup>25</sup> Dz. cyt.

<sup>26</sup> Dz. cyt.

Sprzedaż roczna 2030 (tys.)	16,5	2,1	10	4,3	16,9	2,6	8
Wolumen instalacji 2020 (tys.)	4,2	0,7	2,6	4,5	4,3	6	14
Wolumen instalacji 2030 (tys.)	71	8,4	45	29	69,8	23	61
Wolumen instalacji 2040 (tys.)	217	46	121	46	245	27	82

Pierwszym i najprostszym sposobem na implementację tego typu urządzeń są obiekty będące własnością jednostek samorządu terytorialnego, takie jak szpitale, baseny lub domy pomocy społecznej. Są to miejsca, gdzie zapotrzebowanie na media występuje przez całą dobę. Drugą grupą potencjalnych odbiorców są hotele i zabudowa wielorodzinna, gdzie odpowiednio dobrany układ może pokryć zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową. Duży potencjał drzemie również w implementacji urządzeń na końcówkach węzłów ciepłowniczych, co w znaczny sposób zwiększa sprawność całego systemu przesyłowego. Ze względu na wysoką sprawność mikrokogenerację można stosować również tam, gdzie wymiana źródła ciepła jest jedynym sposobem zwiększenia efektywności energetycznej budynku. Sprawdza się to głównie w przypadku budynków zabytkowych i sakralnych<sup>27</sup>.

Niestety brak jest danych nt. producentów i dystrybutorów urządzeń mikrokogeneracyjnych w Polsce ze względu na fakt, że rynek praktycznie jeszcze nie istnieje.

Potencjał zastosowania technologii mikrokogeneracji ocenia się jako przeciętny w kontekście przyszłej transformacji rynku energii. Mikrokogeneracja ma potencjał zastosowania różnych rodzajach budynków, m.in. w budynkach należących do samorządów – szpitale, baseny, domy opieki społecznej, a także w hotelach, czy w zabudowie wielorodzinnej, niemniej jednak udział procentowy aktualnie jest znikomy.

## Małe elektrownie wodne (MEW)

Obecnie w Polsce funkcjonuje **765 elektrowni wodnych** o łącznej mocy zainstalowanej **ok. 976,347 MW**<sup>28</sup>. 637 elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW należy do prywatnych przedsiębiorców (małe i mikroprzedsiębiorstwa), 47 zaś do koncernów energetycznych i administracji

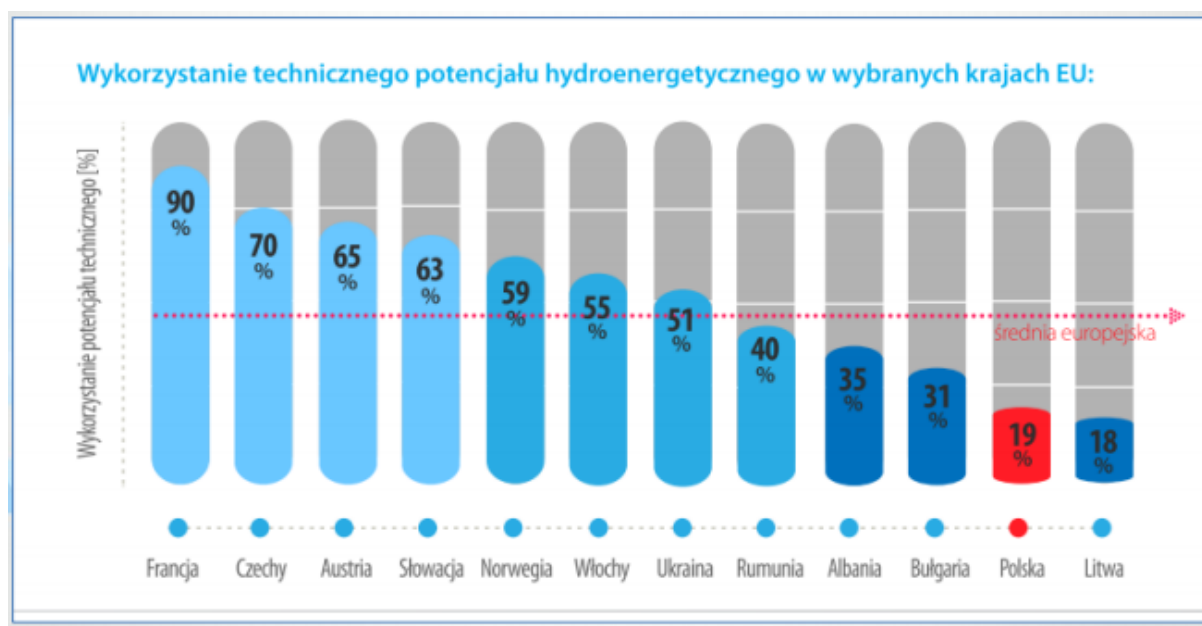
<sup>27</sup> Łukasz Lis, Tomasz Siwek, Karol Sztekler, Wojciech Kalawa, *Potencjał rozwoju mikrokogeneracji w Polsce*, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Kraków 2018.

<sup>28</sup> Urząd Regulacji Energetyki, dane na dzień 31.03.2019 r.

wodnej. Z kolei zaledwie 18 elektrowni wodnych o mocy większej niż 1 MW należy do prywatnych przedsiębiorców, przy 64 należących do koncernów energetycznych i administracji wodnej.

Mała energetyka wodna ma w Polsce spory potencjał rozwojowy, gdyż działające obecnie MEW wykorzystują techniczny potencjał hydroenergetyczny krajowych rzek w niespełna 19%, podczas gdy w krajach europejskich poziom ten sięga średnio blisko 50%. Plany zwiększenia wykorzystania potencjału hydroenergetycznego polskich rzek od lat pojawiają się w dokumentach strategicznych Państwa. Np. w KPD zaplanowano wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych do roku 2020 do poziomu 1152 MW, przy czym w MEW o mocy do 1 MW miałyby on nastąpić do poziomu 142 MW.

Wykorzystywane jest niespełna **19% technicznego potencjału** hydroenergetycznego polskich rzek – ok. **2,366 TWh/rok**, przy całkowitym **13,7 TWh/rok**. Potencjał teoretyczny wynosi 25 TWh/rok. Wykorzystanie technicznego potencjału hydroenergetycznego w wybranych krajach europejskich przedstawiono poniżej.



Rysunek 10. Wykorzystanie technicznego potencjału hydroenergetycznego w wybranych krajach Unii Europejskiej<sup>29</sup>

W zakresie rozwoju małej hydroenergetyki w Polsce wskazuje się przede wszystkim na potrzebę wykorzystania na cele MEW istniejących obiektów piętrzących wodę zarządzanych w imieniu Skarbu Państwa przez PGW Wody Polskie<sup>30</sup>. Budowa małych elektrowni wodnych w oparciu o istniejące budowle piętrzące, oprócz oczywistych korzyści wynikających z produkcji energii z OZE, dodatkowo do minimum ogranicza wpływ inwestycji na środowisko. Przynosi również korzyści dla Skarbu Państwa – redukuje koszty utrzymania rzek i stopni wodnych oraz przynosi dochód z tytułu dzierżawy jazów

<sup>29</sup> Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej (European Small Hydropower Association – ESHA), Przewodnik jak zbudować małą elektrownię wodną – wydanie polskie 2010.

<sup>30</sup> Zasoby wodne w Polsce i możliwości rozwoju „małej” energetyki wodnej [w:] Raport Programu „Water Management” – Zarządzanie Zasobami Wodnymi w Polsce 2018., <https://ungc.org.pl/programy/water-management/> (dostęp: 13.05.2020).

i gruntów. Liczba potencjalnych lokalizacji mikro i małych instalacji hydroenergetycznych bazujących na istniejących obiektach piętrzących i lokalizacjach dawnych młynów wodnych szacowana jest na około 8 tys.<sup>31</sup> Oprócz budowania nowych instalacji spory potencjał rozwojowy branży MEW znajduje się również w istniejących źródłach wytwórczych. Wiele z obiektów małej hydroenergetyki wymaga obecnie modernizacji poprawiającej działanie MEW w wymiarze technicznym, ale także dostosowującej obiekty do najnowszych standardów środowiskowych.

Rozwój małych elektrowni wodnych uległ niestety znacznemu wyhamowaniu. Wpływ na to miała destabilizacja systemu zielonych certyfikatów powodująca znaczny spadek cen uzyskiwanych przez wytwórców energii z OZE<sup>32</sup>. Wprowadzony w 2015 r. system aukcyjny oceniany jest przez branżę MEW jako rozwiązanie ryzykowne, skomplikowane i nieodpowiednie dla niewielkich producentów w małych elektrowniach wodnych<sup>33</sup>. Dopiero nowelizacja ustawy o OZE z dnia 7 czerwca 2018 roku wprowadziła sprawdzone w innych krajach mechanizmy dopasowane do potrzeb branży MEW w postaci systemu gwarantowanych cen – FIT i gwarantowanych dopłat do ceny - FIP dla małych instalacji hydroenergetycznych.

W Polsce liczbę firm związanych z sektorem hydroenergii szacuje się jako 200. Głównych producentów oraz dystrybutorów sprzętu jest ok. 40. Zaliczyć do nich można m.in.: Aqua-Tech, Bmsonic Biotechnika Enerko Energy, ESTI POLYMER, Gollwitzer Polska, Hydro Energy, HYDROBEST, Hydromew GROUP, KOPRAS, MERAZET, PROCOM SYSTEM, SONEL, TB Hydro i Wobistał.

Potencjał zastosowania technologii małych elektrowni wodnych ocenia się jako wysoki w kontekście przyszłej transformacji rynku energii, szczególnie ze względu na wysoki potencjał i rozwój tej technologii.

## Elektrownie wiatrowe

Duże elektrownie wiatrowe nie są wprost związane z lokalną energetyką, niemniej jednak sektor produkuje także mniejsze typy turbin. Także powiązania dużych jednostek z energetyką lokalną mogą powstawać np. w kontekście rozwoju lokalnych społeczności energetycznych (spółdzielnie energetyczne, klastry energii), wspólnot OZE, czy też cPPA. Dlatego autorzy zdecydowali się skrótkowo przedstawić potencjał tej branży zakładając, że dokładniejszy opis jest przygotowywany przez dedykowany zespół do spraw wielkoskalowych instalacji niskoemisyjnych.

Zgodnie z raportem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej<sup>34</sup> skumulowana moc farm wiatrowych w Polsce na koniec 2016 wynosiła 5,8 GW, co stanowiło 69% całej energii pochodzącej z OZE. Przyrost mocy zainstalowanej w 2016 roku wynosił 700 MW, przy czym budowa większości instalacji zaczęła się jeszcze w 2015 roku. Branża energetyki wiatrowej weszła w roku 2016 w fazę stagnacji, która trwa do dzisiaj. Energetyka wiatrowa dysponuje jednak w Polsce ogromnym potencjałem. Aukcja, która odbyła się w 5 grudnia 2019 roku obejmowała 2,5 GW energii wiatrowej

<sup>31</sup> Baza danych RESTOR Hydro oraz Geoportal KZGW PGW Wody Polskie.

<sup>32</sup> *Zasoby wodne w Polsce...*

<sup>33</sup> Dz. cyt.

<sup>34</sup> *Stan energetyki wiatrowej w Polsce w 2016 roku*, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, czerwiec 2017.

i była największym tego typu przedsięwzięciem w historii. Jest to efekt nadrabiania ostatnich lat stagnacji sektora, podczas których powstała „dziura inwestycyjna”. Kolejnym aspektem, który w najbliższych latach będzie miał ogromne znaczenie dla rozwoju energetyki wiatrowej jest dążenie do wykorzystania potencjału polskiej części morza Bałtyckiego. Potencjał ten szacuje się na poziome 6 GW<sup>35</sup>.

Większość firm z pierwszej dziesiątki inwestorów w sektorze energetyki wiatrowej w Polsce to powszechnie znane marki energetyczne. Poza sektorem energetycznym mogą być znane firmy Quadran Polska oraz Energix Renewable Energies. Poniżej przedstawiono największych inwestorów w sektorze energetyki wiatrowej zgodnie ze stanem na rok 2019<sup>36</sup>.

1. PGE Energia Odnawialna (Polska) – 549,98 MW,
2. EDP Renewables Polska (Portugalia) – 418 MW,
3. Grupa Tauron (Polska) – 380,75 MW,
4. Polenergia (Polska) – 249,3 MW,
5. innogy Renewables Polska (Niemcy) – 242 MW,
6. Energa (Polska) – 211 MW,
7. E.ON Energie Odnawialne (Niemcy) – 160 MW,
8. Engie Zielona Energia (Francja) – 138 MW,
9. Energix Renewable Energies (Izrael) – 119 MW,
10. Quadran Polska (Francja) – 106 MW.

Polska ma odpowiedni potencjał kadrowy i przemysłowy, by móc z powodzeniem integrować się w globalne łańcuchy wartości energetyki wiatrowej – poprzez firmy z kapitałem polskim czy też ulokowane w kraju filie przedsiębiorstw zagranicznych.

Energetyka wiatrowa na lądzie cechuje się kilkukrotnie wyższym wskaźnikiem udziału krajowych dostawców i poddostawców (tzw. *local content*) w cyklu życia instalacji w porównaniu do elektrowni konwencjonalnych. Obecnie wskaźnik ten przekracza 50%, a w razie stworzenia sprzyjających warunków dla rozwoju branży w Polsce może sięgnąć nawet 65%.

Tabela 6. Udział krajowych dostaw (*local content*) w nakładach inwestycyjnych w energetyce wiatrowej<sup>37</sup>

	Stan obecny	Potencjał rozwoju <sup>38</sup>
Wieża	1/3	2/3
Łopaty	1/4	1/2
Przekładnia	-	-
Przetwornik	1/10	1/4
Transformator	1/4	1/2

<sup>35</sup> Dz. cyt.

<sup>36</sup> Zobacz top 10 firm, które rządzą w polskich wiatrakach, <https://www.wnp.pl/energetyka/zobacz-top-10-firm-ktore-rzadza-w-polskich-wiatrakach,352932.html> (dostęp: 13.05.2020).

<sup>37</sup> Szacunki własne WiseEuropa.

<sup>38</sup> Stan docelowy sektora energetyki wiatrowej w scenariuszu rozwojowym opracowanym przez WiseEuropa.

Generator, system regulacji łopat	1/10	1/4
Rama główna, wał wirnika, obudowa gondoli, system hamulcowy, koła zębate układu kierunkowania	1/10	2/3
Kable, śruby itp.	2/3	2/3
Pozostałe części turbiny	1/10	1/4
Transport i budowa	95/100	95/100
Fundamenty, projekt i inne usługi	95/100	95/100
Ogółem	38%	55%

Analiza alternatywnych scenariuszy rozwoju farm wiatrowych do 2030 roku wskazuje, że stworzenie odpowiedniego otoczenia regulacyjnego stymulującego inwestycje na lądzie oraz pojawienie się nowych projektów morskich może nadać nowy impuls zatrudnieniu w otoczeniu branży. Stabilne wsparcie rozwoju OZE pomoże firmom krajowym pracującym na rzecz energetyki wiatrowej osiągnąć skalę działalności pozwalającą na konkurowanie nie tylko na rynku polskim, lecz także globalnym. Dotyczy to w szczególności firm przemysłowych, mogących dostarczać komponenty turbin wiatrowych do odbiorców na całym świecie, tak jak już dziś robi to Stocznia Gdańsk czy polskie fabryki firm duńskich specjalizujących się w energetyce wiatrowej. Poniżej przedstawiono wybrane firmy zajmujące się produkcją komponentów farm wiatrowych w Polsce.

#### **ENERCON Services Poland Sp. z o.o.**

Przedsiębiorstwo Enercon Services Poland jest częścią niemieckiej firmy Enercon, będącej piątym producentem turbin wiatrowych na świecie i drugim w Europie. Firma produkuje również generatory na potrzeby energetyki wiatrowej. Obecnie Enercon posiada biura w ponad 360 lokalizacjach, w tym jedno w Poznaniu. Polski oddział współpracuje z 191 dostawcami krajowymi, od których wartość zakupów netto w 2018 roku wynosiła około 37 mln zł.

#### **FAMET S.A.**

Fabryka Aparatury i Urządzeń „Famet” S.A. jest przykładem polskiej firmy przemysłowej, która z powodzeniem zdywersyfikowała swoją działalność w kierunku dostaw komponentów na rzecz energetyki wiatrowej. Przedsiębiorstwo działa od 1950 r., początkowo specjalizując się w dostawach na rzecz przemysłu koksowniczego i hutnictwa. W 2017 r. ponad 60% sprzedaży spółki stanowiły komponenty do elektrowni wiatrowych, eksportowane głównie na rynek niemiecki. Zakres produkcji obejmuje m.in. gondole, korpusy generatorów oraz tarcze hamulcowe.





### **Stocznia Gdańsk S.A.**

Produkcja wież wiatrowych jest obecnie głównym obszarem działalności Stoczni Gdańskiej. Nowa, dochodowa specjalizacja pozwoliła w tym roku z powodzeniem zakończyć proces restrukturyzacji przedsiębiorstwa.

### **LM Wind Power Blades (Poland) Sp. z o.o.**

Fabryka łopat dla energetyki wiatrowej LM Wind Power Blades działa od ponad dekady w Goleniowie, w województwie zachodniopomorskim. Należy ona do duńskiej grupy LM Wind Power, globalnego potentata na rynku łopat wiatrowych.

### **KK Wind Solutions Polska Sp. z o.o.**

Spółka KK Wind Solutions Polska (dawniej KK-Electronic Polska) działa w Szczecinie od 2003 roku. Jest częścią duńskiej firmy KK Wind Solutions, która specjalizuje się w dostarczaniu zintegrowanych usług oraz elektroniki dla turbin wiatrowych na całym świecie. W tym roku skupiła się na dostarczaniu rozwiązań elektronicznych na potrzeby farm wiatrowych. KK Wind Solutions Polska zajmuje się produkcją elektroniki dla turbin wiatrowych, w szczególności systemów sterowania i kontroli rozdzielnic elektroenergetycznych. Jest to ponad 90% globalnej produkcji firmy, z czego większość trafia do Europy i Stanów Zjednoczonych.

Potencjał zastosowania technologii elektrowni wiatrowych ocenia się jako wysoki w kontekście przyszłej transformacji rynku energii. Po latach stagnacji przewiduje się, że energetyka wiatrowa zarówno lądowa jak i morska wejdzie w okres gwałtownego wzrostu. Pytaniem pozostaje na ile sektor dużych turbin wiatrowych jest w stanie wpisać się w specyfikę lokalnych społeczności.

## **Małe elektrownie wiatrowe**

Według definicji wykorzystywanej przez URE, do grupy małych instalacji zaliczane są instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW. W roku 2019 w Polsce znajdowało się **114 małych instalacji** o łącznej mocy zainstalowanej **33,1 MW** wykorzystujących energię wiatru<sup>39</sup>.

Brakuje aktualnych informacji dotyczących tego sektora. Większość opracowań zajmujących się tą tematyką powstało w roku 2011 i latach wcześniejszych. Wg badań rynku przeprowadzonych w I kwartale 2011 roku przez IEO w sektorze małej energetyki wiatrowej, w Polsce działają obecnie 142 firmy. Większość z nich to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją, instalacją i serwisem urządzeń. Ponad połowa tych firm prowadzi jednocześnie działalność dystrybucyjną, instalacyjną i serwis urządzeń. Ponadto na rynku działa ok. 10 producentów małych elektrowni wiatrowych i 5 przedsiębiorstw dopiero rozpoczynających działalność w tym zakresie. Jednak w praktyce tylko 4 producentów ma na tyle dopracowany produkt by wykonywać go seryjnie, pozostałych

<sup>39</sup>Raport URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/8830,Coraz-wiecej-zielonej-energii-z-malych-instalacji-OZE-kolejny-raport-Prezesa-URE.html> (dostęp: 13.05.2020).

3 producentów wykonuje małe elektrownie wiatrowe na zamówienie po kilka sztuk rocznie – głównie turbiny o małej mocy i pionowej osi obrotu oraz 3 producentów samych tylko generatorów. Rynek polski wykazuje cechy charakterystyczne dla rynku światowego, tzn. pomimo dużej liczby przedsiębiorstw deklarujących działalność w sektorze tylko niewiele firm w rzeczywistości dysponuje sprawdzonymi produktami i sprzedaje je w znaczącej ilości.

Potencjał zastosowania technologii małych elektrowni wiatrowych ocenia się jako przeciętny w kontekście przyszłej transformacji rynku energii. Małe elektrownie wiatrowe są mało popularne, ale o wysokim potencjale energetycznym.

## Termomodernizacja

Na rynku termomodernizacji działają producenci materiałów i systemów izolacyjnych, producenci stolarki budowlanej, producenci urządzeń na potrzeby wentylacji, producenci urządzeń grzewczych, instalatorzy i budowlane firmy wykonawcze.

### **Rynek materiałów termoizolacyjnych**

Według raportu PMR „Rynek materiałów termoizolacyjnych w Polsce 2019. Analiza rynku i prognozy rozwoju na lata 2019-2024 wartość rynku materiałów termoizolacyjnych (produkcja krajowa z uwzględnieniem handlu zagranicznego, obejmująca styropian, wełnę mineralną oraz produkty piankowe) w 2018 r. wrosła dwucyfrowo i osiągnęła wartość niemal 6,6 mld zł. Na bazie danych ogólnie dostępnych w Internecie cały rynek izolacji (wełna mineralna, styropian, poliuretan, inne) można oszacować na ok. 15-20 mln m<sup>3</sup>, z czego produkcja wełen mineralnych, to około 7 mln m<sup>3</sup>. Orientacyjna liczba firm działających na rynku wełny mineralnej w Polsce które posiadają swoje zakłady produkcyjne to 6 firm: Isoroc, Isover, Paroc, Petralana, Rockwool i Ursa. Liczącym się graczem jest jeszcze produkujący wyroby z wełny mineralnej w Czechach – Knauf Insulation. Orientacyjna liczba firm działających na rynku styropianu wynosi ok. 60, przy czym są to firmy różnej wielkości, z których wymienić można: ALBATERM Sp. z o.o., FS ARBET sp. j., ARSANIT Sp. z o.o., AUSTROTHERM Sp. z o.o., DOMSTYR Sp. j., PPU EKOBUD Sp. z o.o., ENERPOR Sp. z o.o., GENDERKA Sp. z o.o., IZOLBET Sp. z o. o., IZOTERM Mariusz Wałek Sp. J., KNAUF INDUSTRIES Sp. z o. o, KRASBUD Krasowski Sp. J., NEOTHERM sp. j. , NTB Sp. z o.o., PANELTECH Sp. z o. o., WYTWÓRNIA STYROPIANU Piotrowski Henryk, PPHU POLSTYR , ZPMB PROMAX Sp. z o.o., SONAROL Sp. j. Najda, STB Koncept Sp. z o.o., STYRMANN Sp. z o. o., STYROPAK Sp. z o.o., STYROPIAN PLUS Sp. z o.o., STYROPMIN Sp. z o.o., STYROPOZ Sp. z o.o., SWISSPOR Sp. z o.o., PPHU TERMEX Sp. z o.o., TYRON Sp. z o.o., Termo Organika i Yetico oraz szereg mniejszych. Roczny potencjał produkcyjny styropianu szacowany jest na ok. 20 mln m<sup>3</sup>. Według szacunków European Association for ETICS polski rynek to 40 milionów metrów kwadratowych ociepleń instalowanych każdego roku w Polsce. Dostawców systemów ociepleń jest wielu (około 80). Przykładowo: Alpol, Arsanit, Atlas, Baunit, Bolix, Caparol, Ceresit, Dryvit, Greinplast, Knauf, Kreisel, Majsterpol, Mapei, PPG, Sto, TermoOrganika, Weber. Polski rynek w tym zakresie jest najbardziej konkurencyjnym rynkiem unijnym. Spośród siedemnastki wiodących producentów systemów ociepleniowych wszyscy produkują swoje wyroby w zakładach zlokalizowanych w Polsce.



	2015	2016	2017	2018
Wartość	4,7	4,9	5,8	6,6
Dynamika	-4,0%	4,2%	17,3%	13,4%

Z raportu PMR wynika, że najbliższe lata będą bardzo dobre dla branży termomodernizacyjnej. Czynnikiem pozytywnie wpływającym na prognozy dla rynku materiałów termoizolacyjnych w Polsce są natomiast rządowe programy wsparcia termomodernizacji. Około 40% budynków wielorodzinnych zbadanych przez GUS, wymaga termomodernizacji. Dodatkowym impulsem dla przeprowadzania prac termomodernizacyjnych budynków wielomieszkaniowym może być planowany program wsparcia remontów bloków z wielkiej płyty. W segmencie budownictwa jednorodzinne, pozytywny impuls do przeprowadzania prac termomodernizacyjnych wywierał będzie program „Czyste Powietrze” oraz ulga w podatku PIT.

Według MIVO potencjał innowacyjny w obszarze wyrobów izolacyjnych to:

- Rozwój systemów izolacyjnych dla budynków zero-energetycznych lub plus-energetycznych.
- Rozwój systemów izolacyjnych dla energooszczędnego polskiego budownictwa modułowego/prefabrykowanego, w tym również drewnianego.
- Rozwój systemów izolacyjnych dla budynków i obszarów (np. klastry energii) samowystarczalnych. Wsparcie ich rozwoju zwiększy możliwości wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych w tym głównie ze źródeł odnawialnych.
- Rozwój systemów izolacyjnych do głębokiej termomodernizacji, tak aby zapewnić ich powszechność oraz powtarzalny, przez co zmniejszający możliwość popełnienia błędów wykonawczych, montaż.
- Wsparcie w zakresie B&R oraz legislacji produkcji bezodpadowej (recycling odpadów z budów).
- Wsparcie dla rozwoju systemów/wyrobów zapewniających niski ślad węglowy w ich cyklu życia.

Globalne trendy, które są szansą rozwoju to m.in.:

- Skuteczne wdrażanie technologii w zakresie budynków zero- i plus-energetycznych.
- BIM i IoT (Internet of Things) – projektowanie ułatwiające nie tylko proces budowlany ale również komunikację pomiędzy wszystkimi uczestnikami łańcucha (projektant/wykonawca/podwykonawca/producent/użytkownik) oraz wykorzystanie Internetu rzeczy o dużych prędkościach i przepustowościach transmisji danych wykorzystywanych w systemach lokalnych systemach zarządzania energią integrujących budynki, odnawialne źródła energii, magazyny energii, systemy samouczące i podpowiadające nt. możliwości wykorzystania w danych momentach doby, urządzeń wykorzystujących energię.
- Wdrażanie nowoczesnych metod zarządzania energią – np. DSM/DSR (Demand Side Management / Demand Side Response), czyli zarządzanie stroną popytową.

## **Stolarka Budowlana**

Jak wynika z danych zawartych w raporcie "Rynek stolarki okiennej w Polsce 2019", opracowanym przez ASM – Centrum Badań i Analiz Rynku na zlecenie Związku Polskie Okna i Drzwi (POiD), sytuacja polskiej branży budowlanej ma się dobrze, i po raz kolejny zakończy rok ze wzrostem. W 2018 r. wyprodukowano ok. 24,7 mln sztuk okien i drzwi, a więc o 5,2% więcej niż w 2017 r. i o 10,4% więcej niż w roku 2016. Polska jest największym eksporterem okien i drzwi w Europie, z udziałem na poziomie 24%. Najbliższe lata będą ogromnym sprawdzianem umiejętności nie tyle produkcyjnych polskich przedsiębiorstw, a zarządczych i organizacyjnych. To będzie czas największych wyzwań z jakimi przyjdzie się zmierzyć polskiej branży stolarki budowlanej.

## **Producenci urządzeń na potrzeby wentylacji**

Z punktu widzenia wentylacji podczas termomodernizacji budynków można/należy zadbać o poniższe kwestie:

- przy wymianie okien i doszczelnieniu budynku należy bezwzględnie zapewnić dopływ powietrza wentylacyjnego – na przykład przez montaż nawiewników ściennych lub okiennych. Jest to więc szansa dla dostawców tych elementów. W kraju jest kilku producentów i importerów (np. Aereco, Renson),
- w budynkach jedno- lub wielorodzinnych możliwe jest zamontowanie nasad niskociśnieniowych, działających w sposób mechaniczny, które będą wspomagać działanie wentylacji naturalnej lub będą działać jako wentylacja mechaniczna wywiewna. Jest kilku producentów/importerów elementów (np. Aereco, Darco, Uniwersal),
- w budynkach jednorodzinnych możliwa jest zamiana wentylacji grawitacyjnej na mechaniczną z odzyskiem ciepła. W Polsce jest kilku producentów, którzy produkują centralki do zastosowań mieszkaniowych: Frapol, Bartosz, Pro-Vent, Thesla Green, Klimor, Ciecholewski Wentylacje, VBW Engineering, VTS. Rocznie mogą wyprodukować od kilku do kilkunastu tysięcy sztuk,
- w przypadku montażu wentylacji z odzyskiem ciepła konieczne jest także zastosowanie kanałów wentylacyjnych – kilkunastu producentów.

Globalnym trendem jest rezygnacja z wentylacji grawitacyjnej na rzecz wentylacji mechanicznej, w szczególności wentylacji sterowanej zapotrzebowaniem (DCV).

### **Rynek urządzeń i technologii grzewczych**

Charakterystyka rynek urządzeń i technologii grzewczych wykorzystywanych w termomodernizacji została przedstawiona wyżej. przy okazji omawianiu kotłów i urządzeń kogeneracyjnych.

### **Instalatorzy i wykonawcy budowlani**

W Polsce na rynku budowlanym działa ok. 400 tys. firm. Ponad dziewięć na dziesięć z nich to mikrofirmy zatrudniające poniżej dziesięciu osób. Według raportu EFL, jako największe bariery hamujące rozwój branży budowlanej w najbliższych 10 latach przedstawiciele firm wskazują:

- trudności z zatrudnieniem wykwalifikowanych pracowników,
- wysokie koszty zatrudnienia,
- brak środków własnych na inwestycje i rozwój,
- skomplikowane procedury administracyjne.

Problemy mogą być związane nie tylko z zatrudnieniem specjalistów, ale także niewykwalifikowanych pracowników – twierdzi tak prawie trzech na pięciu ankietowanych. Koszty działalności małych i średnich firm budowlanych (głównie koszty pracy, ale także paliwa) osiągnęły już taki punkt obciążenia firm, że tracą one marże netto i nie pozwalają firmom zarabiać więcej jednostkowo, a jedynie zwiększonymi obrotami. Te ostatnie są wyższe tylko w niektórych branżach: instalacyjna, dekarstwo, roboty ziemne, brukarska, stolarka budowlana. Większe obroty są jednak coraz trudniejsze do uzyskania jeśli brakuje ludzi do pracy, a brygady w firmach mają coraz mniej robotników. Współpraca producentów materiałów i urządzeń stosowanych w budownictwie z wykonawcami wciąż zwiększa ich siłę w walce o klientów ostatecznych. Fachowcy dzięki takiej współpracy mają możliwość szerszego poznania asortymentu danej marki. Jednak główną, obopólną korzyścią z takiej współpracy jest zwiększona moc dotarcia do klienta ostatecznego.

Według MIVO Rząd może wesprzeć sektor budowlany działający w obszarze termomodernizacji dzięki:

a. Skutecznemu i realizowanemu w szybkim tempie wdrażaniu programów wspierających wykonywaną we właściwej kolejności i kompleksową termomodernizację budynków w Polsce przy łatwo dostępnych, nieskomplikowanych programach wsparcia finansowego. Właściwa kolejność i kompleksowość działań termomodernizacyjnych budynków polega na poprawie efektywności energetycznej budynków poprzez zmniejszenie strat ciepła, a później na modernizacji i doborze źródeł ciepła. Tylko taka kolejność działań, nie tylko pomoże branży budowlanej, ale także rozwiąże wiele ważnych i aktualnych problemów społecznych: smog, ubóstwo energetyczne oraz przyczyni się do innowacyjnego rozwoju polskiej energetyki.

b. Poprzez konsekwentne wspieranie procesu głębokiej termomodernizacji budynków jednorodzinnych – np. poprzez określenie celów, które powinny osiągnąć gminy na kolejnych etapach (2030,2040,2050), aby zasoby budowlane na ich terenie były zero energetyczne (np. do 2030 roku co najmniej 30%, do 2040 – co najmniej 60%, do 2050 – 100%)



c. Poprzez przygotowanie szerokiego planu głębokiej termomodernizacji budynków publicznych/użyteczności publicznej: szkoły, szpitale, urzędy, etc. Pozwalającego na osiągnięcie oszczędności w użytkowaniu na poziomie samorządowym.

## Sektor ICT (Information and communications technology)

Analiza sektora ICT jest motywowana faktem powstawania istotnych innowacji na granicy dziedzin w tym także technologii związanych z energetyką, których kluczowym komponentem jest IT/elektronika. Według danych zawartych w raporcie *Perspektywy rozwoju polskiej branży ICT do roku 2025*, w ciągu ostatnich lat w Polsce branże zaawansowane cyfrowo miały tempo wzrostu prawie 3 razy większe niż inne branże na polskim rynku, a w latach 2010–2015 ich skumulowany roczny wskaźnik wzrostu wynosił 4,8%. W latach 2011–2014 liczba polskich firm w sektorze ICT wzrosła o prawie 25%.

Sektor ICT stanowi łącznie ok. 8% polskiego PKB. Pracuje w nim 430 tys. osób, a liczba pracowników rośnie o ok. 6% rocznie. Polskie przedsiębiorstwa w sektorze ICT stanowią prawie 8% całego rynku unijnego, a ich liczba rośnie w tempie ok. 10% rocznie.

Sektor teleinformatyczny w Polsce odnotowuje największy wzrost obrotów w Europie, który wynosi ok. 9% rocznie, ale liczba polskich firm zestawiona z wielkością obrotów w sektorze pokazuje, że są one mniej efektywne od firm dominujących na rynku europejskim. Polska jest na 6. miejscu w Europie pod względem wartości produkcji, jednak znacznie odbiega w tej kategorii od liderów na kontynencie europejskim. Pomimo dynamicznego rozwoju polskiego rynku ICT, bezwzględne wartości wzrostów na rynkach państw dominujących w branży są dużo wyższe, dlatego dogonienie europejskich liderów w najbliższej dekadzie jest mało prawdopodobne. Rynek ICT w Polsce odnotowuje dobre wyniki, lecz wciąż nie wykorzystuje swojego potencjału w całości.

W handlu zagranicznym również widać rozwój znaczenia sektora ICT. W ostatnich latach wartość eksportu wzrosła o ponad połowę, a w 2015 r. stanowiła 7,6% udziału w całym eksporcie z naszego kraju (GUS). Tempo wzrostu importu było nieco niższe, a jego udział w imporcie całkowitym wynosił 8,2%. Rozwój działalności eksportowej polskich przedsiębiorstw wskazuje na udany proces ich internacjonalizacji i coraz silniejszą konkurencyjność na rynkach zagranicznych.

Liderem wśród polskich producentów rozwiązań informatycznych dla sektora energetycznego jest spółka Asseco Poland. Dostarcza ona między innymi oprogramowanie AUMS (Asseco Utility Management Solutions), które zapewnia kompleksową obsługę firm energetycznych. Z narzędzia tego korzysta blisko 65% spółek energetycznych w Polsce.

Rozwój sektora hamowany jest przez ograniczenia inwestycji i dofinansowania w sektorze publicznym, który dla wielu przedsiębiorców pozostaje kluczowy. Barrierami są oczekiwanie na dotacje unijne i opóźnienia w przetargach publicznych związanych z infrastrukturą IT, które stanowią ok. 25% przychodów firm w tym sektorze.

## Wykorzystanie sektora ICT w transformacji energetycznej

Rozwój energetyki odnawialnej wymaga zaawansowanych rozwiązań informatycznych, umożliwiających sprawne zarządzanie wytwarzaniem energii, dystrybucją, sprzedażą, uczestnictwem źródeł odnawialnych w sieciach elektroenergetycznych czy bilansowaniem systemu. Stworzenie systemów energetycznych nowej generacji i włączenie OZE do sieci jest niemożliwe bez odpowiednich rozwiązań informatycznych.

### Rola rozwiązań ICT w energetyce:

1. Platformy dla modelu energia jako usługa (Energy as a Service).
2. Dematerializacja procesów rozliczeniowych i pomiarów usług energetycznych dla operatorów.
3. Nowe modele finansowania dostępu do energii z pomiarami oraz zaawansowane zarządzanie popytem oraz podażą.
4. Zwiększona elastyczność istniejących sieci elektrycznych dzięki poprawie zarządzania przepływem energii.
5. Ulepszona kontrola rozproszonych systemów generacji, np. odnawialne źródła energii.
6. Umożliwienie indywidualnym i komercyjnym użytkownikom identyfikacji zarządzania działaniami na rzecz efektywności energetycznej.
7. Podnoszenie świadomości konsumentów na temat efektywności energetycznej.
8. Przyspieszenie procesów decyzyjnych w zakresie rozwoju infrastruktury energetycznej.
9. Zwiększenie przejrzystości w subsydiowaniu energetyki w ramach e-administracji.
10. Zapewnienie sieci komunikacyjnej w celu zwiększenia jakości dostaw energii elektrycznej i odporności systemu.
11. Automatykacja łączności w systemach przesyłowych.
12. Zbieranie danych energetycznych w celu oceny postępów i określania dalszych działań.

### Sieci elektroenergetyczne

Coraz większy udział OZE w miksie energetycznym pociąga za sobą stosowanie inteligentnego opomiarowania i zarządzania sieciami elektroenergetycznymi. Wciąż udoskonalane rozwiązania pozwalają na bardziej efektywne wykorzystanie energii wyprodukowanej przez OZE. Zapotrzebowanie na rozwój „inteligentnych” sieci energetycznych powoduje coraz większe znaczenie sektora ICT w branży energetycznej. Obecnie jednak wykorzystanie technologii teleinformatycznych w sieciach elektroenergetycznych nie jest stosowane jeszcze na dużą skalę. W zakresie „inteligentnych” rozwiązań najszybciej rozwija się segment liczników a także aplikacje mobilnych pozwalających na monitorowanie zużycia energii. Inteligentne systemy przesyłowe i dystrybucyjne nie weszły jeszcze w fazę dojrzałości. Kluczem do dalszego rozwoju jest stworzenie rozwiązań umożliwiających wykorzystanie potencjału „inteligentnych” liczników a także istniejących aplikacji przy rozwijaniu sieci energetycznych. Pozwoli to zoptymalizować procesy, polepszyć jakość dostarczanej energii a także ograniczyć straty sieciowe oraz zwiększyć poziom bezpieczeństwa energetycznego. Systemy informatyczne już teraz pozwalają zwiększyć efektywność sieci elektroenergetycznej a w niedalekiej przyszłości może się okazać, że

systemy automatyki będą scentralizowane i oparte na protokołach komunikacyjnych tradycyjnej informatyki.

### **Wirtualne elektrownie**

Wzrost znaczenia małych, rozproszonych źródeł wytwarzania stwarza nowe wyzwania i wymaga nowego podejścia do zarządzania siecią elektroenergetyczną. Odpowiedzią na nie są tzw. wirtualne elektrownie, czyli zespoły wspólnie zarządzanych jednostek wytwórczych, magazynów energii i konsumentów o zmiennym poborze mocy. Skupienie mikroinstalacji oraz większych instalacji OZE w ramach grupy przynosi korzyści, a co więcej, w skład wirtualnej elektrowni może wejść też konwencjonalne źródło energii. Wirtualne elektrownie wykorzystują inteligentne jednostki sterujące, dzięki którym wszystkie podłączone elementy współpracują tak, by móc praktycznie w czasie rzeczywistym sterować podażą i konsumpcją energii elektrycznej. Dodatkowo możliwe jest optymalizowanie tych procesów pod kątem zawartych kontraktów oraz cen na giełdzie energii. Takie rozwiązania umożliwiają przewyższenie mankamentów OZE i rozproszonego wytwarzania. Wraz z rozwojem technologii magazynów energii wirtualne elektrownie będą stanowiły zamkniętą całość – sterowalną jednostkę, pozwalającą zaspokoić potrzeby energetyczne zarówno odrębnych instalacji, jak i tych zintegrowanych z siecią elektroenergetyczną. Doświadczenia innych krajów, w szczególności Niemiec, pokazują jakie korzyści mogą przynieść takie rozwiązania oraz jak istotne jest powstanie odpowiednich rozwiązań informatycznych w kontekście zrównoważonego rozwoju energetycznego.

### **Samochody elektryczne**

Stale rosnąca liczba samochodów elektrycznych jest kolejnym dużym wyzwaniem dla sieci elektroenergetycznej. Odpowiednio opracowane narzędzia informatyczne pozwolą nie tylko zoptymalizować proces ładowania akumulatorów w pojazdach elektrycznych poprzez ładowanie ich w okresach nadpodaży energii w sieci. Przewiduje się, że w niedalekiej przyszłości dzięki integracji stacji ładowania pojazdów elektrycznych z siecią elektroenergetyczną możliwe będzie wykorzystanie akumulatorów znajdujących się w tych pojazdach do zapewnienia potrzebnej energii elektrycznej w okresach niedoboru produkcji przez instalacje OZE. W efekcie pojazdy elektryczne mają potencjał, żeby stać się „mobilnymi magazynami energii”, które przyczynią się do stabilności pracy sieci i zapewnią odpowiednie bezpieczeństwo energetyczne.

### **Rozwiązania dla fotowoltaiki**

Są to w większości kompleksowe narzędzia dedykowanych firmom zajmującym się budową systemów fotowoltaicznych, dzięki którym możliwe jest tworzenie analiz dopasowanych do potrzeb konkretnego klienta i uwzględniających specyficzne warunki i elementy systemu PV, które może mu zaoferować dana firma instalacyjna.

Wybrane programy dla instalatorów umożliwiają także stworzenie kompleksowych analiz finansowych inwestycji w system solarny, które uwzględnią panujące na danym terenie warunki nasłonecznienia, średnie temperatury, współczynniki albedo, straty energii w systemie, degradację mocy w kolejnych latach, promieniowanie bezpośrednie i inne czynniki wpływające na uzysk energii, co pozwoli na





pokazanie spodziewanych wyników pracy danego systemu fotowoltaicznego i przychodów, na jakie może liczyć inwestor przy sprzedaży całości produkowanej energii do sieci lub przy częściowej konsumpcji na własny użytek.

Dodatkowo, dzięki uwzględnieniu pozycji kosztowych, cen energii i ich szacowanego wzrostu w kolejnych latach, warunków kredytu czy otrzymanej dotacji, oprogramowanie dla instalatorów PV może pokazać zyski i stopy zwrotu dla konkretnych, planowanych inwestycji.

Dzięki istnieniu na rynku takich rozwiązań, udostępnianych często w okrojonej formule za darmo potencjalnym klientom zwiększa się zainteresowanie modelem prosumenckim w Polsce.

### **Aktywizacja odbiorców końcowych**

Coraz istotniejsza rola odbiorcy końcowego na rynku energii wspierana jest przez narzędzia informatyczne, które umożliwiają jego bardziej aktywne zaangażowanie. Już teraz funkcjonują lub rozwijane są na rynku narzędzia IT wspierające indywidualnych konsumentów, lokalne społeczności i małe i średnie przedsiębiorstwa w:

- samodzielnej analizie zużycia i kosztów energii – kalkulatory oszczędności energii, narzędzia do samodzielnego uproszczonego audytu, dedykowane szkolenia i poradnictwo, monitoring zużycia energii w budynkach, kalkulatory taryf,
- planowaniu inwestycji – kalkulatory efektów termomodernizacji, doboru i efektów instalacji prosumenckich,
- znajdowaniu partnerów biznesowych – platformy typu one-stop-shop w zakresie termomodernizacji, platformy dla grup zakupowych, rozwiązania dedykowane dla lokalnych społeczności energetycznych (m.in. spółdzielnie energetyczne, klastry energii).

Wykorzystanie i rozwijanie tego typu narzędzi wspomaga przekształcenie rynku energii w kierunku decentralizacji oraz wspiera bardziej świadome podejmowanie decyzji przez wszystkich uczestników tego rynku.

### **Potencjał rozwoju sektora ICT w odniesieniu do transformacji energetycznej w Polsce**

Systemy IT pozwalają zintegrować rosnącą liczbę instalacji OZE. Bez nich skuteczne zarządzanie takimi instalacjami na dużą skalę byłoby praktycznie niemożliwe. Dodatkowo systemy IT modernizują sieć, prowadząc do większej efektywności infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz obniżają kosztocłonność sieci. Powyższe przykłady przedstawiają fragmenty sektora energetycznego, gdzie implementacja odpowiednich rozwiązań i systemów IT jest najbardziej pożądana i przynosi największe efekty.

Dynamiczny rozwój sektora ICT w Polsce nie jest niestety widoczny w branży energetycznej. Mimo sukcesu firmy Asseco Poland w dziedzinie obsługi spółek energetycznych w Polsce brakuje rozwiązań informatycznych wspierających wyzwania związane z transformacją energetyczną i nowoczesnym podejściem do energetyki.

Polski system energetyczny nadal opiera się na dużych, scentralizowanych konwencjonalnych mocach wytwórczych, co ma bezpośrednie przełożenie na sposób, w jaki jest zarządzany. Rozwiązania

stosowane przez państwa UE w celu zapewnienia odpowiedniej integracji nowych mocy wytwórczych OZE czy odpowiednie zarządzanie popytem i podażą energii są w Polsce praktycznie niestosowane, lub stosowane lokalnie. W przypadku rozwoju energetyki rozproszonej konieczne jest opracowanie ku temu odpowiednich systemów informatycznych. Jednak obserwując pojawiające się trendy oraz dynamikę rozwoju całego sektora ICT w Polsce istnieje duży potencjał rozwoju dla branży IT w dziedzinie energetyki.



NARODOWE  
CENTRUM  
BADAŃ  
JĄDROWYCH  
ŚWIERK



Narodowe Centrum  
Badań i Rozwoju

## Część C – Strategia transformacji lokalnej, w tym niezbędne procesy cyfryzacji

Celem tej części analizy jest identyfikacja środków legislacyjnych oraz pozalegisłacyjnych mających potencjał wsparcia lokalnej transformacji energetycznej. W zdecydowanej większości środki te bezpośrednio wspierają stronę popytową, wzmacniając trendy transformacyjne w kontekście inwestycji w poszczególne technologie lub zestawy technologii. Niemniej jednak pośrednio, poprzez wzmocnienie strony popytowej, powstają także korzystne warunki podażowe dla polskich przedsiębiorstw. Szczególnie istotna wydaje się identyfikacja tych środków, które wspierają równocześnie kilka technologii lub pozwalają na zwiększenie efektywności/zakresu funkcjonalności pewnych technologii, gdyż odpowiednie ich zdefiniowanie może dać impuls do rozwoju komponentów integrujących i tym samym stymulować krajową branżę IT/elektroniki. Przykładem mogą być klastry, spółdzielnie energetyczne czy usługi regulacyjne. Kluczowe w tym zakresie wydaje się zdefiniowanie takich warunków rozwoju lokalnych społeczności, które doprowadzą do ich przynajmniej częściowego lokalnego zbilansowania i to zbilansowania w czasie rzeczywistym. W rezultacie na poziomie kraju z jednej strony unikniemy przewymiarowania sieci OSD i związanych z tym kosztów, a z drugiej – dostarczymy impuls do wykreowania nowych technologii w zakresie sterowania, IT, magazynowania itd. Co ważne, ponieważ problem lokalnego bilansowania występuje globalnie, to te technologie będą miały szansę ekspansji na inne rynki. Aby ww. było możliwe, potrzebne jest szerokie rozpowszechnienie smart meteringu oraz budowa platform agregujących i udostępniających dane z inteligentnych liczników. Potrzebne jest też zbudowanie trwałych procesów dostępu do tych danych.

Przez środki rozumiane są:

- środki regulacyjne np. niezbędne zmiany prawne dla rozwoju społeczności energetycznych lub możliwości budowy linii bezpośrednich,
- środki pomocowe, takie jak programy Mój prąd, Stop smog, Czyste powietrze, Projekt ZONE itd.,
- implementacja procesów cyfryzacji. Przykładem może być Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków (CEEB) lub narzędzia analityczne typu Zefir wspierające samorządy w projektowaniu ich lokalnych mikśów energetycznych itd.,
- analiza potrzeb transformacji energetycznej jako procesu dużej skali. Wsparcie dla małych i średnich przedsiębiorstw w zakresie zwiększenia skali produkcji. Zapotrzebowanie na wyszkolony personel, analiza możliwości przekwalifikowania dużych grup zawodowych.

Postulaty podzielone są na dwie grupy. Pierwsza grupa zawiera postulaty, które albo są neutralne technologicznie, albo też mają potencjał wspierania więcej niż jednej technologii. W tym rozdziale znajdują się m.in. rekomendacje w kontekście klastrów energii, wspólnot i spółdzielni energetycznych, prosumenta zbiorowego itd.

Druga grupa dotyczy postulatów związanych ze wzmocnieniem lub odblokowaniem poszczególnych obszarów technologicznych: fotowoltaiki, pomp ciepła, magazynów energii, farm wiatrowych, biogazu i biomasy, małych elektrowni wodnych, termomodernizacji.



Struktura rozdziału zakłada, że w każdym z podrozdziałów, po krótkim wprowadzeniu stanu obecnego, przedstawiana jest w postaci stabelaryzowanej lista postulatów. Następnie każdy z tych postulatów jest rozwinięty w dedykowanej sekcji w ustrukturyzowany sposób: przedstawiony jest stan obecny, bariery, sugerowane rozwiązanie, oczekiwane skutki.

## Postulaty ogólne w kontekście energetyki rozproszonej

Energetyka rozproszona, w tym prosumencka, poprzez stworzenie warunków dla lokalnej współpracy wytwórców oraz odbiorców może wytwarzać istotne efekty synergii w kontekście rozwoju krajowych branż przemysłu OZE oraz branży IT działającej na rzecz tego przemysłu. W tej części raportu szukamy takich rozwiązań legislacyjnych i pozalegisacyjnych, które mogłyby wytworzyć wartość dodaną poprzez integrację poszczególnych branż. W kontekście rozwiązań legislacyjnych szczególnie istotne są takie rozwiązania, które miałyby szansę generować poprawne sygnały cenowe w zakresie wyceny energii czy też wyceny wykorzystania infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej. Takim sygnałem **nie jest** np. obecny system opustów, który zachęca do przewymiarowania instalacji oraz przenosi skutki magazynowania „w sieci” bezpośrednio na spółki obrotu i na OSD, a pośrednio na społeczeństwo. Takim rozwiązaniem mogłyby być natomiast rozwiązania umożliwiające ponoszenie niższych kosztów wykorzystania infrastruktury dystrybucyjnej, o ile podmioty bilansują się lokalnie oraz w czasie rzeczywistym (postulaty w zakresie społeczności energetycznych).

Lokalne bilansowanie ogranicza przepływy do fragmentu sieci, w sieci zmniejsza przepływy energii przez sieć dystrybucyjną oraz przesyłową i tym samym zmniejsza straty. Przy czym nie chodzi tutaj o tzw. wirtualną samowystarczalność energetyczną, która skutkuje tym, że zużycie energii w długim przedziale czasu (np. roku) bilansuje się do zera, tylko o przynajmniej częściowe zbilansowanie chwilowe. Odpowiednio wdrożone może potencjalnie zmniejszać nakłady inwestycyjne. Jednocześnie I) zwiększana jest samowystarczalność energetyczna obszarów, II) następuje aktywizacja lokalnych społeczności w obszarach energetycznych, środowiskowych i klimatycznych, III) tworzone są lokalne miejsca pracy, rozwój gospodarki obiegu zamkniętego, IV) tworzony jest dodatkowy, zamknięty obieg pieniężny poprzez wykreowanie zapotrzebowania na usługi dla lokalnych firm i przepływy pieniężne dla branż. Pieniądze zostają w lokalnej społeczności i mogą być również lokalnie refinansowane.

W sferze legislacyjnej, na chwilę obecną, przejawem energetyki prosumenckiej jest np. prosument indywidualny, spółdzielnia energetyczna oraz klaster energii. Nie wszystkie z aktualnie istniejących regulacji spełniają pokładane w nich oczekiwania, a w części brakuje istotnych elementów pozwalających zbudować wokół nich modele biznesowe i rozwinąć przemysł. Część z nich musi także ulec zmianie w kontekście regulacji unijnych, w tym zwłaszcza dyrektywy RED II oraz dyrektywy EMD<sup>40</sup>.

To między innymi z konieczności wdrożenia RED II wynika część postulatów krótkoterminowych, takich jak wprowadzenie prosumenta zbiorowego, spółdzielni energetycznych, społeczności OZE, PPA czy też

---

<sup>40</sup> EMD – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. RED II – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

kwestii sprzedaży sąsiedzkiej. Z kolei z dyrektywy EMD wynikają postulaty dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) oraz aktywnego (grupowego) odbiorcy. W dyrektywie EMD są także wytyczne dotyczące dynamicznych cen energii elektrycznej oferowanych przez sprzedawców, którzy udostępniają zainteresowanym odbiorcom możliwość korzystania z cen na rynku typu SPOT.

Postulowane zmiany legislacyjne i pozalegisłacyjne prezentuje poniższa tabela. Każdy z postulatów scharakteryzowany jest atrybutami identyfikującymi, czy jego wprowadzenie jest obligatoryjne, np. warunkowane legislacją unijną. Jeśli tak, to jaki jest czas jego implementacji, czy wymaga budowy systemu wsparcia (np. wydatkowanie środków budżetowych na proces cyfryzacji) oraz struktur umożliwiających przepływ finansowy np. rynku certyfikatów.

Nazwa	Atrybuty
Strukturalny program pilotaży i piaskownic legislacyjnych	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Procesy cyfryzacji	Obligatoryjny: częściowo Czas implementacji: różny dla różnych procesów Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Corporate PPA w tym linia bezpośrednia	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Społeczność energetyczna	Obligatoryjny: tak (RED II i EMD) Czas implementacji: RED II: 30.06.2021, EMD: 31.12.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: opcjonalnie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Wspólnoty OZE	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak

	System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Prosument grupowy	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Aktywny, również grupowy, odbiorca	Obligatoryjny: tak (EMD) Czas implementacji: 31.12.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Usługi regulacyjne DER	Obligatoryjny: tak, rozporządzenie 2019_943 w sprawie rynku wewnętrznego e.e., kodeksy sieciowe, EMD (np. art. 31, 32, 40) Czas implementacji: 31.12.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: opcjonalny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Umożliwienie przedsiębiorstwom energochłonnym korzystania z systemu rekompensat kosztów pośrednich emisji (ETS) w sytuacji, gdy wytwarzają/kupują energię odnawialną	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Rozwój lokalnej partycypacji w inwestycjach energetycznych – crowdfunding (ustawa o ofercie publicznej)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: opcjonalny

## Strukturalny program pilotaży i piaskownic legislacyjnych

### Stan obecny

Lokalne inicjatywy, takie jak klastry energii, spółdzielnie czy prosumenci zbiorowi/wirtualni, mają potencjał, by odgrywać wiodącą rolę w polskiej transformacji energetycznej. Przykłady ze świata wskazują, że sprzyjają one rozwojowi gospodarczemu i wnoszą wartość publiczną (wzrost bezpieczeństwa energetycznego, poprawa stanu środowiska, obniżanie kosztów energii). Są także istotnym czynnikiem rozwoju lokalnej gospodarki – tworzą miejsca pracy oraz umożliwiają powstawanie i rozwój istniejących małych i średnich firm produkcyjnych i usługowych. Mogą – przy założeniu pokonania barier o różnym charakterze – stać się czynnikiem ograniczającym ubóstwo energetyczne. W Polsce nie ma obecnie programów wspierających rozwój lokalnych inicjatyw energetycznych poprzez m.in. zgodę na dedykowane zapisy regulacyjne.

### Barier

Lokalne inicjatywy energetyczne nie rozwijają się w Polsce z różnych powodów. Na przeszkodzie stoją m.in.<sup>41</sup>:

- problemy natury technicznej, w tym ograniczona zdolność przyłączeniowa istniejących sieci dystrybucyjnych,
- nierozwinięte i nieprzetestowane w praktyce modele biznesowe,
- niestabilność i niedostosowanie otoczenia prawnego i regulacyjnego do współczesnych realiów i trendów,
- ograniczone zaufanie społeczne oraz niskie zainteresowanie angażowaniem się w lokalne inicjatywy energetyczne.

### Proponowane rozwiązanie

1. Aby te bariery pokonać, należy podjąć działania o charakterze systemowym. Z jednej strony powinny one ułatwiać rozwój klastrów, spółdzielni czy inicjatyw prosumenckich, a z drugiej – sprzyjać ożywianiu rynków dostawców rozwiązań i usług, a przez to pozwalać na wykreowanie i rozwijanie polskich inteligentnych specjalizacji.
2. Pokonanie niektórych barier wydaje się stosunkowo proste, ale rozwiązywanie licznych problemów wymaga podejmowania innowacyjnych działań, także o przełomowym charakterze. Zastosowanie ich na skalę ogólnokrajową może się potencjalnie wiązać z różnym ryzykiem, np. dla bezpieczeństwa i stabilności systemu energetycznego. Dlatego należy przyjąć podejście skalowalne – przed rozpoczęciem działań na szeroką skalę, należy je przetestować w ograniczonym zakresie.

---

<sup>41</sup> Diagnoza barier rozwoju lokalnych inicjatyw energetycznych i wskazywanie dróg do ich przełamywania są istotnymi elementami projektu Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii „KlastER” prowadzonego od początku 2019 roku w ramach programu NCBR Gospostrateg ([www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)). Liderem projektu jest Ministerstwo Klimatu, a partnerami Akademia Górniczo-Hutnicza i Narodowe Centrum Badań Jądrowych.

3. Proponowane działania mogłyby być oparte o wdrożenie programu wspierania innowacyjnych lokalnych inicjatyw energetycznych.
4. W licznych przypadkach innowacyjne przedsięwzięcia mogą natrafiać na bariery regulacyjne. Rozwiązaniem może być wprowadzenie programu tzw. „piaskownic regulacyjnych”, w ramach których następuje lokalne „wyłączenie” obowiązujących regulacji i zastąpienie ich poddanymi testowaniu regulacjami lokalnymi. Statusem „piaskownicy regulacyjnej” należy objąć wszystkie wymagające tego projekty realizowane w ramach programu.
5. Proponowane podejście umożliwi szybkie rozpoczęcie działań. Da szansę inicjatywom, które mimo początkowego entuzjazmu popadły często w stan hibernacji (w szczególności dotyczy to klastrów energii, które uzyskały certyfikat Ministerstwa Energii). Umożliwi powstawanie demonstratorów dobrych energetycznych praktyk i stworzy zachętę do ich powielania. Przyspieszy to oddolne wdrażanie transformacji energetycznej w Polsce.
6. Taki program pozwoliłby przetestować planowane na szerszą skalę działania (założenia i organizacja konkursu) bez ponoszenia zbędnego ryzyka. Równocześnie powstałe w ten sposób demonstratory rozwiązań dla typowych sytuacji mogłyby być przykładami dobrych praktyk dla zainteresowanych przygotowaniem swoich projektów o podobnym charakterze.

#### Program wspierania innowacyjnych lokalnych inicjatyw energetycznych

Proponowany program powinien pozwalać na wyłanianie w przejrzystej procedurze, a następnie wspieranie lokalnych projektów/inicjatyw energetycznych, które:

- przynoszą rzeczywiste, wymierne i sprawdzalne korzyści ekonomiczne (podstawowe kryterium),
- wnoszą wartość publiczną (np. zwiększenie bezpieczeństwa dostawy energii, poprawa stanu środowiska, obniżanie kosztów energii, zmniejszanie ubóstwa energetycznego),
- adresują i próbują rozwiązać istotne i uniwersalne problemy,
- testują obiecujące rozwiązania technologiczne i organizacyjne oraz innowacyjne modele biznesowe,
- sprzyjają ożywianiu gospodarki (rozwijanie łańcuchów kooperacji i lokalnych rynków pracy),
- mogą być skalowane i powielane w różnych lokalizacjach.

#### Przykłady zagadnień o szczególnym potencjale, które warto byłoby przetestować:

- Bezpieczeństwo energetyczne obiektów infrastruktury krytycznej – program dla mikrosieci (np. w szpitalach). Na świecie mikrosieci rozwijają się dynamicznie. Pomagają w tym liczne konkursy<sup>42</sup>.

<sup>42</sup> Np.:

Konkurs New York Prize Competition

<https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Prize>,





- Słoneczne wspólnoty energetyczne (*community solar*) jako narzędzie rozwijania energetyki obywatelskiej w miastach i zwalczania ubóstwa energetycznego<sup>43</sup>.
- Lokalne rynki oparte na prosumentach zbiorowych (testowanie metod bilansowania).
- Lokalne platformy obrotu energią peer-to-peer.
- Spółdzielnie energetyczne na terenach wiejskich oparte na lokalnych źródłach (biogaz, małe elektrownie wodne itp.).
- Lokalne modele rynku oparte o ceny węzłowe.

Lista tematów jest oczywiście otwarta.

Program mógłby mieć dwa filary: badawczo-rozwojowy i praktyczno-wdrożeniowy. Kluczowymi dla jego wdrażania instytucjami mogłyby być odpowiednio NCBR i NFOŚiGW. W zależności od koncepcji możliwe byłoby rozłożenie akcentów między oboma filarami.

Jeśli głównym celem miałyby być uzyskanie praktycznych (choć innowacyjnych) efektów w możliwie krótkim terminie, procedura mogłaby być kilkuetapowa<sup>44</sup>:

1. Zainteresowane podmioty opracowują prosty wniosek opisujący pomysł, który jest kwalifikowany pod kątem spełniania wymogów formalnych, tj. zgodności z priorytetami programu. Wśród priorytetów znajduje się wymaganie, by projekty były innowacyjne, ale też by prowadziły do funkcjonujących rozwiązań przynoszących wymierne efekty.

Na tej podstawie tworzona jest lista podmiotów dopuszczonych do drugiej tury.

2. W drugiej turze zakwalifikowane podmioty przygotowują studium wykonalności według przyjętych w programie kryteriów (koszt wykonania studium może być w części dotowany).

---

Konkurs dla mikrosieci California Energy Commission

<https://microgridknowledge.com/microgrid-grants/>

Massachusetts Microgrid Grant Program

<https://www.masscec.com/community-microgrids-program>

<sup>43</sup> Informacje można znaleźć np. w:

<https://www.energy.gov/eere/solar/community-and-shared-solar>

<sup>44</sup> Podobne podejście (kilkuetapowe wyłanianie beneficjentów) było stosowane w funduszach norweskich:

<https://www.portalsamorzadowy.pl/fundusze-europejskie/te-miasta-weszly-do-drugiego-etapu-programu-rozwoj-lokalny,141124.html>.

<https://www.eog.gov.pl/strony/zapoznaj-sie-z-funduszami/rozwoj-lokalny/informacje-ogolne-o-programie/>.



3. Po przydzieleniu grantu beneficjent wyłania wykonawcę/wykonawców w trybie albo partnerstwa innowacyjnego<sup>45</sup>, albo formuły zamówień przedkomercyjnych (PCP – *pre-commercial procurement*)<sup>46</sup>.

Realizację projektów można zamknąć w okresie 3-letnim. Projekty powinny być etapowane, co umożliwi monitorowanie postępu prac. Można także rozważyć wsparcie eksperckie ze strony organizatorów konkursu (wtedy przeprowadza się oddzielny nabór na ekspertów, których praca doradcza dla beneficjentów byłaby opłacana przez organizatorów). Przyporządkowany każdemu realizowanemu projektowi zewnętrzny ekspert na bieżąco mógłby śledzić i oceniać postępy projektu (on też częściowo ponosiłby odpowiedzialność za sukces przedsięwzięcia).

Dla zapewnienia płynności działań nabór projektów mógłby być prowadzony w trybie ciągłym (z odcięciem po uzyskaniu pewnej porcji wniosków, tak jak jest to w programie NCBR „Szybka ścieżka”).

#### Piaskownice regulacyjne (*regulatory sandboxes*)

Realizacja innowacyjnych projektów, zwłaszcza testujących innowacyjne modele biznesowe, często napotyka na bariery natury legislacyjnej. Tam, gdzie niezbędne będą zmiany prawne, można przeprowadzić – przy bliskiej współpracy z URE – konkursy w formule „piaskownic regulacyjnych”, gdzie dozwolone byłoby podejmowanie działań wyłączonych spod aktualnie obowiązujących przepisów, aby można było zweryfikować skuteczności testowanych rozwiązań techniczno-organizacyjnych bez ograniczeń natury regulacyjnej. Dobrym przykładem do naśladowania jest tutaj działalność brytyjskiego regulatora Ofgem<sup>47</sup>.

Tam, gdzie przepisy krajowe uniemożliwiają wprowadzenie produktu lub usługi, z których mogliby skorzystać konsumenci, Ofgem rozważa przyznanie regulacyjnej piaskownicy, aby umożliwić przeprowadzenie pilotażu. Próby trwają przez określony czas (do 24 miesięcy) z ograniczoną liczbą klientów. Próba musi być tak zdefiniowana, aby dało się przetestować rentowność modelu biznesowego. Po zakończeniu próby należy wrócić do obowiązujących zasad. Projekty muszą spełniać określone kryteria kwalifikacyjne:

- wniosek musi być rzeczywiście innowacyjny,
- innowacja przyniesie korzyści konsumentom, którzy będą chronieni podczas jej testowania,
- innowacje nie mogą być wprowadzane z powodu barier regulacyjnych,
- rozwiązanie jest możliwe do przetestowania.

---

<sup>45</sup> Partnerstwo innowacyjne zastosowano np. przy wyłanianiu wykonawców w autobusach elektrycznych: <https://www.ncbr.gov.pl/o-centrum/aktualnosci/szczegoly-aktualnosci/news/innowacje-na-zamowienie-ncbr-uruchomil-partnerstwo-innowacyjne-40741/>.

<https://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/1405860,ncbr-umowa-o-partnerstwo-innowacyjne-bezemisyjne-autobusy.html>.

<sup>46</sup> Zamówienia przedkomercyjne zastosowano np. w ramach działania 3.3 e-Pionier: [https://www.ncbr.gov.pl/fileadmin/files/pionier/I. Ogloszenie\\_o\\_konkursie\\_III.pdf](https://www.ncbr.gov.pl/fileadmin/files/pionier/I. Ogloszenie_o_konkursie_III.pdf).

<sup>47</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/how-we-engage/innovation-link>.

Przyznanie statusu piaskownicy regulacyjnej zależy od indywidualnej rozmowy dla każdego projektu (obejmującej elementy takie jak czas trwania próby, ochrona konsumentów i umowa ze stronami trzecimi).

W Polsce podejście oparte na idei piaskownic regulacyjnych zastosowano w obszarze fintech<sup>48</sup>.

### Partnerstwo przy realizacji planowanych działań

W realizację proponowanych działań powinni mieć możliwość włączania się przedstawiciele kluczowych środowisk zaangażowanych w rozwijanie lokalnych inicjatyw energetycznych. Przykładowym ciałem zrzeszającym szerokie grono interesariuszy jest Rada Programowej Sieci Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej<sup>49</sup> zainicjowana w ramach projektu KlastER. W Radzie reprezentowani są m.in. przedstawiciele inicjatyw klastrowych, organizacji samorządu terytorialnego, URE, NFOŚiGW, energetyki zawodowej, środowisk akademickich i administracji rządowej. Rada Programowa SKER mogłaby wspierać proces koordynacji planowanych działań, zarówno na etapie ich planowania, jak i implementacji.

### **Przewidywane skutki**

1. Stworzenie mechanizmu przeprowadzania pilotaży umożliwiających z jednej strony przetestowanie modeli działania klastrów, spółdzielni czy inicjatyw prosumenckich, a z drugiej – na ożywienie rynku dostawców rozwiązań i usług.
2. Sprawdzanie rozwiązań, w tym rozwiązań regulacyjnych, w praktyce i w małej skali, a przez to minimalizacja ryzyka wdrożenia pomysłów legislacyjnych potencjalnie niekorzystnych dla konsumentów i gospodarki.
3. Identyfikacja innowacyjnych, odpowiadających na potrzeby konsumentów oraz sprzyjających dekarbonizacji systemu energetycznego, kierunków rozwijania polskiego przemysłu OZE.

## Procesy cyfryzacji

### **Stan obecny**

Proces cyfryzacji, w tym cyfryzacji sektora energetycznego, jest obecnie światowym trendem pozwalającym na zwiększenie efektywności i transparentności zarówno procesów decyzyjnych, jak i technologicznych. Te trendy to m.in. Industrial Internet of Things, rozliczenia oparte o systemy rozproszone w tym block chain i off-chain, wszelkiej maści agregatorzy typu wirtualne elektrownie, aktywni grupowi odbiorcy, mikrosieci czy też wirtualne giełdy energii. Te ostatnie pozwalałyby np. na zakup i sprzedaż energii poprzez zawarcie w kontraktach spersonalizowanych wymagań np. co do jakości i pochodzenia energii.

---

<sup>48</sup> [https://www.knf.gov.pl/en/MARKET/Fintech/Regulatory\\_Sandbox](https://www.knf.gov.pl/en/MARKET/Fintech/Regulatory_Sandbox).

<sup>49</sup> [https://www.er.agh.edu.pl/media/filer\\_public/41/6c/416ca66c-755b-4ccf-bf9e-58a2233d8598/sker\\_rada\\_programowa-czlonkowieLista.pdf](https://www.er.agh.edu.pl/media/filer_public/41/6c/416ca66c-755b-4ccf-bf9e-58a2233d8598/sker_rada_programowa-czlonkowieLista.pdf).



Nowoczesna energetyka w znacznym stopniu już wykorzystuje będzie wykorzystywać te procesy, zwłaszcza w kontekście lokalnego i rozproszonego wymiaru energii. W rezultacie cyfryzacja może doprowadzić do stworzenia nowych modeli biznesowych dla energetyki rozproszonej i nowego systemu energetycznego. Z kolei zwiększona opłacalność znacznie zbliża do siebie detaliczny i hurtowy parytet sieci.

Cyfryzacja jest także kluczowa w kontekście włączenia energetyki rozproszonej w usługi regulacyjne, co może pozwolić na integrację zmiennych źródeł energii odnawialnych. Technologie cyfrowe w sieciach w smart grids, techniki przewidywania oraz rozwój nowych usług sieciowych umożliwiają zoptymalizowane wykorzystanie sieci energetycznej, poprawiając adekwatność zasobów i zarządzanie zatorami w czasie rzeczywistym. Umożliwia to większy udział energii odnawialnych w systemie, niż byłoby to możliwe bez implementacji technologii inteligentnych.

Bez digitalizacji nie byłoby szansy na monitorowanie i analizowanie on-line dużej ilości systemów rozproszonych. Część z procesów cyfryzacji stanowi trend globalny. Aby było możliwe krajowe wzięcie w nim udziału i stworzenie efektywnych modeli biznesowych dla energetyki rozproszonej potrzebna jest stworzenie procesów, co najmniej agregacji danych w kluczowych obszarach energetycznych.

Obecnie wdrażane kluczowe procesy to:

1. **Centralny System Informacji Rynku Energii.** Wdrażany przez PSE system teleinformatyczny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy Użytkownikami systemu. Jego zadaniem będzie m.in. udostępnienie użytkownikom KSE, w szczególności odbiorcom indywidualnym, ich danych pomiarowych, standaryzacja wymiany informacji pomiarowych na rynku energii elektrycznej, skutkująca obniżeniem bariery wejścia na rynek dla nowych podmiotów, ujednoczenie i skrócenie procesu zmiany sprzedawcy przez odbiorców końcowych na detalicznym rynku energii elektrycznej, uregulowanie zasad pozyskiwania, gromadzenia, przetwarzania i udostępniania informacji o rynku energii w zakresie danych pomiarowych z liczników odbiorców końcowych, wytwórców i prosumentów, digitalizacja procesów biznesowych rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym integracja procesów rynku detalicznego z rynkiem systemowym energii elektrycznej zarządzanym przez OSP. Szacowna liczba odbiorców końcowych to 17,6 mln. Rok wdrożenia: 2023.
2. **Inteligentne opomiarowanie (liczniki AMI).** Obligatoryjna liczba liczników zdalnego odczytu (liczniki AMI) w Polsce w 2028 r. ma wynosić 14,08 mln (80% odbiorców końcowych). Obecnie w kraju takie urządzenia ma niespełna 9% Polaków (~1,5 mln).
3. **Cyfryzacja sieci elektroenergetycznej (smart grid).** Aktualnie proces prowadzony jest w ramach działalności poszczególnych OSD. Jego tempo wynika z potrzeb OSD w kontekście zarządzania infrastrukturą sieciową, konieczności stałej poprawy ciągłości dostawy energii elektrycznej, ale również monitoringu rozwoju energetyki rozproszonej. W jego skład wchodzi m.in. wdrożenie systemów zarządzania majątkiem sieciowym z wykorzystaniem systemu informacji geograficznej, wdrożenie systemów prowadzenia ruchu sieci (SCADA) również dla sieci nN, szerokie wdrażanie cyfrowej automatyki sieciowej (sterowanie, zabezpieczenia, sensory, komunikacja) pozwalającej



na zwiększenie obserwowalności sieci i umożliwiającej zastosowania automatyki rekonfiguracyjnej dla ograniczenia czasu trwania przerw w zasilaniu.

4. **Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków (CEEB).** Planowane jest utworzenie bazy danych gromadzącej informacje o budynkach i lokalach m.in. w zakresie źródeł ciepła, w tym zasilania z sieci ciepłowniczej, źródła energii elektrycznej i spalania paliw. Inwentaryzacje są prowadzone przez gminy i samorządy w sposób niezintegrowany – danych nie można porównać między sobą, nie są ze sobą spójne. Dlatego stworzenie wspólnej i wymiernej między sobą bazy jest kluczowym elementem rozwiązań systemowych. Na taką bazę można nanieść kolejną warstwę, jaką jest proces decyzyjny w kontekście lokalnej transformacji. Taki proces mógłby być przykładowo wspierany przez narzędzie Zefir autorstwa NCBJ wykorzystane do wygenerowania wyników części A raportu. CEEB zostanie utworzony ze środków Programu Operacyjnego Polska Cyfrowa w ramach projektu pn. „Zintegrowany System Ograniczania Niskiej Emisji (ZONE)”.

### Barьеры

1. Relatywnie wolne tempo wdrażania ww. procesów może utrudnić rozwój krajowych branż wokół tych procesów w kontekście konkurencji z krajami, gdzie procesy są bardziej zaawansowane.
2. Brak lub niejasne zasady dostępu do repozytoriów danych zarówno w kontekście identyfikacji podmiotów, które taki dostęp mogą otrzymać, jak i wystandaryzowanych interfejsów dostępu do danych.
3. Brak dostępnych narzędzi wbudowanych w procesy cyfryzacji ułatwiających planowanie transformacji na wszystkich szczeblach decyzyjnych (samorząd, województwo, kraj).
4. Wysokość możliwych do zaangażowania środków finansowych w cyfryzację sieci elektroenergetycznej determinuje tempo przeprowadzenia tego procesu.

### Proponowane rozwiązanie

1. Alternatywnie do prac nad CSIRE – uregulowanie kwestii bezpośredniego dostępu do danych smart meteringowych zgromadzonych w systemach OSD, w tym wyspecyfikowania interfejsów dostępowych.
2. Wprowadzenie rozwiązań legislacyjnych umożliwiających przyspieszenie wymiany liczników na inteligentne.
3. Wdrożenie narzędzi danymi umożliwiającymi planowanie lokalnej transformacji przez samorządy. Zapewnienie szerokiego dostępu samorządom do narzędzi. Zbudowanie procesów zasilania danymi. Przykładem może być tutaj wspomniany już system Zefir wykorzystany np. do planowania strategii energetycznych w gminie Żywiec oraz do otrzymania wyników w skali kraju w części A raportu.
4. Projektowanie otwartych rozwiązań IT np. poprzez zobowiązanie, że procesy budowane w ramach programów wsparcia powinny być otwarte w kontekście kodu oprogramowania (open source) oraz publicznie dostępne.



5. Uwzględnienie w większym stopniu cyfryzacji sieci elektroenergetycznej (smart grid) w programach pomocowych i funduszach europejskich.

### Przewidywane skutki

1. Rozwój innowacyjnych technologii wykorzystujących ww. procesy.
2. Wzrost w obszarze krajowej branży IT. Przychody polskiego sektora IT w 2018 r. wyniosły 16 mld EUR, zwiększając się o 7,2%<sup>50</sup>. Za dużą część przychodów tej branży odpowiadają zamówienia publiczne.
3. Techniczna możliwość tworzenia i rozliczania społeczności energetycznych, zbiorowego prosumenta, aktywnego odbiorcy itp. przyspieszy transformację.
4. Możliwość tworzenia rozwiązań działających w czasie rzeczywistym. W rezultacie zwiększenie elastyczności systemu i większa efektywność VPP, mikrogridów, klastrów itp.
5. Możliwość prowadzenia dokładnych rozliczeń.
6. Powstanie narzędzi i procesów umożliwiających podejmowanie lokalnych oraz centralnych decyzji kierujących transformację w oparciu o oszacowania ilościowe.

### Corporate PPA, w tym linia bezpośrednia

W polskim porządku prawnym nie występuje definicja umowy corporate PPA. Nie oznacza to jednak, że takie umowy nie są w Polsce zawierane. Według dostępnych raportów<sup>51</sup> liczba zawieranych umów cPPA stale rośnie. Ma to związek z nieustającym wzrostem zainteresowania zieloną energią i niezależnością energetyczną w przedsiębiorstwach. Warto zaznaczyć, że na podstawie obecnie obowiązujących regulacji możliwe jest stosowanie tylko niektórych modeli cPPA.

Zgodnie z art. 17 ust. 2 Dyrektywy RED II<sup>52</sup> umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej to umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii. Taka definicja określa jedynie ogólną zasadę zawierania umów tego typu, która polega na bezpośredniej sprzedaży energii z OZE przez wytwórcę do odbiorcy. Nie rozróżnia natomiast konkretnych modeli kontraktów cPPA, co pozwala na dużą swobodę w zakresie stosowania umów cPPA.

Przepisy dotyczące długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej znajdujące się w Dyrektywie RED II muszą zostać zaimplementowane do polskiego porządku prawnego najpóźniej 30 czerwca 2021 roku. Należy zauważyć, że przewidywalne regulacje prawne to jeden z najważniejszych

<sup>50</sup> Raport na temat sektora ICT w Polsce, <https://ict.trade.gov.pl/pl/polski-sektor-ict/305563,raport-nt-sektora-ict-w-polsce.html> (dostęp: 10.05.2020).

<sup>51</sup> Np. Przewodnik po CPPAs. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przedsiębiorstw, Fundacja Re-Source Poland Hub.

<sup>52</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

czynników stymulujących rozwój rynku umów cPPA. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku Komisja Europejska w Dyrektywie RED II nakazuje państwom członkowskim dokonanie oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla zawierania umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej po to, aby zlikwidować zidentyfikowane bariery i upowszechnić umowy cPPA. Umowy te zgodnie z Dyrektywą RED II nie mogą podlegać nieproporcjonalnym lub dyskryminującym procedurom i opłatom. Za podstawową barierę w rozwoju cPPA w Polsce uznawany jest brak regulacji w tym zakresie. Zarówno w ustawie Prawo energetyczne<sup>53</sup> jak i w ustawie o odnawialnych źródłach energii<sup>54</sup> brak jest zapisów określających zasady umów cPPA. Trend zawierania tego typu umów pojawił się wśród zagranicznych korporacji w odpowiedzi na wzrost świadomości ekologicznej przedsiębiorstw, trend społecznej odpowiedzialności biznesu oraz możliwość uniezależnienia się od rosnących cen energii na wiele lat. Trendy te dotarły również do Polski, aczkolwiek szybciej niż zmieniające się prawo. Do powszechnego użycia weszła anglojęzyczna nazwa umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej – Corporate Power Purchase Agreement (cPPA).

Warto jeszcze zwrócić uwagę na treść definicji w kontekście stron umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej. Dyrektywa RED II wprowadza możliwość bezpośredniego zakupu energii z OZE przez osobę fizyczną. Umowy typu cPPA są dzisiaj zawierane głównie przez duże przedsiębiorstwa i korporacje, ale wprowadzenie takiej definicji umowy może być podstawą dla wprowadzania regulacji dotyczących np. wirtualnego lub zbiorowego prosumenta.

Pomimo braku regulacji dotyczących umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, takie umowy są w Polsce zawierane na podstawie zasady swobody umów zawartej w przepisach Kodeksu cywilnego. Wydaje się jednak, że wprowadzenie do polskiego porządku prawnego definicji umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej przyspieszy rozwój umów typu cPPA. Pewność prawa to nieodłączny element rozpowszechniania nowych rozwiązań, szczególnie w energetyce. Definicja umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej powinna znaleźć się w ustawie o OZE, aby zapewnić bezpieczeństwo respektowania tego typu umów przez polskie prawo oraz aby stworzyć możliwości rozwoju nowych modeli kontraktowania zielonej energii.

---

<sup>53</sup> Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 (Dz.U. 2020.833).

<sup>54</sup> Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 (Dz.U. 2020.261).

Nazwa	Atrybuty
CPPA model A (on-site; behind the meter) – instalacja przyłączona bezpośrednio do wewnętrznej sieci odbiorcy	Obligatoryjny: tak (implementacja RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
CPPA model B (near-site) – instalacja wytwórcza przyłączona do OSDn	Obligatoryjny: tak (implementacja RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
CPPA model C – instalacja off-site ulokowana poza lokalizacją odbiorcy	Obligatoryjny: tak (implementacja RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Mechanizmy gwarancyjne zmniejszające ryzyko odbiorcy	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak

Ze względu na przyjęcie stopnia ograniczenia wpływu na system elektroenergetyczny jako głównego kryterium wyznaczającego odstępstwa/szczegółowe regulacje, lokalizacja instalacji OZE jest głównym czynnikiem różnicującym dwa zasadnicze rodzaje umów corporate PPA:

**On-site**, gdzie odbiorca i dostawca energii znajdują się w pobliżu (odległość wyznaczana zasadnością ekonomiczną budowy odrębnego przyłączenia). W modelach on-site wyróżnić można z kolei dwa zasadnicze typy:

- o **model A**, w którym instalacje wytwórcze są przyłączone bezpośrednio do wewnętrznej sieci odbiorcy energii elektrycznej (tzw. behind the meter), gdzie instalacja taka jest traktowana w dzisiejszych regulacjach jako „autowytworzenie energii”, co daje korzyści systemowe;
- o **model B**, w którym instalacje wytwórcze przyłączone do wydzielonej sieci dystrybucyjnej należącej do odbiorcy energii. W tym modelu dochodzi do podobnych pożądanym zjawisk fizycznych (lokalne bilansowanie energii, mniejsze przepływy przez sieć) jednak instalacja



jest traktowana jak każda inna instalacja wytwórcza, w związku z czym nie występują zachęty systemowe obecne w **modelu A** ).

**Off-site**, gdzie odbiorca i dostawca energii są przyłączeni do systemu elektroenergetycznego. W modelu off-site też możemy wyróżnić dwa zasadnicze typy:

- o **model C**, w którym wytwórca i odbiorca energii są przyłączeni do systemu elektroenergetycznego na zasadach ogólnych (podstawowy model CPPA).

Odmienność regulacji systemowych w modelach corporate PPA, jeżeli przyjmiemy, że powinna mieć miejsce dla promowania lokalnych/rozproszonych systemów energetycznych oraz bilansowania energii w czasie rzeczywistym, powinna się odnosić do **modeli A, B** – nie ma natomiast uzasadnienia dla **modelu C** (z wyjątkiem regulacji dotyczących systemu gwarancyjnego), bowiem z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego jako całości nie niesie on za sobą szczególnej wartości dodanej, zdefiniowanej jako ograniczona konieczność korzystania z usług systemowych w przypadku lokalnego przepływu energii. **Model C** ma natomiast znaczenie dla rozwoju całego sektora OZE.

CPPA model A – on-site; behind the meter – instalacja przyłączona bezpośrednio do wewnętrznej sieci odbiorcy

#### Stan obecny

Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego aktywa wytwarzające energię nie są „widziane” przez system (nie są w dzisiejszym modelu rynku energii opomiarowane). Odbiorca energii jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej (wydane warunki przyłączenia), posiada również koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, jeżeli zakłada, że nadwyżki energii produkowanej wewnętrznie będą eksportowane do sieci OSD (alternatywnie może po prostu ograniczać produkcję tylko do poziomu wewnętrznych potrzeb technologicznych, wtedy koncesja na wytwarzanie nie jest wymagana). W tym modelu własność (w rozumieniu rozporządzenia aktywami) musi pozostawać po stronie odbiorcy energii i nie może się znajdować w rękach strony trzeciej. Pomimo tego ograniczenia rynek oferuje modele „on-site; behind the meter” oparte o koncepcję leasingu i usługi operacyjnej, ale nie wytwarzania i sprzedaży energii.

Korzyści z modelu „on-site; behind the meter” polegają na zwolnieniu z obowiązku „kolorowania energii” czyli umarzania certyfikatów, które obciążają dostawcę energii do odbiorcy końcowego, zwolnieniu z akcyzy, oszczędności na części kosztów dystrybucyjnych (opłaty OZE, opłaty mocy, opłat przesyłowych). Jest to łącznie koszt kilkudziesięciu złotych na 1 MWh. Należy jednak wskazać, że dla instalacji OZE w tym modelu nie są wydawane gwarancje pochodzenia, nie jest też możliwe uczestniczenie w systemie (emisje CO<sub>2</sub>).

Szczególnym rodzajem modelu „on-site; behind the meter” jest **linia bezpośrednia**, czyli linia łącząca instalację wytwórczą (położoną w pobliżu lokalizacji odbiorcy) z wewnętrzną siecią odbiorcy. Według dziś obowiązującej regulacji można taką instalację zbudować jako element aktywów wytwórczych odbiorcy. Natomiast budowa linii bezpośredniej, za pośrednictwem której będzie sprzedawana energia



elektryczna od wytwórcy do odbiorcy bez pośrednictwa systemu elektroenergetycznego, jest wykluczona, bowiem wymogi ustawowe i praktyka URE wykluczają zastosowanie takiego rozwiązania. W tym kontekście należy zwrócić uwagę, że postulat definiowany jako linia bezpośrednia pojawia się w różnych kontekstach, np. do opisanie sytuacji, w której istniejąca Instalacja OZE i odbiorca znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie. Nie mogąc sprzedawać energii bezpośrednio do siebie (budowa linii łączącej odbiorcę i wytwórcę, bez konieczności odłączania się od sieci elektroenergetycznej) wytwórca i odbiorca nie są w stanie stworzyć rozwiązania wnoszącego korzyści systemowe ani wykorzystać potencjalnych korzyści związanych z faktem bezpośredniego sąsiedztwa.

### Barier

1. Brak możliwości inwestowania przez stronę trzecią w aktywa energetyczne (w myśl dzisiejszej regulacji muszą pozostać w posiadaniu odbiorcy energii), by utrzymane zostały korzyści regulacyjne.
2. Konieczność otrzymania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jako warunek dostawy energii dla odbiorcy przez wytwórcę będącym stroną trzecią (energia elektryczna musi przepłynąć przez sieć OSD – instalacja wytwórcza OZE nie może być przyłączona bezpośrednio do sieci odbiorcy).
3. Brak możliwości budowy linii łączącej istniejącej, położone w bezpośredniej bliskości – instalacje OZE i odbiorcę energii.
4. Wymogi regulacyjne, które w praktyce uniemożliwiają budowę linii bezpośredniej.

### Propozycje zmian

Pożądaną zmianą regulacyjną w modelu A „on-site; behind the meter” jest umożliwienie inwestowania w źródła wytwarzające energię przez podmioty trzecie i sprzedaży energii odbiorcy energii (a zatem i możliwość otrzymania koncesji na wytwarzanie energii) poza systemem elektroenergetycznym (a więc uchylenie warunku otrzymania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez wytwórcę, jako wymogu koncesyjnego). Mieści się w tym także koncepcja **linii bezpośredniej**. Uzasadnieniem jest dostawa energii w tym modelu poza systemem elektroenergetycznym (nie obciąża ona systemu elektroenergetycznego). Tytuł własności do aktywów energetycznych i brak/lub nie warunków przyłączenia w żaden sposób nie różnicuje rzeczywistego wpływu danej Instalacji OZE na system elektroenergetyczny.

Dla istniejących Instalacji OZE położonych w bezpośredniej bliskości, przyłączonych już do systemu elektroenergetycznego powinna istnieć możliwość bezpośredniej sprzedaży energii z uwzględnieniem ulg wynikających z bezpośredniego sąsiedztwa.

### Skutki

1. Poszerzenie możliwości oferowania budowy/rozbudowy aktywów energetycznych odbiorcy przez zewnętrznego inwestora, bez stosowania obejściowych formuł (np. leasing urządzeń energetycznych + usługa operacyjna).



2. Ekonomicznie uzasadnione wsparcie istniejących instalacji OZE (np. MEW), które w większości wychodzą z systemu wsparcia zielonych certyfikatów.
3. Dodatkowe bodźce inwestycyjne dla źródeł OZE zwiększające opłacalność instalacji. Bodźce te nie są opłacane przez innych uczestników systemu – wynikają z rzeczywistych korzyści systemowych (uniknięte koszty rozwoju infrastruktury OSD, mniejsze straty, niższe koszty usług regulacyjnych, etc), gdy instalacja wytwórcza podłączona jest bezpośrednio do odbiorcy.

## CPPA model B – near-site – instalacja wytwórcza przyłączona do lokalnego systemu dystrybucyjnego odbiorcy energii

### Stan obecny

W tym modelu odbiorca energii jest bezpośrednim uczestnikiem rynku elektroenergetycznego (posiada koncesję dystrybucyjną) i świadczy usługi systemowe (w tym bilansowanie). Wytwórca energii otrzymuje warunki przyłączenia od operatora lokalnej sieci dystrybucyjnej (będącego we władaniu odbiorcy energii), a nie od OSD, a odbiorca energii może uzyskać dodatkowe korzyści ekonomiczne w postaci uniknięcia części kosztów systemowych (koszty bilansowania, koszty dostępu do sieci elektroenergetycznej), ale w odróżnieniu od **modelu A**, energia jest w tym przypadku obciążona akcyzą oraz obowiązkiem „kolorowania”. **Model B** stanowi rozszerzenie modelu A na sytuacje, w których instalacja wytwórcza nie jest podpięta bezpośrednio do obiektu odbiorcy, natomiast wciąż znajduje się w bliskim (sieciowo i geograficznie) sąsiedztwie, przykładowo, będąc przyłączona do tego samego OSDn co odbiorca.

### Barier

Nadmiarowe wymogi regulacyjne dla lokalnych systemów dystrybucyjnych, takie same jak dla systemowych OSD, co utrudnia powstawanie lokalnych OSD; powstawanie lokalnych systemów dystrybucyjnych jest postulowane także w przypadku klastrów czy też spółdzielni energetycznych.

### Propozycje rozwiązań

Pożądaną zmianą regulacyjną w **modelu B** jest złagodzenie warunków uzyskania koncesji dystrybucyjnej i obowiązków informacyjnych związanych z działalnością koncesjonowaną. Dziś obowiązująca regulacja nie rozróżnia ani wielkości, ani zakresu, ani ilości podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i na wszystkie podmioty koncesjonowane narzuca te same wymogi regulacyjne, zdefiniowane z punktu widzenia wymogów tradycyjnych, dużych OSD. Otwartym pytaniem jest, czy dla jednostek wytwórczych przyłączonych do lokalnych systemów dystrybucyjnych powinny znaleźć zastosowanie przywileje systemowe (zwolnienie z obowiązku „kolorowania”, brak akcyzy). Należy rozważyć możliwość zastosowania takich wyłączeń systemowych (uprzywilejowania) do przepływu energii pomiędzy takim lokalnym systemem dystrybucyjnym a systemem elektroenergetycznym (energia dostarczana bezpośrednio do odbiorcy będącego właścicielem lokalnego systemu dystrybucyjnego mogłaby być traktowana jako energia wytwarzana w **modelu A**). Należy przy tym



zbadać, czy taka propozycja jest zgodna z dyrektywami regulującymi model rynku energii w UE. Wydaje się jednak, że kierunkowo są to rozwiązania mieszczące się w modelu rynku energii UE, o czym świadczy chociażby rozważana od dłuższego czasu w Polsce koncepcja zamkniętych systemów dystrybucyjnych.

### Skutki

1. Rozwój lokalnych systemów dystrybucyjnych – niezbędny dla upowszechniania lokalnych modeli energetycznych (nie tylko w formule CPPA).
2. Odblokowanie nowych zdolności przyłączeniowych dla OZE bez konieczności rozbudowy sieci OSD. OSDn przyłączając źródła OZE bilansuje je na swoim obszarze, na przykład we własnych zakładach przemysłowych, nie zwiększając przepływów na infrastrukturze OSDp. Źródła OZE, które nie dostałyby zgody na przyłączenie na obszarze OSDp, ze względu na poziom obciążenia sieci, mogą wciąż przyłączyć się do lokalnego OSDp oraz zasilac odnawialną energią lokalny przemysł.

### CPPA model C – off-site – instalacja ulokowana poza lokalizacją odbiorcy

#### Stan obecny

W modelu tym zarówno wytwórca jak i odbiorca energii są przyłączeni do sieci OSD (mogą być również przyłączeni do sieci przesyłowej). W tym modelu możliwe są zarówno fizyczne umowy CPPA (zakładające fizyczny przepływ energii pomiędzy wytwórcą i odbiorcą) jak i finansowe umowy CPPA (bez fizycznego przepływu energii pomiędzy wytwórcą i odbiorcą).

- 1) Fizyczne umowy CPPA oznaczają, że wytwórca musi skorzystać z pośrednictwa podmiotów umożliwiających mu dostęp do sieci elektroenergetycznej w dwóch wymiarach: dopasowania profilu oraz bilansowania. W celu dopasowania profilu, wytwórca musi skorzystać z usługi handlowej, typowo świadczonej przez spółki obrotu, polegającej na dopasowaniu godzinowej produkcji źródła OZE do profilu odbiorcy/produktu sprzedanego odbiorcy. W sytuacji, gdy profile wytwórcze i odbiorcze są się różnią, spółka obrotu dobiera inne produkty z rynku by uzupełnić występujące różnice w profilach. Drugim obszarem jest kwestia bilansowania energii – wytwórca musi mieć zapewnioną usługę grafikowania i bilansowania, czyli możliwość wprowadzenia energii do sieci elektroenergetycznej. Ze względu na zasadę, że zarówno dla wytwórcy, jak i odbiorcy podmiotem bilansującym może być wyłącznie jeden podmiot, to w przypadku fizycznej umowy CPPA, najczęstszą sytuacją wyjściową jest inny podmiot bilansujący w miejscu wprowadzenia energii do sieci elektroenergetycznej (wytwórca) i inny w miejscu odbioru energii z sieci elektroenergetycznej (odbiorca). Ponadto wytwórca, który sprzedaje bezpośrednio energię do odbiorcy przyłączonego od innego OSD niż wytwórca, musi posiadać umowę z OSD odbiorcy (GUD – Generalna Umowa Dystrybucji).
- 2) Finansowe umowy CPPA są czystym instrumentem finansowym i nie mają nic wspólnego z fizycznym przepływem energii. Regulowane są zatem nie przez prawo energetyczne, a przez regulacje rynku finansowego. Celem finansowych umów CPPA jest określenie zasad rozliczeń



finansowych pomiędzy wytwórcą a odbiorcą energii w zależności od przyjętej formuły określającej zależność pomiędzy ustaloną ceną umowną, a przyjętym indeksem rynkowym (cena odniesienia). Odbiorca energii jest w tym modelu nabywcą instrumentu finansowego zapewniającego stabilizację cen energii, zaś wytwórca podmiotem oferujący taki instrument finansowy. Rozliczenia pomiędzy wytwórcą a odbiorcą (*cash flow*) są całkowicie niezależne od tego, jak wytwórca sprzedaje energię, jak też od tego, jak odbiorca kupuje energię. Ze względu na prostotę finansowe umowy CPPA są dziś w Polsce dominującą strukturą kontraktową. Należy tu jednak zaznaczyć, że jako instrument finansowy podlegają zarówno regulacjom rynku finansowego (wytwórca jako emitent) jak i regulacjom standardów rachunkowości w zakresie odzwierciedlenia tego typu umów CPPA w bilansie i rachunku wyników odbiorcy (standardy rachunkowości). W konsekwencji, umowy tego typu obciążają zdolność kredytową odbiorcy.

## **Bariery**

- Fizyczne umowy CPPA:

1. Konieczność indywidualnego negocjowania warunków przesyłania energii poprzez system elektroenergetyczny.
2. Brak standardowych zasad przesyłania energii dla fizycznych umów CPPA.
3. Dla finansowych umów CPPA barierą jest konieczność ich ujmowania w bilansach odbiorców i konieczność okresowej wyceny oraz ryzyko stosowania regulacji rynku finansowego dla tego typu kontraktów, wiążące się z wpływem na zdolność kredytową odbiorcy.
4. Niektóre przedsiębiorstwa wymagają, aby zakup energii opierał się o kontrakty rzeczowe (fizyczne umowy CPPA) aby został zaliczony jako przedsięwzięcie wspierające politykę zrównoważonego rozwoju. W takich przypadkach, energia z OZE kupiona w ramach finansowej umowy CPPA może być traktowana jak energia ze źródeł konwencjonalnych.

## **Proponowane rozwiązania**

### 1. Fizyczne umowy CPPA:

Zmiany regulacyjne w fizycznym modelu CPPA powinny dotyczyć wprowadzenia standardowych warunków przesyłania energii pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym, by uniknąć konieczności indywidualnie negocjowanych warunków pomiędzy czterema podmiotami – wytwórcą, odbiorcą oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie dla wytwórcy i odbiorcy. Oczywiście liczba tych podmiotów może zostać zmniejszona do trzech, jeżeli wytwórca i dostawca będą obsługiwani w zakresie bilansowania przez ten sam podmiot.

### 2. Udostępnienie informacji pomiarowej przez OSD.

### 3. Finansowe umowy CPPA:

Zmiany regulacyjne mogłyby w zakresie tego typu umów dotyczyć generalnego wyłączenia z wymogów regulacyjnych rynków finansowych dla umów CPPA do określonej wartości/wolumenu



(dziś także są stosowane tego typu wyłączenia, ale na zasadzie indywidualnych decyzji organów regulacyjnych).

Nie wydaje się natomiast zasadne, by z punktu widzenia standardów rachunkowości finansowe umowy CPPA, były odrębnie regulowane. Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego finansowe umowy CPPA są całkowicie neutralne, trudno więc postulować jakiegokolwiek wyłączenia, czy przywileje regulacyjne, nie niosą one bowiem dla systemu elektroenergetycznego sieciowej wartości dodanej.

### Skutki

1. Zwiększenie atrakcyjności fizycznych umów CPPA, a tym samym zwiększone zainteresowanie tym rodzajem umów CPPA zarówno dostawców jak i odbiorców. Dla odbiorców fizyczne umowy CPPA są bardziej atrakcyjne niż finansowe, bowiem nie niosą za sobą konsekwencji wynikających z regulacji rynku finansującego i zasad rachunkowości, stąd ułatwienia dotyczące przesyłania energii mogą zdecydowanie zwiększyć ilość zawieranych umów CPPA.
2. Dla finansowych kontraktów CPPA, wprowadzenie zmian oznaczałoby zmniejszenie kosztów transakcyjnych.

### Mechanizmy gwarancyjne zmniejszające ryzyko odbiorcy

#### Stan obecny

Lokalny rynek energii oznacza, że dla inwestora w instalacje wytwarzające energię istotny staje się rating odbiorcy, a więc zdolność do wypełniania zobowiązań wynikających z umowy CPPA. By rozwinąć rynek CPPA powinny istnieć instrumenty mitygujące ryzyko odbiorcy. Po pierwsze, wytwórca energii powinien mieć możliwość alternatywnej sprzedaży energii na wypadek niewypłacalności odbiorcy. Ryzyko to jest szczególnie wysokie w modelu on-site, szczególnie **w modelu A** (*on-site; behind the meter*), bowiem ze swojej natury instalacja wytwórcza jest zintegrowana z wewnętrzną siecią odbiorcy. Mniejsze ryzyko jest dla **Modelu B**, gdzie istnienie wyodrębnionej sieci dystrybucyjnej daje większe możliwości alternatywnego eksportu energii w przypadku niewypłacalności odbiorcy. Dla **modelu C** ryzyko braku dostępu do alternatywnego odbiorcy nie występuje, bowiem wytwórcy są przyłączeni do sieci elektroenergetycznej, a więc mają możliwość alternatywnej sprzedaży energii (w **modelu C** od początku sprzedają energię do stron trzecich). Przy sprzedaży stronie trzeciej pojawia się natomiast ryzyko, że warunki takiej sprzedaży mogą być różne od warunków określonych w pierwotnych umowach CPPA – pojawia się zatem ryzyko rynku (*merchant risk*). W Polsce nie istnieją żadne mechanizmy mitygujące ryzyko odbiorcy.

#### Barieri

1. Brak gwarancji odbioru zasadniczo zmniejsza zainteresowanie inwestorów w budowę instalacji OZE w Polsce – stosunkowo mało przemysłowych odbiorców energii posiadających wysokie ratingi wypłacalności.



2. Konieczność ustanawiania gwarancji przez obie strony umowy CPPA, co zmniejsza zainteresowanie zawieraniem umów CPPA.

### Proponowane rozwiązania

Dla upowszechnienia formuły CPPA (zwiększenie ilości transakcji, a także wydłużenie długości kontraktów) konieczne jest zatem pokrycie ryzyka odbiorcy energii poprzez gwarancję, że w przypadku konieczności alternatywnej sprzedaży energii, różnica pomiędzy ceną rynkową a ceną z pierwotnego kontraktu CPPA (jeżeli występuje) zostanie pokryta przez stronę trzecią (gwarantującą). Istnieją trzy rodzaje instrumentów pokrywających to ryzyko:

- 1) Ubezpieczenie należności (przejęcie ryzyka i jego wycena przez rynek ubezpieczeniowy) – w warunkach polskich rynek nie akceptuje takiego rodzaju ryzyka;
- 2) CPPA w formule produktu giełdowego, rozliczanego przez izbę rozliczeniową (przejęcie ryzyka przez instytucje rozliczającą) – produkty giełdowe oferowane w Polsce na TGE są notowane tylko dla okresu max 3 lat; nie ma produktów finansowych notowanych na TGE, a wymogi gwarancyjne (depozyty) mogą być istotną barierą dla skorzystania z tego typu instrumentu;
- 3) Instrument bazujący na gwarancjach państwowych (przejęcie ryzyka przez skarbu państwa) – nie istnieje w Polsce. Istniejące przykłady systemów gwarancji państwowych, to model norweski funkcjonujący już od kilku lat i tworzący się właśnie system hiszpański.

Każdy z tych instrumentów jest odpłatny, przy czym doświadczenie wskazuje, że wycena takiego instrumentu jest najniższa (a tym samym instrument ten jest najbardziej dostępny) w trzecim przypadku, a więc w systemie bazującym na gwarancjach skarbu państwa.

Należy zatem postulować, by wprowadzony został system gwarantowania umów CPPA wspierany przez gwarancje skarbu państwa, który minimalizuje ryzyko niewypłacalności odbiorcy poprzez wyrównanie części negatywnych różnic pomiędzy ceną rynkową a formułą rynkową z kontraktu CPPA. Przykładem dla takiego systemu gwarancyjnego jest program wprowadzony przez norweską agencję ubezpieczania kredytów eksportowych GIEK dla CPPA <https://www.giek.no/power-purchase-guarantee/>. Jego powstanie zdynamizowało rozwój rynku CPPA w Norwegii i pozwoliło na zawieranie takich kontraktów w horyzoncie nawet ponad 20 lat. W Polsce rolę GIEK może pełnić KUK (Korporacja Ubezpieczenia Kredytów Eksportowych).

### Skutki

Zwiększenie ilości zawieranych kontraktów CPPA; upowszechnienie tej formuły poprzez zmniejszenie wymagań gwarancyjnych dla stron umowy CPPA.

## Spółeczność energetyczna

### Stan obecny

Odpowiednio zdefiniowana spółdzielnia energetyczna, poprzez wykreowanie przestrzeni na powstawanie inteligentnych rozwiązań integrujących, może być kluczowym elementem wspierania



innowacyjności w energetyce. Wymaga to jednak stworzenia spójnych reguł dla jej funkcjonowania, umożliwiających budowanie modeli biznesowych w oparciu o takie innowacyjne rozwiązania.

W obecnych krajowych regulacjach mamy zdefiniowane dwa mechanizmy, które mogą być wykorzystane do zbudowania takich społeczności. Są to odpowiednio spółdzielnie energetyczne oraz klastry energii.

- 1) Spółdzielnia energetyczna (SE): Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw doprecyzowała i znacznie rozszerzyła zasady organizacji i funkcjonowania spółdzielni energetycznych. Spółdzielnia energetyczna zdefiniowana jest w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE jako spółdzielnia w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2018 r. poz. 1285) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.

W celu uzyskania statusu spółdzielni energetycznej spełnić należy następujące kryteria:

- Prowadzić działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gminach bezpośrednio sąsiadujących ze sobą.
- Liczba członków spółdzielni nie może przekroczyć 1000.
- W przypadku wytwarzania energii elektrycznej łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji OZE nie może przekroczyć 10 MW. Musi umożliwić pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków.
- W przypadku wytwarzania ciepła, łączna moc osiągalna cieplna nie może przekroczyć 30 MW.
- W przypadku wytwarzania biogazu, roczna wydajność wszystkich instalacji należących do spółdzielni nie może przekroczyć 40 mln m<sup>3</sup>.
- Podjęcie działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła możliwe będzie dopiero po uzyskaniu wpisu w wykazie spółdzielni prowadzonych przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Zgodnie z założeniami spółdzielnie energetyczne mają poniższe uprawnienia.

- Mogą korzystać z systemu opustów przeznaczonego wcześniej wyłącznie dla prosumentów ze współczynnikiem ilościowym do 0,6, co oznacza, że spółdzielnia może odebrać 0,6 z wygenerowanej w okresie rozliczeniowym nadwyżki energii bez dodatkowych kosztów.
- Nie będą uiszczać opłat z tytułu rozliczenia energii oraz opłat za usługę dystrybucji, opłaty OZE, opłaty mocy oraz opłaty kogeneracyjnej.
- Nie muszą uzyskiwać świadectw pochodzenia w celu ich umorzenia.
- Nie muszą realizować obowiązków efektywności energetycznej.
- Są zwolnione z podatku akcyzowego w zakresie energii wyprodukowanej i zużytej przez członków spółdzielni.





Spółdzielnie energetyczne przed wprowadzeniem ww. nowelizacji nie były zbyt popularnym rozwiązaniem. Nowelizacja rozbudziła na nowo zainteresowanie nimi przez lokalne społeczności.

- 2) Klaster energii: Definicja klastra energii wprowadzona została do polskiego porządku prawnego ustawą z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925). Formalnie klastrem energii określamy cywilnoprawne porozumienie, czyli zawartą przez uczestników umowę. Praktycznie jedyną na chwilę obecną regulacją jest definicja klastra, określająca uczestników, obszar działania, napięcie sieci oraz koordynatora, który reprezentuje klaster energii. Legislacja krajowa oprócz definicji klastra energii nie reguluje żadnych zasad funkcjonowania, a w szczególności mechanizmów dotyczących rozliczeń członków klastra energii. Dotychczas w Polsce powstało ok. 150 inicjatyw klastrowych, z których 66 zostało certyfikowanych w konkursie dawnego Ministerstwa Energii na pilotażowe klastry energii. Obecnie większość klastrów energii nie prowadzi żadnych działań, ponieważ nie zostały określone zasady funkcjonowania klastrów tj. mechanizmy rozliczenia oraz brak jest wsparcia dla projektów klastrowych, poza kilkoma wyjątkami. Klastry energii na szerszą skalę nie funkcjonują w Polsce i nie wnoszą istotnego wkładu w rozwój odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, koordynatorzy klastrów, aby dzisiaj uruchomić swoją działalność operacyjną, muszą ją opierać na aktualnie występujących koncesjach (obróć energią, dystrybucja, wytwarzanie). Koncesje te stworzono dla profesjonalnych uczestników rynku energii, którzy mogą i zamierzają działać w wymiarze ogólnopolskim, bez żadnych ograniczeń, są pełnoprawnymi uczestnikami rynku bilansującego, członkami giełdy energii, wytwórcami systemowymi, sprzedawcami zobowiązanymi, w związku z czym, dla ich uzyskania muszą spełniać bardzo silne wymogi kapitałowe (np. min. 10 mln zł w kapitale pieniężnym dla koncesji na obrót). W efekcie powyższego, wiele z utworzonych klastrów zastopowało swój rozwój na etapie bezskutecznego ubiegania się na koncesję na obrót, zakończonego odmową jej wydania przez Urząd Regulacji Energetyki. Bez koncesji na obrót, w obecnym porządku prawnym nie da się prowadzić handlu energią wewnątrz klastra, pośród jego członków. Niektóre z klastrów, skorzystały z oferty niezależnych ogólnopolskich spółek obrotu posiadających koncesję, co samo w sobie narusza pierwotną ideę klastra jako zgrupowania podmiotów lokalnych, a w przypadku, gdy partnerem staje się spółka obrotu z dużej grupy energetycznej, każe wątpić w sens przedsięwzięcia klastrowego, jako przejawu energetyki rozproszonej, obywatelskiej. Duża część utworzonych klastrów w ogóle zawiesiła swoje projekty z tego powodu.

Dwa powyższe rozwiązania najprawdopodobniej będą w bliskiej przyszłości rozwijane w celu ich adaptacji do prawa europejskiego. W europejskiej legislacji zostały zdefiniowane dwa mechanizmy „Obywatelskich społeczności energetycznych” (dyrektywa EMD) oraz „Społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej” (dyrektywa RED II), które zgodnie ze zobowiązaniami EU muszą zostać zaimplementowane na poziomie krajowym.

- 1) Obywatelskie społeczności energetyczne – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii



elektrycznej (Dyrektywa EMD w art. 43 definiuje „obywatelską społeczność energetyczną” jako osobę prawną której członkowie mogą być osobami fizycznymi, organami samorządowymi, w tym gminami, lub małymi przedsiębiorstwami; która za główny cel stawia sobie zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi ona działalność; oraz może zajmować się wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, dystrybucją, dostawami, zużyciem, agregacją lub magazynowaniem energii, świadczeniem usług w zakresie efektywności energetycznej lub ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczeniem innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom);

- 2) Spółeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych w art. 22 definiuje, że tego typu społeczności mają prawo do produkcji, zużycia, magazynowania i sprzedaży energii odnawialnej, w tym w drodze umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej; podziału, w ramach danej społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, energii odnawialnej wyprodukowanej przez jednostki produkcyjne będące własnością tej społeczności energetycznej, dostępu – w sposób niedyskryminacyjny – do wszystkich odpowiednich rynków energii, zarówno bezpośrednio, jak i za pośrednictwem koncentracji.

Wdrożenie wyżej wymienionych dyrektyw wymaga koordynacji i podejścia holistycznego. Pierwsze pytanie jakie się nasuwa to na ile obecny klaster energii i spółdzielnia energetyczna z ustawy OZE są kompatybilne z społecznościami z Dyrektywy RED II i Dyrektywy EMD i co trzeba zrobić, aby tą kompatybilność osiągnąć.

## Barьеры

Do istotnych barьер w funkcjonowaniu spółdzielni należą:

1. Wątpliwości prawne co do konieczności uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną przez SE.
2. Zawężenie obszaru na jakich może działać SE do 3 sąsiadujących za sobą gmin wiejskich lub wiejsko-miejskich.
3. Wymóg zagwarantowania w mocy zainstalowanej pokrycia 70% zapotrzebowania członków Spółdzielni. Wymóg ten z jednej strony jest trudny do osiągnięcia przez wspólnoty, a z drugiej strony nie zapewnia stabilizacji przepływów w sieci OSD tzn. nie stanowi zachęty do bilansowania spółdzielni w czasie rzeczywistym, co pociąga za sobą sytuacje relatywnie dużej chwilowej nadprodukcji energii nie dając jednocześnie OSD efektywnych narzędzi do zarządzania tą nadprodukcją.
4. Nieprecyzyjne przepisy dotyczące zasad współpracy z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Sprzedawcą Zobowiązany.
5. Istnienie alternatywnej struktury klastra energii z częściowo pokrywającą się funkcjonalnością.



6. W kontekście stosowanego systemu opustów, oraz zwolnień z szeregu opłat pojawia się także wątpliwość o zgodności regulacji z Dyrektywą RED II art. 22 „Państwa członkowskie zapewniają, aby społeczności energetyczne [...] ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe, jak również odpowiednie opłaty i podatki, co zapewni, że w adekwatny, sprawiedliwy i wyważony sposób będą one uczestniczyć w ogólnym podziale kosztów systemu zgodnie z przejrzystą analizą kosztów i korzyści dotyczącą dystrybuowanych źródeł energii opracowaną przez właściwe organy krajowe”.

Do istotnych barier w funkcjonowaniu klastrów energii należą:

1. Brak zdefiniowania formy prawnej klastra energii.
2. Brak jasno zdefiniowanej roli koordynatora.
3. Zbyt duże wymogi kapitałowe w kontekście pozyskania koncesji na obrót w przypadku potrzeby działań wyłącznie lokalnych. Obowiązek uzyskania wszelkich pozwoleń, koncesji, wpisów do rejestrów oraz funkcjonowania lokalnych członków klastra na zasadach tj. ogólnopolskie przedsiębiorstwa energetyczne.
4. Brak prostych mechanizmów rozliczeń pomiędzy członkami klastra energii w ujęciu wytwórcy–odbiorcy.
5. Brak niedyskryminujących lub nieproporcjonalnych obciążeń z tytułu sprzedaży energii w klastrze energii.
6. Brak wiedzy w klastrze dotyczącej funkcjonowania rynku energii.
7. Brak zachęt do bilansowania klastra w tym brak zachęt do bilansowania w czasie rzeczywistym.
8. Istnienie alternatywnych rozwiązań legislacyjnych np. w zakresie funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

### Postulowane rozwiązania

1. Rozważyć czy, a jeśli tak, to jak, połączyć zapisy o Klastrach Energii i Spółdzielniach Energetycznych. Obecnie zapisy w Ustawie OZE dotyczące Klastrów i Spółdzielni są różne. Bez zmian w zakresie Klastrów będą one kończyły działalność lub prowadziły ją w bardzo ograniczonym zakresie. Dublowanie zapisów w zakresie funkcjonowania Klastrów i Spółdzielni nie wydaje się zasadne. Wobec powyższego właściwym byłoby stworzenie jednolitej regulacji dla tych dwóch organizacji, a jedyna różnica mogłaby polegać na tym, że Spółdzielnia działa na prawie spółdzielczym, natomiast Klaster zyskuje osobowość prawną poprzez Koordynatora. Alternatywnie zintegrowane przepisy oprócz na prawie spółdzielczym. Należy rozważyć na ile obecne zapisy są kompatybilne z społecznościami z Dyrektywy RED II i Dyrektywy EMD i co trzeba zrobić, aby tę kompatybilność osiągnąć.
2. Należy doprowadzić do sytuacji, w której społeczność energetyczna typu SE lub klaster służy kreowaniu innowacyjnych rozwiązań. W tym celu rekomenduje się przeprowadzenie analiz i wprowadzenie zapisów o konieczności częściowego bilansowania się klastra w czasie rzeczywistym oraz możliwości włączenia klastra w usługi regulacyjne. Z jednej strony obniżyłoby to nakłady inwestycyjne po stronie OSD, a z drugiej strony dało impuls do tworzenia nowych technologii w zakresie sterowania, IT, magazynowania, etc. Pozwoliłoby także na poprawne wycenienie wykorzystania infrastruktury.



3. Wprowadzenie poprawki do Prawa energetycznego, która zwolni spółdzielnie energetyczne z potrzeby posiadania koncesji na obrót energią elektryczną rozstrzygając wątpliwości prawne w tym zakresie. Obecny stan prawny nie określa wprost i budzi wątpliwości odnośnie do wymogu posiadania tego typu koncesji. Należy sprawdzić zgodność tej poprawki z wymaganiami unijnymi.
4. Rozszerzenie obszaru działania SE na gminy miejskie oraz ponowne przeanalizowanie optymalnej wielkości lokalnego obszaru działania SE oraz ujednoczenie obszaru dla klastrów oraz SE. Rozszerzenie obszaru na gminy miejskie byłoby szczególnie korzystne dla Spółdzielni Mieszkaniowych i Wspólnot Mieszkaniowych które mogłyby budować instalacje PV na swoich budynkach i dystrybuować energię pośród mieszkańców, którzy stawaliby się członkami Spółdzielni Energetycznej. W kontekście tego postulatu należy pogłębić analizę legislacyjną, techniczną oraz kosztową, gdyż może on nie być zgodny z zapisami i „duchem” Dyrektywy RED II. Zgodnie definicją w art. 2 „społeczność energetyczna działająca w zakresie energii odnawialnej” oznacza podmiot prawny [...] który [...] jest skutecznie kontrolowany przez udziałowców lub członków zlokalizowanych w niewielkiej odległości od projektów dotyczących energii odnawialnej będących własnością tego podmiotu prawnego i przez niego rozwijanych”. Według sugestii części OSD niewielka odległość powinna raczej oznaczać np. obszar zasilania stacji SN/nN, 500 m, 1, 2 km od źródła OZE lub podobne ograniczenie.
5. Rozważenie zastąpienia wymogu zagwarantowania w mocy zainstalowanej pokrycia 70% zapotrzebowania członków SE innymi wymogami skutkującymi np. chwilowym (w czasie rzeczywistym) bilansowaniem się systemu. Ten postulat wymaga pogłębionych analiz technicznych i ilościowych.
6. Wydanie rozporządzenia w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych. Rozporządzenie powinno szczegółowo określić przede wszystkim sposób dokonywania rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, a spółdzielnią energetyczną i jej członkami oraz zasady, zakres i sposób udostępniania danych pomiarowych. Obecne zapisy uOZE nie określają szczegółowo zasad naliczania opłat dystrybucyjnych od energii pobranej i oddanej przez wytwórców i odbiorców energii w jednej godzinie.
7. W Ustawie OZE lub w Rozporządzeniach do niej należy precyzyjnie określić co zawiera umowa dystrybucyjna z OSD a co umowa kompleksowa (bo obecnie tylko taką może SE zawrzeć ze sprzedawcą) lub umowa sprzedażowa.
8. Spółdzielnia powinna posiadać własny system do rozliczeń wewnętrznych pomiędzy członkami. Do tego musi mieć ciągły dostęp do danych pomiarowych. Jeżeli dla optymalnego bilansowania potrzeb członków Spółdzielni konieczne będą dane on-line to OSD powinno stworzyć ku temu odpowiednie warunki.
9. Obecne przepisy zapewniają ewidentne korzyści ekonomiczne dla członków SE w postaci uniknięcia wielu kosztów w tym przede wszystkim kosztów dystrybucji związanych z przesyłem energii pomiędzy członkami SE. Istotne jest zbadanie na ile obecne zapisy są zgodne z dyrektywami unijnymi i na ile trwałe będą te przepisy. Jeśli dojdzie do szybkiego rozwoju SE to koszty jakie będzie musiał ponosić OSD lub sprzedawca zobowiązany będą na tyle wysokie, że można spodziewać się działań zmierzających do ich ograniczenia. Pomimo że współczynnik odbioru energii z sieci jako

„magazynu” wynosi 0,6 to może on nie wystarczyć na pokrycie kosztów sprzedawcy zobowiązanego. Dlatego rekomendowane jest ilościowe oszacowanie kosztów i przychodów interesariuszy w kontekście opustów oraz zbadanie alternatywnych rozwiązań wskazanych w punkcie 2.

10. Przy założeniu, że klastrer funkcjonuje jednak jako osobny byt względem SE rekomendowane jest rozważenie wprowadzenia rejestru klastrów energii, zdefiniowanie wymogów i obowiązków dla klastrów jakie powinny spełniać w celu wprowadzenia do rejestru.
11. Zidentyfikowanie właściwej formy prawnej dla klastra energii. Podstawowym warunkiem jakie powinna spełniać Obywatelska Społeczność Energetyczna jest posiadanie przez nią osobowości prawnej. Klastrer powinien być zatem podmiotem praw i obowiązków oraz dysponować prawem zaciągania w swoim imieniu zobowiązań. Koordynator natomiast tylko reprezentuje klastrer. Należy sprawdzić na ile np. propozycja posiadania osobowości prawnej dla Koordynatora jest wystarczająca.
12. Najlepiej, żeby to była osobowość prawna koordynatora, w tym celu koordynatorem mogą być spółki komunalne, typu wodociągi, ciepłownie itp.
13. Nadanie koordynatorowi klastra możliwości posiadania „uproszczonej” koncesji na obrót energią elektryczną wyłącznie na terenie klastra lub na wzór SE zdjąć obowiązek jej posiadania z klastra. W przypadku uproszczonej koncesji nie byłaby to ogólnopolska koncesja na obrót energią. Po uzyskaniu wpisu koordynator = klastrer mógłby być pełnoprawnym uczestnikiem rynku tak jak spółki obrotu z zastrzeżeniem działalności na rynku lokalnym. Taką uproszczoną koncesją może być wpis do rejestru klastrów energii.
14. Określenie mechanizmów współpracy koordynatora z OSD polegające na przekazywaniu danych pomiarowych i dostosowania kosztów przesyłu do poziomu odzwierciedlającego koszty rzeczywiste (lokalne wytwarzanie – lokalna konsumpcja – lokalny bilans). Po dokonaniu wpisu do rejestru klastrów energii, koordynator mógłby zawrzeć umowę GUD z lokalnym OSD i stać się sprzedawcą oraz sprzedawcą kupującym dla klastra.
15. Możliwość zawarcia przez klastrer umowy z POB tak jak spółka obrotu.
16. Wprowadzenie uproszczonych mechanizmów rozliczeń w klastrze z zastosowaniem umów zakupu energii elektrycznej, sprzedaży peer-to-peer, określić rolę koordynatora w tych rozliczeniach.
17. Brak obowiązku umarzania praw majątkowych od energii wytworzonej i zużytej w klastrze.
18. Na wzór SE wprowadzić brak obowiązku rozliczenia podatku akcyzowego od energii wytworzonej i zużytej w klastrze np. przy wymogu, że energia nie objęta akcyzą musi być zbilansowana w czasie rzeczywistym i lokalnie w rozumieniu sieci dystrybucyjnej.
19. Uruchomić programy na finansowanie promocji rozwiązań klastrowych/SE oraz transferu wiedzy do klastrów/SE.
20. Rozważyć zestaw wymogów: np. wykazanie granicznego progu w % pokrycia zapotrzebowania w klastrze posiadanymi własnymi źródłami (aby wyeliminować ewentualne wypaczenia polegające na możliwości przeistoczenia się grup zakupowych w inicjatywy klastrowe), zaliczanie do tych źródeł tylko OZE, wprowadzić obowiązkowy warunek wstępny w postaci wykazania się podpisaną umową z POB (co będzie równoznaczne z gwarancją zbilansowania się klastra) – ogólną ocenę danego przypadku pozostawiając URE.

21. Ze względu na doświadczenia historyczne związane z problemami na uwolnionym rynku energii dla konsumentów (niewłaściwe zachowania handlowe sprzedawców, upadki i pozostawianie licznej grupy konsumentów na sprzedaży rezerwowej), można rozważyć zablokowanie uproszczonej koncesji koordynatora klastra dla potrzeb obsługi odbiorców indywidualnych. Ich obsługa byłaby możliwa tylko z pełną koncesją na obrót przez profesjonalne spółki obrotu, posiadające odpowiedni kapitał oraz infrastrukturę (zasoby ludzkie, systemy bilingowe, sprawną windykację). Koncesja light byłaby więc tylko dla transakcji B2B nie wyłączając z tego samorządu lokalnego.
22. Wdrożenie dystrybucyjnych taryf klastrowych oraz GUD-ów klastrowych. Potrzebne jest w tym celu przeprowadzenie analizy ilościowej i jakościowej opartej na porównaniu kosztów i korzyści.

### **Przewidywane skutki**

1. Wprowadzenie zunifikowanego bytu agregującego w sobie klastry i spółdzielnie energetyczne oraz spełniającego wymogi dyrektyw zapewni większą przejrzystość aktów prawnych i zwiększy zaufanie interesariuszy do tego typu rozwiązań, choć może opóźnić możliwości realizowania projektów SE, na podstawie istniejących przepisów.
2. Wprowadzenie wymogu przynajmniej częściowej konieczności bilansowania SE/klastra w czasie rzeczywistym oraz włączenie spółdzielni w usługi regulacyjne istotnie zmniejszy ryzyko przewymiarowania sieci OSD, obniży nakłady inwestycyjne po stronie OSD, a z drugiej strony da bardzo istotny impuls do tworzenia nowych zaawansowanych technologii w zakresie sterowania, IT, magazynowania itd. To może stanowić istotny impuls do rozwoju polskiego przemysłu.
3. W kontekście SE oraz klastra energii brak obowiązku posiadania koncesji na obrót lub koncesja uproszczona ułatwi prowadzenie wzajemnych rozliczeń pomiędzy członkami SE.
4. W przypadku rozwiązania nadającego „uproszczoną” koncesję klastrom energii, czyli wpisu do rejestrów klastrów energii, pozwoli na aktywne uczestnictwo w rynku energii naturalnym koordynatorom, tj. wodociągom, ciepłownią lub innym podmiotom celowym, jako przedsiębiorstwom energetycznym działającym lokalnie.
5. Możliwość zakładania Spółdzielni Energetycznej na terenach gmin miejskich zdecydowanie poszerzy krąg podmiotów zainteresowanych założeniem takiej Spółdzielni.
6. W przypadku SE zastąpienie wymogu pokrycia 70% zapotrzebowania na inny pełniący podobną rolę uprości proces powstawania Spółdzielni Energetycznej oraz wyeliminuje kwestię zwrotu lub utraty korzyści, które zostały osiągnięte z tytułu nieponoszenia części opłat, jeśli np. po roku okaże się że z jakis przyczyn źródła Spółdzielni Energetycznej wyprodukowały 69% energii zużytej przez jej członków.
7. Jasne zasady współpracy z OSD i Sprzedawcą Zobowiązanym znacznie przyspieszą czas rozpoczęcia działalności przez Spółdzielnię Energetyczną.
8. Jasne i stabilne kryteria wsparcia dla Spółdzielni Energetycznych oraz klastrów wyeliminują obawy, że zmiana regulacji prawnych powoduje nieopłacalność całego przedsięwzięcia.
9. Rejestr klastrów energii spowoduje spełnienie określonych wymagań dla lokalnych społeczności, nada odpowiedzialność oraz uprawnienia koordynatorowi.

10. Zgodnie z dyrektywą 2018/2001 zostanie nadana osobowość prawna dla społeczności energetycznej, koordynatorem będą mogły być spółki komunalne, tj. wodociągi, ciepłownie lub powołane w tym celu spółki międzygminne.
11. Powstaną jasne formy organizacji i odpowiedzialności w klastrze energii, koordynator będzie posiadał określone możliwości działania, w ramach których będzie budował kompetencje.
12. Określenie jasnych zasad współpracy koordynatora z OSD spowoduje, że koordynatorzy będą posiadali możliwości rozliczeń w klastrze energii.
13. Wprowadzenie niedyskryminującego systemu rozliczeń (jasne i czytelne mechanizmy rozliczeniowe, oddzielna taryfa lub system opustów) spowoduje czytelny sygnał biznesowy do organizacji klastrów energii.
14. Brak obowiązków rozliczania praw majątkowych oraz podatku akcyzowego od energii elektrycznej wytworzonej a następnie zużytej w klastrze spowoduje zachętę biznesową do organizacji lokalnych społeczności energetycznych.
15. Udrożnienie kilkudziesięciu już istniejących i obecnie zamrożonych inicjatyw klastrowych.
16. Pojawienie się relatywnie dużej ilości relatywnie małych, rozproszonych projektów OZE o wymiarze lokalnych inicjatyw.
17. Duża i pozytywna nośność wizerunkowa w środowiskach samorządowych oraz wśród inwestorów OZE.

## Wspólnota OZE

### Stan obecny

Rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, w oparciu o partycypację i kapitał społeczny odbywa się praktycznie w obszarze technologii fotowoltaicznych. Istnieje szereg innych technologii OZE, które podobnie do fotowoltaiki mogłyby z powodzeniem zachęcać lokalne społeczności do inwestowania i wspólnego czerpania korzyści. Obszar energetyki wiatrowej na łądzie stanowi przykład niewykorzystanego lokalnego potencjału, który można wyzwolić poprzez inwestycje wspólnotowe dające lokalnej społeczności dostęp do korzyści finansowych, płynących z lokalnej instalacji OZE.

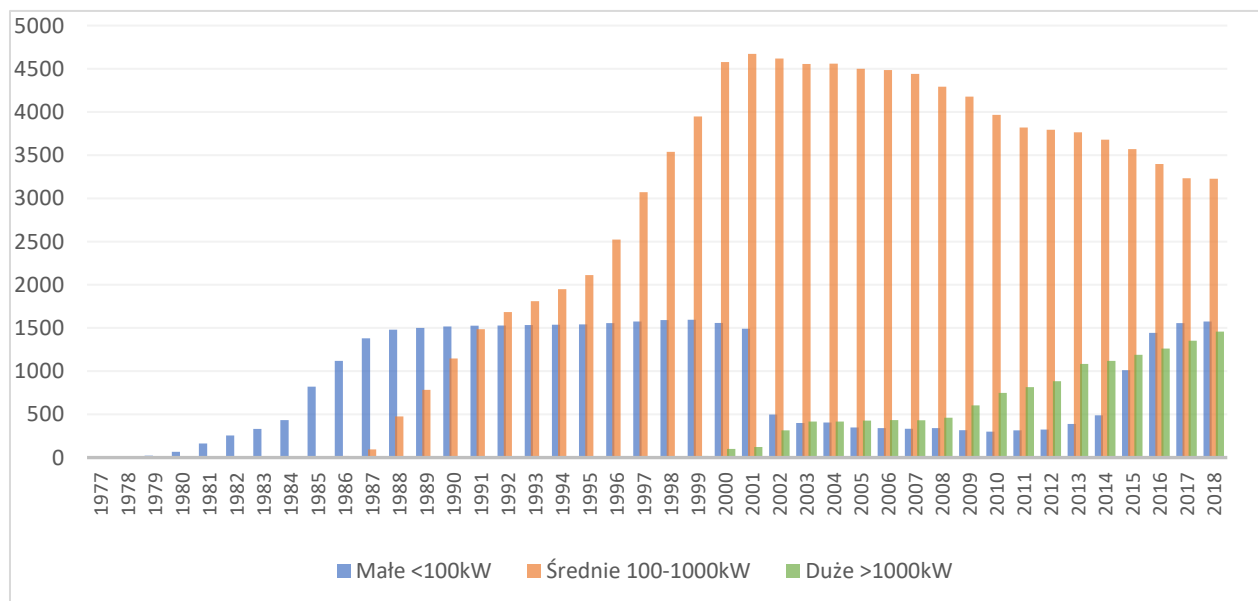
Model ten sprawdza się na przykład w Danii, gdzie w odpowiedzi na rosnące sprzeciw społeczne przeciw wiatrakom na łądzie, wprowadzono rozwiązania legislacyjne umożliwiające inwestycje wspólnotowe w postaci uchwalonej w 2009 „ustawy o promocji energii odnawialnej”. Do najważniejszych zapisów tej ustawy w kontekście energetyki rozproszonej należy wprowadzenie obowiązku oferowania zakupu min 20% udziału w nowych projektach wiatrowych lokalnym inwestorom (w szczególności osobom fizycznym). Obecnie turbiny wiatrowe pokrywają ponad 45% zapotrzebowania na energię elektryczną Danii. Według danych Duńskiej Agencji Energetycznej w 2018 r. istniało 6 260 turbin wiatrowych o mocy zainstalowanej 6 213 MW które wyprodukowały 13 880 GWh energii<sup>55</sup>. Z tych instalacji 1575 były to instalacje małe o mocy mniejszej niż 100 kW. Na poniższym

---

<sup>55</sup> The Danish Energy Agency, *Overview of the energy sector*, 2019.

wykresie da się również zaobserwować trend, w którym małe i duże instalacje OZE zaczynają zastępować te średnie.

Aktualnie nie istnieją w Polsce regulacje promujące czy wręcz obligujące do oferowania lokalnej społeczności udziału w projektach OZE. Obecnie również nie istnieją modele biznesowe realizujące inwestycje w OZE w oparciu o spółdzielczą formę prawną. Dodatkowo, wskutek tzw. ustawy antywiatrakowej z 2016 oraz wieloletniej polityki anty-wiatrakowej, lokalne społeczności wykazują niski poziom zaufania do lokalnych inwestycji w OZE.



### Barier

1. Brak legislacji umożliwiającej wspólne inwestycje w OZE przez firmy i lokalne społeczności.
2. „Ustawa antywiatrakowa” blokuje rozwój wiatraków na lądzie.
3. Niski kapitał społeczny.

### Rozwiązania

1. Proponuje się wdrożenie rozwiązań legislacyjnych modelowanych na systemie duńskim. Parametry rozwiązań legislacyjnych, jak określone odległości oraz parametry ekonomiczne powinny być dostosowane do Polskich realiów. W myśl duńskich przepisów pełnoletnie osoby mieszkające w promieniu 4,5 km od planowej inwestycji otrzymały prawo pierwokupu 50 akcji na osobę. Akcje powinny być oferowane po cenie obliczonej na podstawie szacowanej produkcji 1 000 kWh na akcję. Pozostałe akcje z puli przeznaczonej dla lokalnej społeczności) muszą zostać zaoferowane mieszkańcom gminy na terenie, której planowano inwestycję. Dodatkowo rząd duński oferował możliwość zwiększenia taryfy gwarantowanej dla instalacji w przypadku przeznaczenia kolejnych



10% udziałów dla społeczności lokalnej (zamieszkałej w promieniu 16 km od instalacji)<sup>56</sup>. Z powyższej ustawy wyłączono instalacje o wysokości mniejszej niż 25 m, eksploatowane przez jeden podmiot, duże morskie farmy wiatrowe oraz znajdujące się w odległości większej niż 16 km od linii brzegowej.

2. W poniższej tabeli przedstawiono możliwe rozwiązania prawne, w oparciu, o które lokalne społeczności oraz spółki mogłyby wspólnie prowadzić inwestycje:

Modele własności.	Mocne strony	Słabe strony
Spółka jawna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dobrowolna i demokratyczna struktura (zazwyczaj jedna osoba = jeden głos)</li> <li>• Wspólne cele społeczne i gospodarcze</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trudności z uzyskaniem wystarczającego kapitału inwestycyjnego.</li> <li>• Brak odpowiedniej wiedzy i umiejętności technicznych w dziedzinie OZE.</li> </ul>
Własność komunalna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Możliwość wsparcia przez władze lokalne w celu zmniejszenia ryzyka początkowej inwestycji w projekty, zapewnienia dotacji i współpracy w zakresie zapewnienia finansowania zewnętrznego.</li> <li>• Zapewnienie przez władze lokalne praktycznego wsparcia w zakresie planowania i udostępniania gruntów publicznych.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niespójne podejście władz lokalnych do energetyki obywatelskiej.</li> <li>• Stosowanie różnych zasad planowania i pozwoleń przez poszczególne władze lokalne.</li> </ul>
Fundacja społeczna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zwiększone poparcie społeczności dla inwestycji wynikających z przyczyniania się inwestycji do rozwoju celów lokalnych.</li> <li>• Wspólny cel ogólny dotyczący rozwoju inwestycji lokalnych.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trudności z uzyskaniem wystarczającego kapitału inwestycyjnego.</li> <li>• Brak odpowiedniej wiedzy i umiejętności technicznych w dziedzinie OZE.</li> <li>• Różnice dotyczące konkretnych celów.</li> </ul>

Podział własności	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Możliwość posiadania własności przez wielu członków społeczności części projektu OZE.</li> <li>• Możliwość przynależności do organizacji społecznej, dewelopera komercyjnego, przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, niezależnego producenta energii lub funduszu inwestycyjnego.</li> <li>• Zwiększone poparcie społeczności dla dużych instalacji komercyjnych.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trudności z uzyskaniem wystarczającego kapitału inwestycyjnego na budowę lub wykup części projektu.</li> <li>• Odpowiedzialność za obsługę, monitorowanie, konserwację swojej części urządzeń.</li> <li>• Różnice pomiędzy społecznością a deweloperem komercyjnym wynikające z innej struktury, podejścia i sposobu działania.</li> </ul>
-------------------	--	---

3. System „rekompensat dla sąsiadów” określa obowiązek wypłaty rekompensaty przez deweloperów farm wiatrowych dla właścicieli pobliskich nieruchomości. Dotyczy on nieruchomości znajdujących się w pobliżu lądowych turbin wiatrowych powyżej 25 metrów, a także turbin przybrzeżnych oraz typu off-shore. Odszkodowanie przyznawane jest w przypadku stwierdzenia utraty wartości nieruchomości powyżej 1% i może być uregulowane na zasadzie umowy pomiędzy deweloperem a sąsiadem lub przez wyznaczony organ ds. wyceny.
4. Program świadczeń społecznych (zielony program) ma na celu zwiększenie lokalnej akceptacji dla nowych instalacji turbin wiatrowych on-shore oraz innych lokalnych inwestycji OZE, jak na przykład biogazownie. Główną ideą zielonego programu jest przyznawanie dotacji na inicjatywy zwiększające lokalne walory krajobrazowe i rekreacyjne w społecznościach inwestujących w lokalne OZE. Program ten w swoim założeniu ma zniwelować niekorzystny wpływ turbin wiatrowych na wygląd krajobrazu.
5. Pożyczki na opracowanie projektów. Lokalne inicjatywy związane z budową nowych inwestycji z obszaru energetyki wiatrowej mogą ubiegać się o przyznanie środków z „funduszu gwarancyjnego” na opracowanie studium wykonalności. W przypadku wdrożenia projektu, uzyskane środki zostają przekształcone na niskooprocentowaną pożyczkę, jeżeli projekt nie wejdzie w życie, otrzymane środki nie muszą zostać zwrócone<sup>57</sup>.

Warte rozważenia jest wprowadzenie także w Polsce rozwiązań inspirowanych przez duńskie rozwiązania, oczywiście z uwzględnieniem różnic w rozwoju gospodarczym i zamożności obu społeczeństw.

Warto przy tym zagwarantować, by nie były to rozwiązania jedynie obciążające inwestorów, bo warunkiem rozwoju lokalnej energetyki jest mobilizacja kapitału. Rozwiązania muszą zatem bazować na zasadzie „win-win”. Powinien zatem istnieć górny pułap wartości tych dodatkowych zachęt dla

lokalnej społeczności, a ta część kosztów, która by obciążała inwestorów z tytułu programów lokalnego współinwestowania, powinna być traktowana podatkowo jako koszt ich działalności. Zasadą powinna być także atrakcyjność programów lokalnej partycypacji jako środka do mobilizacji lokalnego kapitału (preferencja dla lokalnych inwestorów).

### Skutki

Rozwój energetyki obywatelskiej w Danii jest napędzany w dużej mierze przez inicjatywy lokalnych społeczności a istniejące prawo sprzyja ich powstawaniu. Po wprowadzeniu „Ustawy o promocji energii odnawialnej” w 2009 r. aktywizacja obywateli w projektach związanych z energetyką wiatrową realizowana jest głównie przez obowiązek oferowania 20% udziałów planowanej instalacji lokalnej ludności. Inwestycje w energetykę wiatrową w Danii cieszą się dużą popularnością i uważane są za dobrą lokatę kapitału. Przewiduje się, że bardziej przychylna polityka rządowa dotycząca lokalnych współdzielonych inwestycji w OZE znacznie zredukować obecny negatywny „PR” sektora.

Warto zaznaczyć jednak, że nie zawsze przynosi to oczekiwane efekty. Nie zawsze znajduje się wystarczającą liczbę obywateli zainteresowanych kupnem udziałów. Pokazuje to potencjalne ograniczenia regulacji prawnych. W celu zapewnienia im powodzenia muszą one być prowadzone równoległe z promocją projektów energetyki obywatelskiej. Potrzebne jest również zapewnienie długotrwałego i stabilnego systemu wsparcia. Częste zmiany w legislacji powodują brak zaufania społeczności do opłacalności opisywanych inwestycji i utrudniają rozwój energetyki obywatelskiej.

## Zbiorowy prosument

### Stan obecny

Obecnie w Polsce w praktyce system prosumencki wykorzystywany głównie przez osoby fizyczne zamieszkujące budynki jednorodzinne posiadające własne instalacje fotowoltaiczne ograniczając się tylko do około 40% lokali mieszkalnych. Około 60% mieszkańców z ponad 14,5 mln (dane GUS za 2018 r.) w Polsce nie ma możliwości bycia prosumentem. Sytuacja taka wynika z zapisów ustawy o odnawialnych źródłach energii sprzed nowelizacji obowiązującej od 23 sierpnia 2019 r., które definiowały prosumenta jako „odbiorcę końcowego dokonującego zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą regulowaną ustawą z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646, 1479, 1629, 1633 i 2212), zwaną dalej "ustawą – Prawo przedsiębiorców”. Zgodnie z aktualnym zapisem prosumenta energii odnawialnej określa się jako „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, który może magazynować lub sprzedawać tę energię elektryczną sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej regulowanej przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej”. Nowelizacja z 2019 r.



w pewien sposób wprowadza pojęcie prosumenta zbiorowego poprzez modyfikację zapisów odnoszących się do spółdzielni energetycznych. Zgodnie z tymi zapisami spółdzielnie energetyczne mogą zrzeszać do 1000 członków z 3 sąsiadujących ze sobą gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich, posiadać sumaryczną moc elektryczną zainstalowanych instalacji do 10 MW (moc do 30 MW w przypadku wytwarzania ciepła oraz wydajność do 40 mln m<sup>3</sup> w przypadku wytwarzania biogazu) i to co najistotniejsze z w odniesieniu do zbiorowego prosumenta – mogą rozliczać się w systemie opustów ze współczynnikiem bilansu na poziomie 1:0,6.

Rynek prosumencki w Polsce rozwija się w oparciu o system opustów na poziomie 0,8 i 0,7. Poziom autokonsumpcji wynosi pomiędzy 20 a 40% upoważnia do stwierdzenia (z dużym prawdopodobieństwem), że nadwyżki energii wprowadzane do sieci fizycznie są konsumowane lokalnie przez innych odbiorców. Jeżeli prosument posiada większą od potrzeb moc instalacji i wprowadza do sieci więcej energii niż jest w stanie rozliczyć poprzez opust, nie ma z tego tytułu żadnych korzyści ekonomicznych. Brak regulacji umożliwiających funkcjonowanie prosumentom grupowym uniemożliwia wykorzystanie takiej energii przez innych członków lokalnej społeczności.

Z kolei, na poziomie regulacji EU zapisy dyrektywy RED II, zobowiązują Państwa członkowskie do przyjęcia odpowiednich rozwiązań dla prosumentów umożliwiających m in.:

- działanie grupowe prosumentów energii odnawialnej,
- uczestniczenie w społecznościach energetycznych,
- zapewnienie prawa do zastania prosumentami również za pośrednictwem tzw. koncentratorów,
- działanie grupowe prosumentów energii odnawialnej,
- wprowadzenie tzw. trzeciej strony jako właściciela instalacji prosumenckiej,
- oddziaływanie prosumentów i społeczności energetycznych na plany operatorów w zakresie rozwoju infrastruktury,
- sprzedawania nadwyżek energii produkowanej energii odnawialnej – również przez prosumentów grupowych – poprzez ustalenie zasad handlu partnerskiego (peer-to-peer),
- niestosowanie wszelkich opłat za energię produkowaną i zużywaną (nie wprowadzaną do sieci) w tych samych obiektach, chyba że Państwo członkowskie skorzysta z możliwości wyłączeń określonych w art. 21 ust. 3 dyrektywy RED II,
- w odniesieniu do samodzielnie wytworzonej, wprowadzonej przez nich (prosumentów) do sieci odnawialnej energii elektrycznej, niedyskryminacyjnego dostępu do odpowiednich, istniejących systemów wsparcia, a także do wszystkich segmentów rynku energii elektrycznej.

Obecny stan prawny i instytucjonalny uniemożliwia funkcjonowanie odbiorcy energii, będącego równocześnie prosumentem aktywną współpracę z rynkiem energii, siecią i systemem energetycznym.

## **Bariery**

1. Brak regulacji prawnych, które określałyby sposób funkcjonowania i umożliwiłyby funkcjonowanie prosumentom zbiorowym. Choć ustawa o OZE wprowadza prosumencki model rozliczania w ramach spółdzielni (system opustów: 1:0,6) to jednak wymogi techniczne i formalne wymagane do założenia spółdzielni energetycznych sprawiają, że nie są to podmioty, które umożliwią prosumentom energii odnawialnej grupowe współdziałanie.



2. Coraz bardziej istotną barierą rozwoju systemu prosumenckiego stają się straty ponoszone przez sprzedawców wynikające z przyjętego modelu rozliczania prosumentów (system opustów oraz brak opłaty sieciowej za energię odebraną z wirtualnego magazynu). Im szybszy będzie rozwój „rynku prosumenckiego” tym większe straty będą ponosić sprzedawcy więc konieczne jest wypracowanie systemowego modelu rozliczania energii produkowanej przez prosumentów, która jest przesyłana siecią. Obecnie brak zasad rozliczania faktycznych kosztów lokalnej dystrybucji energii z OZE. Brak uregulowań w tym zakresie uniemożliwia rozwój lokalnych obszarów bilansowania w oparciu o rzeczywiste koszty korzystania z sieci publicznej. Aktualne regulacje nie zapewniają dostępu do danych pomiarowych, bez których niemożliwe jest właściwe funkcjonowanie społeczności energetycznych, grupowych prosumentów oraz innych podmiotów rozproszonej i odnawialnej energetyki.

### Proponowane rozwiązanie

1. Wprowadzenie kompleksowych regulacji prawnych identyfikujących zarówno prawa i obowiązki społeczności energetycznych, jak i prosumenta zbiorowego.
2. Wprowadzenie opłat sieciowych lub ewentualnego systemu opustów adekwatnych do wykorzystania infrastruktury. Przeprowadzenie wcześniej analizy ilościowej i jakościowej w celu zdefiniowania odpowiednich parametrów.  
Zidentyfikowanie i oszacowanie zasadności rezygnacji z części podatków od energii autokonsumowanej przez prosumenta zbiorowego (akcyza, obowiązek kolorowania certyfikatów itd.).
3. Zidentyfikowanie obszaru, na którym można ustanowić prosumenta grupowego w taki sposób, aby jego działanie było zgodne z zasadami funkcjonowania OSD (np. agregacja jest możliwa o ile zrzeszone podmioty podłączone są do tego samego transformatora SN/nn). W tym celu przeprowadzenie analizy jakościowej i ilościowej.
4. Szczegółowe określenie procedur rejestracji, koncesji i opłat dla społeczności, wspólnot prosumenckich oraz innych podmiotów tworzących rynek energetyki rozproszonej.
5. Prowadzenie regulacji dla podmiotów, które będą mogły pełnić funkcję operatora dla wspólnot prosumenckich w oparciu o model wirtualnego prosumenta.
6. Wprowadzenie regulacji opisujących zakres umów prosumenckich, międzyprosumenckich, a także określających role i zadania podmiotów współpracujących z grupowymi prosumentami.
7. Szczegółowo określone zasady dostępu do danych pomiarowych oraz ich przekazywania przez OSD podmiotom wykonującym obowiązki rozliczania energii na rzecz społeczności, wspólnot i grupowych prosumentów.
8. Określenie zasad wyliczania kosztów przesyłanych sieciami w ramach prosumenta grupowego.
9. Możliwość rozliczania prosumenckiego zarówno w ramach umów kompleksowych jak i rozdzielonych.
10. Możliwość tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach.
11. Wprowadzenie w procesach planowania przestrzennego i budowlanego odpowiednich środków/zapisów służących zwiększeniu udziału energii ze źródeł odnawialnych w sektorze budownictwa mieszkalnego.

## Przewidywane skutki

1. Uwolnienie 60% potencjału runku lokali mieszkalnych do zagospodarowania do wytwarzania, konsumowania i bilansowania energii wytworzonej w ramach lokalnych społeczności energetycznych.
2. Zaangażowanie kapitału lokalnego i obywatelskiego w inwestycje w rozproszone lokalne źródła energii – efekt synergii w sytuacji wykorzystania programu Mój Prąd do tworzenia lokalnych społeczności.
3. Zwiększenie udziału instytucji lokalnych – spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, samorządy lokalne – w projektach dotyczących rozproszonych źródeł – efekt synergii z programami wsparcia osób z zakresu ubóstwa energetycznego np. Stop Smog.
4. Rozwój rynku narzędzi cyfrowych dla obsługi społeczności i wspólnot energetycznych tworzonych przez sektor MŚP.
5. Rozwój lokalnych firm instalatorskich i montażowych nie tylko w trakcie procesów inwestycyjnych.

## Usługi regulacyjne

### Stan obecny

Energetyka rozproszona na chwilę obecną ma bardzo ograniczone możliwości udziału w usługach regulacyjnych spowodowane wymaganiami zdefiniowanymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Za bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego odpowiedzialny jest OSP, który wykorzystuje do tego m.in. tzw. Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD). Niewątpliwą zaletą JWCD jest ich szybkość reakcji oraz możliwość regulowania w górę i w dół. Coraz większa penetracja OZE w sieci OSD powoduje intensyfikację takich zjawisk jak wzrosty napięć i lokalne przeciążenia elementów sieciowych. Zapobieganie tym zjawiskom w sieci OSD i) nie jest możliwe z poziomu przyłączonych do sieci OSP JWCD, ii) powinno się odbywać na poziomie sieci OSD z wykorzystaniem źródeł rozproszonych i strony popytowej.

W rezultacie istotne jest zmienienie zasad działania rynków bilansujących tak aby:

- 1) zasoby rozproszone, w tym agregatorzy tych zasobów, mogły brać udział w usługach regulacyjnych,
- 2) nastąpiło skrócenie rozdzielczości/ziarnistości działania rynków z rozdzielczości godzinowej w stronę rozdzielczości minutowych tak aby rynek cenowo mógł odzwierciedlać dynamikę generacji OZE,
- 3) pozyskiwane usług przez OSP i OSD odbywało się z uwzględnieniem ich lokalizacji, co pozwoli zaadresować kwestie lokalnego wymiaru przeciążeń i zdefiniować poprawne sygnały cenowe.

W horyzoncie krótkoterminowym, tj. najbliższych dwu lat ww. sytuacja ulegnie częściowej zmianie przynajmniej w zakresie punktów 1 i 2. Powodem jest konieczność wypełnienia zobowiązań wynikających z realizacji wymagań formalno-prawnych takich jak:

- Pakiet Czysta Energia (CEP).
- Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL).



- Zobowiązania złożone przez PL w procesie notyfikacji KE wdrożenia rynku mocy.

W horyzoncie długoterminowym do 2030 w związku zwiększoną penetracją źródeł niestabilnych potrzebne jest dalsze zwiększanie stopnia wykorzystywania elastyczności zarówno po stronie generacji jak i popytu. Przy założeniu, że zasoby będą coraz bardziej rozproszone, ważnym dostawcą usług elastyczności staną się źródła rozproszone i aktywna strona popytowa, tak aby nadążać za szybkimi zmianami generacji OZE.

### Barier

1. Obecny kształt rynku bilansującego uniemożliwia udział jednostek innych niż JWCD w usługach regulacyjnych. Jednostki te muszą I) spełniać wymagania w zakresie posiadania infrastruktury teleinformatycznej na potrzeby systemów dyspozytorskich, II) być przyłączone do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, III) posiadać moc co najmniej 50 MW, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP. Energetyka rozproszona nie jest w stanie spełnić punktów II) oraz III).
2. Brak szczegółowych przepisów umożliwiających pozyskiwanie usług regulacyjnych przez OSD.

### Proponowane rozwiązanie

1. Opracowanie i przyjęcie nowego modelu funkcjonowania rynku bilansującego uwzględniającego aktywną rolę OSD w zakresie generacji rozproszonej przyłączonej do sieci OSD.
2. Opracowanie i przyjęcie modelu funkcjonowania lokalnego rynku usług regulacyjnych (usług elastyczności) w ramach implementacji art. 31, 32 Dyrektywy EMD.

W horyzoncie krótkoterminowym proponowane rozwiązanie podąża za propozycjami przygotowywanymi przez PSE w związku z koniecznością spełnienia wymogów unijnych. Przygotowywane przez PSE zmiany obejmują m.in.:

- Możliwy aktywny udział w RB zasobów innych niż aktualne JWCD w tym tzw. "małych" zasobów oraz zasobów zagregowanych przyłączonych do sieci OSD.
- Udział OSD w dopuszczeniu zasobów do RB/określania miejsc dostarczania energii/przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych (konkretne zapisy będą zależały do kształtu RB).
- Możliwość świadczenia usług pozyskiwania mocy bilansujących na potrzeby regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej (FCR, FRR i RR) przez małe i duże zasoby, niezależnie od technologii pod warunkiem pozytywnej prekwalfikacji do FCR/FRR/RR.
- Planowanie dobowe będzie wykonywane z ziarnem 15 minutowym, a planowanie w czasie rzeczywistym z ziarnem 5 minutowym.

Ww. propozycje wymagają analiz techniczno-rynkowych prowadzonych w ramach wspólnych prac OSP-OSD. Projektowany obecnie przez PSE zakres zmian dla zasad funkcjonowania RB ma w głównej mierze zaadresować potrzeby krótkoterminowe wymagane przez RED II. Niemniej jednak stanowi on także dobry punkt wyjścia do dalszego zwiększenia elastyczności systemu. W dalszej perspektywie rozwoju energetyki rozproszonej istotne jest stworzenie zasad planowania, tak aby uwzględniały i) lokalizacyjny charakter bilansowania w sieci OSP jak i, ii) w dalszej kolejności, lokalizacyjny charakter w sieci OSD, iii) w razie potrzeby skrócenie horyzontów planowania, iv) ewentualny wymóg aby niestabilne zależne



pogodowo jednostki były wyposażone w moduły regulacji pozwalające im na stabilizację generacji (np. przez doposażenie magazynem) oraz możliwość włączenia się w usługi regulacyjne. Aby ww. było możliwe, poza strukturami rynkowo-legislacyjnymi, potrzeba jest także istotna zmiana infrastruktury technicznej w tym szerokie rozpowszechnienie smart meteringu: inteligentnych liczników, stacji trafo, narzędzi do zarządzania DER w tym narzędzi do monitoringu rozptyłów.

### **Przewidywane skutki**

Obniżenie kosztu pozyskiwania usług regulacyjnych, zwiększenie przychodów energetyki rozproszonej, zwiększenie bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, zmniejszenie nakładów inwestycyjnych po stronie OSD.

Umożliwienie przedsiębiorstwom energochłonnym korzystania z systemu rekompensat kosztów pośrednich emisji (ETS) w sytuacji, gdy wytwarzają/kupują energię odnawialną

### **Stan obecny**

Ustawa o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych z 19 lipca 2019 r. umożliwiła uzyskanie rekompensaty pośrednich kosztów emisji ETS przez przemysłowych odbiorców energii z najbardziej energochłonnych branż. Mechanizm tej rekompensaty polega na tym, że odbiorcy przemysłowi otrzymują zwrot kosztów emisji CO<sub>2</sub> ponoszonych przez wytwórców energii (stąd określenie „koszt pośredni”). Polska Ustawa stanowi implementację Dyrektywy UE ETS, która obowiązuje do końca 2020. Według Ustawy, odbiorca przemysłowy może otrzymywać taką rekompensatę jedynie w przypadku, gdy wytwarza/kupuje „czarną” energię, a jest tej rekompensaty pozbawiony, gdy wytwarza/kupuje „zieloną” energię. W zależności od przedsiębiorstwa wysokość tej rekompensaty może sięgać nawet 50 zł/MWh. W marcu 2020 zakończyły się konsultacje nowego projektu Dyrektywy UE, która obowiązywać będzie w latach 2021–2030. W tekście tej Dyrektywy zawarto propozycję zapisu, który uzależniałby otrzymywanie tej rekompensaty od inwestowania/zakupu „zielonej energii”.

### **Barьеры**

Dzisiejsze brzmienie Ustawy zniechęca odbiorców przemysłowych do kontraktowania energii odnawialnej/budowy instalacji OZE.

### **Proponowane zmiany**

Nowelizacja Ustawy tak by obowiązywała od początku 2021, zgodnie z brzmieniem EMD art. 54 b) nowej Dyrektywy EU ETS (która będzie najprawdopodobniej przyjęta wczesną jesienią 2020), tak by środki z rekompensat były wypłacane tylko wtedy, gdy dane przedsiębiorstwo będzie kupować zieloną energię lub budować własne aktywa wytwórcze OZE.





## Skutki

1. Dodatkowy czynnik wspierający rozwój umów CPPA, pojawienie się środków inwestycyjnych dla budowy instalacji OZE.
2. Zdynamiczowanie transformacji energetycznej energetyki przemysłowej. Według dokumentu programowego „Kierunki działań FOEEiG i Forum CO<sub>2</sub> nakreślone w oparciu o stanowisko przyjęte przez Radę Zarządzającą na XII Kongresie Programowo- Organizacyjnym Forów, luty 2020 możliwe jest zbudowanie 1,2 GW w elektrowniach wiatrowych i 1,7 GW w instalacjach PV bez negatywnego wpływu na system elektroenergetyczny (możliwość bilansowania tych mocy bezpośrednio przez odbiorców przemysłowych).



## Rozwój lokalnej partycypacji w inwestycjach energetycznych – crowdfunding (ustawa o ofercie publicznej)

### Stan obecny

Crowdfunding udziałowy i pożyczkowy zasadniczo podlega wymogom i regulacjom rynków kapitałowych.

W obecnym stanie prawnym nie ma ulg systemowych w lokalnym pozyskiwaniu kapitału dla inwestycji energetycznych, z wyjątkiem:

ułatwień w ofercie publicznej akcji poprzez rezygnację z konieczności sporządzania prospektu emisyjnego (ograniczenie ilości informacji udostępnianej publicznie) (Ustawa o ofercie publicznej, znowelizowana w 2019 implementująca regulacje Dyrektywy UE):

- gdy emisja jest niższa niż 1 000 000 euro – wymagana jedynie informacja o emisji,
- gdy emisja jest niższa niż 2 500 000 euro – wymagane memorandum informacyjne.

### Barier

Maksymalne progi dla uproszczonej procedury pozyskiwania kapitału są bardzo niskie z punktu widzenia kapitałochłonności instalacji energetycznych.

### Proponowane zmiany

1. Podniesienie progów wartości publicznej emisji akcji dla lokalnych projektów energetycznych realizowanych w formule CPPA lub w formule „hybrydowej”, dla których stosuje się uproszczone obowiązki informacyjne.
2. Wprowadzenie zasady zaliczania w koszty CAPEX (wzrost podstawy amortyzacji) lub OPEX (koszty uzyskania przychodów) schematów partycypacyjnych dla lokalnych społeczności współfinansowanych w ramach budowy lokalnych systemów energetycznych.

### Skutki

1. Zwiększenie akceptacji społecznej dla rozwoju lokalnych instalacji energetycznych.
2. Stworzenie atrakcyjnych ofert lokowania oszczędności w lokalnych instalacjach energetycznych.

## Fotowoltaika

Choć w roku 2019 tempo rozwoju rynku fotowoltaicznego uległo wyraźnemu przyspieszeniu, w dalszym ciągu istnieją poważne bariery administracyjne i legislacyjne spowalniające jego rozwój. Główne mechanizmy wsparcia fotowoltaiki w Polsce to przede wszystkim: system prosumencki, aukcje, obniżki stawek podatku VAT oraz system preferencyjnych pożyczek i dotacji. Pomoc publiczna jest też udzielana poprzez aukcje, których zwycięzcy otrzymują gwarancję odbioru energii po określonej cenie na okres 15 lat. Wysokość referencyjnej ceny energii jest ustalana dla różnych grup wielkości



i technologii OZE. Wyniki dotychczasowych aukcji nie były zachęcające, a wiele (ok. 40%) systemów, które je wygrały, pozostaje niezrealizowanych.

Nazwa	Atrybuty
Opracowanie planu rozwoju PV w Polsce (kluczowe)	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.01.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Możliwości techniczne zdefiniowane w unijnym kodeksie sieciowym w zakresie wymagań dla generatorów (NC RFG)	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.01.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD)	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.07.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Problem zdalnego ograniczenia mocy systemów PV przez operatorów sieci	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Regulacja zwrotu z inwestycji i kosztów operatorów sieci dystrybucyjnych	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: nie Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Protokół odbioru systemów PV	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.07.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak

	Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: zależne od przyjętych rozwiązań
Obowiązkowy monitoring on-line	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.07.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie

## Opracowanie planu rozwoju PV

### Stan obecny

Choć tempo rozwoju rynku fotowoltaicznego uległo wyraźnemu przyspieszeniu w roku 2019 w dalszym ciągu istnieją poważne bariery administracyjne i legislacyjne spowalniające jego rozwój.

### Bariery

Aby w pełni wykorzystać potencjał fotowoltaiki w Polsce potrzebny jest prosty, stabilny i opłacalny mechanizm wsparcia, usunięcie barier prawno-administracyjnych w procesie inwestycyjnym systemów fotowoltaicznych, wysoka jakość elementów systemu fotowoltaicznego i jego instalacji, prawidłowy odbiór końcowy i obsługa serwisowa.

### Proponowane rozwiązanie

1. Należy uporządkować przepisy prawne, administracyjne, techniczne, podatkowe i inne w celu uniknięcia obecnego chaotycznego rozwoju systemów PV. Wiąże się to z wprowadzeniem monitoringu on-line jako obowiązkowego elementu systemów PV. Byłby on gwarantem wysokiej jakości ich wykonania, przyznawania premii dotacyjnych tylko inwestycjom o potwierdzonej jakości, ochrony beneficjentów przed nierzetelnymi wykonawcami, ochrony instytucji przyznających różnego rodzaju środki publiczne przed nierzetelnymi beneficjentami, a także dawałby możliwość prowadzenia rejestru efektu ekologicznego na potrzeby NFOŚiGW.
2. Konieczne jest uruchomienie programu badawczo-rozwojowego dotyczącego perspektywicznych ogniw fotowoltaicznych, ale przede wszystkim należy uświadomić społeczeństwo o możliwościach fotowoltaiki.
3. Fotowoltaika jest powiązana z wieloma dziedzinami nauki i przemysłu. Zastosowanie PV wymaga bezpośredniej interakcji z innymi dziedzinami technologii, jak np. sektor budowlany, sieci dystrybucyjne i zaawansowane urządzenia do magazynowania energii. Z drugiej strony dziedziny badania i technologii, które nie są bezpośrednio związane z fotowoltaiką, mogą dać znaczący wkład dla poprawy sprawności ogniw oraz znajdowania nowych materiałów i metod produkcji w celu wzrostu produktywności i zrównoważonego rozwoju. Tak więc ogromną zaletą rozwoju systemów

fotowoltaicznych jest tworzenie miejsc pracy, i to nie tylko w sektorze fotowoltaiki, ale również w branżach optoelektroniki i mikroelektroniki, informatyki i telekomunikacji.

4. Postęp technologiczny i rozszerzenie rynku są silnie uzależnione od siebie. Znajomość różnych nietechnologicznych czynników, które mogą wpływać bezpośrednio na rynek PV, jest bardzo ważna. Informacje, które mogą pomóc rozwojowi fotowoltaiki, mogą być wymienione w sektorach: finansów, prawa, wyższej edukacji na poziomie uniwersyteckim, zachęt dla klientów.



## Przewidywane skutki

Bez rozwoju polskiego rynku fotowoltaicznego szanse na komercjalizację innowacji oraz sukces rynkowy polskich firm są znikome. Istnieje realne niebezpieczeństwo, że stwarzając warunki do rozwoju instalacji fotowoltaicznych w Polsce nie teraz, a w perspektywie kilku lat, Polska będzie jedynie odbiorcą technologii zagranicznych. Fotowoltaika jest nową technologią, której włączenie do głównego nurtu badań naukowych, połączone z możliwością komercjalizacji wyników prac, zapewni rozwój innowacji i tworzenie przewagi technologicznej naszego kraju. Mamy polskich producentów wszystkich komponentów instalacji PV. Ilość producentów oraz ich oferta produktowa będą wzrastać wraz z rozwojem rynku oraz wsparciem ich działalności B&R.

## Możliwości techniczne zdefiniowane w unijnym kodeksie sieciowym w zakresie wymagań dla generatorów (NC RFG)

### Stan obecny

Możliwości techniczne zdefiniowane w unijnym kodeksie sieciowym w zakresie wymagań dla generatorów (NC RFG) są precyzyjnie określone w ramach standardów opracowanych przez CENELEC. Standardy te powinny być stosowane przez wszystkie państwa członkowskie pracujące nad implementacją NC.

Zgodnie z NC RFG mikroinstalacje zaliczają się do modułów wytwarzania energii kategorii A. Obejmuje je uproszczona procedura uzyskiwania pozwolenia na użytkowanie oraz w większości uproszczona procedura przyłączania do sieci dystrybucyjnej (zgłoszenie). Mikroźródła fotowoltaiczne to obecnie najszybciej rozwijający się segment instalacji OZE o coraz większym wpływie na energetyczne sieci dystrybucyjne. Przystępność cenowa i łatwość montażu tych mikroźródeł pozwala wnioskować, że proces ten w przyszłości będzie równie dynamiczny.

### Barier

Obecny rozwój mikroźródeł fotowoltaicznych ma żywiołowy, żeby nie powiedzieć chaotyczny charakter. Ilość nowych instalacji nie zawsze idzie w parze z ich jakością. W większości przypadków nadzór instalatorski ze względów finansowych kończy wraz końcem okresu gwarancyjnego. Przez następne kilkanaście lat (lub do pierwszej poważnej awarii) instalacja bywa pozostawiana bez jakiegokolwiek fachowego nadzoru technicznego (właściciel nie ma zwykle odpowiedniego wykształcenia i wiedzy fachowej). Należy pamiętać, że instalacja fotowoltaiczna to urządzenie elektryczne pracujące z napięciami dochodzącymi do 1000V DC. W nieodległej przyszłości może to więc znacząco zagrażać bezpieczeństwu eksploatacji mikroźródeł, zwiększać zagrożenie pożarowe budynków oraz wpływać destabilizująco na sieć dystrybucji energii elektrycznej. W chwili obecnej OSD zgłaszają już wiele nieprawidłowości w zakresie właściwej konfiguracji mikroźródeł, co lokalnie powoduje nadmierne wzrosty napięcia i pogarszanie parametrów jakości dostaw energii elektrycznej.

## Proponowane rozwiązanie

Ulepszenie norm dotyczących wymogów technicznych przyłączenia i pracy mikroźródeł i ich urządzeń ochronnych. Na podstawie wymogów technicznych dla przyłączenia i pracy mikroźródeł i ich urządzeń ochronnych powyżej 16 A powinny zostać wdrażane odpowiednie normy. Tak samo normy dotyczące testowania i certyfikacji wyrobów. Ponieważ możliwe zalecenia dotyczące działań chroniących przed pracą wyspową (uruchamianych dzięki szczególnym możliwościom systemów PV opisanych w NC RfG) mogą różnić się w zależności od parametrów pracy i metod ochrony sieci średniego i niskiego napięcia, ocena obecnych zaleceń powinna zostać dokonana przez regulatorów na poziomie krajowym. Z uwagi na konieczność zwiększenia jakości oraz kontroli mikroinstalacji, niezbędne jest uregulowanie tego w uPE w porozumieniu z URE, z określeniem konsekwencji dla właścicieli mikroinstalacji stwarzających zagrożenie dla innych użytkowników sieci.

Zasady te muszą być jednakowe dla całego kraju i obejmować:

- wytyczne do uzgodnień w zakresie ochrony ppoż.,
- harmonogram obowiązkowych, okresowych przeglądów technicznych,
- uprawnienia dla OSD do kontroli mikroźródeł i odpowiedniej reakcji na wykryte nieprawidłowości.

Ministrowie właściwi do spraw klimatu, rozwoju i energii określą w/w zasady i wymogi w drodze rozporządzenie (delegacja ustawowa znajduje się w Ustawie Prawo Energetyczne). Musi to być z jednej strony rozporządzenie bardzo techniczne, a z drugiej strony napisane prostym językiem zrozumiałym dla ogółu i nie zostawiającym miejsca na jakąkolwiek interpretację.

## Przewidywane skutki

Zaproponowane rozwiązania ujednoczą procedury przyłączenia i eksploatacji mikroźródeł fotowoltaicznych. Wpłyne to na podniesienie ich jakości, bezpieczeństwa eksploatacji oraz zmniejszenie zagrożenia pożarowego. Również współpraca mikroźródeł z siecią dystrybucyjną powinna dzięki tym rozwiązaniom przebiegać lepiej niż obecnie.

## Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD)

### Stan obecny

Szczegółowe wymagania techniczne dotyczące współpracy mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną przedstawione są w europejskich Kodeksowych sieciowych oraz w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). Według PTPiREE w ostatnich latach zostały wprowadzone liczne zmiany w aktach prawnych, w tym Ustawie o OZE, Prawie Energetycznym, a także normach polskich i europejskich.

Zmiany te obejmują nowe wymogi i obowiązki dotyczące między innymi możliwości ograniczania pracy lub wyłączenia mikroinstalacji o mocy powyżej 10 kW w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa sieci spowodowanego przez mikroinstalacje, wymóg odpowiedniego zachowania mikroinstalacji w przypadku zaburzeń w pracy sieci oraz zapewnienia odpowiedniej kontroli mocy biernej.



## Bariery

Aktualizacje IRIESD bazowały na regulacjach zawartych w Prawie Energetycznym i Ustawie o OZE, polskiej normie PN-EN 50438: 2014-02 a także na doświadczeniach operatorów sieci dystrybucyjnej związanych z przyłączaniem i eksploatacją mikroinstalacji w swoich sieciach. Należy podkreślić że Prawo Energetyczne wyraźnie wskazuje, że mikroinstalacje przyłączone do sieci muszą zapewnić, między innymi, bezpieczeństwo funkcjonowania sieci oraz utrzymanie parametrów jakości energii elektrycznej w sieci.

Ustawa Prawo energetyczne w przypadku mikroźródeł o mocy powyżej 10 kW pozwala OSD (w przypadku zagrożenia stabilności sieci) na redukcję mocy czynnej tych mikroźródeł a nawet na odłączenie ich od sieci. Niestety zapisy te są bardzo ogólne i nie precyzują metodologii tych działań.

## Proponowane rozwiązanie

Ujednoczyć wymagania.

## Przewidywane skutki

Ułatwienie dla inwestorów.

## Zdalne ograniczanie odbioru mocy

### Stan obecny

Brak jednolitych uzgodnień pomiędzy OSD. System rekompensat dla właścicieli mikroinstalacji za blokowanie lub ograniczanie im przez OSD dostępu do sieci dystrybucyjnej (zapisy pozwalające na blokowanie są w Ustawie Prawo Energetyczne). Obecne zapisy chronią jedynie sieć kosztem praw właścicieli mikroinstalacji. Np. jeśli mikroinstalacja była budowana w systemie dotacyjnym i ze względu na ograniczenia w dostępie do sieci nie osiągnie zakładanego efektu ekologicznego to karę (konsekwencje) poniesie tylko jej właściciel.

Artykuł 7 punkt 8d<sup>10</sup> Ustawy Prawo Energetyczne mówi:

*Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, operator w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci operator jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.*

Jest to niezbędne zabezpieczenie sieci, jednak właściciel mikroinstalacji nie otrzymuje żadnej rekompensaty za takie przerwy.

Bilansowanie międzyfazowe jest możliwe tylko w przypadku mikroinstalacji trójfazowych. Jeśli mikroinstalacja jest jednofazowa a przyłącze elektryczne trójfazowe to można powiedzieć, że każda faza jest liczona oddzielnie w systemie opustów.



## Bariery

Rzeczna debata na temat ograniczenia ilości energii elektrycznej z fotowoltaiki będzie wymagała:

1. ustalenia metodologii szacowania relacji koszt-efekt na poziomie krajowym,
2. warunków brzegowych,
3. adekwatnych kompensat właścicieli systemów PV.



NARODOWE  
CENTRUM  
BADAŃ  
JĄDROWYCH  
ŚWIERK



Narodowe Centrum  
Badań i Rozwoju

### **Proponowane rozwiązanie**

Ograniczanie mocy systemów fotowoltaicznych przez operatorów sieci dystrybucyjnej powinno być dozwolone tylko w przypadku, gdy pojawiają się problemy z poziomem napięcia lub odbiorem energii w lokalnych sieciach a wszystkie inne dostępne metody rozwiązania problemu zostały ocenione i wykorzystane. Ograniczanie mocy powinno być utrzymane na jak najniższym poziomie (< 5% rocznej produkcji energii elektrycznej). Najważniejszą zasadą powinien być wymóg, aby roczne oszczędności na inwestycjach, które rozwiązałyby problem ograniczenia mocy były większe niż rekompensaty wypłacane właścicielom systemów PV, co przyczyni się do rozbudowy sieci. Ograniczenia mocy systemów PV wprowadzają ryzyko inwestycyjne, potencjalnie spowalniając rozwój rynku. Możliwość ich zastosowania powinna zatem dotyczyć tylko nowych systemów.

### **Przewidywane skutki**

Określenie w jaki sposób OSD może ograniczać moc mikroinstalacji OZE i w jaki sposób ma o takim zamiarze wcześniej poinformować właścicieli mikroinstalacji. Najbardziej pożądanym sposobem byłoby określenie maksymalnej mocy jaką mikroinstalacja może wprowadzać do sieci oraz przedział godzinowy, w którym takie ograniczenie miałoby obowiązywać. Pozwoliłoby to właścicielowi mikroinstalacji na aktywne zarządzanie (czyli okresowe zwiększenie) zużyciem energii w jego lokalnych odbiornikach. Alternatywą dla takiego rozwiązania jest proste ograniczenie mocy falownika przez zdalny sygnał od OSD. W tym przypadku właściciel ponosi duże straty, bo jest pozbawiany prawa do konsumpcji energii, którą mogłaby wyprodukować jego instalacja PV.

### **Regulacja zwrotu z inwestycji i kosztów operatorów sieci dystrybucyjnych.**

#### **Stan obecny**

Krajowy regulator powinien dostosować zasady zwrotu z inwestycji i zwrotu kosztów operatorów sieci dystrybucyjnych, aby zachęcić do inwestycji koniecznych do decentralizacji systemu energetycznego. W celu zmniejszenia ryzyka operatorów sieci dystrybucyjnych okres jaki upływa od dokonania faktycznej inwestycji w sprzęt do momentu zwrotu inwestycji powinien zostać skrócony.

#### **Bariery**

Dostępność funduszy.

### **Proponowane rozwiązanie**

Uzyskanie funduszy np. z NFOSiGW.

### **Protokół odbioru końcowego systemów PV**

#### **Stan obecny**

Małe firmy instalatorskie zwykle nie posiadają wdrożonego systemu zarządzania jakością i nie wykorzystują procedur odbiorów określonych w normie IEC 62446. Nie ma wątpliwości, że w wyniku tych zaniedbań systemy nie wygenerują planowanej ilości energii elektrycznej, komponenty będą



ulegały awariom, mogą powodować pożary, zagrozić bezpieczeństwu, a nawet ludzkiemu zdrowiu i życiu. W celu uniknięcia negatywnego odbioru technologii fotowoltaicznej, a nawet jej skompromitowania w oczach społeczeństwa, należy zapewnić wykorzystywanie w systemach PV komponentów wysokiej jakości, potwierdzonej powszechnie akceptowanymi certyfikatami jakości oraz wykonywanie odbiorów systemów PV zgodnie z procedurami określonymi w IEC 62446-1. Instalacja systemów PV musi być wykonywana tylko przez instalatorów certyfikowanych przez Urząd Dozoru Technicznego.

### **Bariera**

Obecnie brak jednoznacznych wytycznych, jak powinna wyglądać dokumentacja mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz jakim testom i pomiarom powinny one podlegać w momencie przyłączenia do sieci, jak również podczas wieloletniej pracy. Może to skutkować niską jakością tych mikroinstalacji, która może doprowadzić do zagrożenia życia i zdrowia osób je eksploatujących.

### **Proponowane rozwiązanie**

Należy omówić same procedury odbioru, ale też i zakres informacji, które powinny być zawarte w dokumentacji odbiorowej i raportach z okresowych inspekcji systemów. Procedury powinny zostać opracowane na podstawie normy *IEC 62446 (PN-EN 62446) – Systemy fotowoltaiczne przyłączone do sieci – minimalne wymagania wobec dokumentacji systemu, testów przy odbiorach i inspekcji*.

Informacje o mikroinstalacjach fotowoltaicznych, które znajdują się na karcie zgłoszenia (najczęściej stosowana procedura przyłączenia do sieci) są bardzo ogólne i w pewnym stopniu różnią się u poszczególnych OSD. Pojawiają się głosy ze strony OSD, że informacje te są niewystarczające do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania sieci dystrybucyjnej przy dużym nasyceniu mikroźródłami. Norma IEC 62446-1 stanowi świetny przewodnik w zakresie przygotowywania dokumentacji oraz przeprowadzania testów i pomiarów sprawdzających w instalacjach fotowoltaicznych. Druga część normy (IEC 62446-2) to opis procedur cyklicznych testów działających instalacji fotowoltaicznych, a trzecia (IEC 62446-3) opisuje metodologię używania kamery termowizyjnej w pomiarach PV.

Przyspieszenie prac (w PKN) nad przyjęciem w Polsce drugiej i trzeciej części normy IEC 62446.

### **Przewidywane skutki**

Znacząca poprawa jakości instalacji fotowoltaicznych, skutkująca poprawą bezpieczeństwa ich użytkowania, zmniejszeniem zagrożenia pożarowego oraz eliminacja negatywnego wpływu na sieć dystrybucyjną. Równocześnie zapewniają wysoką efektywność energetyczną.

### **Obowiązkowy monitoring on-line**

#### **Stan obecny**

To zagadnienie wymaga wprowadzenia monitorowania on-line jako obowiązkowego elementu systemów PV. Zagwarantowałyby to wysoką jakość ich komponentów, kierowanie dotacji tylko do inwestycji o znanej jakości, zabezpieczenie beneficjentów pomocy publicznej przed niekompetentnymi wykonawcami a także zabezpieczenie środków publicznych przed nieuczciwymi beneficjentami. Dałoby to również okazję do dokładnego badania efektów ekologicznych na potrzeby NFOŚiGW.



Umieszczenie w odpowiednich, technicznych aktach prawnych (rozporządzeniach ministrów, Ustawa Prawo Energetyczne, Ustawa o OZE, Ustawa Prawo Budowlane) obligatoryjnego stosowania tej normy przy uruchamianiu i eksploatacji mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Brak szczegółowych informacji o profilach produkcji energii w poszczególnych instalacjach nie pozwala na głębsze analizy ilościowe, które pozwoliłyby na wskazywanie rozwiązań najbardziej pożądanych (np. pod względem samokonsumpcji produkowanej energii).

### **Barьеры**

Dodatkowy koszt (rzędu 300 EUR) zestawu: czujnik natężenia promieniowania, dwóch czujników temperatury.

### **Proponowane rozwiązanie**

To zagadnienie wymaga wprowadzenia monitorowania on-line jako obowiązkowego elementu systemów PV. Zagwarantowałyby to wysoką jakość ich komponentów, kierowanie dotacji tylko do inwestycji o znanej jakości, zabezpieczenie beneficjentów pomocy publicznej przed niekompetentnymi wykonawcami a także zabezpieczenie środków publicznych przed nieuczciwymi beneficjentami.

Dałoby to również okazję do dokładnego badania efektów ekologicznych na potrzeby NFOŚiGW. Wprowadzenie w regulaminach programów dotacyjnych (np. realizowanych za pośrednictwem NFOŚiGW) zapisów o wymogach szczegółowego (godzinowego) raportowania produkcji energii. Stworzenie ustandaryzowanych i automatycznych protokołów raportowania. Stworzenie ogólnopolskiej platformy internetowej (podobnej np. do PVmonitor.pl) na której dane te byłyby gromadzone i prezentowane w sposób zapewniający anonimizację i ochronę danych osobowych.

### **Przewidywane skutki**

Możliwość statystycznej analizy pracy bardzo wielu mikroinstalacji fotowoltaicznych jako wartość dodana programów dotacyjnych. Oprócz sprawdzenia efektów ekologicznych pozwoli to na podejmowanie strategicznych decyzji o dalszych kierunkach rozwoju tego segmentu rynku energii. Dzięki informacjom o produkcji energii w mikroinstalacjach fotowoltaicznych OSD będą mogli podejmować decyzję wpływającą na stabilizację pracy sieci dystrybucyjnej. Automatyzm procesu raportowania nie nałoży na właścicieli mikroinstalacji dodatkowych obowiązków, które mogłyby przekroczyć ich możliwości organizacyjne, finansowe i czasowe.

## **Sprzedż energii z systemu PV bezpośrednio odbiorcy końcowemu**

### **Stan obecny**

Zmiana brzmienia art. 7a. ust. 3 i 4 ustawy prawo energetyczne.

Przepis w brzmieniu obowiązującym od roku 2005 wymaga wyrażenia zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej.



## Bariery

Obowiązek uzyskiwania podwójnej zgody na budowę wprowadzono do ustawy w roku 2005 jako implementację Dyrektywy 2003/54/WE (obecnie zastąpionej Dyrektywą 2009/72/WE). Zarówno w roku 2003, jak i w latach 2005 i 2009, struktura wytwarzania energii elektrycznej była odmienna, a rozwój OZE nie był przewidywany w obecnym kształcie – w szczególności w zakresie fotowoltaiki. W efekcie w obrocie pozostaje przepis nieadekwatny do faktycznego poziomu rozwoju technologii wytwórczych i potrzeb rynku oraz rozwoju energetyki rozproszonej. Ponadto należy rozważyć na ile zapisy ustawy PE są w zgodzie z duchem i literą zawartej (w obu Dyrektywach i w identycznym brzmieniu) zasady, iż kryteria dotyczące przyznawania zezwoleń na tworzenie linii bezpośrednich ustalane przez Państwa Członkowskie powinny być *obiektywne i niedyskryminacyjne*. W opinii wielu środowisk także praktyka stosowana przez Prezesa URE nie ma wiele wspólnego z tą zasadą. Prezes URE odmawia bowiem na ogół zgody na budowę linii bezpośredniej, argumentując, że na danym obszarze dostępna jest sieć lokalnego OSD. Tymczasem Dyrektywa stanowi jasno, że *możliwość dostawy energii elektrycznej linią bezpośrednią (...) nie wpływa na możliwość zawierania umów na dostawę energii elektrycznej zgodnie z przepisami o dostępie stron trzecich do systemu przesyłowego*.

## Proponowane rozwiązanie

Celem proponowanej zmiany jest uproszczenie procedur związanych z budową instalacji OZE planowanych jako źródła uzupełniające dla końcowych odbiorców energii.

Zmiana wymaga usunięcia w art. 7a. ust. 3 pkt. 3) słów **lub linii bezpośredniej** i odpowiednio w art. 7a. ust. 4 pkt. 1) słów **lub sieci elektroenergetycznej** oraz w art. 7a. ust. 4 pkt. 2) **lub energii elektrycznej** i dalej **lub siecią elektroenergetyczną**.

**Uwaga:** Ten punkt wymaga dalszych dyskusji na poziomie URE oraz OSD. Część OSD zgłasza zdanie odrębne do linii bezpośrednich (do całego dokumentu) zwracając uwagę, że rozwiązanie wymaga doprecyzowania przepisów, a nie pozbawienia Prezesa URE kontroli nad powstawaniem linii bezpośrednich.

## Przewidywane skutki

W efekcie zmiany nie zostaną w żadnej mierze zniesione mechanizmy kontrolne – instalacja będzie wymagała pozwolenia na budowę lub decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz wydania warunków przyłączenia przez lokalnego OSD. W szczególności w trakcie wydawania warunków przyłączeniowych zostaną określone wymagania w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa współpracy źródła wytwórczego z siecią. Zostanie natomiast zniesiona nadmierna procedura administracyjna stwarzająca zbędne obciążenie dla wnioskodawcy i dla URE. Powinno to ułatwić rozwój źródeł OZE.

Należy wskazać ponadto, że proponowane rozwiązanie będzie zgodne z dyspozycjami zarówno art. 34 Dyrektywy 2009/72/WE jak i z szerszym kontekstem zawartym w rozdziale VII tej Dyrektywy.

Można szacować, że ok. 20%–25% odbiorców z grup taryfowych B i C może być zainteresowanych takim rozwiązaniem.



Należy zwrócić uwagę, że bezpośredni przesył energii lokalną linią nN jest najkorzystniejszym technicznie i ekonomicznie rozwiązaniem:

1. Pozwala na efektywne wykorzystanie specyfiki konkretnej lokalizacji i istniejącej w niej infrastruktury elektroenergetycznej przy jej minimalnej rozbudowie (bliskość fizyczna wytwórcy i odbiorcy);
2. Eliminuje dodatkowe nakłady inwestycyjne (stacja transformatorowa nN/SN) u wytwórcy;
3. Eliminuje straty na podwójnej transformacji nN/SN i SN/nN.

### Ochrona praw nabytych

Np. Prosumenci potrzebują gwarancji, że za jakiś czas nie zmieni się system rozliczeń (na ich niekorzyść). Zostawiając obecny system opustów wystarczy podwyższyć wartość opłat stałych w taryfach dystrybucyjnych grupy G (np. powiązać je z mocą umowną) i cała ekonomia mikroinstalacji się sypie (może się nigdy nie spłacić). Nowe zasady rozliczeń powinny obowiązywać tylko dla mikroinstalacji uruchomionych po dacie publikacji tych zasad. Chodzi tu o wprowadzenie stabilności rozwiązań prawnych i zaufanie obywatela do Państwa.

Co z energią wprowadzaną do sieci przez prosumentów po okresie 15 lat (lub po 30 czerwca 2039 r)? Czy ma przepadać? To by była niedozwolona pomoc publiczna dla zakładów energetycznych. Określenie tego teraz dobrze by wpływało na podejmowanie decyzji inwestycyjnych.

### Stan obecny

Planowanie w energetyce odbywa się na wiele lat w przód. Prawidłowy jej rozwój wymaga stabilnych rozwiązań prawnych. W naszym kraju akty prawne określające funkcjonowanie odnawialnych źródeł energii (ustawa o OZE, Ustawa Prawo Energetyczne, Ustawa Prawo Budowlane) są nieustannie nowelizowane. W efekcie są bardzo nieczytelne i niespójne, a miejscami powstaje chaos prawny pozwalający na dowolną interpretację przepisów.

### Barьеры

Wielokrotne nowelizacje w/w aktów prawnych podważają zaufanie obywatela do Państwa. W chwili obecnej nie wiadomo jak będzie funkcjonował system opustów po 15 latach.

### Proponowane rozwiązanie

Przyjęcie ogólnej zasady, że „prawo nie działa wstecz”. Nowe zasady (funkcjonowania, rozliczeń za energię) mogą dotyczyć jedynie instalacji uruchomionych po wejściu w życie tych zasad. Właścicielom instalacji działających już wcześniej należy pozostawić prawo wyboru: funkcjonowanie na zasadach obowiązujących w dniu uruchomienia instalacji lub dobrowolne przejście do nowego systemu (podporządkowanie się nowym przepisom). Ochrona praw nabytych musi obejmować zarówno te prawa jak również gwarantowany przy uruchamianiu instalacji okres ich obowiązywania.

Należy jak najszybciej znnowelizować ustawę o OZE, wprowadzając zapisy, co będzie się działo z energią wprowadzaną do sieci przez prosumenta po okresie 15 lat od uruchomienia mikroinstalacji. Wg obecnych zapisów cała ta energia przepada, a to jest z różnych powodów niedopuszczalne i bardzo szkodliwe.

## Przewidywane skutki

Wprowadzenie niezbędnej stabilności w procesie inwestycyjnym. Wydłużenie perspektywy analizy ekonomicznej funkcjonowania mikroinstalacji fotowoltaicznych do okresu możliwości ich technicznego funkcjonowania (ok. 30 lat), co powinno się przełożyć na zintensyfikowanie podejmowania indywidualnych decyzji inwestycyjnych poza jakimkolwiek programem dotacyjnym.

## Doprecyzowanie przepisów

### Stan obecny

W obowiązujących aktach prawnych brak jest kluczowych definicji, co pozostawia dużą swobodę interpretacyjną. Interpretację „całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej” przedstawia Prezes URE, a sposób klasyfikacji kilku mikroinstalacji na zespole obiektów budowlanych posiadających jeden wspólny punkt przyłączenia do sieci wynika z IRiESD danego OSD. Brakuje aktów wykonawczych do ustaw w sprawie wymogów technicznych dla mikroinstalacji, metodologii bilansowania międzyfazowego oraz zasad funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

### Barier

Brak jasnych definicji w zakresie mocy wprowadza niepewność wśród inwestorów i instalatorów. Obecna definicja prosumenta wyklucza możliwość np. budowy przez wspólnoty mieszkaniowe wspólnych instalacji oze służących do proporcjonalnego zaspokajania indywidualnych potrzeb członków tych wspólnot. Różnorodna metodologia prowadzenia bilansowania międzyfazowego przez poszczególnych OSD prowadzi do nierównego traktowania prosumentów. Brakuje szczegółów funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

### Proponowane rozwiązanie

Wprowadzenie nowych definicji w art. 2 ustawy o OZE. Opublikowanie w/w rozporządzeń ministrów.

- Wprowadzenie do Ustawy o OZE lub do ustawy Prawo Energetyczne definicji „całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej”. Można użyć klasyfikacji zastosowanej do ustalania cen referencyjnych (bez podziału na kategorie mocy). W tej chwili istnieje jedynie interpretacja tego pojęcia podana przez Prezesa URE (44/2016).
- Wprowadzenie do ustawy o OZE pojęcia „grupowego prosumenta energii odnawialnej”. Dotyczyłby on np. wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, które mogą w myśl obecnych przepisów stać się prosumentami jedynie w obszarze wspólnych potrzeb energetycznych jednak nie mogą np. wybudować jednej większej instalacji pracującej na potrzeby indywidualne członków wspólnoty/spółdzielni.
- Doprecyzowanie definicji (albo wprowadzenie jednoznacznej wykładni interpretacyjnej) instalacji OZE (a pośrednio mikroinstalacji OZE). W obecnym brzmieniu (art.2 pkt 13) jest mowa o „wyodrębnionym zespole urządzeń”. Chodzi o interpretację słowa „wyodrębniony”. OSD starają

się stosować dawną definicję, która bazowała na punkcie przyłączenia do sieci (PPE) co budzi sprzeciw części przedstawicieli branży<sup>58</sup>.

- Opublikować Rozporządzenia Ministrów:
  - a. W sprawie wymogów technicznych i zasad przyłączania mikroinstalacji do sieci.
  - b. W sprawie szczegółowej metodologii bilansowania międzyfazowego (mamy to opracowane w grupie Min. Energi).
  - c. W sprawie zasad funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

### Przewidywane skutki

Poprawa czytelności aktów prawnych, poszerzenie segmentu prosumenckiego, rozwój mikrogeneracji OZE, zmniejszenie obciążenia sieci dystrybucyjnej, poprawa efektywności energetycznej.

### Pompy ciepła

#### Stan obecny i lista propozycji legislacyjnych/pozalegisacyjnych

W kontekście wsparcia branży pomp ciepła we współpracy z Polską Organizacją Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC) zidentyfikowano szereg barier utrudniających rozwój rynku. Kluczowe są następujące bariery:

- Nieaktualizowany wskaźnik współczynnika nakładu energii pierwotnej dla energii elektrycznej pobranej z polskiej sieci elektrycznej – obecna wartość współczynnika  $w_i=3,0$  osłabia istotnie pozycję pompy ciepła jako odnawialnego źródła energii dla nowych budynków według Warunków Technicznych obowiązujących od 1 stycznia 2021 r.;
- Gorsza pozycja pompy ciepła w porównaniu z urządzeniami grzewczymi zasilanymi paliwami kopalnymi spowodowana wyłączeniem paliw kopalnych dla urządzeń grzewczych z systemu handlu uprawnieniami do emisji – a obecność w tym systemie energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła;
- Brak uproszczonej, szybkiej ścieżki uzyskiwania zgody na prowadzenie robót geologicznych związanych z instalacją gruntowej pompy ciepła dla małych domów jednorodzinnych – obecnie dla małych instalacji gruntowych pomp ciepła wymagany jest taki sam projekt robót geologicznych jak dla dużej instalacji;
- Niewielkie wsparcie dla polskich producentów i uczelni w obszarze pomp ciepła, w tym programów strategicznych badawczo-rozwojowych, programów monitoringu realnej efektywności pomp ciepła, brak polskiego certyfikowanego instytutu badawczego zajmującego się badaniem efektywności pomp ciepła;

---

<sup>58</sup> Przykład: mamy zakład produkcyjny z pięcioma odrębnymi budynkami. Na dachu każdego z nich zainstalowano 20 kWp PV. Czy taki zestaw ma być traktowany jako 5 mikroinstalacji czy jako jedna mała instalacja? W zależności od interpretacji otrzymamy zupełnie inne procedury budowlane, przyłączeniowe i sposoby rozliczeń za produkowaną energię. W moim przekonaniu jest to 5 mikroinstalacji, bo zakładając np. że będą budowane etapami Ustawa Prawo Budowlane będzie je traktowała właśnie w ten sposób nie wymagając ani zgłoszenia, ani pozwolenia na budowę.



- Bariery natury informacyjnej: brak ogólnej wiedzy o pompach ciepła wśród urzędników administracji publicznej, specjalistów branżowych, decydentów, klientów, rozpowszechniona „błędna wiedza/mity” o pompach ciepła;
- Brak norm dotyczących pomp ciepła w języku polskim;
- Brak promowania standardów energooszczędnych nowych budynków okołozeroenergetycznych czy plus-energetycznych;
- Konieczność szerokiego programu dla szkoleń dla instalatorów urządzeń grzewczych niezbędnych dla szybkiego i poprawnego montażu i serwisu pomp ciepła warunkującego upowszechnienie technologii;
- Niski udział polskich przedsiębiorców i jednostek naukowych w międzynarodowych programach badawczych i rozwojowych związanych z pompami ciepła i ich zastosowaniami;

Zaproponowano szczegółowe rozwiązania adresujące najistotniejsze wśród wymienionych barier.

Uaktualnienie wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej z elektroenergetycznej sieci systemowej	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Wyrównanie pozycji pompy ciepła i urządzeń grzewczych zasilanych paliwami kopalnymi w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Uproszczona ścieżka pozwoleń na wykonanie gruntowych wymienników ciepła dla pomp ciepła małej mocy	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Strategiczny Program Badawczo-Rozwojowy dla Technologii Pomp Ciepła	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie

## Uaktualnienie wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej z elektroenergetycznej sieci systemowej

### Stan obecny

Warunkiem budowy nowego budynku jest wypełnienie Wytycznych Technicznych określonych Rozporządzeniem Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 5 lipca 2013 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Kluczową wielkością są cząstkowe maksymalne wartości wskaźnika EP (energii pierwotnej) na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej obowiązujące od 1 stycznia 2017 r. i od 1 stycznia 2021 roku. Ich spełnienie musi zostać wykazane w projekcie każdego nowego budynku. Wytyczne Techniczne obowiązujące od 1 stycznia 2021 r. (WT2021) wprowadzają zmniejszenie wartości wskaźnika EP do wartości 70 kWh/(m<sup>2</sup> rok) z wartości 95 kWh/(m<sup>2</sup> rok). Tak zmniejszona wartość oznacza, że spełnienie Wytycznych Technicznych nie jest możliwe bez wykorzystania energii odnawialnej.

Jest to rozwiązanie korzystne dla pomp ciepła, które ok. 70–80% energii czerpią ze źródeł odnawialnych. Analizy Porozumienia Branżowego na Rzecz Efektywności Energetycznej POBE, analizy PORTU PC i analizy własne, wskazują, że dla małego budynku wykorzystanie pomp ciepła nieznacznie przekracza wymogi stawiane przez WT2021. Jest to związane z zasilaniem pomp ciepła u odbiorcy końcowego energią elektryczną pochodzącą z sieci elektroenergetycznej i, w konsekwencji, koniecznością uwzględnienia współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii dla systemów technicznych  $w_i$ , dla zasilania budynku w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej systemowej określonego Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U 2015 poz. 376). Wartość współczynnika  $w_i$  nie była uaktualniona od roku wprowadzenia Rozporządzenia i wynosi 3,0.

Obecnie obowiązujące dwa osobne rozporządzenia:

- 1) Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U 2015 poz. 376) określające wartość współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemów technicznych  $w_i$ , dla sposobu zasilania budynku lub części budynku w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej systemowej na poziomie 3,0 (Załącznik nr 1, Tabela 1).
- 2) Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 5 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz. U. 2017 poz. 1912) określa wartość współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla poszczególnych nośników energii dla energii elektrycznej z produkcji mieszanej z sieci elektroenergetycznej systemowej na poziomie 2,5 (Załącznik nr 4, Tabela 1).



## Proponowane rozwiązanie

Proponowanym rozwiązaniem jest uaktualnienie – zmniejszenie – wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej dla energii elektrycznej pobranej z polskiej sieci elektroenergetycznej systemowej z wartości  $w_i=3,0$  do wartości  $w_i=2,5$ .

Urealnienie wartości współczynnika  $w_i$  do poziomu 2,5 – związane ze zmianą struktury wytwórczej energii elektrycznej w ostatnich latach – pozwala z nawiązką spełnić WT2021 dla małych domów jednorodzinnych przez gruntowe pompy ciepła i przez najlepsze powietrzne pompy ciepła.

Uaktualnienie wartości współczynnika  $w_i$  dla energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej odzwierciedla zmiany, które zaszły i zachodzą w strukturze wytwórczej energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej w ostatnich latach. Zmiany te obrazowane są m.in. wskaźnikami emisyjności dla energii elektrycznej u odbiorcy końcowego. Dane publikowane od 2014 r. przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) wskazują spadek emisji dwutlenku węgla o 7,2% w latach 2014–2018, z poziomu 825 kg CO<sub>2</sub>/MWh w roku 2014 do poziomu 765 kg CO<sub>2</sub>/MWh. Dane za rok 2019 są jeszcze dostępne, ale oczekiwany jest kolejny spadek emisji związany z włączeniem OZE do struktury wytwórczej energii elektrycznej oraz z poprawą efektywności wytwarzania energii elektrycznej.

Rekomendowana zmiana pozwoli na skutecznie promowanie pomp ciepła dla budynków nowoprojektowanych. Dodatkowo rekomendowana zmiana wprowadza potrzebne ujednoczenie analiz w zakresie certyfikatów i audytów energetycznych, zarówno w zakresie nowych, jak i istniejących budynków mieszkalnych.

## Przewidywane skutki

Istotne zwiększenie liczby pomp ciepła instalowanych w nowych budynkach. Rekomendowana zmiana zwiększy prawdopodobieństwo zrealizowania scenariusza optymistycznego dla nasycenia pomp ciepłą w nowych budynkach jednorodzinnych. Według PORT PC w scenariuszu optymistycznym wzrost udziału pomp ciepła w nowych budynkach już w 2025 r. przekroczy 50%, a w roku 2030 osiągnie niemal 90%.

## Wyrównanie pozycji pompy ciepła i urządzeń grzewczych zasilanych paliwami kopalnymi w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS)

### Stan obecny

Pompy ciepła jako urządzenia grzewcze relatywnie małej mocy zasilane energią elektryczną z sieci energoelektrycznej są traktowane niekorzystanie w stosunku do urządzeń grzewczych zasilanych paliwami kopalnymi. W przypadku wykorzystania energii elektrycznej do zasilania sprężarkowej, elektrycznej pompy ciepła, energia ta jest objęta unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). W przypadku gazu ziemnego lub innych paliw kopalnych zużywanych w kotłach małej mocy, nie są one objęte systemem EU ETS. Oznacza to brak objęcia emisji dwutlenku węgla z tych paliw kopalnych (pośredniej i bezpośredniej) podatkiem od gazów cieplarnianych co w konsekwencji wpływa na ich niższą cenę i niższe koszty eksploatacyjne. Taka sytuacja powoduje gorsze traktowanie energii



elektrycznej jako nośnika energii dla pomp ciepła instalowanych dla ogrzewania budynków w stosunku do kotłów zasilanych paliwami kopalnymi.

Obecnie, zgodnie z Załącznikiem 1 ujednoliconej ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, do systemu handlu uprawnieniami do emisji włączone jest spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW.

### **Proponowane rozwiązanie**

Wyrównanie uprzywilejowanej pozycji urządzeń grzewczych spalających paliwa kopalne w stosunku do pomp ciepła poprzez odliczenie kosztów emisji CO<sub>2</sub> podnoszonych przez wytwórców energii elektrycznej (tzw. kosztów pośrednich) zużywanej przez pompy ciepła.

Proponowane są dwa rozwiązania umożliwiające odliczenie kosztów pośrednich:

- 1) Instalacja licznika energii dedykowanego wyłącznie pompie ciepła i rozliczenie na podstawie liczniki – rozwiązanie rekomendowane dla pomp ciepła ogrzewających budynki wielomieszkaniowe lub wielkopowierzchniowe.
- 2) Rozliczenie ryczałtowe obliczone na podstawie zapotrzebowania na energię użytkową uzyskanego na podstawie audytu energetycznego lub obliczeń zapotrzebowania na moc cieplną (OZC) dla budynku termomodernizowanego albo na podstawie projektowanej charakterystyki energetycznej dla nowego budynku. Zużyta energia elektryczna określana jest na podstawie przyjętej charakterystyki sezonowego współczynnika wydajności SCOP. Ten sposób rozliczeń rekomendowany jest dla budynków jednorodzinnych lub małych budynków wielorodzinnych.

Koszt pośredni energii elektrycznej zużytej przez pompę ciepłą, czy to bezpośrednio zmierzony w dedykowanym liczniku czy obliczony ryczałtowo, zostałby uwzględniony w rozliczeniu odbiorcy z producentem energii elektrycznej pomniejszając zobowiązania.

Dla spójności systemów wsparcia zastosowana pompa ciepła powinna znaleźć się w wykazie pomp ciepła urządzeń dedykowanych dla programu Czyste Powietrze. W przypadku rozliczeń ryczałtowych pompa ciepła powinna także stanowić główne źródło energii cieplnej i chłodniczej dla budynku. Należy podkreślić, że proponowane rozwiązanie powinno być ograniczone wyłącznie do pomp ciepła, które około 75% energii czerpią ze źródeł odnawialnych. Wsparcie nie powinno obejmować elektrycznych urządzeń grzewczych dla których wyłącznym źródłem energii jest energia elektryczna (takie jak grzałki, maty lub folie grzewcze, grzejniki czy kotły elektryczne).

### **Przewidywane skutki**

Proponowane rozwiązanie likwiduje uprzywilejowaną pozycję urządzeń grzewczych zasilanych paliwami kopalnymi w stosunku do pomp ciepła.

Rozwiązanie sprzyja upowszechnieniu pomp ciepła, w szczególności adresując istotną niepewność inwestorów związaną z kosztami emisji CO<sub>2</sub> i ich wpływem na końcową cenę energii elektrycznej. Proponowane rozwiązanie wspiera także wykorzystanie pomp ciepła dla termomodernizacji budynków wielomieszkaniowych czy wielkopowierzchniowych.



## Uproszczona ścieżka pozwoleń na wykonanie gruntowych wymienników ciepła dla pomp ciepła małej mocy

### Stan obecny

Wykonanie gruntowych wymienników ciepła służących pozyskiwaniu energii z gruntu, jest niezbędną częścią instalacji gruntowej pompy ciepła. Ze względu na konieczność wykonania odwiertu, często o głębokości sięgającej 100 metrów w głąb ziemi, niezbędne jest opracowanie projektu robót geologicznych w celu pozyskania ciepła ziemi zgodnie z:

- a. Ustawa z dn. 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 2011 Nr 163 poz. 981, z póź. zm.).
- b. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonanie wymaga uzyskania koncesji (Dz.U. 2011, Nr 288, poz. 1696, z póź. zm.).
- c. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 1 lipca 2015 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonanie wymaga uzyskania koncesji (Dz.U. 2015 poz. 964).
- d. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 6 grudnia 2016 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych (Dz. U. 2016 poz. 2023).
- e. Ustawa z dnia 16.04.2004 r. o ochronie przyrody (Dz.U. 2004 nr 92 poz. 880, z póź. zm.).
- f. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie sposobu i zakresu wykonywania obowiązku udostępniania i przekazywania informacji oraz próbek organom administracji geologicznej przez wykonawcę prac geologicznych (Dz.U. 2001 nr 153 poz. 1781).
- g. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2002 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz.U. 2002 nr 109 poz. 961).
- h. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2017 r. w sprawie gromadzenia i udostępniania informacji geologicznej (Dz.U. 2017 Poz. 2075).
- i. Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego.
- j. PORT PC (2013) Wytyczne projektowania, wykonywania i odbioru instalacji z pompami ciepła. Część 1 Dolne źródła ciepła. Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła.

Opracowanie dokumentacji wymaga uzyskania informacji geologicznych z Narodowego Archiwum Geologicznego. Czas oczekiwania na uzyskanie danych geologicznych wynosi do 14 dni (na podstawie Załącznik nr 1 do zarządzenia Dyrektora PIG – PIB nr 50 z dnia 28 sierpnia 2019 r. Zasady dostępu do informacji geologicznej gromadzonej przez państwową służbę geologiczną w zasobach Narodowego Archiwum Geologicznego oraz bazach danych geologicznych), skompletowania odpowiedniej mapy dokumentacyjnej oraz mapy do celów projektowych.

Opracowany projekt robót geologicznych jest składany do Starostwa Powiatowego. Rozpoczęcie robót geologicznych może nastąpić, jeżeli w terminie 30 dni od dnia przedłożenia projektu robót geologicznych geolog powiatowy nie zgłosi do niego sprzeciwu – Ustawa z dn. 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 2011 Nr 163 poz. 981, z póź. zm.).



Przejsie kompletnej procedury pozyskania informacji wymaganych informacji geologicznych oraz uzyskania zgody trwa okolo dwu miesiecy (minimum 6 tygodni – 2 tyg. oczekiwania na informacje z Narodowego Archiwum Geologicznego i 30 dni oczekiwania na sprzeciw geologa powiatowego), niezaleznie od wielkosc instalacji. Obecnie dokumentacja dla malej instalacji dla domu jednorodzinnej ma taki sam stopien zlozoności jak instalacja dla duzych inwestycji.

W efekcie istnieje w Polsce szara strefa, sa to inwestycje, dla ktorzych odwierty dla gruntowych wymiennikow ciepla wykonywane sa bez zgloszenia projektu robót geologicznych. Przy czym szara strefa dotyczy przede wszystkim malej instalacji. W przypadku duzych inwestycji, o dluzszym czasie przygotowania, opracowanie pelnego projektu robót geologicznych jest niezbedne i nie wpływa negatywnie na inwestycje.

### **Bariery**

Obecne rozwiazanie, w ktorzym przygotowanie projektu robót geologicznych dla malej gruntowej pompy ciepla dla domu jednorodzinnej, nie rozni sie znacząco od projektu dla duzej inwestycji, skutecznie zniechęca inwestorów prywatnych do tej technologii. Dla firm z branzy jest to dodatkowy koszt oraz istotne opóźnienie procesu montazu pompy ciepla.

### **Proponowane rozwiazanie**

Rekomendowanym rozwiazaniem jest opracowanie uproszczonej, szybkiej sciezki proceduralnej dla projektu robót geologicznych dla gruntowych pomp ciepla o malej mocy, mniejszej niz 15 kW.

Ze wzgledu na interdyscyplinarny charakter zagadnienia, wypracowanie konkretnych warunków mozliwosci przeprowadzenia inwestycji w uproszczonej procedurze wymaga przeoprowadzenia precyzyjnej analizy prawnej, wykraczajacej poza ramy niniejszego opracowania. Bezposrednim rozwiazaniem jest pilne powołanie zespołu ekspertów z udzialem Państwowego Instytutu Geologicznego – Instytut Badawczy, Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepla PORT PC, Ministerstwa Środowiska oraz przedstawicieli firm wiertniczych i producentów gruntowych pomp ciepla. Celem zespołu jest wypracowania szczegolowych aktów prawnych dla proponowanej uproszczonej, szybkiej sciezki proceduralnej.

### **Przewidywane skutki**

Istotny wzrost liczby instalowanych gruntowych pomp ciepla. Wzrost odwiertów wlasciwie dokumentowanych – zmniejszenie szarej strefy odwiertów wykonywanych bez projektu robót geologicznych.

## **Strategiczny Program Badawczo-Rozwojowy dla Technologii Pomp Ciepla**

### **Stan obecny**

Mimo istotnego wzrostu świadomosci klientów, instalatorów oraz decydentów na rozny szczeblu, technologia pomp ciepla pozostaje malo rozumiana. Dodatkowo, w oczach wielu zainteresowanych jest wciaz uznawana za technologie malo niesprawdzoną i niepewną (powietrzne pompy ciepla) lub



drogą i skomplikowaną (gruntowe pompy ciepła). Dodatkową komplikacją jest uzależnienie efektywności pracy pompy ciepła od instalacji odbiorczych w budynku docelowym, np. ta sama pompa działa z wyższą wydajnością dla ogrzewania niskotemperaturowego (np. podłogowego) niż dla grzejników wysokotemperaturowych. Demonstracja dojrzałości technologii wymaga długotrwałej ewaluacji i monitoringu całości instalacji – pompy ciepła wraz z instalacjami odbiorczymi. Taki monitoring jest obecnie prowadzony przez wybranych producentów na potrzeby kontroli jakości swoich usług, jednak nie jest on powszechny, zaś jego wyniki są poufne.

Na rynku działa wiele podmiotów, od doświadczonych polskich przedsiębiorstw wyspecjalizowanych w technologii pomp ciepła o wysokim potencjale technicznym i innowacyjnym, poprzez małe firmy o charakterze garażowym. Dużo jest także podmiotów działających aktualnie w otoczeniu branży pomp ciepła, ale zajmujących się pokrewnymi zagadnieniami takimi jak np. integracja systemowa w budynkach energooszczędnych, produkcja kotłów grzewczych elektrycznych. Podmioty te konkurują między sobą, jednak przede wszystkim konkurują z firmami zagranicznymi, w tym z dużymi koncernami europejskimi z branży grzewczo-chłodniczej (m.in. Viessmann) oraz koncernami dalekowschodnimi, skupionymi na technologii powietrznych pomp ciepła (m.in. LG, Samsung).

Niewielka jest także współpraca firm z jednostkami naukowymi, czy współpraca firm producenckim między sobą – w celu np. zmniejszenia kosztów wypracowania innowacji i rozwiązań na skalę międzynarodową oraz zwiększenia skali wdrożenia wyników badań przemysłowych i prac rozwojowych, w kontekście rozwiązań hybrydowych czy wysokotemperaturowych.

Uruchomiony w roku 2020 przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju wspólny program wsparcia branży urządzeń grzewczych dedykowany producentom pomp ciepła oraz kotłów biomasowych „Urządzenia Grzewcze” o łącznym budżecie 200 mln złotych, jest pożądanym krokiem w dobrą stronę. Struktura tego programu wpiera jednak rywalizację między polskimi producentami i poprawę innowacyjności na skalę przedsiębiorstwa, zamiast skupionej współpracy nad rozwiązaniami innowacyjnymi w skali międzynarodowej. W perspektywie bezprecedensowego wzrostu rynku pomp ciepła wsparcie ułatwiające współpracę polskich przedsiębiorców w branży pomp ciepła wydaje się nieocenione i potrzebne.

### **Proponowane rozwiązanie**

Proponowanym rozwiązaniem jest wdrożenie Strategicznego Programu Rozwoju Technologii Pomp Ciepła STRATEG-PC- wieloletniego priorytetowego programu badań podstawowych, przemysłowych i prac rozwojowych Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – dedykowanemu strategicznemu rozwojowi polskich producentów i jednostek badawczych działających w obszarze pomp ciepła i zblizonym. Proponowany program zakłada powstanie dużego konsorcjum badawczo-rozwojowego zrzeszającego producentów urządzeń i jednostki naukowe, z zaangażowaniem organizacji branżowej PORT PC, instalatorów i innych zainteresowanych.

Kluczowym celem programu jest wsparcie współdziałania bezpośrednio wśród polskich producentów pomp ciepła oraz współdziałania przedsiębiorców i polskich jednostek naukowych. Cele Programu Strategicznego STRATEG-PC:

- wypracowanie innowacyjnych rozwiązań korzystnych dla całej branży o międzynarodowym potencjale innowacyjnym, m.in. urządzeń hybrydowych, wysokotemperaturowych, ultracichych,



- wsparcie współdziałania polskich przedsiębiorców w celu podniesienie konkurencyjności całej branży w stosunku do firm zagranicznych,
- uzyskanie efektu skali, dzięki współpracy producentów, pozwalającego negocjować lepsze warunki z zagranicznymi dostawcami podzespołów i komponentów,
- wsparcie współpracy branży z jednostkami naukowymi na poziomie badawczym i rozwojowym;
- wsparcie szkolenia, praktyk i udziału w badaniach przemysłowych o wysokim TRL dla studentów, doktorantów i młodych naukowców oraz udziału pracowników firm w badaniach o niskim poziomie TRL.
- długofalowa popularyzacja i demonstracji technologii pomp ciepła
- długoterminowy pomiar, ewaluacja i demonstracja jakości i efektywności pomp ciepła polskich producentów.

Założeniem jest powstanie jednego dużego konsorcjum zrzeszającego producentów i jednostki naukowe, przy wsparciu organizacji branżowych, zdolnego do wypracowania innowacyjnych na skalę międzynarodową rozwiązań o wysokim potencjale wdrożeniowym. Wsparcie jednostek naukowych powinno wynosić 100 % kosztów, wsparcie firm-producentów powinno być na maksymalnym dozwolonym obecnie poziomie.

### Przewidywane skutki

Skutkiem przygotowania i uruchomienia Strategicznego Programu Rozwoju Technologii Pomp Ciepła zaowocuje powstaniem innowacyjnych rozwiązań i zwiększy konkurencyjność polskiej branży pomp ciepła w stosunku do podmiotów zagranicznych działających na rynku. Proponowany Program Strategiczny pozwoli także wykorzystać i rozwijać potencjał innowacyjności uruchomiony poprzez istniejący program wsparcia “Urządzenia Grzewcze”.

Proponowany program przyniesie także rozwiązania dla monitoringu realnej efektywności pomp ciepła. Długoterminowa popularyzacja pomp ciepła prowadzone przez konsorcjum pozwoli także zmniejszyć barierę natury informacyjnej: brak ogólnej wiedzy o pompach ciepła wśród urzędników administracji publicznej, specjalistów branżowych, decydentów, klientów czy obalić rozpowszechnioną „błędną wiedzę/mity” o pompach ciepła.

### Farmy wiatrowe (przyłączone do sieci OSD)

Kluczowe postulaty prezentuje poniższa tabela.

Nazwa	Atrybuty
Zniesienie zasady 10h – arbitralnego limitu odległościowego dla lokowania nowych turbin wiatrowych oraz repoweringu (Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie





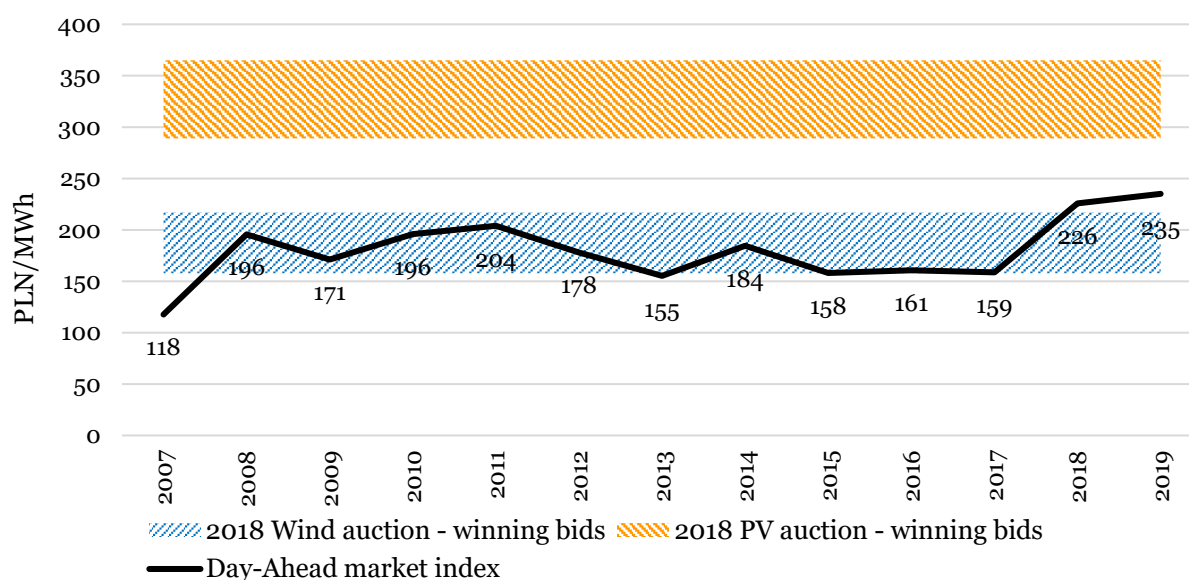
Wydłużenie okresu obowiązywania systemu aukcyjnego poza czerwiec 2021 (Ustawa o OZE)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Ułatwienia w uzyskiwaniu nowych warunków przyłączenia; przedłużenie ważności umów przyłączeniowych dla energetyki wiatrowej poza czerwiec 2022 (Ustawa o OZE, Prawo Energetyczne)	Obligatoryjny: tak (RED II)? Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Zniesienie zasady, że przedsiębiorstwa przemysłowe otrzymujące rekompensatę za pośrednie koszty emisji, są jej pozbawione, gdy pozyskują energię ze źródeł odnawialnych (Ustawa o systemie rekompensat dla przedsiębiorstw i sektorów energochłonnych)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: 2021, po przyjęciu nowej dyrektywy EU ETS Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Rozwój lokalnej partycypacji w inwestycjach energetycznych – crowdfunding (Ustawa o ofercie publicznej)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: ?

## Zniesienie zasady 10H – arbitralnego limitu odległościowego dla lokowania nowych turbin wiatrowych oraz repoweringu

### Opis stanu

Uchwalona w 2016 Ustawa o inwestycjach w elektrownie wiatrowe zahamowała w praktyce rozwój nowych projektów wiatrowych poprzez wprowadzenie zasady stosowania minimalnej odległości turbiny wiatrowej od zabudowań mieszkalnych (a także od terenów chronionych, lasów itd.) równej 10-krotności wysokości turbiny (liczonej jako suma wysokości wieży i długości skrzydła). Dla wybudowanych dotychczas w systemie zielonych certyfikatów blisko 6000 MW mocy oraz budowanych obecnie kolejnych ponad 3200 MW nowych mocy w systemie aukcyjnym, wprowadzony limit uniemożliwi repowering, czyli zastępowanie starych typów nowymi, wydajniejszymi i tańszymi turbinami. Z tego ograniczenia zostały wyłączone projekty farm wiatrowych posiadające na dzień wejścia w życie Ustawy pozwolenie na budowę lub złożony wniosek o wydanie pozwolenia na budowę,

pod warunkiem, że zbudują farmę wiatrową w określonym czasie – wyprodukują pierwszą MWh. Nowelizacja Ustawy przesunęła ten termin i dziś (Tarcza Antykryzysowa) przypada on na 30 czerwca 2022. Farmy wiatrowe, które nie zostaną wybudowane do 2022, stracą warunki/umowy przyłączeniowe. Jednocześnie dla wydanych pozwoleń na budowę (naruszających zasadę 10h) umożliwiono uzyskiwanie zamiennych pozwoleń na budowę, ale pod warunkiem niezwiększonego oddziaływania turbiny wiatrowej (definicja wymagająca interpretacji) oraz utrzymania pierwotnej ilości turbin. To ograniczenie spowodowało, że na dziś budowane są farmy wiatrowe zaprojektowane według stanu technologii kończących się w 2016 (z małymi wyjątkami wynikającymi z interpretacji niezwiększonego oddziaływania, umożliwiającymi uzyskiwanie zamiennych pozwoleń na budowę na nowsze typy turbin, ale wciąż o niższych parametrach efektywnościowych niż dostępne aktualnie na rynku). Pomimo tego, poziom cen oferowanych w aukcjach w 2018 roku dla projektów wiatrowych znalazł się na poziomie cen rynkowych. Zjawisko to powtórzyło się także dla aukcji rozstrzygniętych w 2019 roku (źródło: opracowanie własne).



## Barier

1. Brak możliwości budowy w zakresie 10h. Praktycznie zahamowany rozwój nowych projektów wiatrowych (minimalna ilość lokalizacji spełniających warunek 10h); po roku 2022 w praktyce nie będą budowane farmy wiatrowe.
2. Wykluczenie możliwości stosowania repoweringu (zastępowania starych turbin nowymi) dla istniejących farm wiatrowych.

## Proponowane rozwiązanie

1. Uchylenie limitu odległościowego 10h – lokalizacja elektrowni wiatrowych powinna opierać się o plan miejscowy (obecnie obowiązujące prawo uniemożliwia lokalizacje turbin wiatrowych w oparciu o inne rodzaje decyzji lokalizacyjnych), ale bez dyskryminujących/nadmiarowych regulacji dotyczących tej konkretnej technologii OZE. Alternatywnie, wprowadzenie mniej



restrykcyjnej wartości lub warunkowanie budowy zgodami lokalnej społeczności. Identyfikacja tej granicy wymaga dalszych analiz. Jednym z podejść może być wyznaczenie jej poprzez siłę oddziaływań akustycznych.

2. Uchylenie limitu odległościowego w zakresie 10h – umożliwienie repoweringu dla istniejących farm wiatrowych pod warunkiem, że spełniać będą wszystkie wymagane normy środowiskowe (bez wykluczania instalacji na podstawie arbitralnie ustalonych limitów).
3. Wprowadzenie dodatkowych obowiązków informacyjnych w stosunku do lokalnej społeczności w procesie dewelopmentu farm wiatrowych, m.in. poprzez upowszechnienie „kodeksu dobrych praktyk” w miejsce dodatkowych szczegółowych regulacji ustawowych<sup>59</sup>.

---

<sup>59</sup> Przykładem Kodeks Dobrych Praktyk zaprezentowany przez PSEW w 2019 roku [http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/06/PSEW\\_Kodeks-Dobrych-Praktyk.pdf](http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/06/PSEW_Kodeks-Dobrych-Praktyk.pdf).



## Skutki

1. Zniesienie limitu 10h umożliwi rozpoczęcie prac rozwojowych nad nowymi projektami wiatrowymi w 2020, co oznacza, że począwszy od roku 2023 mogłyby być realizowane nowe projekty oparte o rozwiązania technologiczne „state of the art”.
2. Wprowadzenie możliwości repoweringu umożliwiłoby wykorzystanie infrastruktury przyłączeniowej oraz częściowo już wybudowanej infrastruktury (drogi) dla budowy turbin wiatrowych najnowszej generacji.

## Wydłużenie okresu obowiązywania systemu aukcyjnego poza czerwiec 2021 – przedłużenie systemu aukcyjnego

### Opis stanu

System aukcyjny według obecnie obowiązującej Ustawy OZE, kończy się w 2021 roku (ostatnia aukcja w czerwcu 2021). Doświadczenia aukcji przeprowadzonych w 2018 i 2019 pokazują, że system aukcyjny dla energetyki wiatrowej przestał pełnić *de facto* rolę dotacyjną, a stał się instrumentem gwarancyjnym/zabezpieczającym, przy zerowym zaangażowaniu środków budżetowych (system aukcyjny opiera się w całości na opłatach OZE stanowiących część kosztów energii elektrycznej, bez zaangażowania środków budżetowych), minimalnym koszcie dla systemu (ceny uzyskiwane w aukcjach są na poziomie cen rynkowych – *grid parity*), i pozytywnym wpływie na poziom cen rynkowych energii (zwiększenie mocy źródeł OZE wpływa bezpośrednio na zmniejszenie cen na rynku energii).

### Bariery

Brak decyzji w sprawie przedłużenia systemu aukcyjnego, pomimo, że niezbędna jest budowa znacząco większej ilości mocy w technologiach OZE.

### Proponowane rozwiązanie

Przedłużenie systemu aukcyjnego na kolejne lata, pozwoliłoby na objęcie systemem gwarancji także elektrowni wiatrowych/farm wiatrowych, które będą powstawać lokalnie, czy to w formule CPPA, czy też innych lokalnych systemów rynkowych. Konstrukcja polskiego systemu aukcyjnego zakłada, że sprzedaż energii elektrycznej jest całkowicie niezależna od mechanizmu salda dodatniego/salda ujemnego w systemie aukcyjnym. Oznacza to, że możliwe są strategie „hybrydowe”, w których część produkcji energii jest zabezpieczona cenowo poprzez mechanizm aukcyjny, zaś część może być zabezpieczona kontraktami typu CPPA lub bezpośrednio na rynku. Możliwość zabezpieczenia cenowego części produkcji farmy wiatrowej (50%) ułatwiłaby możliwość pozyskania kapitału i sfinansowania kredytem projektu farmy wiatrowej w formule CPPA. Założenie z góry, że dana farma wiatrowa byłaby większa niż wynika to z bezpośrednich potrzeb odbiorcy energii, co ma o tyle uzasadnienie, że zwiększenie skali farmy wiatrowej/zwiększenie mocy elektrowni wiatrowej, zwiększa produktywność, a tym samym skutkuje niższymi kosztami wytwarzania energii.

Wprowadzenie ograniczenia w składanej ofercie aukcyjnej o np. 50% wielkości produkcji (do dyskusji), co stanowiłoby by motywację do poszukiwania dodatkowych zabezpieczeń dla wyprodukowanej energii,



właśnie w postaci odbiorców lokalnych (w tym przemysłowych). Mógłby zostać wprowadzony dedykowany budżet aukcyjny właśnie dla tego typu projektów (być może z określeniem maksymalnej mocy na poziomie np. 20 MW dla energetyki wiatrowej).

### Przewidywane skutki

1. Zdynamiczowanie transformacji energetycznej energetyki przemysłowej. Według dokumentu programowego Kierunki działań FOEEiG i Forum CO<sub>2</sub> nakreślone w oparciu o stanowisko przyjęte przez Radę Zarządzającą na XII Kongresie Programowo- Organizacyjnym Forów, luty 2020 „(...) możliwe jest zbudowanie 1,2 GW w elektrowniach wiatrowych i 1,7 GW w instalacjach PV bez negatywnego wpływu na system elektroenergetyczny (możliwość bilansowania tych mocy bezpośrednio przez odbiorców przemysłowych)”.
2. Powstawanie farm wiatrowych przewymiarowanych z punktu widzenia potrzeb lokalnego rynku/odbiorcy, ale bardziej efektywnych z punktu widzenia produktywności i o minimalnej wielkości pozwalającej na skuteczne pozyskiwanie kapitału inwestycyjnego.

Ułatwienia w uzyskiwaniu nowych warunków przyłączenia; przedłużenie ważności umów przyłączeniowych dla energetyki wiatrowej poza czerwiec 2022 (prawo energetyczne, ustawa o OZE)

### Stan obecny

Uzyskanie warunków przyłączenia dla nowych projektów wiatrowych jest dziś bardzo utrudnione i wymaga decyzji lokalizacyjnej (dla elektrowni wiatrowych – uchwalonego planu miejscowego) oraz wpłacenia zaliczki w wysokości 30 000 zł/MWh. Spełnienie tych wymagań nie gwarantuje przy tym, że warunki przyłączenia zostaną wydane. Ustawa o inwestycjach w elektrownie wiatrowe ogranicza również ważność umów przyłączeniowych dla projektów wiatrowych do 30 czerwca 2022, co jest regulacją dotyczącą wyłącznie energetykę wiatrową (nieuzasadniona dyskryminacja jednej technologii OZE).

### Barier

1. Dzisiejsza procedura oznacza konieczność poniesienia znacznych nakładów na rozwój projektów, bez gwarancji, że zostaną wydane warunki przyłączenia. Dla nowych projektów, niezbędne są około 3 lata pracy (pozyskanie gruntów, badanie wiatru, raporty oddziaływania na środowisko, uchwalenie planu miejscowego), by wystąpić o warunki przyłączenia, bez gwarancji ich otrzymania.
2. Dyskryminacja energetyki wiatrowej poprzez arbitralne ograniczenie ważności umów przyłączeniowych wydanych dla tej technologii OZE, bez określenia transparentnego oraz uwzględniającego specyfikę (określona przez system prawny) procesu dewelopmentu oraz budowy elektrowni wiatrowych, systemu wydawania warunków przyłączenia.
3. Brak możliwości przeniesienia niewykorzystanych umów przyłączeniowych na inną lokalizację w obrębie jednego OSD – w drodze umów pomiędzy podmiotami.



### Proponowane rozwiązania

1. Wprowadzenie odpłatnej redukcji mocy przez farmy wiatrowe w sytuacjach krytycznych (farma wiatrowa może świadczyć usługi systemowe).
2. Zobowiązanie OSD do instalacji dynamicznych systemów zarządzania siecią, zwiększających możliwości przyłączenia nowych mocy rozproszonych; przykładem takiego rozwiązania jest „dynamic line rating system” <https://www.ampacimon.com/history/>.
3. Wprowadzenie możliwości przyłączenia do sieci instalacji o większej mocy niż wydane warunki przyłączenia, pod warunkiem dobrowolnego ograniczenia generacji przy osiągnięciu maksymalnej mocy określonej przez warunki przyłączenia.

#### Dla już wydanych warunków/umów przyłączeniowych:

1. Przedłużenie granicy ważności wydanych umów przyłączeniowych z czerwca 2022 na czerwiec 2025; na skutek wprowadzonych w 2016 roku regulacji arbitralnie blokujących dewelopment i budowę farm wiatrowych, część umów przyłączeniowych nie mogła zostać wykorzystana; przewidywane złagodzenie warunków lokalizacyjnych dla farm wiatrowych w wielu przypadkach oznacza, że możliwe jest podjęcie przerwanych prac deweloperskich; biorąc pod uwagę, że wiele procedur lokalizacyjnych będzie musiało być powtórzonych lub co najmniej uaktualnionych, czas na uzyskanie pozwolenia na budowę może sięgnąć nawet 4–5 lat.
2. Możliwość przenoszenia umów przyłączeniowych na nowe lokalizacje (w obrębie jednego OSD) po pozytywnej ocenie możliwości przyłączenia w nowej lokalizacji; nowe regulacje oraz zmienione warunki lokalizacyjne mogą oznaczać, że rozwój projektu w oryginalnej lokalizacji nie jest możliwy.

#### Dla nowych warunków przyłączenia:

1. Wprowadzenie w uzgodnieniu z sektorem wiatrowym, nowego systemu wydawania warunków przyłączenia, uwzględniającego specyfikę dewelopmentu i budowy farm wiatrowych (określoną przez istniejące i proponowane nowe regulacje prawne dotyczące energetyki wiatrowej).
2. Podwyższenie stawki zaliczki dla wniosków o wydanie warunków przyłączenia (ograniczenie ryzyka blokowania mocy przyłączeniowej).

### Skutki

1. Lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej (możliwość przyłączenia większej ilości instalacji OZE).
2. Możliwość dokończenia dewelopmentu i budowy projektów zahamowanych na skutek wprowadzenia rozwiązań blokujących energetykę wiatrową w 2016.

### Biogaz/Biometan

Głównymi przyczynami spowolnienia rozwoju rynku biogazowego w Polsce są niższy niż oczekiwany poziom wsparcia oraz niska świadomość społeczna na temat korzyści związanych z wykorzystaniem biogazu. Ważnym ograniczeniem w rozwoju biogazowni w Polsce było do 2019 roku niestabilne prawo. Jasne uwarunkowania prawno-administracyjne powinny stać się impulsem do budowy nowych



instalacji na szeroką skalę z korzyścią dla środowiska oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju. Biogaz potrzebuje dobrego impulsu do rozwoju i wyraźnego sygnału ze strony rządu, że Polsce zależy na utylizacji milionów ton bioodpadów rocznie oraz własnej produkcji energii w CHP, a w przyszłości także biometanu. Wprowadzony system FiT i FiP jest doskonałym impulsem dla inwestorów z sektora rolnego i rolno-spożywczego, gdzie obserwowane jest duża aktywność w przygotowaniach projektów ze względu na świadomość restrykcji wynikających z implementowanej dyrektywy RED II, nakazującej ujawniać ślad węglowy produktów.

Obecnie mamy do czynienia z przygotowaniem ok 350 projektów biogazowych oraz 20 projektów biometanowych w Polsce. Średnia moc źródeł waha się pomiędzy 0,50–1MW.

### Proponowane rozwiązania – postulaty zmian

Nazwa	Atrybuty
Zapewnienie stałych cen w taryfach gwarantowanych wraz z notyfikacją systemu wsparcia	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 01.01.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Zapewnienie trwałości cen referencyjnych	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: 01.06.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Umożliwienie migracji instalacji kogeneracyjnych	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Regulacje dotyczące wykorzystania bioodpadów	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Zatłaczanie biometanu do sieci	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: po 01.07.2021 Legislacyjny: tak

	System wsparcia: w zależności od przyjętych rozwiązań Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: w zależności od przyjętych rozwiązań
Stabilność aktów prawnych	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.01.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: w zależności od przyjętych rozwiązań Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: w zależności od przyjętych rozwiązań
Uprozczone procedury	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie

## Zapewnienie stałych cen w taryfach gwarantowanych

### Stan obecny

Brak powodzenia aukcji dla biogazowych koszyków technologicznych.

### Bariery

Powtarzający się brak powodzenia aukcji dla biogazowych koszyków technologicznych spowodowany jest nieadekwatnością formuły aukcyjnej dla branży biogazowej. Jednocześnie nikłe zainteresowanie aukcjami utrwalane jest widocznym niedoszacowaniem cen referencyjnych dla biogazu (szczególnie w wariancie kogeneracyjnym), które odbiegają od obliczenia nakładów inwestycyjnych oraz operacyjnych wyliczonych transparentnie i rzetelnie przez ekspertów i praktyków branży.

### Proponowane rozwiązanie

W konsekwencji, po urealnieniu cen referencyjnych, w dalszej perspektywie aukcje winny ustępować miejsca systemom Taryf FIP/ FIT. Dlatego też zasadna i niezbędna oraz jednocześnie mieszcząca się w ratio legis obowiązującej ustawy oraz w ramach wyznaczonych przez Rozporządzenia GBER i EEAG, jest poprawka, wedle której biogazownie będące mikroinstalacjami lub małymi instalacjami (< 500kW), korzystające z Taryf FIP lub FIT mogłyby otrzymywać w ramach zapłaty za wyprodukowaną energię elektryczną 100% ceny referencyjnej (a więc należną kwotę LCOE). Natomiast biogazownie średnich mocy korzystające z systemu dopłat do ceny rynkowej (FIP) mogłyby otrzymywać w ramach zapłaty za wyprodukowaną energię elektryczną 95% ceny referencyjnej.





### **Przewidywane skutki**

Rozwój biogazowni bazujący na stabilnym systemie wsparcia.

### Zapewnienie trwałości cen referencyjnych

#### **Stan obecny**

Niepewność systemu wsparcia związana z długim okresem oczekiwania na informacje o cenach referencyjnych. Ceny publikowane są z opóźnieniem. Wchodzą w życie w maju i obowiązują do końca roku. Przez praktycznie pół roku inwestorzy nie wiedzą, czy zająć się projektem czy nie. URE również nie wydaje zaświadczeń.

#### **Barьеры**

Obecnie stosowana praktyka powoduje prawie półroczny okres niepewności dla rolników i innych inwestorów zainteresowanych budową biogazowni, którzy nie znają warunków wsparcia na jakie mogą liczyć, przystępując np. do systemu Taryf FIP/FIT.

#### **Proponowane rozwiązanie**

Proponujemy wprowadzenie od 2020 r. zasady, że cenę referencyjną ustalane na podstawie delegacji ustawowej zawartej w art. 77 ust. 3 pkt. 1 ustawy o OZE, raz ustalone obowiązują do momentu ustalenia nowych cen referencyjnych (z np. 3-miesięcznym *vacatio legis*). Odpowiednia modyfikacja delegacji dla ministra właściwego ds. energii, a w jej wyniku modyfikacja obecnej złej praktyki, umożliwi uniknięcia obecnego prawie półrocznego okresu niepewności dla rolników i innych inwestorów zainteresowanych budową biogazowni, którzy nie znają warunków wsparcia na jakie mogą liczyć, przystępując np. do systemu Taryf FIP/FIT.

### **Przewidywane skutki**

Rozwój biogazowni bazujący na stabilnym systemie wsparcia.

### Umożliwienie migracji instalacji kogeneracyjnych

#### **Stan obecny**

Ze względu na obecne brzmienie art. 184b ustawy OZE wytwórcy nie mają możliwości zmiany deklaracji, co stanowi o pozbawieniu ciągłości wsparcia za wytwarzanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

#### **Proponowane rozwiązanie**

Wskazujemy na konieczność poprawki, jak poniżej:  
dotychczasowe brzmienie artykułu:

Art. 184b [Zmiana deklaracji]



„Ust. 1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, który **do dnia 1 stycznia 2019 r. uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, może, w terminie do dnia 31 grudnia 2019 r. zmienić deklarację**, o której mowa w art. 70b ust. 1, przez (...):”;

proponujemy zmienić i nadać następującą treść:

Art. 184b ust. 1 [Zmiana deklaracji]

„1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, **może w terminie do 30 września 2020 r. zmienić deklarację** przez: (...)”

### Przewidywane skutki

1. Powyższa zmiana umożliwi wytwórcom energii elektrycznej, którzy złożyli deklarację przystąpienia do systemu Taryf FIP/FIT w 2018r., a samo zaświadczenie otrzymali z URE dopiero w 2019r., uzyskanie adekwatnego wsparcia dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z wysokosprawnej kogeneracji (CHP), które utracili w wyniku zakończenia systemu wsparcia opartego na świadectwach pochodzenia z kogeneracji w 2018 r.
2. Wejście w obieg prawny powyżej zaproponowanej zmiany umożliwi wytwórcom skorzystanie z należnego im wsparcia za wytwarzanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

### Regulacje dotyczące wykorzystania bioodpadów

#### Stan obecny

Biogazownie rolnicze są zaprojektowane do przetwarzania bioodpadów pochodzących z przetwórstwa rolno-spożywczego i w rzeczywistości większość biogazowni w kraju opiera swoją produkcję o różne rodzaje odchodów zwierzęcych, które jak wynika z treści art. 2 pkt. 6 ustawy o odpadach stanowią biomasę i są kwalifikowane jako produkt uboczny pochodzenia zwierzęcego (tzw. UPPZ). To że gnojowica i obornik oraz treść przewodu pokarmowego stanowią produkt uboczny pochodzenia zwierzęcego wynika z art. 9 litera a) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1069/2009 z dnia 21 października 2009 r. W nomenklaturze rozporządzenia 1069/2009 art. 3 punkt 20 gnojowica i obornik mieści się w definicji tzw. "obornika", który oznacza kał lub mocz zwierząt gospodarskich innych niż ryby hodowlane, ze ściółką lub bez.

Do przetwarzania ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego ma zastosowanie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1069/2009 z dnia 21 października 2009 r. określające przepisy sanitarne dotyczące ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego (UPPZ), nieprzeznaczonych do spożycia przez ludzi, i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1774/2002 (dalej: rozporządzenie 1069/2009). Zatem instalacje do przetwarzania UPPZ są zakładem nadzorowanym przez Powiatowego Lekarza Weterynarii zgodnie z art. 24 rozporządzenia 1069/2009 i dotyczy to praktycznie wszystkich biogazowni rolniczych w Polsce.

#### Barier

Rozwój biogazowni rolniczych jest blokowany poprzez wymuszanie uzyskiwania przez nie statusu zakładu przetwarzania odpadów. Instalacje do przetwarzania UPPZ są zakładem nadzorowanym przez



Powiatowego Lekarza Weterynarii zgodnie z art. 24 rozporządzenia 1069/2009 i dotyczy to praktycznie wszystkich biogazowni rolniczych w Polsce. Natomiast w toku kontroli niektóre WIOŚ wykazują szereg naruszeń biogazowniom rolniczym stosującym odchody zwierzęce, uważając, iż zgodnie z brzmieniem art. 2 pkt. 9) ustawy o odpadach, produkty uboczne pochodzenia zwierzęcego wykorzystywane w zakładzie produkującym biogaz, odchody i inne UPPZ stosowane w biogazowniach są odpadami i na ich przetwarzanie w biogazowni wymagane jest uzyskanie pozwolenia na przetworzenie odpadów w biogazowni rolniczej.

### **Proponowane rozwiązanie**

Docelowo konieczna jest zmiana art. 2 pkt. 6 i pkt. 9 ustawy o odpadach, w taki sposób, by bezspornie wynikało z niej, iż biogazownie rolnicze wykorzystujące UPPZ do produkcji biogazu, nie muszą jednocześnie traktować UPPZ jako odpadu, skoro podlegają w tym zakresie zatwierdzeniu jako zakład nadzorowany przez Powiatowego Lekarza Weterynarii.

Status produktu ubocznego powinien być wprowadzony dla bioodpadów pochodzących z produkcji rolno-spożywczej z wyłączeniem jedynie produktów kategorii 3, które wymagają w biogazowni rolniczej odpowiedniego sposobu przetworzenia w postaci higienizacji. Formułowana przez branżę propozycja idzie w kierunku rozwiązania, iż zakłady przetwórstwa rolno-spożywczego w momencie podpisania umowy lub zlecenia z biogazownią rolniczą powinny mieć prawo do przekazywania bioodpadów pochodzących ze ścisłej produkcji na podstawie definicji produktu ubocznego. Jednocześnie rolnicy nie mogą być zmuszani do wystawiania kart przekazania odpadów na produkty uboczne z produkcji rolniczej i rolno-spożywczej takie, jak np. obornik lub gnojowica albo niewykorzystana biomasa w rodzaju wysłodków buraczanych, pulpy marchewkowej lub wyłoków jabłkowych.

### **Przewidywane skutki**

Rozwój biogazowni zgodnie z zasadami gospodarki obiegu zamkniętego GOZ, czyli przetwarzania bioodpadów pochodzących z przetwórstwa rolno-spożywczego oraz innych odpadów biodegradowalnych.

## Załączanie biometanu do sieci

### **Stan obecny**

W Europie dynamicznie rozwija się sektor produkcji biometanu (biogazu uzdatnionego do parametrów gazu ziemnego sieciowego). W Polsce, nie licząc pilotażowo-badawczych instalacji, dotychczas nie zrealizowano żadnych instalacji do wytwarzania biometanu rolniczego celem wykorzystania go w energetyce, po uprzednim wtłoczeniu do sieci dystrybucyjnej gazowej. Mechanizm wspierania takich przedsięwzięć został co prawda wprowadzony dla biogazowni rolniczych, ale uwarunkowania rynkowe bardziej sprzyjają rozwojowi biogazowni wyposażonych w jednostki kogeneracji do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.



## Bariery

Brak specjalnych dedykowanych systemów wsparcia dla biometanu sieciowego który uniemożliwia rozwój biogazowni z instalacjami do uzdatniania biogazu. Podobnie wygląda sytuacja z wykorzystaniem biogazu/biometanu na cele transportowe, gdzie również należy pilnie wprowadzić odpowiednie przepisy, które pozwolą na rozwój takich instalacji.

## Proponowane rozwiązanie

Propozycje legislacyjne do nowelizacji ustawy o OZE w zakresie wprowadzania biogazu do sieci (załącznik) zostały opracowane przez zespół roboczy powołany przy Ministerstwie Energii koordynowany przez UPEBI i przekazane Ministerstwu już w czerwcu 2019 r.

Proponowane są dwojaki rozwiązania w zakresie biogazowni wtłaczających biogaz do sieci:

- Biogaz w sieci dystrybucyjnej – beneficjentem tego rozwiązania będą instalacje posiadające dostęp do infrastruktury gazowej (gazociągów dystrybucyjnych). Wysokie parametry jakościowe narzucane przez operatorów gazowych determinują konieczność wcześniejszego uzdatnienia biogazu, zawierającego około 50% metanu nawet do zawartości powyżej 92% metanu;
- Biogaz wtłoczony do gazociągu bezpośredniego – jest to rozwiązanie mające stworzyć podwaliny pod budowę zdecentralizowanych gazociągów, na obszarach, gdzie istnieje duże zapotrzebowanie na gaz, a mimo to występują braki w infrastrukturze (zwłaszcza na terenach wiejskich). Instalacja wytwórcy (biogazownia) będzie mogła zawrzeć stosowną umowę z odbiorcą końcowym na zakup odpowiednich partii paliwa. Zarówno ilość oraz jakość sprzedawanego biogazu będzie określana indywidualnie pomiędzy stronami umowy. Przewiduje się, iż biogaz wtłaczany do gazociągu bezpośredniego będzie w większości przypadków wykorzystywany w celach grzewczych (np. ogrzewanie budynków inwentarskich), toteż w większości przypadków nie będzie wymagane jego uzdatnienie do tak wysokich parametrów jak w przypadku podłączenia do sieci dystrybucyjnej. Jednak należy pamiętać o tym, iż tego typu biogazownie będą obciążone wysokimi nakładami inwestycyjnymi spowodowanymi koniecznością budowy całej infrastruktury gazowej od podstaw. Wsparcie systemowe powinno być naliczane na podstawie stałej ceny, której wysokość będzie determinowana ilością wprowadzonego biogazu do gazociągu bezpośredniego, gdyż wysokość stałej ceny będzie malała wraz ze wzrostem ilości kolejnych partii wprowadzonego biogazu. Potrzebne jest również przyspieszenie prac nad oczekiwanymi przez branżę przepisami ułatwiającymi wprowadzanie do obrotu nawozu z biogazowni jako produktu pofermentacyjnego z biogazowni.

## Przewidywane skutki

Umożliwiona zostanie realizacja w Polsce pierwszych instalacji produkujących biometan (biogaz uzdatniony do jakości gazu ziemnego) oraz zatłaczanie biometanu do sieci gazowych – dystrybucyjnych i wyspowych. Przygotowanych jest ok. 20 projektów produkcji biometanu.

Te rozwiązania wpisują się w ogólnosiwiatowy trend, w którym obok tradycyjnych biogazowni wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem z biogazu pojawiają się coraz częściej



instalacje, które opierają swoją działalność wyłącznie na produkcji paliwa w wersji pierwotnej (biogaz rolniczy oczyszczony i uzdatniony).

## Uproszczenie procedur

### Stan obecny

Rynek biogazowni rozwija się nieadekwatnie do potencjału surowcowego.

### Bariera

Zarówno na etapie realizacji inwestycji związanej z budową biogazowni jak i w trakcie eksploatacji sektor napotyka na szereg utrudnień związanych ze skomplikowanymi i nie zawsze jednoznacznymi procedurami zniechęcającymi do realizacji projektów (realizacja wielu projektów została zawieszona).

### Proponowane rozwiązanie

Proponowane uproszczenie procedur związane jest m.in. z wprowadzeniem zmian prawnych dla eliminacji barier inwestycyjnych i operacyjnych w zakresie:

- tytułu prawnego do nieruchomości pod biogazownie,
- procedur środowiskowych, w tym szczególnie zakresu ocen oddziaływania na środowisko, przekroczeń terminów wydawania opinii i decyzji, udziału społeczeństwa w procedurze wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- decyzji lokalizacyjnej, w tym uzyskiwanej w oparciu o plan miejscowy lub warunki zabudowy,
- uzyskania warunków przyłączenia do sieci gazowej lub energetycznej,
- dostępu do rzetelnej oceny technologii,
- kwalifikacji pozostałości produkcji rolnej i sektora rolno-spożywczego (PUPZ, odpad, biomasa, pozostałości po procesowe),
- procedur gospodarki odpadami wykorzystywanymi w celach energetycznych (pozyskanie, składowanie, przetwarzanie, wytwarzanie, odzysk),
- procedur zagospodarowania masy pofermentacyjnej w celach nawozowych,
- okresów ważności poszczególnych decyzji i możliwości wdrażania zmian założeń koncepcyjnych w trakcie procesu inwestycyjnego (zmiany decyzji środowiskowej, zmiany warunków zabudowy, zmiany pozwoleń na budowę).

### Przewidywane skutki

Odblokowanie rozwoju sektora biogazowni, a w przyszłości również biometanowni.

## Biomasa

Obecny brak rynku biomasy w Polsce należy przypisać okresowi, w którym nastąpił burzliwy i kompletnie niekontrolowany rozwój technologii współspalania co z kolei pociągnęło za sobą nadpodaż zielonych certyfikatów, rozregulowanie rynku i w końcu zapaść ich cen i załamanie całego



systemu wsparcia OZE. Poza burzliwym rozwojem krajowego sektora produkcji paliw biomasowych doszło do powstania i rozwoju innego, patologicznego zjawiska jakim stał się masowy import biomasy. Sektorem, który przetrwał ten kryzys ponosząc najmniejsze straty był sektor produkcji pelletu opałowego dedykowanego odbiorcom indywidualnym co w tamtym okresie równało się eksportowi. Krajowy rynek odbiorców detalicznych dopiero się budował. Biomasa przeznaczana na paliwo nie ma obecnie wsparcia, a zestawianie jej przez pryzmat technologii energetycznych na równi z innymi paliwami stałymi (węgiel kamienny, brunatny) oraz innymi „brudnymi” paliwami odpadowymi jest zupełnie nieuzasadnione.

Nazwa	Atrybuty
Biomasa jako element systemu w energetyce lokalnej	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Biomasa z przeznaczeniem na paliwa – definicja, standardy jakości, pochodzenie	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: zgodny z terminem RED II Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Rynek biomasy = giełda biomasy	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Komunalne osady ściekowe i paliwa kompozytowe	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Organizacja i cyfryzacja systemu kontroli urzędów grzewczych na paliwa stałe	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak

## Biomasa jako element systemu w energetyce lokalnej

### Stan obecny

Obecnie biomasa postrzegana jest jako generacja gorszej jakości, która wymaga procesów obróbki przed uzyskaniem energii (rozdrobienie, suszenie, zagęszczenie) i porównuje się ją wg parametrów handlowych z innymi generacjami i paliwami kopalnymi nie uwzględniając wielu zalet, do których należy zaliczyć:

- możliwość pozyskania i wytworzenia jej lokalnie,
- spełnienie kryteriów GOZ i nadchodzących RED II,
- możliwość zagospodarowania tej frakcji biodegradowalnej ze strumienia odpadów komunalnych, którą w procesach waloryzacji można przetworzyć na wartościowe biopaliwo stałe,
- zamykanie bilansu CO<sub>2</sub> lokalnie w produkcji ciepła/chłodu i energii elektrycznej,
- pozyskiwanie i przetwarzanie lokalne co daje istotne oddziaływanie na gospodarkę lokalną.

Rozwiązania opierające się na wytwarzaniu energii z biomasy sprawdzają się w kompleksowych, wzajemnie się dopełniających zestawieniach różnych technologii stanowiąc element spajający te różne generacje i mocujący je w gospodarczych uwarunkowaniach lokalnych. Funkcjonowanie systemowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej dużych mocy jest w tym aspekcie kompletnie nieuzasadnione.

### Barier

Niektóre przepisy związane z gospodarką odpadami w bardzo istotny sposób komplikują możliwości lokalizacji jednostek wytwórczych i zastosowania biomasy szczególnie pozyskiwanej z frakcji biodegradowalnej w celu odzysku energii. Brak wsparcia dla projektów związanych z lokalnym wytwarzaniem i wykorzystaniem biomasy na cele energetyczne. Technologie biomasowe konkurują z innymi OZE na nierównych zasadach, bo do biznesplanów zakłada się koszty paliwa, które nie oddają faktycznych uwarunkowań w różny sposób wpływających na finalną cenę lokalnie pozyskiwanych paliw biomasowych. Należy również zaznaczyć, że zasadniczo brak jest takich rynków. To błędne koło powoduje brak inwestycji tam, gdzie surowiec nie jest jednoznacznie dookreślony i ekonomicznie zbilansowany, np. mniejsze gminy miejsko-wiejskie i wiejskie borykają się z frakcją suchą i mokrą biomasy (gałęzie, przycinka przydrożna, trawy), która trafia do kompostowni odległej o 50–80 km od miejsca pozyskania, bo nie ma lokalnej instalacji (kotłowni, biogazowni) odbierającej taką biomasę, która posiada kod odpadu.

Syndrom NIMBY i NIABY spowodowany głównie brakiem wiedzy i złymi przykładami z przeszłości dla technologii przetwarzania biomasy odpadowej.

### Proponowane rozwiązanie

Wypracowanie takich rozwiązań, które w optymalny sposób realizują lokalne zapotrzebowanie na różne rodzaje energii w pierwszej kolejności wytwarzając je w oparciu o lokalnie dostępny potencjał



OZE oraz dostępne pozostałości i odpady z kategorii biodegradowalnych. Audyty biomasy występującej lokalnie w celu dokładnego określenia potencjału technicznego i rynkowego. Istnieją nowoczesne metody szacowania potencjału technicznego umożliwiające uzupełnienie szacunków choćby techniką satelitarną, do których należy m.in. polska platforma SyENERGY.

Należy zaprojektować taki koszyk technologii rozwiniętych i dojrzałych, jak również w fazie pilotażu (projektów demonstracyjnych), które pozwolą w optymalny sposób zagospodarować szeroki zakres wszystkich form lokalnie dostępnej biomasy. Proponowane technologie: kotły (spalanie), agregaty (zgazowanie/toryfikacja/karbonizacja biomasy, unieszkodliwianie poprzez zgazowanie plazmowe)<sup>60</sup>.

Technologia	Poziom dojrzałości			
	B+R	demonstracyjny/pilotaż	wczesne wdrożenie	komercyjny
Spalanie biomasy w kotłach rusztowych z produkcją ciepłej wody/pary				
Spalanie biomasy w kotłach fluidalnych BFB* z produkcją ciepłej wody/pary				
Spalanie biomasy w kotłach fluidalnych CFB** z produkcją ciepłej wody/pary				
Spalanie biomasy z wykorzystaniem technologii ORC				
Biogazownia (fermentacja beztlenowa)				
Gazyfikacja biomasy				
• z ciągiem dolnym				
• z ciągiem górnym				
• ze złożem fluidalnym				
Biomasa przetworzona				
• toryfikacja/karbonizacja				
• piroliza/hydrotermiczne wzbogacanie				
• zgazowanie plazmowe				

\* BFB (bubbling fluidized bed) technika spalania w warstwie pęcherzykowej

\*\* CFB (circulating fluidized bed) technika spalania w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej

Źródło: International Finance Corporation. 2017. Converting Biomass to Energy : A Guide for Developers and Investors. Washington, DC. © International Finance Corporation. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28305> License: CC BY-NC-ND 3.0 IGO oraz WTT 2019

Większe wsparcie dla projektów praktyczno–wdrożeńiowych finansowanych z NCBiR oraz NFOŚiGW. W tym przypadku należy rozważyć szerszy kontekst takich projektów, nie tylko efektywność energetyczną i minimalizację kosztów wytwarzania energii, ale zewnątrz koszty społeczne i środowiskowe, zatrzymanie kapitału lokalnie (JST nie kupuje opału dla mieszkańców objętych programem osłonowym, tylko go sam wytwarza), tanie ciepło dla stref ekonomicznych itd.

### Przewidywane skutki

1. Wzrost wykorzystania biomasy odpadowej i liczby przetwórci takiej biomasy na cele energetyki lokalnej. Większe korzyści dla gmin/powiatów, jeśli będą partycypowały w takich

<sup>60</sup> Technologia ZEWE® wyróżniona w VIII edycji konkursu GREEO EVO w 2020 roku do zero emisyjnej utylizacji odpadów.



przedsięwzięciach (wzrost zatrudnienia, lokalne paliwo dla ubogich energetyczne mieszkańców, skuteczna walka z niską emisją) istotny udział technologii w rozwiązywaniu lokalnych problemów z frakcją zieloną i biodegradowalną odpadów, inicjowanie gospodarki cyrkularnej.

2. Zmniejszenie ilości frakcji odpadów zielonych w systemie zbiórki odpadów komunalnych i wzrost wykorzystania energii z OZE, obniżenie lokalnych kosztów energii.



## Biomasa z przeznaczeniem na paliwa – definicja, standardy jakości, pochodzenie

### Stan obecny

Biomasę na cele energetyczne określa się najczęściej ze względu na jej pochodzenie. To prowadzi do wielu nieporozumień, a w legislacji do często niecelnych interpretacji, które mogą blokować rozwój tego segmentu OZE. Przykładem jest pojęcie biomasy leśnej i biomasy drzewnej, albo plantacji energetycznej topoli uprawianej przez rolnika – czy zaliczyć ją do biomasy agro, leśnej czy drzewnej.

Ze względu na rozległość definicji materiałów i substancji kwalifikowanych jako biomasa i jednak dość łatwe przemycenie elementów niepożądanych w procesach jej przetwarzania i odzysku niezbędnym staje się skuteczny system jej kwalifikowania, aby w świadomy sposób zabezpieczyć nas wszystkich przed konsekwencjami niekontrolowanego kierowania do niej odpadów ze swej natury niebezpiecznych i mogących negatywnie wpłynąć na środowisko przyrodnicze i nasze zdrowie z jednej strony i przestrzeganie zasad zrównoważonego rozwoju i lokalności biomasy z drugiej.

Procederem dość popularnym stał się import biomasy. Działanie to oczywiście ma swoje dobre strony, ale jedynie dla operatorów kotłów, kontrolerów procesów spalania i zaopatrzeniowców w systemowych jednostkach wytwórczych koncernów energetycznych. Zakup znacznej ilości (kilkunastu do kilkudziesięciu tysięcy ton) paliwa o stabilnych parametrach opałowych pozwala na prostą obsługę urządzeń sterowniczych dla kotłów.

### Barier

Funkcjonujące definicje biomasy w krajowej legislacji, które w sposób szczegółowy definiują, co jest biomasą, a co nią nie jest. Nie ma jednoznacznego systemu porządkującego paliwa z biomasy (jak wspomniana lista paliw bezdymnych DEFRA). Brak funkcjonującego systemu kwalifikowania biomasy. Biomasa dostępna lokalnie stanowi sezonowy konglomerat lokalnego potencjału i wymaga zaangażowania w planowanie zakupów i magazynowanie paliwa biomasowego oraz znacznie więcej uwagi na efektywne prowadzenie procesu spalania, co zwiększa koszty obsługi w stosunku do biomasy importowanej.

### Proponowane rozwiązanie

Należy dokonać przeglądu definicji i je ujednolnić, w szczególności dla URE. Ze względu na parametry fizykochemiczne oraz sprawność procesów konwersji biomasa z natury znacznie zawilgocona (zawartość wody powyżej 60%) i charakteryzująca się niezbyt wysoką wartością opałową stanowić powinna substrat do wykorzystania w procesach fermentacyjnych w biogazowniach, natomiast biomasa typu suchego o wyższej wartości opałowej w stanie rzeczywistym (roboczym) powinna stanowić paliwo biomasowe do konwersji termicznej. Pozostałe rodzaje biomasy, które nie spełniają takich kryteriów mogą być przetwarzane w technologiach HTC (Hydro Thermal Carbonization) lub przez zgazowanie plazmowe.

Należy także wdrożyć system certyfikacji biomasy na cele energetyczne (np. KZR INiG). Zgodnie z artykułem 29 dyrektywy RED II, stałe paliwa biomasowe dedykowane do spalania w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej wynoszącej co najmniej 20 MW, będą musiały spełniać kryteria



zrównoważonego rozwoju. Obecnie takie wymagania jest postawione biokomponentom stosowanym w paliwach transportowych, a potwierdzeniem spełnienia jest certyfikacja np. według Systemu KZR INiG, uznanego przez Komisję Europejską. System jest w trakcie rozszerzania zakresu certyfikacji również o paliwa biomasowe. Zakres systemu jest globalny, co oznacza, że niezależnie od miejsca pozyskania biomasy czy jej przetwarzania weryfikacja przedsiębiorcy prowadzona jest przez audytorów nadzorowanych przez polski System, obecnie również jedynie polskich audytorów. Dzięki temu zmniejsza się ryzyko nadużyć na terytorium poza Polską i wyrównuje wymagania dla surowców PL i spoza kraju. Co więcej, certyfikacja biopaliw potwierdza, że ich pozyskanie nie odbyło się ze szkodą dla środowiska naturalnego, a emisja gazów cieplarnianych, liczona w cyklu życia jest znacząco niższa niż w przypadku paliw kopalnych. W naszej opinii wskazanym byłoby powołanie systemu wsparcia uwzględniającego premię za lokalnie pozyskiwaną i przetwarzaną na energię biomasę.

### **Skutki**

Znaczne ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>. Uporządkowanie lokalnego rynku biomasy po stronie popytowej i podażowej, wykorzystanie potencjału krajowego i ograniczenie patologii importu biomasy.

### **Utworzenie towarowej giełdy biomasy**

#### **Stan obecny**

Rynek biomasy w Polsce niemal nie istnieje. Brakuje systemu, który w dość krótkim czasie pokażałby realną stronę popytową oraz poziom podaży różnych rodzajów biomasy, ustabilizowałby parametry jakościowe i odpowiedni dla nich, realny poziom cen.

#### **Bariery**

Brak lokalnego popytu na biomasę. Ceny dyktują wielcy odbiorcy odnosząc się do paliw importowanych (np. łuski słonecznika). Brak wsparcia dla zakładania plantacji energetycznych. Stawka VAT bez preferencji, słabe oddziaływanie rynków lokalnych, brak spójnego krajowego systemu klasyfikacji paliw biomasowych.

#### **Proponowane rozwiązanie**

Utworzenie towarowej giełdy biomasy, która w niedalekiej przyszłości pozwoliłaby uporządkować rynek, dostarczać informacje o sytuacji związanej z ceną, popytem i podażą, oraz umożliwić rozwój branży producentów paliwa z biomasy, aby spełniać przez konsumentów kryteria zrównoważonego rozwoju. Utworzenie listy producentów paliw z biomasy na wzór listy DEFRA<sup>61</sup> dla obszarów z problemem niskiej emisji. Koszty stosowania odnawialnego źródła energii w postaci paliwa z biomasy nie powinny być obciążone maksymalną stawką VAT.

---

<sup>61</sup> **Authorised fuels England**, <https://smokecontrol.defra.gov.uk/fuels.php?country=england> (dostęp: 10.05.2020).

## Przewidywane skutki

Rozwój przetwórci biomasy (brykociarni, pełeciarni) na poziomie lokalnym, zmniejszenie strumienia zielonych odpadów (tzw. suchych) w systemie selektywnej zbiórki odpadów, rozwój technologii spalania w kotłach 5 klasy z ekoprojektem do 500kW (a w przyszłości do 1 MW) paliw pozyskiwanych lokalnie, w szczególności biomasy nieдрzewnej, paliw kompozytowych i mieszanek biomasowych. Obniżenie stawki VAT do 8% dla paliw z biomasy nie uszczupliłoby budżetu państwa, a zysk ze zwiększenia ilości i popularności tych rozwiązań zapewne przyniósłby znacznie większe ogólne korzyści dla kraju. Gdyby udało się stworzyć taki system, to problem asymetryczności umów proponowanych przez energetykę zawodową prawdopodobnie rozwiązałby się sam.

## Komunalne osady ściekowe jako składowa dla paliwa kompozytowego

### Stan obecny

Komunalne osady ściekowe, to zasób, który ma niejasny status – czy jest zaliczany do biomasy czy jest odpadem, który podlega procedurom zawartym w strategii postępowania z osadami ściekowymi. Jeśli nie możemy osadu zagospodarować wtedy staje się odpadem i „wymyka się” jako gminny zasób energii wchodząc do systemu odpadowego.

Istnieje bardzo wiele komponentów stanowiących dość kłopotliwe pozostałości lub wręcz odpady, a zawierających potencjał kaloryczny i skomponowanie ich z biomasą w paliwa kompozytowe może być elementem rozwiązującym te kłopoty. pozwoli efektywnie zagospodarować tak powstały materiał.

Takie próby podejmowały już duże koncerny paliwowe w kraju, z mizernym skutkiem próbując wykorzystać surowce odpadowe do produkcji takich paliw bez analizy skutków ich stosowania na środowisko. Należy zaznaczyć, że chodzi tu o komponenty nie pochodzące z przetwórstwa paliw kopalnych.

### Barier

Brak lokalnie instalacji przy oczyszczalni lub ich sąsiedztwie, które mogą zagospodarować zasób energetyczny w postaci osadów ściekowych. Brak jest koszyka technologii produkcji paliw kompozytowych oraz listy takich paliw z ich parametrami i certyfikacją.

### Proponowane rozwiązania

Jeśli chcemy odzyskać energię w procesie oczyszczania ścieków komunalnych, to powstały osad ściekowy może w miejscu jego powstawania (po mechaniczno-biologicznej obróbce) trafić do kolejnego węzła przetwarzania (biogazowni, zgazowarki plazmowej<sup>62</sup>) lub po wysuszeniu i przetworzeniu na kompozytowe paliwo biomasowe do jednostki je spalającej.

---

<sup>62</sup> Po zgazowaniu plazmowym powstaje gaz syntezowy, który jest bogaty w H<sub>2</sub> (do 50%). Aby zamknąć bilans energii na zero trzeba wzbogacić osad ściekowy dodatkiem RDF-u, żeby wsad miał około 16 MJ/kg. Gaz jest spalany w silniku gazowym przystosowanym do mieszanki CO+H<sub>2</sub> a energia elektryczna idzie na wytworzenie

W celu określenia ilości oraz przydatności biomasy w parametryzacji komunalnych osadów ściekowych należy oznaczać takie właściwości, jak:

- zawartość metali ciężkich i substancji szkodliwych,
- procentowy udział frakcji mineralnej,
- procentowy udział frakcji biodegradowalnej,
- stopień uwodnienia,
- ciepło spalania.

Należy ustalić koszyk technologii produkcji paliw kompozytowych oraz zasady kontroli ich jakości.

### **Przewidywane skutki**

Rozwiązanie narastającego problemu osadów ściekowych, który dość istotnie doskwiera niemal wszystkim oczyszczalniom ścieków. Pozyskanie dość znacznego, lokalnego źródła paliwa dla jednostek wytwarzających ciepło oraz ciepło i energię elektryczną w kogeneracji na potrzeby lokalne. Wykorzystanie popiołów do wytwarzania ulepszczy gleb.

## Organizacja i cyfryzacja systemu kontroli urządzeń grzewczych na paliwa stałe

### **Stan obecny**

Kotły biomasowe muszą spełniać aktualne przepisy dotyczące efektywności energetycznej i emisji. Producenci kotłów określają paliwa, które mogą zostać dopuszczone do stosowania w danej jednostce zapewniając spełnienie normy emisji potwierdzając to stosownym certyfikatem, który wydawany jest przez jednostki certyfikujące.

W okresie eksploatacji nie ma skutecznych metod weryfikacji urządzenia grzewczego czy jego stan techniczny umożliwi zachowanie gwarantowanych przez producenta poziomu emisji i sprawności. Kontrola przez służby (policja, straż miejska) w przypadku zgłoszenia dotyczy paliwa i popiołu. Brakuje także opomiarowania ilości wytworzonego ciepła z OZE w małych jednostkach spalania biomasy, co skutecznie wyłącza sektor gospodarstw domowych z bilansowania w celach sprawozdawczych wykorzystania OZE na cele wytwarzania ciepła.

### **Barier**

Brak uprawnień i kompetencji obecnych służb do kontroli instalacji kotłowych. Brak opomiarowania źródeł OZE opartych na biomasie

---

plazmy, a ciepło na torfikację wstępną osadu. To nie jest instalacja do produkcji energii. Jej celem jest eliminacja osadu w miejscu jego powstawania bez wprowadzania do strumienia odpadów. Dla wsadu >16 MJ/kg mamy nadwyżkę syngazu z separacją wodoru do 5 dziewiątek. Pozostałość stała z części nieorganicznej, to wityrykat o składzie zbliżonym do bazaltu (można z niego robić wełnę mineralną, bo na wyjściu ma ponad 1000 st. C lub kruszywo). Powstają także sole w części separacji i oczyszczania gazu. Tam można wychwycić fosfor i potas. Nie powstają zatem odpady stałe, ciekłe, gazowe, tylko produkty.



## Rozwiązanie

Rekomendujemy wdrożenie systemu ksiąg przeglądów instalacji kotłowej i odpowiednie przeszkolenie oraz nadanie kompetencji kominiarzom, którzy będą mogli przeprowadzić przed sezonem grzewczym kontrolę stanu technicznego kotła i dokonać odpowiedniego wpisu w książce przeglądów w porozumieniu i na zlecenie lokalnych władz samorządowych. Urządzenie grzewcze powinno być serwisowane minimum raz w roku zgodnie z zaleceniami producenta. Należy wprowadzić obowiązek okazywania książki serwisowej kotła z minimum jednym przeglądem na rok podczas wrywkowych kontroli straży miejskiej/policji w okresie grzewczym szczególnie dla kotłów z dofinansowaniem. Można zastanowić się nad usankcjonowaniem tego groźbą zwrotu dotacji. Zalecamy także montaż liczników ciepła połączonych ze sterowaniem kotła, aby można było pozyskiwać dane o rzeczywistym zużyciu paliw z biomasy oraz ilości wytworzonego ciepła.

## Skutki

Kontrola nad skutkami i efektami systemów wsparcia wymiany źródeł ciepła. Wdrożenie ksiąg przeglądów to krok ku zewidencjonowaniu źródeł ciepła na poziomie konsumenckim. Skuteczna eliminacja instalacji kotłowych (tzw. kopcuchów), które nie spełniają standardów emisyjnych i stanowią zagrożenie dla środowiska i użytkowników. Skuteczna walka z niską emisją. Możliwość bilansowania ciepła z OZE wytworzonej z biomasy na poziomie gospodarstw domowych.

## Zagrożenia

Do weryfikacji rozporządzenie o jakości paliw stałych, które w naszej ocenie jest martwe (nie ma dostępnych na rynku tego typu mieszanek węgla kamiennego z biomasą)<sup>63</sup>.

W tym Rozporządzeniu cyt. „Wymagania jakościowe dla węgla kamiennego, brykietów lub peletów zawierających co najmniej 85% węgla kamiennego bez domieszek mułów węglowych i flotokonzentratów (miały o wymiarze ziarna 1 ÷ 31,5 mm: miał I, miał II, miał III) określone w tabeli nr 6 załącznika do rozporządzenia stosuje się do dnia 30 czerwca 2020 r.” – **po tym czasie nie będzie dla tego sortymentu wymagań zgodnie z Rozp. ME z 27 września 2018 r. poz. 1890.**

Ustawa o odpadach i kwalifikowanie biomasy jako odpadu, który musi zostać przetworzony w dedykowanych instalacjach (utylicacja najczęściej poza sąsiedztwem wytworzenia – przykładem jest Małopolska, w której z podkrakowskich gmin zielone odpady są wożone przez firmy zewnątrz m.in. na Śląsk).

## Małe elektrownie wodne

W wielu dokumentach strategicznych Państwa wskazuje się na potrzebę zwiększenia wykorzystania potencjału hydroenergetycznego polskich rzek. Cel ten wyznaczają dokumenty dotyczące polityki energetycznej i rozwoju OZE (jak KPD), ale również ogólniejsze strategie rozwoju Państwa, np. Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju. Zgodnie z tym dokumentem wzrost wykorzystania potencjału

<sup>63</sup> Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej Warszawa, Dnia 4 Października 2018 R. Poz. 1890 Rozporządzenie Ministra Energii 1) Z Dnia 27 Września 2018 R. W Sprawie Wymagań Jakościowych Dla Paliw Stałych.

hydroenergetycznego i rozwój sektora elektrowni wodnych ma nastąpić dzięki „eliminacji barier administracyjnych w obszarze inwestycji w zakresie hydroenergetyki, rozwój przemysłu wytwarzającego urządzenia na potrzeby energetyki wodnej oraz zagospodarowanie lub odbudowę istniejących piętrzeń będących własnością Skarbu Państwa na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej”. Uwzględnianie rozwoju MEW w głównych strategiach rozwoju Państwa wynika z faktu, że rola tych źródeł nie ogranicza się wyłącznie do produkcji zielonej energii. Podkreśla się liczne funkcje, jakie elektrownie wodne pełnią w środowisku przyrodniczym i gospodarce, a także w życiu społecznym i kulturalnym, wśród których jedną z najistotniejszych jest poprawa warunków retencjonowania wody, mająca szczególne znaczenie w Polsce, kraju ubogim w zasoby wodne, mierzącym się z nasilającymi się deficytami wody i problemami suszy<sup>64</sup>. Dlatego np. w „Założeniach do Programu przeciwdziałania niedoborowi wody na lata 2021–2027 z perspektywą do roku 2030”<sup>65</sup> jako jeden ze zidentyfikowanych najważniejszych efektów realizacji Programu wskazano przywrócenie lub poprawę warunków energetycznego wykorzystania wód.

Aby możliwe było wypełnienie celów Państwa związanych z rozwojem MEW, konieczne jest zapewnienie stabilnych i przewidywalnych ram prawnych, w tym przepisów gwarantujących odpowiednie ceny sprzedaży wytworzonej energii w ramach rozmaitych mechanizmów wsparcia wytwarzania energii z OZE. Bez takich mechanizmów, zważywszy na warunki finansowe hurtowego rynku energii, zasady prowadzenia gospodarki wodnej i wreszcie warunki hydrologiczne kraju, budowa i utrzymanie MEW w Polsce, nie miałyby sensu ekonomicznego. Utrzymanie się MEW bez wsparcia o charakterze operacyjnym, czyli wyłącznie w oparciu o przychody ze sprzedaży energii po cenach hurtowych, jest zasadniczo niemożliwe, ze względu na fakt, że oprócz standardowych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem energii (eksploatacja i naprawy bieżące urządzeń wytwórczych, obsługa i serwis instalacji OZE, koszty amortyzacji oraz podatki i opłaty) użytkownicy i właściciele MEW ponoszą dodatkowo koszty licznych usług wodnych, realizując obowiązki wynikające z Prawa wodnego, pozwoleń wodnoprawnych i umów z zarządcą wód (PGW Wody Polskie).

Działający od roku 2005 system wsparcia dla OZE w postaci zielonych certyfikatów w 2012 roku uległ destabilizacji powodującej znaczny spadek przychodów działających wówczas obiektów. W latach 2016 i 2017 nielicznym instalacjom udało się „zmigrować” z tego systemu do systemu aukcyjnego, który jednak okazał się całkowicie niedopasowany do potrzeb MEW. Dopiero wprowadzony w połowie 2018 roku system FIT/FIP okazał się odpowiedni do potrzeb branży i liczna grupa istniejących MEW korzysta obecnie z tego systemu. Ponieważ jednak łączny okres korzystania z dowolnego z tych systemów wsparcia dla każdej instalacji OZE wynosi zgodnie z uOZE 15 lat, te elektrownie wodne, które zostały objęte wsparciem w 2005 roku, pod koniec roku 2020 utracą prawo do korzystania z dalszej pomocy operacyjnej. W 2020 roku sytuacja ta będzie dotyczyła blisko 400 MEW o łącznej mocy ponad 127 MW, a więc ponad połowy istniejących obiektów. Wiąże się to ze znacznym obniżeniem przychodów

<sup>64</sup> *Zasoby wodne w Polsce i możliwości rozwoju „małej” energetyki wodnej*. w: Raport Programu “Water Management” –Zarządzanie Zasobami Wodnymi w Polsce 2018. <https://ungc.org.pl/programy/water-management/> (dostęp: 10.05.2020).

<sup>65</sup> Uchwała Nr 92 Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie założeń do Programu przeciwdziałania niedoborowi wody na lata 2021–2027 z perspektywą do roku 2030.

właścicieli tych instalacji i ryzykiem zaprzestania działalności, co z kolei skutkowałoby nie tylko umniejszeniem wolumenu energii wytwarzanej z bezemisyjnych źródeł OZE, likwidacją małych przedsiębiorstw i miejsc pracy oraz zahamowaniem procesów realizacji nowych inwestycji w MEW, ale także likwidacją obiektów małej retencji, umniejszeniem przychodów Skarbu Państwa oraz koniecznością przejęcia przez Skarb Państwa kosztów utrzymania fragmentów rzek i urządzeń wodnych.

W związku z powyższym do priorytetowych postulatów branży MEW należy wniosek o wprowadzenie rozwiązań zapewniających możliwości dalszego funkcjonowania instalacji, dla których w roku bieżącym i w latach kolejnych zakończy się 15-letni okres wsparcia. Jako wiodące postulaty wskazuje się zatem:

1. Wydłużenie okresu udzielania pomocy operacyjnej dla MEW o mocy do 1 MW;
2. Regulacje dotyczące modernizacji instalacji OZE, zapewniającej dalsze wsparcie operacyjne.

Ważną kwestią jest ponadto wprowadzenie możliwości sprzedaży energii w ramach spółdzielni energetycznych.

Zbiór wszystkich postulowanych zmiany legislacyjnych i pozalegisacyjnych, których wprowadzenie pozwoliłyby na rozwój nowych MEW oraz utrzymanie istniejących źródeł wytwórczych przedstawia poniższa tabela:

Nazwa	Atrybuty
Wydłużenie okresu udzielania pomocy operacyjnej dla MEW	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Modernizacja instalacji OZE	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 31.12.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Przepisy dla spółdzielni energetycznych	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 30.06.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Zapewnienie trwałości systemu FIT/FIP	Obligatoryjny: tak (RED II) Czas implementacji: 31.12.2020 Legislacyjny: tak



	System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Sprzedaż energii z MEW bezpośrednio odbiorcy końcowemu	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Udostępnianie obiektów piętrzących	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Uprozczone procedury	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie

## Wydłużenie okresu udzielania pomocy operacyjnej dla MEW

### Stan obecny

System świadectw pochodzenia został wprowadzony z dniem 1 października 2005 r. (art. 9e ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – wprowadzony na mocy art. 1 ustawy z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy Prawo ochrony środowiska, Dz.U. Nr 91, poz. 875). Pierwotnie prawo polskie nie określało okresu, przez który miało być udzielane wsparcie w formie świadectw pochodzenia.

Jak potwierdza uzasadnienie Decyzji Komisji Europejskiej z dnia 2 sierpnia 2016 r. w sprawie pomocy państwa SA.37345 (2015/NN) – „Polska. Polski system świadectw pochodzenia w celu wsparcia odnawialnych źródeł energii i zmniejszenia obciążeń związanych z OZE dla odbiorców energochłonnych”, dopiero w 2012 r., kiedy rozpoczęły się prace nad nową ustawą o odnawialnych źródłach energii, doszło do wskazania, że okres udzielania wsparcia ograniczony będzie do 15 lat. Zasada ta została wprowadzona na mocy art. 44 ust. 5 ustawy z dnia z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

W dniu 14 stycznia 2016 r. Polska poinformowała Komisję, że możliwość wejścia do systemu świadectw pochodzenia (tj. nabycia uprawnień do otrzymania świadectw pochodzenia na okres 15 lat) dla wytwórców energii elektrycznej z OZE została przedłużona do dnia 30 czerwca 2016 r.

Na mocy przepisów ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1276), do ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadzono regulacje, ustanawiające system aukcji energii oraz system taryf FIT oraz FIP. Jednakże przepisy ustawy OZE utrzymały zasadę, że pomoc operacyjna udzielana na rzecz instalacji może być udzielana przez okres 15 lat, od pierwszego dnia wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia. Powyższe oznacza, że w 2020 r. istotna część elektrowni wodnych utraci prawo do korzystania z pomocy operacyjnej.

## Barier

Od roku 2005 wsparcie dla OZE oparte było o system zielonych certyfikatów, który jednak w 2012 roku uległ destabilizacji, powodującej znaczny spadek ich cen. W rezultacie, instalacje korzystające z systemu zielonych certyfikatów w latach 2005–2018, tj. przed wprowadzeniem systemu FIT/FIP w swojej historii odnotowywały przychody nawet o 70% niższe za MWh, niż te które prezentują obecnie ceny referencyjne, co oznacza, że w perspektywie całego okresu wsparcia (15 lat), średnia cena sprzedaży energii uzyskana przez te instalacje była o kilkadziesiąt procent niższa niż ta wynikająca z LCOE. W związku z powyższym, w dotychczasowym, 15-letnim okresie wsparcia, przedsiębiorcy prowadzący instalacje MEW nie mieli możliwości ani zamortyzowania inwestycji, ani odzyskania środków zainwestowanych w powstanie instalacji, ani możliwości zbudowania podstaw ekonomicznych do prowadzenia działalności bez wsparcia publicznego.

Dodatkowo należy wskazać, że branża MEW zidentyfikowała łącznie 54 obowiązki prawne, nakładane na właścicieli MEW. Liczba i zakres tych obowiązków są różne dla poszczególnych instalacji, niemniej jednak każdy z nich wiąże się z koniecznością poniesienia stosownych nakładów finansowych oraz organizacyjnych. Obowiązki te w istocie nie służą samym MEW, ale ich otoczeniu gospodarczemu i społecznemu. Nakłady na realizację tych obowiązków ograniczają konkurencyjność MEW.

## Proponowane rozwiązanie

Wystąpienie do Komisji Europejskiej o notyfikowanie zmiany zasad udzielania pomocy operacyjnej dla MEW – polegającej na wydłużeniu okresu wsparcia dla MEW o mocy nie przekraczającej 1 MW z obecnych 15 lat o dodatkowy okres maksymalnie 10 lat.

Prawo Unii Europejskiej, w tym Wytyczne EEAG<sup>66</sup> nie określają sztywnego okresu, w jakim możliwe jest udzielanie pomocy operacyjnej. Nie jest tak, że przyjęty przez Polskę 15-letni okres wsparcia wynika z wdrożenia określonej normy prawa UE. Zgodnie z pkt. 129 Wytycznych EEAG „Pomoc przyznaje się wyłącznie do czasu pełnej amortyzacji instalacji zgodnie z przyjętymi zasadami rachunkowości, a pomoc operacyjna musi być pomniejszona o wszelką uprzednio otrzymaną pomoc inwestycyjną.”

<sup>66</sup> Komunikat Komisji: Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (2014/C 200/01).

Przepis ten odwołuje się do zasad rachunkowości, właściwych dla prawa Państwa Członkowskiego, ubiegającego się o notyfikację systemu pomocowego. Szereg Państw Członkowskich (Hiszpania, Portugalia, Włochy) odwoływało się do 25-letniego okresu wsparcia dla elektrowni wodnych. Ze względu na specyfikę MEW oraz okres amortyzacji instalacji do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, możliwe jest zastosowanie dodatkowego, maksymalnie 10-letniego okresu wsparcia operacyjnego dla MEW.

Notyfikacja, zgodnie z pkt. 121 Wytycznych EEAG, dotyczyłaby udzielania pomocy operacyjnej na okres nie dłuższy niż 10 lat<sup>67</sup>. W rezultacie, okres wsparcia dla MEW wyniósłby maksymalnie 25 lat (15 + 10). Przedmiotem notyfikacji byłaby zmiana ustawy OZE, polegająca na wydłużeniu okresu wsparcia dla MEW. Na dodatkowy okres wykorzystana byłaby aktualnie funkcjonująca dla MEW forma wsparcia w postaci FIT/FIP. Notyfikowana zmiana nie ograniczałaby możliwości objęcia MEW, o mocy zainstalowanej do 2,5 MW, planowanym mechanizmem taryfy FIP.

### Przewidywane skutki

W wyniku proponowanej zmiany elektrownie wodne, w tym 686 elektrowni o mocy zainstalowanej o mocy do 1 MW, utrzymywałyby prawo do uzyskiwania pomocy operacyjnej – i w związku z tym oddalone zostałoby ryzyko, że zasadnicza część MEW zakończyłaby działalność w perspektywie kolejnych kilku lat. Zgodnie z przedstawionymi uwagami, dotychczasowe zasady wsparcia nie były wystarczające do tego, by MEW uzyskały podstawy ekonomiczne do działania bez pomocy publicznej. Ponieważ inwestorzy nie odzyskali środków zainwestowanych w MEW, nie można spodziewać się, by zainwestowali oni środki w modernizację instalacji (co do barier w tym zakresie – patrz część „Modernizacja instalacji OZE”).

Wydłużenie okresu wsparcia dla istniejących instalacji stanowiłoby nie tylko o utrzymaniu dotychczasowej liczby MEW, ale stanowiłoby istotny impuls dla rozwoju kolejnych elektrowni wodnych. Ich powstawanie jest konieczne nie tylko ze względu na konieczność zwiększenia udziału energii OZE w ogólnym zużyciu energii, ale także ze względu na przeciwdziałanie negatywnym skutkom zmian klimatu, szczególnie w zakresie przeciwdziałania skutkom suszy. Szacuje się, że w latach 20. XX wieku na terenach objętych obecnymi granicami Polski istniało ponad 8000 młynów i siłowni wodnych, które w okresie powojennym zniknęły z krajobrazu hydrologicznego Polski, co uznaje się za jedną z przyczyn stopniowego, znacznego obniżenia poziomu wody w niewielkich rzekach. Utrzymanie istniejących MEW i odbudowa dawnych obiektów małej retencji w postaci współczesnych obiektów mikro i małej energetyki wodnej pozwoli przeciwdziałać dalszemu obniżaniu się poziomu wody w rzekach i na terenach do nich przyległych.

---

<sup>67</sup> 121 EEAG: „Komisja będzie zatwierdzać programy pomocy na okres nie dłuższy niż dziesięć lat. Jeśli zostanie utrzymany, taki środek powinien zostać ponownie zgłoszony po upływie wspomnianego okresu. Do 2020 r. należy ograniczyć istniejące i nowo zgłoszone programy odnoszące się do biopaliw produkowanych z żywności.”

## Modernizacja instalacji OZE

### Stan obecny

W myśl ustawy o OZE okres wsparcia dla MEW o mocy poniżej 5 MW trwa 15 lat od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia albo od pierwszego dnia wytworzenia energii elektrycznej potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia (nie wcześniej jednak niż od dnia 1 października 2005 r., czyli daty, od której wydawane były pierwsze zielone certyfikaty). Zatem, wszystkie MEW uruchomione przed tą datą weszły i wyjdą z systemu równocześnie. Dlatego w 2020 roku prawo do korzystania z systemu wsparcia utraci 395 MEW, a w kolejnych latach dotyczyć to będzie kolejnych grup instalacji.

Część tych obiektów, szczególnie budowanych lub odbudowywanych z pozostałości dawnych siłowni wodnych w latach 1980–2005, które od tamtej pory nie dokonały żadnych zasadniczych unowocześnień, wymaga obecnie modernizacji. Nakłady inwestycyjne na modernizację MEW polegającą na wymianie turbiny, przekładni, generatora oraz systemu automatyki i sterowania są porównywalne z nakładami na nową instalację i dla tak zmodernizowanej instalacji powinien istnieć mechanizm odnowienia korzystania z systemu FIT/FIP, podobnie jak ma to miejsce w regulacjach innych państw europejskich.

### Barier

Modernizacja zgodna z zawartym obecnie w ustawie o OZE przepisami dotyczącymi modernizacji instalacji OZE nie może być realizowana, gdyż nie zostało wydane przewidziane w ustawie o OZE rozporządzenie w sprawie kosztów instalacji referencyjnej, która stanowić miała punkt odniesienia dla modernizowanej instalacji. Wstrzymanie wydania rozporządzenia wynika z faktu, że zawarte w ustawie o OZE przepisy dotyczące modernizacji zostały zakwestionowane przez Komisję Europejską. W celu wypracowania nowych rozwiązań legislacyjnych w 2019 roku Ministerstwo Energii powołało Grupę roboczą ds. modernizacji koordynowaną przez Radę OZE przy Konfederacji Lewiatan, której zadaniem było przygotowanie rekomendacji branży OZE w zakresie przepisów dotyczących modernizacji. Po akceptacji założeń przez Departament OZE w Ministerstwie Aktywów Państwowych, w marcu 2020 Grupa robocza przedstawiła Ministerstwu Klimatu rekomendacje zmian przepisów dotyczących modernizacji w formie gotowych propozycji poprawek do OZE.

### Proponowane rozwiązanie

Proponowana jest kontynuacja prac nad przepisami dotyczącymi modernizacji instalacji OZE, z uwzględnieniem rekomendacji wypracowanych i przekazanych Departamentowi OZE w MAP, a następnie w Ministerstwie Klimatu przez Grupę roboczą ds. modernizacji i pilna nowelizacja ustawy o OZE celem wprowadzenia zmian.

Modernizacja podlegająca systemowi wsparcia jest w zaproponowanym rozwiązaniu rozumiana szeroko i obejmuje kilka możliwych działań wytwórcy, w tym:

- a. zastąpienie istniejącej instalacji OZE nową instalacją OZE, wykorzystującą ten sam rodzaj źródła energii do wytwarzania energii elektrycznej (tzw. repowering), albo



- b. odtworzenie stanu pierwotnego instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo
- c. odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

W przypadku a (repowering) instalacje powinny być traktowane przez system wsparcia jak nowe instalacje OZE, w przypadku b korekcie podlegać ma długość wyjściowego okresu wsparcia, przy zachowaniu pełnej wysokości premii, a w przypadku c korygowana ma być wyjściowa wysokość wsparcia, przy zachowaniu pełnego okresu wsparcia.

### Modernizacja – założenia ogólne

Korekty wsparcia w zależności od wysokości poniesionych nakładów.

Modernizacja	5 lat – dla kosztów 25-33% 6 lat – dla kosztów 34-40% 7 lat – dla kosztów 41-50%	Pełna kwota premii	Korekta długości okresu wsparcia
Znaczna modernizacja i konwersja	Pełen okres 15 lat	0,68 dla kosztów 51-60% 0,76 dla kosztów 61-70% 0,84 dla kosztów 71-80% 0,92 dla kosztów 81-90% 1,00 dla kosztów 91-100%	Korekta wysokości wsparcia
Repowering	Pełen okres 15 lat	Pełna kwota premii	

Możliwy zakres inwestycji dla poszczególnych technologii.

	hydro	wiatr	PV	biogaz	biomasa
Modernizacja	+	-	-	+	+
Znaczna modernizacja	+	-	-	+	+
Repowering	+	+	+	+	+

Szczegółowy projekt przepisów zmieniających uOZE dotyczących modernizacji znajduje się w załączniku do Raportu

### Przewidywane skutki

Skutkiem wdrożenia przepisów dotyczących modernizacji instalacji OZE będzie przeprowadzenie modernizacji tych instalacji MEW, które tego wymagają i dla których zakończy się okres wsparcia. Zapewnienie określonych warunków wsparcia dla zmodernizowanych instalacji umożliwi tym obiektom dalszą działalność i kontynuację wytwarzania energii w sposób nowocześniejszy i bardziej wydajny. Liczba instalacji, które potencjalnie mogą skorzystać z przepisów modernizacyjnych od 2020 roku (dla których skończy się 15-letni okres wsparcia) wynosi 395, a ich łączna moc to ponad 127 MW.

## Przepisy dla spółdzielni energetycznych

### Stan obecny

Nowelizacja Ustawy o OZE wprowadziła nowy model funkcjonowania na rynku dla wytwórców OZE i odbiorców energii elektrycznej w postaci spółdzielni energetycznych. W związku z kończącym się 15-letnim okresem wsparcia w przypadku dużej części MEW model ten wydaje się być rozwiązaniem problemu znacznego spadku przychodów z produkcji energii elektrycznej. Obecny stan prawny nie pozwala jeszcze ostatecznie na działalność spółdzielni energetycznych. Zarówno w ustawie o OZE, jak i w prawie energetycznym brakuje stosownych uściśleń i szczegółów dotyczących zasad działania takich podmiotów.

### Barierzy oraz proponowane rozwiązania

Szczegółowy opis znajduje się w Rozdziale: Część C / Postulaty ogólne / społeczności energetyczne.

### Przewidywane skutki

Wprowadzenie powyższych zapisów określi w jasny sposób zasady funkcjonowania i rozliczeń spółdzielni energetycznych. Dzięki temu pojawi się większy potencjał do zawiązywania tego typu podmiotów. W naszej ocenie zainteresowanie spółdzielniami energetycznymi pojawi się również w środowisku właścicieli małych elektrowni wodnych, którzy już w tym momencie szukają rozwiązań problemu kończącego się okresu wsparcia i tym samym znacznego obniżenia swoich przychodów.

Według naszych analiz potencjał do zagospodarowania przez spółdzielnie energetyczne to ponad 300 małych elektrowni wodnych o łącznej mocy zainstalowanej około 120 MW. Wszystkie obiekty znajdują się na terenach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich, czyli tych gmin, na których istnieje możliwość powstawania spółdzielni. Dodatkowo właśnie te instalacje w 2020 roku borykać będą się z problemem utraty 15-letniego okresu wsparcia.

## Zapewnienie trwałości systemu FIT/FIP

### Stan obecny

Elektrownie budowane na bazie istniejącej infrastruktury stanowią zazwyczaj obiekty o niewielkiej mocy, a analizy ekonomiczne wskazują na dużą zależność średniego kosztu wytworzenia jednostki energii elektrycznej w elektrowni wodnej (LCOE) od wielkości instalacji: im mniejsza moc obiektu, tym wyższe LCOE. Tymczasem, spośród obiektów piętrzących wodę, które potencjalnie nadają się do wykorzystania na cele hydroenergetyczne, zdecydowaną największą liczbę stanowią potencjalne lokalizacje instalacji o najmniejszej mocy. Te instalacje również przeważają w grupie projektów będących w przygotowaniu i w trakcie realizacji, a także jeśli chodzi o liczbę inwestycji już zrealizowanych. Wg danych URE, wśród wszystkich istniejących w Polsce elektrowni wodnych, obiekty do 300 kW stanowią 77% instalacji, obiekty w przedziale mocy 300 kW – 1 MW stanowią 13%, a obiekty o mocy powyżej 1 MW tylko 10% liczby wszystkich instalacji. Według prognoz branży MEW dalszy rozwój hydroenergetyki będzie przebiegał z zachowaniem takich samych proporcji.

Aby te elektrownie mogły powstawać, konieczne są odpowiednie ceny sprzedaży wytworzonej energii, zapewniane w ramach systemu wsparcia energii ze źródeł odnawialnych. Bez tego, w oparciu wyłącznie o ceny hurtowe sprzedaży energii, uruchamianie takich małych obiektów nie ma sensu ekonomicznego. Od roku 2005 wsparcie dla OZE oparte było o system zielonych certyfikatów, który jednak w 2012 roku uległ destabilizacji, powodującej znaczny spadek ich cen. W 2015 ustawa o OZE wprowadziła system wsparcia oparty o aukcje, oceniane jednak jako rozwiązanie ryzykowne, skomplikowane i nieodpowiednie dla niewielkich producentów w MEW. Dopiero nowelizacja ustawy o OZE z dnia 7 czerwca 2018 roku wprowadziła sprawdzone w innych krajach mechanizmy dopasowane do potrzeb branży MEW w postaci systemu gwarantowanych cen – FIT i gwarantowanych dopłat do ceny – FIP dla małych instalacji hydroenergetycznych. Mechanizmy te są pozytywnie oceniane i stanowią atrakcyjną zachętę dla inwestorów MEW do realizacji nowych inwestycji.

System FIT/FIP funkcjonujący w Polsce został zgłoszony do Komisji Europejskiej jako zgodny z Rozporządzeniem Komisji (UE) NR 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER). Jeżeli jakiś środek pomocowy jest wprost zgodny z GBER, to jest uznawany za zgodny z prawem UE i nie wymaga notyfikacji. W drugim półroczu 2020 planowana jest rewizja wytycznych w zakresie pomocy publicznej EEAG, a wraz z nimi Rozporządzenia GBER, gdzie po raz kolejny zostaną wskazane zasady, na mocy których pomoc operacyjna może zostać uznana za legalną bez konieczności notyfikacji.

## Barier

Możliwość zgłoszenia planowanej inwestycji do systemu FIT/FIP (złożenia deklaracji o zamiarze korzystania z systemu FIT/FIP) istnieje tylko do 30 czerwca 2021 roku. Wynika to z treści decyzji KE z dnia 13 grudnia 2017 r. State aid SA.43697 (2015/N) – Poland Polish support scheme for RES and relief for energy-intensive users (*Ustawa o odnawialnych źródłach energii – aukcyjny system wsparcia OZE oraz ulgi w opłacie OZE dla przedsiębiorstw energochłonnych*) – pkt. 249 uzasadnienia decyzji. Ponadto wskazany termin wynika bezpośrednio z zapisów GBER. Zgodnie z artykułem 59 tego rozporządzenia, jego przepisy mogą być stosowane do dnia 31 grudnia 2020 r., a zgodnie z art. 58 ust. 4 wszystkie programy pomocy wyłączone na mocy niniejszego rozporządzenia pozostają wyłączone przez sześciomiesięczny okres dostosowawczy. Oznacza to, że polski system FIT/FIP może obowiązywać do 30 czerwca 2021. Brak dłuższej perspektywy czasowej działania systemu FIT/FIP stanowi poważną barierę rozwoju MEW, ze względu na długotrwałość i kosztowność procedur administracyjnych przygotowania inwestycji, zarówno w przypadku nowej, jak i zmodernizowanej instalacji. Do złożenia deklaracji o zamiarze korzystania z systemu FIT/FIP i uzyskania zaświadczenia o zagwarantowaniu stałej ceny dla planowanej instalacji niezbędne jest posiadanie przez inwestora pozwolenia na budowę i wszystkich poprzedzających jego uzyskanie zezwoleń. Czas ich uzyskania wynosi w przypadku MEW od roku do kilku lat. Brak pewności, że inwestor zdąży uzyskać pozwolenia przed dniem 30 czerwca 2021, a co za tym idzie brak pewności, że instalacja będzie miała zagwarantowane prawo do korzystania z systemu wsparcia, jest czynnikiem zniechęcającym inwestorów do realizacji projektów.



## Proponowane rozwiązanie

1. Proponuje się, aby polski Rząd wystąpił do Komisji Europejskiej z wnioskiem o wydłużenie co najmniej do końca 2023 r. obowiązywania systemu GBER stanowiącego podstawę stosowania w Polsce systemu taryf FIP/FIT.
2. Proponuje się, aby uczestnicząc w konsultacjach nowego GBER oraz nowych wytycznych w zakresie pomocy publicznej na ochronę środowiska polski Rząd postulował wobec Komisji Europejskiej wprowadzenie regulacji, umożliwiających dalsze stosowanie FIT oraz FIP, w kolejnym okresie budżetowania.
3. Proponuje się również, aby Rząd informował branżę OZE o kolejnych aktach prawnych, poddawanych konsultacjom, jak i konsultował z branżą swoje postulaty wobec Komisji Europejskiej. Ustalenie mechanizmów współpracy i wymiany informacji między administracją rządową oraz organizacjami grupującymi przedsiębiorstwa prowadzące instalacje OZE byłoby bardzo uzasadnione.

## Przewidywane skutki

W 2017 roku 162 projekty MEW (do 10 MW) o łącznej mocy zainstalowanej 55,97 MW i planowanej produkcji 252 GWh/rok znajdowały się w procesie uzyskiwania pozwoleń lub w budowie<sup>68</sup>. Przedłużenie terminu możliwości przystąpienia do systemu FIT/FIP umożliwi dokończenie procedur administracyjnych, złożenie deklaracji o zamiarze korzystania z systemu FIT/FIP i zrealizowanie tych inwestycji oraz stanowić będzie zachętę do realizacji kolejnych projektów. Ponadto możliwe będzie przygotowanie projektów modernizacji MEW, dla których w 2020 roku zakończy się okres wsparcia.

Sprzedaż energii z MEW bezpośrednio odbiorcy końcowemu.

## Stan obecny

Bezpośredni przesył energii linią nN odbiorcy końcowemu przez wytwórcę tej energii w niewielkiej instalacji, realizowany na niewielką odległość (tzw. sprzedaż sąsiedzka) stanowi często najkorzystniejsze technicznie i ekonomicznie rozwiązanie, gdyż pozwala na efektywne wykorzystanie specyfiki konkretnej lokalizacji i istniejącej w niej infrastruktury elektroenergetycznej przy jej minimalnej rozbudowie (bliskość fizyczna wytwórcy i odbiorcy) oraz eliminuje straty na podwójnej transformacji nN/SN i SN/nN.

Rozwiązanie to wymaga budowy linii bezpośredniej zdefiniowanej w art. 3 ust. 11f ustawy z dnia 10 kwietnia 2007 r. Prawo energetyczne (uPE) jako linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

---

<sup>68</sup> Lis, Michał i Drzewicz-Karyś, Justyna, *Inwestycje w krajowej energetyce wodnej*, „Energetyka Wodna” nr 1, styczeń 2018, <http://www.energetykawodna.info/> (dostęp: 10.05.2020).



W dzisiejszych warunkach prawnych zgodnie z art. 32 ust 4 uPE możliwość bezpośredniej sprzedaży istnieje jedynie z wykorzystaniem instalacji o napięciu niższym niż 1 kV należącej do odbiorcy końcowego. To rozwiązanie ze względu na ograniczenie poziomu napięcia nie pozwala na przesył na odległości większe niż 300 mb.

### **Bariery**

Barierą rozwoju sprzedaży sąsiedzkiej jest ograniczenie wynikające z Art. 7a ust 3 uPE, w myśl którego budowa[...] linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji. Najczęściej przyczyną braku zgody Prezesa URE jest powoływanie się na art. 7a ust 4 pkt 1 uPE a którym Prezes URE wskazuje na możliwość wykorzystania istniejącej sieci elektroenergetycznej do realizacji dostawy energii elektrycznej od źródła OZE do odbiorcy końcowego.

Proponowane w dalszej części rozdziału rozwiązanie opisanego problemu, polegające na likwidacji zbędnej procedury administracyjnej powinno zostać zweryfikowane pod kątem zgodności z Dyrektywą EMD. Wskazuje się również na potencjalną potrzebę zmian kalkulacji taryf przez OSD.

### **Proponowane rozwiązanie**

Proponuje się wprowadzenie następujących zapisów w uPE<sup>69</sup>:

W ustawie z dnia 10 kwietnia 2007 r. Prawo energetyczne w art. 7a dodać ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Budowa linii bezpośredniej pomiędzy instalacją odnawialnego źródła o mocy instalowanej nie większej niż 1 MW a odbiorcą końcowym nie wymaga zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Transport energii elektrycznej poprzez linię bezpośrednią określoną w zdaniu poprzednim nie stanowi dystrybucji w rozumieniu art. 3 ust. 5.

3b. Z linii bezpośredniej o której mowa w ust. 3a nie może korzystać wytwórca, który w swojej działalności wykorzystuje mechanizmy, o których mowa w art. 40, art. 44, art. 70a i art. 73 ustawy z dnia 15 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii.”

### **Przewidywane skutki**

Proponowane rozwiązanie wyeliminuje zbędną procedurę administracyjną w postaci zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej w sytuacjach, w których przesył energii po istniejącej linii OSD jest technicznie i ekonomicznie nieuzasadniony (np. prowadzony jest z podwójną transformacją nN/SN i SN/nN). Sprzedaż sąsiedzka nie jest generalnym mechanizmem mającym mieć zastosowanie na szeroką skalę, lecz pewnym usprawnieniem sieciowym mającym charakter ograniczony mocowo (instalacje o mocy do 1 MW) i terytorialnie (bliska odległość dostawcy i odbiorcy energii).

---

<sup>69</sup> Alternatywna propozycja zmian legislacyjnych znajduje się w rozdziale pt. Sprzedaż bezpośrednia do odbiorcy końcowego z PV.

Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych. Transport energii elektrycznej za pośrednictwem linii bezpośredniej nie będący dystrybucją energii elektrycznej pozwoli na ograniczenie szeregu barier prawnych, administracyjnych i ekonomicznych dla realizacji lokalnych dostaw energii.

Rozwój sprzedaży sąsiedzkiej w oparciu o instalacje OZE nie większe niż 1 MW będzie kolejnym elementem rozwoju energetyki rozproszonej stanowiąc uzupełnienie obecnie stosowanych rozwiązań tj. prosument, spółdzielnia energetyczna czy klaster energii. Będzie to również jedno z rozwiązań pozwalających na utrzymanie w działaniu MEW, dla których zakończy się okres wsparcia i dla których takie rozwiązanie będzie uzasadnione technicznie i ekonomicznie.

## Udostępnianie obiektów piętrzących

### Stan obecny

Od wielu lat za jedną z głównych przyczyn bardzo niskiego poziomu zagospodarowania istniejących piętrzeń, a tym samym niewielkiego stopnia wykorzystania potencjału energetycznego polskich rzek, uznaje się brak skutecznych regulacji w zakresie udostępniania inwestorom obiektów piętrzących. W ustawie z 20 lipca 2017 – Prawo wodne wprowadzono przepisy regulujące zasady udostępniania państwowych obiektów hydrotechnicznych, zgodnie z którymi obiekty mają być udostępniane w drodze przetargów, przy czym, wprowadzono od tej zasady pewne wyjątki, umożliwiając w niektórych sytuacjach oddawanie obiektów w użytkowanie również w drodze bezprzetargowej. Ten ostatni sposób w opinii branży małych elektrowni wodnych ma szansę stać się skutecznym rozwiązaniem w przypadku niewielkich przedsięwzięć.

### Barier

W ustawie nie określono maksymalnych stawek opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo, co sprawia, że mogą być one dowolnie i uznaniowo wyznaczane przez zarządzające tymi urządzeniami wodnymi PGW Wody Polskie. Tymczasem w przypadku wszystkich innych opłat określanych w Prawie wodnym przewidziano maksymalne lub jednostkowe ich stawki. Jedynie w przypadku opłat za dzierżawę urządzeń i nieruchomości niebędących gruntami pod wodami płynącymi, w ustawie nie zawarto ani opłat maksymalnych, ani docelowych, ani żadnych przepisów pozwalających kontrolować wysokość nakładanych obciążeń.

### Proponowane rozwiązanie

1. Uzupelnienie przepisów ustawy Prawo wodne o delegację ustawową do wydania rozporządzenia określającego stawki opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo

#### Treść proponowanej poprawki:

W ustawie z dnia 20 lipca 2017 – Prawo wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566 z późn. zm.) wprowadza się następujące zmiany:



w art. 265 dodaje się ust. 17 i 18 w brzmieniu:

„17. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość opłat rocznych za oddanie w dzierżawę nieruchomości niebędących mieniem, o którym mowa w art. 261 ust. 1, których oddanie w dzierżawę nastąpiło w drodze bezprzetargowej na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną.

18. W przypadku poniesienia przez podmiot biorący w dzierżawę, o której mowa w ust. 17 nakładów inwestycyjnych związanych z poprawą stanu technicznego oddawanej w dzierżawę nieruchomości, zwalnia się ten podmiot z opłat za oddanie w dzierżawę do czasu zwrotu tych nakładów inwestycyjnych.”

2. Alternatywnym rozwiązaniem jest ustalenie w konsultacjach z branżą MEW maksymalnej stawki opłat za użytkowanie budowli piętrzących na cele MEW w zarządzeniu wewnętrznym Prezesa PGW Wody Polskie określającym procedury gospodarowania mieniem Skarbu Państwa. Z analiz branży MEW wynika, że realizacja rentownych inwestycji w małe elektrownie wodne będzie możliwa, gdy opłata roczna za użytkowanie budowli piętrzącej nie będzie przekraczać 6-7% wartości przychodów netto z tytułu wyprodukowanej energii elektrycznej w OZE. Ponadto, aby w większym stopniu zagospodarować niewykorzystany potencjał energetyczny rzek, proponowane jest dodanie przepisu, zgodnie z którym w przypadku poniesienia przez inwestora nakładów finansowych związanych z poprawą stanu technicznego budowli piętrzącej, inwestor byłby zwolniony z opłat za użytkowanie tej budowli do czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych, co pozwoli dostosować warunki umowy do konkretnego obiektu. Należy bowiem podkreślić, że udostępniane budowle hydrotechniczne znajdują się często w bardzo złym stanie technicznym (są zrujnowane i nie pełnią przypisanych im funkcji), a ich odbudowa przez prywatnych inwestorów umożliwia przywrócenie zdegradowanego majątku Skarbu Państwa do stanu funkcjonalności.

### **Przewidywane skutki**

Skutkiem zmiany będzie zwiększenie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego kraju poprzez zagospodarowanie lub odbudowę istniejących piętrzeń będących własnością Skarbu Państwa na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej, co przyczyni się do zrealizowania celów wskazanych w strategicznych dokumentach Państwa. Liczba piętrzeń potencjalnie nadających się do wykorzystania na cele MEW wynosi około 8 tys.

### **Uprozczone procedury**

#### **Stan obecny**

Szacuje się, że w latach 20-tych i 30-tych XX wieku na terenie objętych obecnymi granicami Polski istniało ponad 8 tys. młynów i siłowni wodnych. W 1953 r. nadal istniało 7 230 instalacji, ale już tylko 2 131 z nich przetrwało do lat 80-tych, w tym jedynie 300 obiektów było eksploatowanych<sup>70</sup>. Obecnie

<sup>70</sup> Energoprojekt, Analiza istniejącej infrastruktury hydroenergetycznej, zbiory TRMEW.

zarówno instytucje państwowe, jak i organizacje pozarządowe wskazują na możliwość ponownego uruchomienia dawnych instalacji, gdyż ich potencjał oceniany jest jako opłacalny pod względem ekonomicznym i zrównoważony w aspekcie ochrony przyrody. Wyniki inwentaryzacji obiektów piętrzących wykonanej przez Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej pokazały, że w Polsce istnieje ponad 14 tysięcy budowli i urządzeń piętrzących (o wysokości minimum 0,7 m), z czego tylko 4,5% wykorzystuje się na cele produkcji energii<sup>71</sup>. Mniej więcej w tym samym czasie badania potencjalnych lokalizacji małych i mikroelektrowni wodnych w oparciu o dawne budowle młynów wodnych były częścią europejskiego projektu RESTOR Hydro, współfinansowanego z Programu Unii Europejskiej IEE, w ramach którego powstała Mapa RESTOR Hydro, na której zidentyfikowano ponad 50 tysięcy potencjalnych lokalizacji MEW w Europie, w tym 8 tysięcy na terenie Polski.

Spośród potencjalnych lokalizacji MEW bazujących na istniejących obecnie lub w przeszłości urządzeniach wodnych zdecydowanie największą liczbę stanowią lokalizacje instalacji o najmniejszej mocy, spełniające kryterium mikroinstalacji lub małej instalacji. Ponadto ze względu na fakt, że bardzo często elektrownie wodne bazują na obiektach dawnych siłowni wodnych i innej istniejącej już infrastruktury inwestycje w małą energetykę wodną to przedsięwzięcia bardzo zróżnicowane pod względem zakresu. Tymczasem, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. 2019 poz. 1839), wszystkie elektrownie wodne należą do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. O ile jednak nie ulega wątpliwości, że budowa nowej elektrowni wodnej wraz z nowym piętrzeniem spełnia tę definicję, to w przypadku szeregu inwestycji wykorzystujących już istniejącą infrastrukturę i mających znacznie mniejszy zakres kwestia ich klasyfikacji pod względem oddziaływania na środowisko pozostawia wątpliwości. Do przykładów takich inwestycji należą zmiany sposobu użytkowania istniejących urządzeń wodnych polegające na wykorzystaniu dawnych obiektów młyńskich do zainstalowania współczesnych turbin wodnych, przebudowie i modernizacji istniejących MEW, budowie tzw. aktywnych przepławek dla ryb, tj. przepławek z funkcją produkcji energii itp.

## Barier

1. Decyzje o tym czy daną inwestycję należy zakwalifikować jako przedsięwzięcie mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko podejmowane są bez uwzględnienia rzeczywistego zakresu inwestycji.
2. Brak rozgraniczeń wielkości elektrowni wodnych oraz zakresu inwestycji w rozporządzeniu w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko powoduje, że w przypadku procedury środowiskowej urzędy zazwyczaj domagają się sporządzenia raportu oddziaływania na środowisko (OOS) dla każdej inwestycji związanej z energetyką wodną. Jest to często wymóg nadmierny, gdyż w przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko sporządzenie raportu OOS nie jest wymogiem bezwzględnym. Ponadto zakres wymaganego raportu jest często nieproporcjonalnie duży w stosunku do faktycznego zakresu inwestycji.

---

<sup>71</sup> Geoportals KZGW.

## Proponowane rozwiązanie

1. Wprowadzenie przepisów precyzujących, że do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko nie należą przedsięwzięcia polegające m.in. na:
  - a. zmianie sposobu użytkowania istniejących urządzeń wodnych;
  - b. przebudowie lub modernizacji istniejących MEW o mocy zainstalowanej do 1 MW;
  - c. budowie aktywnych przepławek dla ryb.
2. Wprowadzenie przepisów nakazujących przy podejmowaniu decyzji o konieczności sporządzenia raportu OOŚ uwzględnienie rzeczywistego zakresu inwestycji związanej z energetyką wodną oraz, jeśli raport dla danego przedsięwzięcia jest niezbędny, wzięcie pod uwagę przy ustalaniu koniecznego zakresu raportu faktycznego zakresu inwestycji.
3. Alternatywnym rozwiązaniem jest opracowanie we współpracy z branżą MEW klarownych wytycznych, określających wiążące administrację zasady oceny wniosków o budowę MEW, poradniki określające poszczególne kroki w pozyskiwaniu decyzji administracyjnych oraz ustanawiających „opiekuna” wniosku – urzędnika, który będzie prowadził inwestora przez wszystkie etapy administracyjne oraz wspierał inwestora przy formułowaniu wyjaśnień dla poszczególnych organów administracji.

## Przewidywane skutki

Skutkiem zmiany będzie zwiększenie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego kraju poprzez zagospodarowanie dawnych piętrzeń młyńskich i innych urządzeń wodnych (8 tys. potencjalnych lokalizacji), a także możliwość przeprowadzania modernizacji działających obecnie MEW (liczba instalacji, które potencjalnie mogą skorzystać z przepisów modernizacyjnych od 2020 roku wynosi 395, a ich łączna moc to ponad 127 MW).

## Załączniki:

- *Szczegółowy projekt przepisów zmieniających uOZE dotyczących modernizacji znajduje się w załączniku do Raportu.*

## Magazyny energii

Potrzeba magazynów energii w polskim systemie elektroenergetycznym będzie rosła ze względu na stan obecny systemu elektroenergetycznego, ale również i przyszłe wyzwania rynku energetycznego, w tym wzrost udziału generacji z OZE, powstawanie spółdzielni energetycznych i klastrów energii, popularyzację elektromobilności, rynek mocy czy wyeksploatowanie konwencjonalnych źródeł wytwórczych wielkoskalowych.

Stworzenie dynamicznie rozwijającego się wewnętrznego rynku magazynów energii w Polsce to również szansa na zbudowanie polskiej branży magazynowania energii. Magazyny energii współpracujące z siecią to dużo więcej niż sama bateria – to cały system zarządzania i integracji z siecią. Pełny łańcuch technologiczny obejmuje: surowce, ich przetwarzanie, produkcję komponentów cel baterii, produkcję cel, produkcję baterii / zestawów baterii, integrację baterii z wykorzystaniem



oprogramowania (BMS, EMS) oraz urządzeń (urządzenia elektryczne, urządzenia pomiarowe, energoelektronika, urządzenia komunikacji i łączność). Są to obszary, w których polskie przedsiębiorstwa rozwijają kompetencje. Polscy producenci elementów elektrycznych i elektronicznych, firmy zajmujące się automatyką, IT, telekomunikacją i przesyłem danych mają szansę zaistnienia 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 i na tym polu jako kraj również mamy osiągnięcia. Stworzenie warunków dla rozwoju systemów magazynowania energii w Polsce to również szansa na rozwój w Polsce nowej branży, rozwój gospodarczy i nowe miejsca pracy.

Obecne regulacje prawne obowiązujące w Polsce są niewystarczające, aby przełożyć się na modele stosowania magazynów energii w systemie elektroenergetycznym, które miałyby uzasadnienie ekonomiczne.

W obszarze rynku wewnętrznego energii elektrycznej UE magazyny energii są już traktowane jako równorzędne rozwiązanie technologiczne zapewniające elastyczność funkcjonowania połączonych systemów elektroenergetycznych oraz istotny element transformacji, dzięki któremu możliwe będzie obniżanie emisyjności. W świetle rozporządzenia IEMR oraz dyrektywy IEMD 4 dotyczy to zarówno obrotu profesjonalnego, jak i świadczenia usług magazynowania energii elektrycznej 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, obywatelskie społeczności energetyczne oraz w drodze agregacji<sup>72</sup>.

Zgodnie z rozporządzeniem IEMR, integracja magazynów energii ma być oparta o fundamentalne zasady rynkowe, wymagające by ceny energii kształtowały się w oparciu o prawo popytu i podaży. Funkcjonowanie magazynów energii i uzyskiwanie korzyści ze stosowania tych rozwiązań technicznych uwarunkowane jest usuwaniem barier, w szczególności finansowych, wynikających z historycznej organizacji rynków energii opartych o centralnie sterowane źródła wytwarzania energii o planowej charakterystyce pracy. W pierwszej kolejności niezbędne jest usuwanie barier regulacyjnych ograniczających rozwój magazynów energii.

Obejmuje to m.in. konieczność dostosowania zasad kształtowania taryf dla usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej w taki sposób, by adekwatnie uwzględniały korzyści dla funkcjonowania systemów elektroenergetycznych z wykorzystywania magazynów energii. W szczególności dyrektywa IEMD 4 nakazuje wykluczenie sytuacji, w której zasady kształtowania taryf i rozliczeń z tytułu dostępu do sieci skutkowały wielokrotnym naliczaniem opłat bez uwzględnienia specyfiki działania magazynów energii.

---

<sup>72</sup> DEFINICJA: IEMR – ang. 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, str. 54–124.

DEFINICJA: IEMD 4 – ang. 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, str. 125–199

Niezbędna jest standaryzacja zasad przyłączania magazynów energii do sieci w taki sposób, by zapewnić w długiej perspektywie czasowej stabilne warunki planowania inwestycji profesjonalnych i konsumenckich. Aktualnie Kodeksy Sieci RfG oraz DC nie regulują warunków dostępu do sieci w odniesieniu do magazynów energii (z wyjątkiem instalacji szczytowo-pompowych). Stąd kluczowe jest formułowanie stabilnych i przejrzystych zasad na poziomie sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. Rozwiązania w tym zakresie wymagają, zgodnie z dyrektywą IEMD 4, uwzględnienia już na etapie formułowania planów rozwoju sieci elektroenergetycznych.<sup>73</sup>

Niezbędne jest 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 OSP sformułowaną zgodnie z art. 25 ust. 4 Kodeksu Sieci EB, dotyczącą standardowej listy usług bilansujących<sup>74</sup> i jej sprawne wdrożenie w ramach struktur polskiego rynku energii elektrycznej. Rozporządzenie IEMR wymaga, aby dopuszczalne było zarówno bezpośrednie świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej, jak i ich oferowanie w drodze agregacji. Podobnie, wymagane jest uwzględnienie ofert magazynów energii w zasadach redysponowania (ang. *redispatching*) jednostkami wytwórczymi i jednostkami odbioru<sup>75</sup>.

Dyrektywa IEMD 4 istotnie ogranicza dopuszczalność bezpośredniego wykorzystywania magazynów energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych (wyjątkowo tylko możliwość posiadania i bezpośredniej eksploatacji magazynów przez OSP i OSD – magazyny jako elementy ściśle zintegrowane z siecią). Niezbędne jest przejrzyste określenie zasad, które operatorzy stosują w tym zakresie. Przyczyni się to zarówno do efektywności działania samych operatorów systemów, optymalizacji kosztów planowania i rozwoju systemów elektroenergetycznych, jak i przejrzystości rynku magazynowania energii.

Istotnym rozwiązaniem dla krajowego rynku energii jest wdrożenie takich regulacji, które zwiększą możliwości komercyjnego świadczenia usług magazynowania energii elektrycznej jako źródła elastyczności systemu energetycznego.

---

<sup>73</sup> DEFINICJA: Kodeks Sieci RfG – ang. Requirements for Generators – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru, Dz. Urz. UE serii L nr 223 z 18 sierpnia 2016, str. 10–54.

DEFINICJA: Kodeks Sieci DC – ang. Demand Connection – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz. Urz. UE serii L nr 112 z 27 kwietnia 2016, str. 1–68.

<sup>74</sup> 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 of 18 December 2019.

<sup>75</sup> DEFINICJA: Kodeks Sieci EB – ang. Electricity Balancing – 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, str. 6–53.

Nazwa	Atrybuty
Program wsparcia zakupu magazynów energii przez prosumentów	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Program wsparcia zakupu magazynów energii przez przedsiębiorstwa przemysłowe w celu zapewnienia parametrów jakościowych energii niezbędnych na potrzeby procesów technologicznych, w tym na potrzeby Przemysłu 4.0	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Regulacje ułatwiające przyłączenie do sieci magazynów energii jako samodzielnych instalacji z odrębnym układem współpracy z siecią	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 01.01.2021 Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Katalog usług regulacyjnych OSD dla magazynów energii	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Katalog usług komercyjnych OSP dla magazynów energii	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Koszyk aukcyjny dla instalacji OZE wyposażonych w magazyn energii	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak



Unormowanie standardów dotyczących bezpieczeństwa magazynów energii	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: ewentualny Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Ograniczenie arbitrażu handlowego na rynku bilansującym	Obligatoryjny: tak (IMER, IMED 4) Czas implementacji: 01.01.2020(IMER); 31.12.2020 (IMED 4) Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Modernizacja zasad kształtowania taryf dla przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej	Obligatoryjny: tak (IMER, IMED 4) Czas implementacji: 01.01.2020 (IMER); 31.12.2020 (IMED 4) Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie
Udostępnienie standardowych produktów dla operatorów magazynów energii na RDN i RDB (zadania NEMO)	Obligatoryjny: tak (IMER, IMED 4) Czas implementacji: 01.01.2020 (IMER); 31.12.2020 (IMED 4) Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Określenie zasad wykorzystywania magazynów energii przez OSP i OSD	Obligatoryjny: nie (ale powiązany z IMED 4) Czas implementacji: 31.12.2020 (IMED 4) Legislacyjny: tak System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie

## Program wsparcia zakupu magazynów energii przez prosumentów

### Stan obecny

Obowiązujący system opustów dla prosumentów powoduje, że zakup przez prosumenta magazynu energii jako uzupełnienie prosumenckiej instalacji PV nie jest uzasadniony ekonomicznie. W systemie



opustów za każdą 1 kWh wprowadzoną do sieci, prosument może pobrać z sieci 0,8 kWh, jeżeli energię wytwarza w instalacji do mocy do 10 kW lub też 0,7 kWh, jeżeli prąd pochodzi z instalacji o mocy od 10 kW do 50 kW. W tej sytuacji to sieć elektroenergetyczna jest de facto dla prosumenta magazynem energii. Co istotne – z punktu widzenia prosumenta, jest to magazyn energii o zerowym koszcie zakupu i sprawności 80 lub 70%. Szansa, że w tej sytuacji zdecyduje się na komercyjny zakup magazynu energii są właściwie zerowe. Dotyczy to nie tylko gospodarstw domowych, ale zgodnie z definicją, katalog podmiotów obejmuje również samorządy terytorialne, stowarzyszenia, związki wyznaniowe, szpitale, szkoły, parafie oraz firmy i to niezależnie od wielkości.

Zwiększające się nasycenie instalacjami prosumenckimi w sieciach niskiego stanowi wyzwanie dla OSD. Z jednej strony oznacza to konieczność zwiększenia nakładów na modernizację sieci. Z drugiej strony niezbędne inwestycje zwiększające możliwość przyłączania instalacji prosumenckich trudne są do zaplanowania z odpowiednim wyprzedzeniem w związku z faktem, że 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. Równoległe ze zwiększaniem się liczby instalacji prosumenckich problem ten będzie narastał.

### **Barьеры**

1. System opustów dla prosumentów.
2. Brak dofinansowania zakupu magazynów energii elektrycznej dla prosumentów.

### **Proponowane rozwiązanie**

1. Wprowadzenie programu dofinansowania zakupu magazynu energii elektrycznej przez prosumentów, analogicznego do programu Mój Prąd realizowanego przez NFOŚiGW.
2. Dofinansowanie zakupu magazynu energii powinno być połączone z zapewnieniem użytkowania magazynu energii w sposób wspierający sieć, przykładowo poprzez ograniczenie energii wprowadzanej do sieci wolumenu odpowiadającego 50% mocy zainstalowanej w prosumenckiej instalacji OZE.

### **Przewidywane skutki**

1. Złagodzenie negatywnych dla sieci efektów przyłączania znaczącej liczby instalacji prosumenckich, m.in. poprzez ograniczenie mocy chwilowych w przyłączy sieciowym.
2. Uniknięcie kosztów inwestycji w modernizację sieci niskiego napięcia.
3. Rozwój krajowych producentów i integratorów magazynów energii dzięki stworzeniu rynku wewnętrznego.



Program wsparcia zakupu magazynów energii przez przedsiębiorstwa przemysłowe w celu zapewnienia parametrów jakościowych energii niezbędnych na potrzeby procesów technologicznych, w tym na potrzeby Przemysłu 4.0

### Stan obecny

Niezawodność zaopatrzenia w energię elektryczną oraz parametry jakościowe energii elektrycznej to aspekty mające wpływ na decyzje inwestorów o lokalizacji zakładów produkcyjnych. Niewystarczające parametry jakościowe energii przekładają się na straty przedsiębiorców w wyniku zatrzymania linii produkcyjnych, uszkodzenia bądź krótszej żywotności maszyn i urządzeń, utraty gwarancji na maszyny i urządzenia.

Wskaźnikami, które stosuje się w celu oceny niezawodności sieci dystrybucyjnej, są SAIDI (System Average Interruption Duration Index) oraz SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Pierwszy ze wskaźników opisuje, przez jaki czas w ciągu roku przeciętny odbiorca końcowy był pozbawiony zasilania w energię elektryczną. Drugi z kolei wskazuje, ile razy w ciągu roku odbiorca końcowy był dotknięty przerwami w dostawach energii. Nieplanowane przerwy w zasilaniu w 2018 roku wynosiły w Polsce w sieciach poszczególnych operatorów od 56 minut (innogy Stoen Operator) do 153 minut (Enea Operator) na odbiorcę końcowego. Do tego doszły planowane przerwy w zasilaniu wynoszące, w zależności od operatora, od niemal 12 (innogy Stoen Operator) do nawet 87 minut (PGE Dystrybucja). Średnio każdy z odbiorców, w zależności od tego, do sieci którego operatora jest podłączony, w ciągu roku doświadczył jednokrotnego (klienci innogy Stoen Operator) lub nawet czterokrotnego (klienci PGE Dystrybucja) „wyłączenia prądu”.

W sieci rozdzielczej każdego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) występują zakłócenia spowodowane awariami, zjawiskami atmosferycznymi, przełączeniami w sieci. Są to przepięcia, zapadu napięcia, zaniki napięcia długie i krótkie, mikro przerwy. Zgodnie z polskim prawem OSD nie odpowiada za przerwy krótsze niż 3 minuty. Nie zalicza się ich do monitorowanego przez Prezesa Urzędu Regulacji wskaźnika długości przerw SAIDI czy wskaźnika częstotliwości przerw SAIFI. Norma dotycząca jakości energii EN-PN 50160 przewiduje możliwość występowania takich zakłóceń nawet do kilku tysięcy rocznie. Wartości te zostały ustalone dla przeciętnego odbiorcy energii. Jeśli proces technologiczny wymaga wyższej jakości dostaw energii to zadaniem odbiorcy jest zastosowanie urządzeń zabezpieczających przed negatywnym wpływem zakłóceń sieciowych na proces technologiczny.

W przypadku przedsiębiorstw stosującym zautomatyzowany proces technologiczny w oparciu o urządzenia wymagające wysokiej jakości dostarczanej energii, zakłócenia procesu technologicznego, w tym zatrzymanie linii technologicznej, mogą generować znaczące koszty wynikające z utraty znacznej ilości surowca czy produktów, jak też z niewywiązaniem się z zakontraktowanych dostaw. Najpopularniejszym środkiem zaradczym stosowanym przez przedsiębiorstwa jest montaż urządzeń zasilania gwarantowanego w niektórych punktach sieci wewnętrznej. Obecnie najczęściej stosowane rozwiązania to zasilacze UPS oraz agregaty prądotwórcze. Często są to jednak działania niewystarczające. Rozwój technologiczny oraz spadek cen magazynów energii otwiera możliwości rozwiązywania problemu niewystarczających parametrów jakościowych energii i zapewnienia



odpowiednich parametrów jakości energii na potrzeby najbardziej wymagających procesów technologicznych, w tym na potrzeby Przemysłu 4.0.

### **Bariery**

Brak dofinansowania zakupu magazynów energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa przemysłowe w celu zapewnienia parametrów jakościowych energii niezbędnych na potrzeby procesów technologicznych, w tym na potrzeby Przemysłu 4.0.

### **Proponowane rozwiązanie**

Wprowadzenie programu dofinansowania zakupu magazynów energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa przemysłowe w celu zapewnienia parametrów jakościowych energii niezbędnych na potrzeby procesów technologicznych, w tym na potrzeby Przemysłu 4.0.

### **Przewidywane skutki**

1. Poprawa atrakcyjności Polski jako miejsca na lokalizację zakładów przemysłowych, w tym Przemysłu 4.0.
2. Wyrównywanie szans regionów w zakresie atrakcyjności dla lokalizacji przemysłu, w tym Przemysłu 4.0.
3. Poprawa atrakcyjności potencjalnych lokalizacji dla zakładów przemysłowych, które bez poprawy parametrów sieci energetycznej w miejscu przyłączenia nie mogłyby funkcjonować.
4. Rozwój krajowych producentów i integratorów magazynów energii dzięki stworzeniu rynku wewnętrznego.

Regulacje umożliwiające przyłączenie do sieci magazynów energii jako samodzielnych instalacji z odrębnym układem współpracy z siecią

### **Stan obecny**

Magazyny energii nie korzystają w chwili obecnej z ułatwień w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W związku z niejasnością przepisów różnie kwalifikuje się te urządzenia albo jako generację, albo jako odbiór, albo jako jedno i drugie jednocześnie. Przekłada się to automatycznie na późniejszy brak możliwości współpracy z siecią elektroenergetyczną na zasadach pełnoprawnego użytkownika systemu. Problemy z określeniem charakteru urządzenia przekładają się na brak jednoznacznych warunków dotyczących kalkulacji opłaty przyłączeniowej oraz brak warunków technicznych przyłączenia. Należy zauważyć, że propozycje dotyczące przyłączenia magazynów energii zostały już uwzględnione w projektach ustaw zmieniających ustawę Prawo energetyczne (UC17 oraz UC34), które nie zostały jednak ostatecznie uchwalone.

### **Bariery**

Brak możliwości przyłączenia magazynu do sieci elektroenergetycznej jako samodzielnej instalacji. W rezultacie uniemożliwienie pełnej integracji magazynów energii z siecią, sprzeczne



z postanowieniami Pakietu Zimowego tj. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE.

### Proponowane rozwiązanie

1. Stworzenie regulacji umożliwiających przyłączenie do sieci magazynów energii jako samodzielnych instalacji, z odrębnym układem współpracy z siecią, w tym z układem pomiarowym mierzącym ilość energii elektrycznej wprowadzanej z sieci, jak i pobieranej z sieci.
2. Wymagania stawiane magazynom energii powinny zostać uwzględnione w rozporządzeniu systemowym, jak również w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.
3. W przypadku instalacji magazynów energii mających pozytywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz rozwój energetyki prosumenckiej, nie powinny być pobierane opłaty związane z przyłączaniem magazynów energii przez prosumentów w ramach posiadanej mocy przyłączeniowej.
4. Preferencyjne stawki opłaty przyłączeniowej powinny być uzależnione od pozytywnego wpływu na sieć (np. regulacja wartości napięcia lub pozytywny wpływ na moc bierną w systemie).
5. Proponowane zapisy legislacyjne znajdują się w załączniku w sekcji Magazyny energii.

## Katalog usług regulacyjnych OSD dla magazynów energii

### Stan obecny

Brak możliwości świadczenia przez magazyny energii usług regulacyjnych na rzecz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

### Bariera

Brak katalogu usług regulacyjnych OSD dla magazynów energii.

### Proponowane rozwiązanie

Podstawową działalnością Operatora Systemu jest zachowanie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienie dostaw energii elektrycznej do odbiorców w sposób niezawodny przy dotrzymaniu wymaganych parametrów jakości. Utrzymanie niezawodnej pracy sieci może wiązać się z modernizacją elementów sieciowych, budową nowych odcinków linii, instalacją transformatorów, zastosowaniem odpowiednich urządzeń regulacyjnych i urządzeń kompensujących zaburzenia w sieci (np. baterie kondensatorów, dławiki, układy SVC, STATCOM i inne). W wielu przypadkach realizacja inwestycji, niezbędna dla likwidacji problemów pracy sieci będzie charakteryzowała się niską efektywnością ekonomiczną oraz bardzo długim czasem realizacji inwestycji.

Alternatywną, do poprawy pracy systemu elektroenergetycznego jest wykorzystanie pracy magazynów energii realizujących następujące usługi zarządzania siecią:

#### Zasilanie awaryjne

W przypadku wystąpienia awarii w systemie, skutkujących zanikiem napięcia w sieci magazyn energii może być wykorzystywany jako rezerwowe źródło zasilania (ang. Emergency Back-up/Substation on-site Power) do:

- odbudowy systemu elektroenergetycznego;
- pracy wyspowej;
- awaryjnego zasilania stacji elektroenergetycznych oraz kluczowych odbiorców.

W zależności od topologii sieci istnieje możliwość zapewnienia niezawodności wszystkim lub wybranym priorytetowym odbiorcom w obrębie stacji elektroenergetycznej tj. obiekty użyteczności publicznej, infrastruktura krytyczna (dostawcy mediów energetycznych, komunikacja, łączność) oraz

Podstawowe korzyści możliwe do odniesienia to:

- podniesienie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii w szczególności dla priorytetowych odbiorców;
- pomoc w odbudowie systemu (możliwość zasilania mniejszych jednostek wytwórczych w celu ich uruchomienia);
- poprawa wskaźników niezawodności zasilania (SAIDI, SAIFI itd.).



### Regulacja napięcia

Wykorzystanie magazynu energii do lokalnej regulacji napięcia w sieci SN odbywa się poprzez dostarczanie lub pobieranie mocy biernej w punkcie przyłączenia, dzięki zastosowaniu układów energoelektronicznych. Zmiana mocy biernej może być realizowana w bardzo dynamiczny sposób przy niewielkim zużyciu mocy czynnej.

Podstawowe korzyści to:

- kompensacja wahań poziomów napięć w sieci spowodowana występującą zmiennością obciążenia lub generacji – poprawa jakości energii
- kształtowanie wymaganego profilu napięcia wzdłuż ciągu liniowego z przyłączonymi w wielu miejscach magazynami energii
- ograniczenie liczby przełączeń zmiany zaczerwot transformatora – wydłużenie okresu eksploatacji;
- kompensacja mocy biernej
- Zmniejszenie strat energii elektrycznej w sieciach operatorów systemów elektroenergetycznych.

### Eliminacja przeciążeń w sieci

Potencjalnym zastosowaniem magazynu energii jest wykorzystanie go do likwidacji przeciążeń elementów sieci WN oraz SN spowodowanych zapotrzebowaniem na moc odbiorców (ang. Transmission/Distribution Congestion Relief). Zakłada się, że ładowanie zasobnika w okresie niskiego obciążenia elementów sieci, zaś jego rozładowanie następowałoby w momencie występowania szczytowego zapotrzebowania w systemie, gdy poszczególne elementy sieci mogą się przeciążać. Instalacja magazynów energii daje możliwość przesunięcia w czasie bądź eliminacji inwestycji w sieci dystrybucyjnej i/oraz przesyłowej (ang. T&D Upgrade Deferral), wymaganych ze względu na występujące przeciążenia.

Korzyści wynikające z zastosowania to:

- likwidacja ograniczeń przesyłowych w czasie krótszym niż wymagany dla przeprowadzenia modernizacji sieciowych;
- zmniejszenie strat przesyłu energii;
- odsunięcie w czasie inwestycji sieciowych
- uniknięcie przeciążeń elementów sieci.

### Poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej

Zasobniki energii mogą być zastosowane w celu poprawy wskaźników jakości energii dostarczanej odbiorcom końcowym w sieci Sn oraz nn. Zadaniem magazynu jest kompensowanie występowania szybkich, krótkotrwałych zdarzeń powodujących pogorszenie parametrów zasilania jak np. wahania produkcji generacji odnawialnej (generacja wiatrowa, fotowoltaika) czy szybkie zmiany obciążenia, czy awaryjne wyłączenia linii lub jednostek wytwórczych.



Zastosowanie magazynów energii pozwoli skompensować występujące:

- wahania i migotania napięcia w sieci (obniżenia, zapady oraz przepięcia);
- 1. wahania częstotliwości;
- 2. asymetrię fazową prądów i napięć;
- 3. harmoniczne prądów i napięć (THD);
- 4. przerwy w zasilaniu spowodowane nieciągłą pracą urządzeń.

Strategia ułatwia realizację obowiązku dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej przez Operatora Sieci oraz pozwala uniknąć:

- 5. wypłaty bonifikat za niedotrzymanie wymaganych parametrów jakościowych energii;
- 6. opłat odszkodowawczych wypłacanych Odbiorcom, u których wystąpiła awaria urządzeń lub maszyn spowodowana energią elektryczną o niewłaściwych parametrach.

### **Przewidywane skutki**

Wysoka elastyczność i efektywność zarządzania siecią dystrybucyjną przy wysokiej efektywności finansowej i oszczędnościach.

### **Katalog usług komercyjnych OSP dla magazynów energii**

#### **Stan obecny**

Brak katalogu usług komercyjnych OSP dla magazynów energii.

#### **Barier**

Prawo energetyczne oraz brak oferty PSE.

#### **Proponowane rozwiązanie**

Wprowadzenie i uruchomienie aukcji przez OSP na usługi komercyjne wynikającej z postanowień UE dla magazynów energii w obszarze BILANSOWANIA SYSTEMU.

#### Rezerwa mocy

Magazyn energii może być wykorzystywany do świadczenia usług rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym (ang. Electric Supply Reserve Capacity). Usługa obejmuje proces ładowania/rozładowania akumulatorów w zależności od występującej odchyłki częstotliwości. Strategia może stanowić uzupełnienie usług systemowych w zakresie rezerwy mocy lub być używana awaryjnie podczas jej niedoboru ze źródeł konwencjonalnych. Magazyn może pełnić rolę:

- 1. Rezerwy pierwotnej (ang. Primary Reserve), której zadaniem jest utrzymywanie stałej częstotliwości w systemie elektroenergetycznym poprzez bilansowanie aktualnego zapotrzebowania z bieżącą wielkością generacji.





2. Rezerwy wtórnej (ang. Secondary Reserve), której zadaniem jest utrzymywanie zadanego 15-minutowego salda wymiany KSE z sąsiednimi SEE.
3. Rezerwy interwencyjnej polegającej na wykorzystaniu zasobników energii do pokrywania niedoborów generacji występujących w przypadkach:
  - szybkiego wzrastania lub zmniejszania zapotrzebowania na moc w krótkim okresie, jako alternatywa dla obecnie wykorzystywanych elektrowni szczytowo-pompowych,
  - stanach awaryjnych pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności utraty części generacji (ang. Electric Supply Capacity).

Podstawowe korzyści to:

1. kompensacja zmienności obciążenia w systemie oraz wahań generacji odnawialnej;
2. możliwość odbudowy systemu elektroenergetycznego (w ramach pracy wyspowej);
3. zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu i niezawodności dostaw do odbiorców końcowych (SAIDI, SAIFI itd.);
4. Zwolnienie ponad 9GWz dziennie rezerwy wirującej która angażuje jakże istotne dla KSE kosztowne Jednostki Wytwórcze w CAPEX I OPEX.

#### Bilansowanie obszaru sieci

Zastosowanie magazynu energii do bilansowania obszaru sieci (ang. Area Regulation) ma na celu zarządzanie przepływami energii z/do analizowanego obszaru sieci, jeżeli Operator jest zobowiązany do kontroli salda wymiany. Wynikiem jest kompensacja chwilowych wahań zapotrzebowania i generacji wewnątrz rozpatrywanego obszaru sieci oraz zmniejszenie zapotrzebowania na usługi regulacyjne.

Zastosowanie magazynu energii wewnątrz sieci pozwala zbilansować obszar do wielkości zaplanowanej wymiany z sąsiednimi systemami.

#### Bilansowanie podaży i popytu

- optymalizacja punktów pracy źródeł konwencjonalnych (sprawność, koszty zmienne wytwarzania, emisja zanieczyszczeń itd.);
- zastępowalność klasycznych źródeł wytwórczych szczególnie gdy przyrost zapotrzebowania w systemie wymaga pracy jednostki w nieoptymalnym punkcie jego pracy tj. w pobliżu minimum technicznego;
- wysoka skuteczność bilansowania systemu dzięki dużej szybkości zmian ilości dostarczanej i pobieranej energii elektrycznej.

#### Zarządzanie obciążeniem

Magazyny energii mogą być wykorzystywane do wyrównywania dobowej zmienności obciążeń występujących w systemie elektroenergetycznym (ang. Load Leveling), realizowanych poprzez:



- pokrywanie szczytowych obciążeń w systemie (ang. Peak Shaving),
- przesunięcie obciążenia na okresy pozaszczytowe (ang. Load Shedding).

### Przewidywane skutki

Wyrównywanie zmienności obciążeń ma charakter techniczny pozwalający na dociążenie bloków systemowych w dolinie obciążenia oraz unikanie uruchomień źródeł szczytowych przy wzroście zapotrzebowania na moc odbiorców.

Strategia polega na ładowaniu zasobnika podczas występowania doliny obciążenia oraz dostarczanie mocy w szczycie zapotrzebowania.

Podstawowe korzyści z zastosowania magazynów energii w ramach zarządzania obciążeniem:

- uniknięcie/ ograniczenie/ przesunięcie w czasie inwestycji sieciowych;
- uniknięcie/ ograniczenie/ przesunięcie w czasie inwestycji w źródła wytwórcze, pokrywające szczytowe zapotrzebowanie;
- obniżenie kosztów wytwarzania energii wskutek uniknięcia załączeń bloków o najwyższych jednostkowych kosztach wytwarzania energii;
- zmniejszenie kosztów wytwarzania/zakupu energii wynikających z poprawy sprawności i zmniejszenia jednostkowego zużycia paliwa;
- zwiększenie współczynnika obciążenia źródeł wytwórczych, skutkujące zmniejszeniem emisji CO<sub>2</sub>;
- obniżenie strat przesyłu energii elektrycznej;
- wspomaganie realizacji celów DSM.

### Koszyk aukcyjny dla instalacji OZE wyposażonych w magazyn energii

#### Stan obecny

1. Brak koszyka aukcyjnego dla instalacji OZE wyposażonych w magazyn energii.
2. Brak zachęt do budowy magazynów energii współpracujących ze źródłami OZE powoduje, że inwestorzy nie decydują się na tego typu rozwiązania.

#### Barьеры

Ustawa OZE.

#### Proponowane rozwiązanie

Wprowadzenie koszyka aukcyjnego dla instalacji wytwórczych OZE wyposażonych w magazyn energii.

#### Przewidywane skutki

1. Wspomaganie pracy systemu poprzez:
  - likwidację występujących przeciążeń w sieci;



- możliwość przyłączenia większej ilości źródeł odnawialnych bez konieczności rozbudowy infrastruktury sieciowej;
  - pokrywanie szczytowego zapotrzebowania;
  - zwiększenie zdolności regulacyjnych systemu elektroenergetycznego.
2. Korzyści rynkowe:
    - możliwość przesuwania produkcji na okresy szczytowego zapotrzebowania celem zwiększenia przychodów ze sprzedaży energii;
    - kompensowanie błędów prognoz generacji odnawialnej, celem ograniczenia kosztów rozliczeń na Rynku Bilansującym.
  3. Korzyści społeczne:
    - zwiększenie udziału energetyki odnawialnej w bilansie energetycznym kraju.

## Opracowanie norm i standardów dotyczących bezpieczeństwa magazynów energii

### Stan obecny

1. Brak szczegółowych norm polskich dotyczących bezpieczeństwa instalacji i użytkowania magazynów energii. Skutkuje to brak możliwości powoływania się inwestorów na standardy bezpieczeństwa instalacji w celu ich egzekucji.
2. Przestrzeganie norm nie jest obowiązkowe, aczkolwiek stanowią dokument techniczny, który staje się obowiązkowy z chwilą powołania się na niego w umowie bądź innych dokumentach, np. przetargowych.
3. Brak norm i standardów stwarza ryzyko napływu na rynek produktów o niskiej jakości i wątpliwych parametrach, co w rezultacie podwyższa ryzyko inwestycyjne w magazyny energii.
4. Brak standardy bezpieczeństwa utrudnia Państwowej Straży Pożarnej wydawanie opinii na temat bezpieczeństwa instalacji.

### Proponowane rozwiązanie

Opracowanie norm i standardów bezpieczeństwa dla magazynów energii, np. w oparciu o NFPA 855.

### Przewidywane skutki

1. Zwiększenie bezpieczeństwa instalowania i użytkowania magazynów energii.
2. Umożliwienie Państwowej Straży Pożarnej wydawanie opinii na temat bezpieczeństwa instalacji w oparciu o obowiązujące normy i standardy bezpieczeństwa.

## Termomodernizacja

### Stan obecny i lista propozycji legislacyjnych/pozalegisacyjnych

Według stanu na koniec roku 2019 łączna powierzchnia budynków mieszkalnych wynosiła 1 101 686 tys. m<sup>2</sup>, zaś obiektów niemieszkalnych 464 730 tys. m<sup>2</sup>. Niestety w większości są to budynki energochłonne, co pokazano w tabeli 1.

Tabela 1. Zapotrzebowanie budynku na energię na przestrzeni lat

Rok oddania budynku do użytkowania	Maksymalne sezonowe zapotrzebowanie na energię dla potrzeb ogrzewania/chłodzenia i przygotowania c.w.u.
<b>Do 1966</b>	350 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>1967–1985</b>	280 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>1986–1992</b>	200 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>1993–1997</b>	160 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>1998–2008</b>	140 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>2009–2013</b>	125 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>2014–2017</b>	110 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>2018–2020</b>	95 kWh/m <sup>2</sup> /rok
<b>Od 2021</b>	75 kWh/m <sup>2</sup> /rok

Źródło: KAPE S.A.

Jednakże należy się spodziewać, że zaprezentowane powyżej wskaźniki w rzeczywistości są znacznie niższe (w szczególności dla budynków zbudowanych przed 2009 r.). Wynika to z faktu, że praktycznie znikoma część budynków powstałych w tych przedziałach czasowych pozostała w pierwotnym stanie, czyli takim, w jakim została wybudowana. W większości budynków realizowano w okresie eksploatacji jakieś działania modernizacyjne prowadzące do zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło i prezentowanych wskaźników (np. wymiana stolarki okiennej i drzwiowej na energooszczędne i szczelne, modernizacja instalacji c.o. i c.w.u., czy ocieplenie niektórych przegród).

Możliwości techniczne pozwalają radykalnie ograniczyć zużycie energii w istniejących budynkach, niezależnie od okresu, w którym były wznoszone. Koszty poprawy efektywności energetycznej będą różne, w zależności od konkretnych przypadków. Wprowadzenie „głębokiej” termomodernizacji istniejących budynków pozwoli zmniejszyć zużycie energii o około 35–85%. Wymaga to działań kompleksowych znacznie dalej idących niż dzisiejsza typowa termomodernizacja. Tabela 2. przedstawia przewidywany udział budynków mieszkalnych poddanych renowacji do końca 2020 r. Przyjmuje się, że właściciele budynków, które przeszły termomodernizację, nie będą skłonni do ponownej modernizacji w celu podniesienia standardów energetycznych, ze względu na nieopłacalność ekonomiczną prac tych prac (termomodernizacyjnych). Najmniejsza część budynków po renowacji to obiekty wybudowane przed 1945 r., czyli te, które są najbardziej energochłonne, cechują się najwyższym wskaźnikiem zapotrzebowania na energię końcową. W takich budynkach występuje wiele barier, które często mogą uniemożliwiać przeprowadzanie kompleksowej modernizacji. Można do nich zaliczyć barierę finansową właścicieli obiektów oraz restrykcyjne

wymagania i ograniczenia nakładane przez konserwatorów zabytków. Budynki podlegające formalnej ochronie konserwatorskiej najczęściej wyposażone są w nieefektywne energetycznie i szkodliwe dla ludzi i środowiska, ale bardzo tanie w eksploatacji źródła ciepła. Konieczne jest więc rozwiązanie problemu modernizacji budynków zabytkowych, tak aby zachować ich walory historyczne (np. nienaruszone elewacje, dachy, wnętrza) jednocześnie znacznie podwyższając standard energetyczny tych budynków.

Tabela 2. Przewidywany procent budynków mieszkalnych poddanych termomodernizacji w 2020 r.

Okres budowy	Procent obiektów poddanych termomodernizacji
do 1945	9%
1946–1966	13%
1967–1985	19%
1986–1992	17%
1993–2002	10%
2002–2020	Nowe budynki wznoszone z uwzględnieniem obowiązujących standardów efektywności energetycznej

Źródło: Opracowanie własne KAPE SA na podstawie Polish Building Typology TABULA Scientific Report, NAPE

Z kolei wśród właścicieli nowszych budynków (szczególnie domów jednorodzinnych) pojawiają się bariery kulturowe, związane z utrwalonymi złymi nawykami w gospodarowaniu energią i fatalny stan izolacji cieplnej. Ponad 38% budynków jednorodzinnych nie ma w ogóle ocieplenia ścian zewnętrznych. Również wiele dotychczasowych termomodernizacji tych budynków nie było wykonanych w sposób optymalny, podnoszący istotnie ich standard energetyczny. Dodatkowo jakość robót budowlanych związanych z wykonanymi termomodernizacjami budzi wiele zastrzeżeń, w związku z tym wymagane będą ponowne prace termomodernizacyjne w wielu budynkach. Istnieje potrzeba dokonania głębokiej termomodernizacji budynków do takiego poziomu, aby z uwagi na wysokie koszty paliwa powrót do stosowania najtańszych paliw i wysoko emisyjnych źródeł energii cieplnej, np. kotłów węglowych, nie był w ich przypadku jedyną alternatywą.

Co prawda w chwili obecnej istnieje wiele źródeł finansowania inwestycji termomodernizacyjnych, w szczególności obejmujących środki:

- z nowej i starej perspektywy finansowej UE POIiS oraz RPO,
- samorządów lokalnych i regionalnych w tym WFOŚiGW,
- z NFOŚiGW - program Czyste Powietrze,
- z NFOŚiGW - pozostałe fundusze - w tym dla MŚP i budynków publicznych,
- z ulgi w podatku PIT,
- w postaci komercyjnych i preferencyjnych kredytów,
- z Funduszu remontowego spółdzielni i funduszu remontowego wspólnot mieszkaniowych,
- własne, gospodarstw domowych,
- z System białych certyfikatów,
- z Fundusz Termomodernizacji i Remontów,
- firm ESCO,

- w ramach program „Stop Smog”,

ale polityka w tym zakresie jest nieskoordynowana i pojawia się wiele problemów z efektywnym wykorzystaniem tych środków.

Ponadto wiele możliwości uzyskania dofinansowania na działania modernizacyjne łączy się z nadmiernie rozbudowanymi i zwyczajnie bardzo uciążliwymi, przewyższającymi zdolności intelektualne potencjalnych wnioskodawców procedurami aplikacyjnymi i administracyjnymi (co zresztą dotyka nie tylko dofinansowania do termomodernizacji). Z tego powodu wiele podmiotów (szczególnie nieinstytucjonalnych – właściciele domów jednorodzinnych) nie rozpatruje w ogóle możliwości skorzystania z nich lub rezygnuje w trakcie procedury aplikacyjnej z uwagi na wysokie i rosnące koszty transakcyjne.

Podsumowując, należy stwierdzić, że techniczny potencjał termomodernizacji zasobów budowlanych w Polsce jest znaczny i wynosi ponad 45% możliwej do zaoszczędzenia energii końcowej budynków. Aby jednak stało się realne jego wykorzystanie, potrzebne jest podjęcie wielu działań natury regulacyjnej, edukacyjno-informacyjnej i finansowej.

Niektóre z tych działań zostały podane w tabeli 3.

Tabela 3. Propozycje zmian w zakresie wsparcia termomodernizacji budynków

Nazwa	Atrybuty
Zmiana Ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Zmiana Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie	Obligatoryjny: tak Czas implementacji: 31.12.2020 Legislacyjny: tak System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Wybór wśród istniejących instytucji, podmiotu koordynującego działania struktur rządowych i samorządowych w zakresie niskoemisyjnej transformacji budownictwa	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Wzmocnienie systemu szkoleń pracowników budowlanych zajmujących się termomodernizacją i kampanie	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie

informacyjne przeznaczone dla właścicieli budynków planujących ich modernizację	System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Opracowanie kompleksowego zestawu propozycji działań i ich wdrożenie, związanych z uproszczeniem procedur aplikacji o dofinansowanie i jego rozliczania oraz zapewnienie krótkich okresów rozpatrywania wniosków	Obligatoryjny dla donatorów: tak Czas implementacji: jak najszybciej Legislacyjny: tak/nie (do zbadania) System wsparcia: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak
Utworzenie innowacyjnego mechanizmu finansowego POLBEEF (Polish Building Energy Efficiency Facility) wspierającego głęboką renowację i termomodernizację wielorodzinnych budynków mieszkaniowych, realizowaną przy pomocy Umów z Gwarancją Oszczędności (ang. Energy Performance Contracts)	Obligatoryjny: nie Czas implementacji: n/d Legislacyjny: nie System wsparcia: nie Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: tak Konieczność budowy struktur organizacyjnych umożliwiających przepływ finansowy: nie, struktura będzie istniała po realizacji projektu H2020

## Zmiana Ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów

### Stan obecny

Istniejący system wsparcia dla przedsięwzięć termomodernizacyjnych, działający w oparciu o Ustawę o wspieraniu termomodernizacji i remontów, jest jednym z najlepszych w Europie, funkcjonującym nieprzerwanie od 21 lat. Ze wsparcia skorzystało ponad 45 tys. budynków. Zmiany wprowadzane w Ustawie o wspieraniu termomodernizacji i remontów powinny mieć charakter ewolucyjny nie rewolucyjny i nie mogą zaszkodzić działaniu systemu.

### Barьеры

Obecny sposób wyznaczania wielkości premii termomodernizacyjnej nie wspiera głębokiej, kompleksowej termomodernizacji (dającej oszczędności powyżej 60%). Wraz ze wzrostem oszczędności energii wynikających z realizacji przedsięwzięcia maleje udział premii w kosztach poniesionych na jego realizację. Taka sytuacja powoduje, że inwestorzy nie są zachęceni do podejmowania głębokich działań termomodernizacyjnych. Wielkość uzyskiwanych oszczędności oscyluje w granicach 35–40% a wysokość premii na poziomie 15% poniesionych kosztów.

Istnieje konieczność aktualizacji zapisu Ustawy, dotyczących systemów grzewczych. Zgodnie z obecnym ich brzmieniem instalacje mające ponad 30 lat są uznawane za nowoczesne i niewymagające modernizacji.



### **Proponowane rozwiązanie**

Wsparcie powinno być kierowane do działań jak najbardziej kompleksowych i dających możliwie duże efekty oszczędnościowe. Dofinansowanie działań cząstkowych powinno być możliwe tylko w sytuacji, gdy budynek został już ocieplony lub jego ocieplenie nie jest możliwe. Uzyskanie oszczędności na poziomie 15% wymaga modernizacji polegającej nie tylko na wymianie samego źródła ciepła, ale i modernizacji instalacji c.o., co jest działaniem bardziej kompleksowym. Wspieranie finansowe działań bardziej kompleksowych będzie pozytywnie wpływać na zwiększenie skali inwestycji podejmowanych w istniejących budynkach. Proponowana zmiana powinna polegać na wyraźnym powiązaniu wysokości premii z wielkością uzyskiwanych oszczędności – im większe oszczędności, tym większa premia.

Wprowadzenie w Ustawie nowej definicji przedsięwzięcia termomodernizacyjnego i określenie wymagań technicznych dla indywidualnych przedsięwzięć termomodernizacyjnych, np. ocieplania przegród zewnętrznych, wspierać będzie głębokie, kompleksowe działania termomodernizacyjne, charakteryzujące się większą skalą inwestycji i większymi efektami.

### **Przewidywane skutki**

Takie rozwiązanie będzie zachęcać do realizacji przedsięwzięć bardziej kompleksowych, o zwiększonej skali inwestycji, dających oszczędności energii powyżej 60%. Zapisy powinny prowadzić jednocześnie do zwiększenia skali realizowanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Z punktu widzenia gospodarki oczekiwanymi skutkami byłoby zwiększenie zatrudnienia w tym sektorze gospodarki, rozwój i upowszechnienie nowych technologii (stosowanych przy działaniach bardziej kompleksowych), kooperacja różnych firm i rozwój rynku głębokiej termomodernizacji.

## **Zmiana Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie**

### **Stan obecny**

Obecnie w Rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych jakim odpowiadają budynki i ich usytuowanie, dla budynków poddawanych przebudowie obowiązują wymagania minimalne, dotyczące wymagań izolacyjności cieplnej, określone w załączniku nr 2 do ww. rozporządzenia.

### **Bariery**

Przyjmowanie wymagań dla budynków przebudowanych jedynie dla parametrów przegród zewnętrznych na poziomie aktualnie obowiązujących wymagań technicznych blokuje głęboką termomodernizację istniejących budynków, ze względu na fakt, że termomodernizacja ma trwałość około 25 lat.

### **Proponowane rozwiązanie**

Wprowadzić dla przebudowywanych budynków wymagania odnośnie do minimalnych standardów energetycznych takie same jak dla nowych budynków.





## Przewidywane skutki

Wprowadzenie ostrzejszych wymagań spowoduje optymalne wykorzystanie potencjału termomodernizacji istniejących budynków poddawanych remontom kapitalnym.

Wybór wśród istniejących instytucji, podmiotu koordynującego działania struktur rządowych i samorządowych w zakresie niskoemisyjnej transformacji budownictwa

## Stan obecny

Dziś zagadnienia efektywności energetycznej znajdują się w kompetencjach kilku instytucji: Ministerstwa Klimatu, Ministerstwa Rozwoju, Ministerstwa Aktywów Państwowych, BGK, NFOŚiGW. NFOŚiGW realizuje projekt doradztwa energetycznego, ale liczba doradców (około 85 osób) nie jest adekwatna do potrzeb. Również liczba osób w innych instytucjach zajmujących się zagadnieniami niskoemisyjnej transformacji budownictwa jest zdecydowanie za mała. Kluczową rolę w procesie termomodernizacji budownictwa odgrywają samorzady, jednak także nie posiadają wystarczającej kadry i nie mają funduszy na finansowanie procesu doradztwa energetycznego. Brakuje podmiotu, który koordynowałby wdrażanie polityki rządu w zakresie niskoemisyjnej transformacji budownictwa.

## Barier

Brak instytucji koordynującej pracę Rządu w zakresie efektywności energetycznej i gospodarki niskoemisyjnej skutkuje nieefektywnym wykorzystaniem systemów wsparcia. Konkurencje między systemami wsparcia proponowanymi przez różne instytucje na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym osłabia siłę oddziaływania tych mechanizmów i blokuje maksymalne wykorzystanie potencjału technicznego termomodernizacji.

## Proponowane rozwiązanie

1. Należy wskazać instytucję koordynującą pracę instytucji rządowych w zakresie efektywności energetycznej i gospodarki niskoemisyjnej.
2. Należy kadrowo wzmocnić instytucje publiczne zajmujące się efektywnością energetyczną.
3. Należy wspierać i wdrażać ideę doradcy energetycznego w każdej gminie.
4. Należy utworzyć stanowisko doradcy energetycznego w urzędzie gminy. Etat doradcy energetycznego w gminie w fazie początkowej powinien być finansowany z programów krajowych. W miarę rozwoju mógłby być finansowany z działalności komercyjnej. Doradca energetyczny powinien zajmować się w pełnym wymiarze godzin zagadnieniami energetycznymi na obszarze gminy, a nie dzielić swój czas na rozwiązywanie innych równie istotnych problemów, takich jak gospodarka wodno-ściekowa czy zagospodarowanie odpadów komunalnych.



## Przewidywane skutki

Głównym skutkiem proponowanego rozwiązania będzie:

- wzrost efektywności wykorzystania środków finansowych przeznaczonych na termomodernizację,
- poprawa standardów efektywności energetycznej modernizowanych budynków,
- uniknięcie zjawiska zablokowania termomodernizacji wykonywanej etapowo,
- poprawa jakości prac budowlanych i instalacyjnych,
- rozwój innowacji i wdrażanie nowych technologii.

Wzmocnienie systemu szkoleń pracowników budowlanych zajmujących się termomodernizacją i kampanie informacyjne przeznaczone dla właścicieli budynków planujących ich modernizację

## Stan obecny

Termomodernizację często wykonują nieprzeszkoleni pracownicy. Rotacja robotników budowlanych jest bardzo duża. Szkolnictwo zawodowe nie koncentruje się na kształceniu umiejętności możliwych do wykorzystania w prowadzeniu robót modernizacyjnych. Producenci materiałów i urządzeń wykorzystywanych w termomodernizacji prowadzą kursy doształcające, ale mają one krótki zasięg i koncentrują się na wdrażaniu konkretnej technologii, a nie rozwijaniu ogólnych umiejętności. NFOŚiGW i WFOŚiGW finansują kampanie informacyjne dotyczące termomodernizacji w ramach edukacji ekologicznej, ale nie jest to działanie w trybie ciągłym o dużym zasięgu.

## Bariery

Brak koordynacji i ciągłości działań edukacyjnych i informacyjnych pracowników sektora budowlanego i całego społeczeństwa wpływa na jakość prac modernizacyjnych i wybór nieoptymalnych w konkretnych przypadkach rozwiązań technicznych i technologii modernizacyjnych.

## Proponowane rozwiązanie

1. Przeprowadzenie kampanii społecznej na temat pozytywnych skutków głębokiej termomodernizacji.
2. Włączenie do programów fizyki w szkołach podstawowej i średniej treści o sposobie wyboru źródeł ciepła w domu, w szczególności o źródła odnawialne takie jak pompy ciepła.
3. Utworzenie przez NFOŚiGW długoletnich programów umożliwiających finansowanie projektów edukacyjnych na temat konieczności głębokiej termomodernizacji, wykorzystania OZE i doboru instalacji odbiorczych dla źródeł OZE.
4. Ustawiczne edukowanie różnych grup zawodowych uczestniczących w procesie termomodernizacji: robotników, instalatorów, techników, inżynierów dostawców materiałów budowlanych itp.
5. Uruchomienie procesu certyfikacji instalatorów i wykonawców robót budowlanych pod kątem efektywności energetycznej.

6. Praktyczne wdrożenie idei doradcy energetycznego w każdej gminie.

### **Przewidywane skutki**

1. Poprawa standardów efektywności energetycznej modernizowanych budynków.
2. Uniknięcie zjawiska zablokowania termomodernizacji wykonywanej etapowo.
3. Poprawa jakości prac budowlanych i instalacyjnych.

### **Proponowane rozwiązanie**

Proponowane rozwiązania powinny wpłynąć na wzrost poziomu wiedzy społeczeństwa polskiego w zakresie efektywności energetycznej w budownictwie, odnawialnych źródeł energii, ochrony środowiska, przeciwdziałaniu zjawisku smogu, itp. oraz na chęć podejmowania decyzji inwestycyjnych wykorzystujących innowacyjne rozwiązania. Powinien nastąpić wzrost zapotrzebowania na wykwalifikowaną siłę roboczą, co powinno skutkować zatrzymaniem migracji osób wykształconych z małych ośrodków miejskich do dużych aglomeracji i wpłynąć na zrównoważony rozwój kraju.

Opracowanie kompleksowego zestawu propozycji działań i ich wdrożenie, związanych z uproszczeniem procedur aplikacji o dofinansowanie i jego rozliczania oraz zapewnienie krótkich okresów rozpatrywania wniosków.

### **Stan obecny**

Źródła dofinansowań są dostępne głównie dla podmiotów publicznych. Niektóre (jak np. Czyste Powietrze) również dla podmiotów prywatnych. Problem wynikający z nadmiernego skomplikowania procedur aplikacyjnych dotyka jednak głównie podmiotów prywatnych i osób fizycznych.

W przypadku podmiotów publicznych, są one w stanie poradzić sobie z tym problemem znacznie lepiej niż prywatne. Po pierwsze, najczęściej mogą otrzymać większe poziomy dofinansowania, po drugie niekoniecznie we wszystkich przypadkach kierują się racjonalnymi przesłankami aplikują o środki i w związku z tym, po trzecie wynajmują do przygotowania aplikacji najczęściej podmioty zewnętrzne, bo koszty te, a przynajmniej znacząca część kosztów przygotowania aplikacji, są kosztami kwalifikowanymi i mogą być zwrócone w kwocie dotacji. Dotyczy to również kosztów obsługi procesu realizacji inwestycji (postępowania przetargowe, nadzór techniczny i obory itd.). Inwestycje są większe, mają większą wartość i koszty przygotowania aplikacji stanowią dużo mniejszy udział niż w przypadku podmiotów prywatnych.

W przypadku podmiotów prywatnych tak najczęściej nie jest. Wielkość dofinansowania jest zazwyczaj limitowana i jej udział w kosztach całkowitych jest znacznie niższy, przez co rośnie znaczenie i sposób postrzegania kosztów przygotowania aplikacji i jej procedowania (kosztów transakcyjnych). Często, łącznie z kosztami obsługi procesu realizacji inwestycji, stanowi on istotną część kosztów inwestycji. Z tego powodu, w przypadku projektów obejmujących termomodernizację, podmioty prywatne często rezygnują zarówno z aplikowania o środki, jak i z realizacji inwestycji w ogóle. Widać to wyraźnie z w przypadku Ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów, gdzie aplikacje od prywatnych podmiotów w ogóle nie ma, a rozwojowi programu Czyste Powietrze ciągle bardzo daleko do masowej



(jak na bardzo wysoki potencjał termomodernizacji w domkach jednorodzinnych), zauważalnej w skali kraju skali.

Przypadki większego zainteresowania aplikowaniem o środki „obarczone” mniejszym stopniem skomplikowania procedury aplikacyjnej potwierdzają ten stan rzeczy. Mowa tu np. o programie „Mój Prąd”. Uproszczenie procedur w WFOŚiGW oraz NFOŚiGW spowodowało bardzo duże zainteresowanie małych podmiotów prywatnych (prosumentów), jakkolwiek w tym przypadku ciągle wiele do życzenia pozostawiają procedury (czasochłonność, konieczność zawierania nowych umów, błędy i pomyłki) w spółkach dystrybucyjnych, które są istotnym elementem procesu. Ponadto procedury aplikacyjne i wymagania istotnie różnią się w zależności od donatorów, czy dysponentów środków unijnych (instytucji wdrażających).

W efekcie projekty obejmujące termomodernizację i budowę instalacji OZE są realizowane w niewielkim w stosunku do potencjału i potrzeb rynku zakresie. A jeśli są realizowane, to najczęściej metodami gospodarskimi, w najczęściej nieoptymalny sposób i w nieoptymalnym zakresie, a jakość ich realizacji (z uwagi na brak właściwego nadzoru i odpowiedniej jakości wykonawców) pozostawia wiele do życzenia.

### **Bariery**

Podstawowe bariery na drodze zwiększenia ilości i zakresu aplikacji zatem w przypadku termomodernizacji i zastosowania OZE (należy jednak te elementy łączyć), szczególnie istotne w odniesieniu do małych podmiotów prywatnych (właściciele zasobów mieszkaniowych/budynkowych), to:

- skomplikowane i czasochłonne procedury aplikacyjne,
- wysokie koszty transakcyjne,
- trudności w znalezieniu odpowiednich usługodawców na lokalnym rynku,
- nieznamość procedur i istoty zapewnienia odpowiedniej jakości robót budowlanych i instalacyjnych.

### **Proponowane rozwiązanie**

Konieczne jest uproszczenie i przyspieszenie procesu obsługi przygotowania i realizacji inwestycji oraz umożliwienie realizacji możliwie największego zakresu inwestycji w formule **one-stop-shop** lub w formule do tego podobnej (przynajmniej w odniesieniu do każdej instytucji zaangażowanej w proces). Niezbędne zmniejszenie kosztów transakcyjnych. Do tego konieczne będzie:

- uzgodnienie i opracowanie w porozumieniu ze wszystkimi instytucjami oferującymi dofinansowanie projektów jednolitych, standardowych zestawów dokumentów i wymagań proceduralnych dla konkretnych typów inwestycji termomodernizacyjnych,
- zapewnienie odpowiedniej, przeszkolonej i kompetentnej obsługi po stronie instytucji udzielających dofinansowania,
- zrjonalizowanie procesu związanego z udokumentowaniem zakresu realizacji inwestycji termomodernizacyjnych i wielkości poniesionych wydatków po jej realizacji (np. jedna faktura od wykonawcy z poświadczeniem osoby z uprawnieniami do pełnienia samodzielnych funkcji technicznych w budownictwie – inspektora nadzoru),



- z punktu widzenia przepisów budowlanych i procedur związanych z realizacją inwestycji budowlanych rezygnacja z obowiązku wymagania dostarczenia kompletu dokumentów jak dla nowej inwestycji budowlanej i znaczne uproszczenie formalności,
- dla celu j.w. opracowanie na poziomie krajowym wytycznych i wymagań (znacząco uproszczonych) administracyjnych dla projektów termomodernizacyjnych,
- poprzez opracowanie narzędzi i procedur umożliwienie składania wniosków i aplikacji w całości drogą elektroniczną.

### Przewidywane skutki

Skutki ilościowe trudno oszacować, jak również trudno oszacować ich rozkład w czasie. Samo wypracowanie rozwiązań „systemowych”, o których mowa wyżej może zająć od kilku miesięcy do kilku lat. Po obserwacji rynku można się spodziewać, że klienci i potencjalni beneficjenci w porozumieniu z pozostałymi uczestnikami rynku (firmami wykonawczymi, doradcami i inspektorami nadzoru) będą reagować na wprowadzane zmiany elastycznie. Po wprowadzeniu uproszczeń wpływających na zmniejszenie kosztów transakcyjnych można się spodziewać wielokrotnego wzrostu zainteresowania i liczby aplikacji ze strony mniejszych podmiotów prywatnych i właścicieli domów jednorodzinnych. Należy również mieć na uwadze, że po stronie instytucji udzielających wsparcia trzeba będzie zapewnić odpowiednią kadrę do jego obsługi. Rozwiązania należy również projektować w taki sposób, żeby zapotrzebowania na tego typu kadrę było niższe niż wzrost ilości składanych aplikacji i wniosków o dofinansowania.

Utworzenie innowacyjnego mechanizmu finansowego POLBEEF (Polish Building Energy Efficiency Facility) wspierającego głęboką renowację i termomodernizację wielorodzinnych budynków mieszkaniowych, realizowaną przy pomocy Umów z Gwarancją Oszczędności (ang. Energy Performance Contracts).

### Stan obecny

Obecnie POLBEEF tworzony jest jako replikacja istniejącego instrumentu na Łotwie, a w swoich założeniach uwzględnia ramy unijnego pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” oraz „Strategii Adaptacji do Zmian Klimatu”. Jest to inicjatywa wspierana finansowaniem w ramach programu Horyzont 2020 i projektu FinEERGo-Dom, którego zakończenie planowane jest w maju 2023 r. Jako instrument finansowy wychodzący naprzeciw potrzebie gruntownej renowacji wielorodzinnych budynków mieszkaniowych, koncepcja POLBEEF zakłada zapewnienie gwarancji efektu przeprowadzonych prac renowacyjnych i termomodernizacyjnych prowadzącą do dwukrotnego zwiększenia żywotności technicznej budynku. Prace te realizowane są przy pomocy Umów z Gwarancją Oszczędności i spłacane przez inwestora z tych gwarantowanych oszczędności uzyskanych dzięki wykonaniu inwestycji.

W przeciwieństwie do istniejących mechanizmów finansowych na rzecz efektywności energetycznej budynków, w tym dotacji i pożyczek dla beneficjentów, model mechanizmu na rzecz efektywności energetycznej budynków („BEEF”) wyraźnie rozróżnia ryzyko realizacji projektu i ryzyko spłaty. Jest to jedyny instrument rynkowy, który przedstawia pełny pakiet FinTech, dostosowanie interesariuszy do



finansowania głębokiej termomodernizacji budynków, zapewniając monitorowane wyniki przez cały okres obowiązywania umów (do 20 lat).

Obecnie realizowane są następujące działania:

- utworzenie i spotkania „grup doradczych” projektu (Ministerstwa, banki, ESCO, spółdzielnie mieszkaniowe itp.),
- szkolenia dedykowane podmiotom zainteresowanym i zaangażowanym w proces finansowania,
- adaptacja istniejącej platformy Sharex: [www.sharex.lv](http://www.sharex.lv) (standaryzacja całego procesu odbywa się na platformie internetowej, która pozwala ułatwić realizację inwestycji, tym samym pozwala zrealizować większą ich liczbę a także zapewnia monitoring uzyskanych efektów energetycznych przez 20 lat spłaty),
- utworzenie i wdrożenie instrumentu finansowego we współpracy z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który zadeklarował fundusze na projekt pilotażowy
- przeprowadzenie pilotażowej inwestycji w Polsce.

Korzyści ze wdrożenia takiego instrumentu są następujące:

- nacisk na jakość przeprowadzanych prac modernizacyjnych (20 lat gwarancji),
- lepsze mieszkania, redukcja emisji CO<sub>2</sub>,
- rozdzielenie ryzyka wykonania i ryzyka finansowego, obniżenie kosztów inwestycji,
- uzyskanie efektu skali, poprzez standaryzację procesu i wykorzystanie platformy online,
- agregacja wielu projektów i obniżenie kosztów finansowych,
- uzyskanie samowystarczającego instrumentu finansowego agregującego finansowanie z rynków finansowych.

## Bariery

Barierami we wdrażaniu instrumentu są:

- możliwy brak funduszy na pokrycie zwiększonego wolumenu inwestycji,
- niewystarczająca liczba firm lub wykwalifikowanej siły roboczej na rynkach krajowych, zdolna do niezwłocznego zrealizowania wielu projektów o wystarczających standardach,
- podniesienie kosztów remontów bez dodatkowego wsparcia finansowego, co obniża korzyści z inwestycji,
- opóźnienie w dostarczeniu projektów ze względu na ich wielkość lub nieoczekiwane zdarzenia,
- niewłaściwe wykonanie działań zawartych w warunkach inwestycji obniżające oszczędności energii i efekty środowiskowe uniemożliwiające inwestycję,
- niechęć społeczna do zmiany pomimo możliwych korzyści,
- nieprzewidziane zmiany prawa lub polityki np. negatywnie wpływając na rentowność lub zwiększając formalności,
- nieprzewidziane obniżenie kosztów dostaw energii, zmniejszające potencjalne zainteresowanie podjęciem środków prowadzących do zmniejszenia ich zużycia.



## Proponowane rozwiązanie

Rząd (Minister Klimatu przy udziale NFOŚiGW) wesprze politycznie, finansowo i organizacyjnie tworzący się instrument.

## Przewidywane skutki

1. Zwiększenie inwestycji w głęboką renowację budynków, w tym odnawialnych źródeł energii (OZE).
2. Rozwój zrównoważonych narzędzi finansowych – rozwój rynku wtórnego.
3. Powszechne zastosowanie umów o efekt energetyczny.
4. Wsparcie rozwoju rynku ESCO.
5. Znacząca redukcja zanieczyszczeń.
6. Zapewnienie lepszej jakości projektów termomodernizacyjnych.
7. Zapewnienie skalowalności dla zrównoważonego finansowania.

## Podsumowanie

Do 2050 r. Unia Europejska jest zdecydowana stać się pierwszym na świecie blokiem państw neutralnych dla klimatu. W rezultacie potrzebne są inwestycje akumulujące zarówno kapitał UE, krajowy kapitał publiczny, jak i kapitał sektora prywatnego. Wizja niezbędnych narzędzi jest zarysowana w planie inwestycyjnym na rzecz Europejskiego Zielonego Ładu. Celem tego planu jest m.in. uruchomienie funduszy prywatnych przy pomocy unijnych instrumentów finansowych. Szacowana wartość niezbędnych do 2050 roku inwestycji to 1 bln euro.

Polska, jako członek EU, będąc w relatywnie dobrej sytuacji ekonomicznej, ma bezprecedensową szansę wziąć czynny udział w transformacji nie tylko po stronie popytowej, ale także po stronie podażowej poprzez m.in. zastymulowanie rozwoju krajowego przemysłu OZE. W 2019 r. polski dług publiczny wyniósł niewiele ponad 47% PKB, co wyróżnia nas w kontekście innych gospodarek EU. Ta komfortowa poduszka bezpieczeństwa przy bardzo niskim poziomie realnych stóp procentowych stwarza okazję do zaciągania długu na atrakcyjnych warunkach. Samo zadłużanie kraju powinno być jednak prowadzone z długofalową wizją możliwości spłaty zaciągniętych kredytów i z przeznaczeniem tego długu w kierunku rozwoju innowacji niż intensyfikacji konsumpcji. W tym kontekście dobrze przemyślana transformacja, także ta w wymiarze lokalnym, ma szansę skutkować rozwojem przemysłu, niższymi całkowitymi kosztami pokrycia zapotrzebowania na energię, niższymi kosztami systemów zdrowotnych, czystszy środowiskiem oraz bardziej świadomym i lepiej wyedukowanym społeczeństwem. W rezultacie mamy szansę zmienić nie tylko sektor energii, ale także nastawienie społeczne do innowacji oraz środowiska bez nadwerężania systemu finansowego.



## Glosariusz

- Autokonsumpcja – wykorzystanie energii z instalacji bezpośrednio na potrzeby własne.
- Behind the meter – instalacja wytwarzania energii przyłączona „za licznikiem” odbiorcy energii, czyli do wewnętrznej sieci odbiorcy.
- Bilansowanie międzyfazowe – umożliwia określenie energii oddanej lub pobranej z sieci elektrycznej poprzez wyznaczenie różnicy pomiędzy sumą ilości energii oddanej przez system PV na wszystkich trzech fazach i energii pobranej z sieci również na wszystkich trzech fazach. W przypadku braku bilansowania międzyfazowego bilans energetyczny jest liczony dla każdej fazy oddzielnie, co jest mniej korzystne dla prosumenta ze względu na istnienie opustów.
- CPPA (corporate power purchase agreement) – umowa dostawy energii zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą energii a jej odbiorcą (przemysłowym, komunalnym).
- Crowdfunding – forma finansowania projektów przez społeczność, która jest lub zostanie wokół tych projektów zorganizowana.
- EMD – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- EEAG – wytyczne Komisji Europejskiej (KE) w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020.
- Energetyka obywatelska – rozumiana jest jako angażująca obywateli – bezpośrednio lub pośrednio – w rozwój źródeł rozproszonych.
- Energetyka rozproszona – wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, paliw stałych, ciekłych i gazowych przez mniejsze jednostki lub obiekty produkcyjne dla użytku lokalnego.
- FIP (ang. Feed in premium) – system gwarantowanych dopłat do ceny rynkowej dla instalacji OZE.
- FIT (ang. Feed-in tariff) – system gwarantowanych cen dla instalacji OZE.
- Fotowoltaika – bezpośrednia konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną.
- GBER – rozporządzenie zmieniające rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.
- Grid-connected system – system przyłączony do lokalnej sieci energetycznej.
- Instalacja odnawialnego źródła energii – instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego – a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego.
- Instalacja off-site – instalacja wytwarzania energii przyłączona do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej.
- Instalacja on-site – instalacja wytwarzania energii przyłączona bezpośrednio do sieci wewnętrznej odbiorcy energii.
- Instalacje wiatrowe off-shore - instalacje wiatrowe usytuowane na morzu.
- Instalacje wiatrowe on-shore – instalacje wiatrowe usytuowane na lądzie.



- IRiESD – instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej to dokument przygotowywany przez każdego OSD regulujący szczegółowo kwestie przyłączania źródeł i obciążeń, wymogów technicznych, kwestii bezpieczeństwa, parametrów jakościowych energii, rezerw i niezawodności sieci itp.
- Klaster energii (w opracowaniu także klaster) – cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące 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 o samorządzie powiatowym) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy o samorządzie gminnym; klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.
- Kontrakt różnicowy (ang. contract for difference lub CFD) – kontrakt pomiędzy dwiema stronami: dostawcą kontraktu (wystawcą kontraktu) i inwestorem (nabywcą kontraktu), w którym zakłada się, że sprzedający zapłaci różnicę między aktualną wartością energii (w dniu wykonania kontraktu) i jej wartością w dniu ustalania kontraktu (jeśli różnica jest ujemna, to tę wartość płaci kupujący sprzedającemu).
- Koordynator klastra – powołana w celu koordynacji działań klastra energii spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.
- LCOE – (ang. Levelized Cost of Electricity) uśredniony koszt energii elektrycznej.
- LCOH – (ang. Levelized Cost of Heat) reprezentuje całkowity, jednostkowy koszt wytworzenia energii cieplnej.
- Linia bezpośrednia – zgodnie z Dyrektywą EMD linia bezpośrednia” oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców
- MEW – mała elektrownia wodna.
- Mikroinstalacje (mikroźródła) – systemy odnawialnych źródeł energii o mocy nieprzekraczającej 50 kW, która jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.
- Mikrosieć – grupa połączonych obciążeń i rozproszonych źródeł energii pracujących w ściśle określonym obszarze, która w odniesieniu do sieci elektroenergetycznej działa jako samodzielnie sterowany podmiot. Mikrosieć może pracować zarówno w połączeniu z siecią elektroenergetyczną jak i w trybie wyspowym. W portfelu źródeł mikrosieci mogą znajdować się źródła nieodnawialne np. generatory z silnikiem diesla.
- Moc nominalna modułu – moc modułu fotowoltaicznego zmierzona w standardowych warunkach testowych (STC – gęstość mocy 1000 W/m<sup>2</sup>, widmo promieniowania AM1.5G, temperatura modułu 25C).

- NC RFG (Network Code, Requirements for Generators) – kodeks sieci dotyczący zasad, procedur i warunków technicznych przyłączenia jednostek wytwórczych.
- Net metering – opomiarowanie netto. Jest to usługa dotycząca wytwórcy a zarazem konsumenta energii z mikroinstalacji fotowoltaicznej. W takim rozliczeniu odejmuje się ilość energii zakupionej z sieci od ilości energii wyprodukowanej we własnej instalacji.
- Obywatelska społeczność energetyczna – oznacza osobę prawną, która opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, jest kontrolowana przez członków lub udziałowców będących osobami fizycznymi, organami samorządowymi (w tym gminami lub małymi przedsiębiorstwami). Jako główne przedmioty działalności wyróżnia się wytwarzanie (w szczególności z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii), dystrybucje, magazynowanie, agregację energii elektrycznej, świadczenie usług w zakresie efektywności energetycznej, ładowanie pojazdów elektrycznych lub świadczenie innych usług energetycznych swoim członkom oraz udziałowcom. Głównym celem obywatelskich społeczności energetycznych jest zapewnienie środowiskowych, gospodarczych oraz społecznych korzyści dla swoich członków i udziałowców lub obszarów, na których prowadzi ona działalność.
- Odnawialne źródło energii (OZE) – odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z bioptynów.
- Operator Systemu przesyłowego (OSP) – rodzaj przedsiębiorstwa energetycznego, które zajmuje się przesyłaniem energii elektrycznej i jest odpowiedzialne za ruch sieciowy w elektroenergetycznym systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- Opusty – współczynnik określający ilość jednostek energii jaką prosument może pobrać bezpłatnie z sieci w zamian za jedną jednostkę energii oddaną do sieci.
- OSD – operator systemu dystrybucyjnego, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za bezpieczeństwo, eksploatację, konserwację, remonty i rozbudowę sieci dystrybucyjnej.
- OSDn – operator systemu dystrybucyjnego, który nie ma przyłączenia do sieci przesyłowej (potocznie zwany lokalnym systemem dystrybucyjnym).
- OZE – odnawialne źródła energii rozumiane zgodnie z ustawą z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii jako „odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z bioptynów”.
- Power curtailment – możliwość zdalnego ograniczenia mocy wyjściowej systemów OZE przez operatora systemu dystrybucyjnego, gdy sieć nie ma technicznej możliwości przyjęcia poziomu mocy oferowanego przez te źródła.
- Power Purchase Agreement (PPA) – umowa między dwiema stronami, jedną, która wytwarza energię elektryczną (sprzedawca), a drugą, która chce kupić energię elektryczną (nabywca).



- Prosument grupowy – rodzaj prosumenta obejmujący spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe posiadające mikroinstalacje OZE wspólnie bilansujące zużycie energii na potrzeby własne, z niższym opustem wynoszącym 0,6.
- Prosument – osoba fizyczna, wytwarzająca energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby za pomocą mikroinstalacji, jednocześnie może ją magazynować i przekazywać nadwyżkę do sieci energetycznej w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- RED II – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- Repowering – zastępowanie starszych typów elektrowni wiatrowych nowymi, bardziej wydajnymi turbinami, przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przyłączeniowej i dróg wewnętrznych.
- Sektor ICT – rodzina technologii przetwarzających, gromadzących i przesyłających informacje w formie elektronicznej.
- Spółdzielnia energetyczna – spółdzielnia której przedmiotem działalności jest wytwarzanie: energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 MW lub biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii o rocznej wydajności nie większej niż 40 mln m<sup>3</sup> lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy osiągalnej w skojarzeniu nie większej niż 30 MWt i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energii elektrycznej, biogazu lub ciepła na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu niższym niż 110 kV lub dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej, na obszarze gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej.
- Sprzedawca Zobowiązany – największy sprzedawca energii na obszarze każdego operatora systemu dystrybucyjnego, wyznaczany przez URE m.in. do zakupu energii ze źródeł odnawialnych o mocy nie przekraczającej 0,5 MW.
- System hybrydowy – mieszany system generacji energii, w skład którego mogą wchodzić konwencjonalne generatory, kogeneracja, turbiny wiatrowe, wodne, akumulatory, systemy fotowoltaiczne, ogniwa paliwowe, biomasa itp.
- System VRF – (z ang. Variable Refrigeration Flow) oznacza w dosłownym tłumaczeniu zmienny przepływ czynnika chłodniczego.
- Taryfa gwarantowana („Feedin Tariff” lub FIT) – mechanizm polityki państwa mający na celu przyspieszenie inwestycji w zakresie technologii energii odnawialnych. Mechanizm ten przyczynia się do osiągnięcia celu poprzez oferowanie długoterminowych kontraktów dla producentów energii odnawialnej, zwykle na podstawie kosztów wytwarzania poszczególnych technologii.
- Taryfa premium („Feed in Premium” lub FIP) – jest rodzajem instrumentu polityki opartego na cenie, w ramach którego kwalifikującym się wytwórcom energii odnawialnej płaci się cenę premium, która stanowi dodatek do ceny hurtowej terenie, wskazany przez URE w oparciu sprzedaż energii w poprzednim roku, zobowiązany do prowadzenia rozliczeń energii z prosumentami.



- Technologia PERC (z ang. Passivated Emitter and Rear Cell) – technologia pasywacji emitera tylnej części ogniwa, technologia określająca konstrukcję ogniwa słonecznego, która różni się od budowy standardowego ogniwa, wykorzystywanej przez kilka ostatnich lat. Ogniwo typu PERC posiada dodatkową warstwę dielektryka, dzięki której zwiększona jest efektywność ogniwa, odbijającego każde światło docierające do dolnej warstwy płytki bez wygenerowania elektronu z powrotem w głąb ogniwa. Poprzez to odbicie, fotony mają drugą szansę na wytworzenie prądu.
- TGE – Towarowa Giełda Energii.
- uOZE – Ustawa dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478 z póź. zm.).
- uPE Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z póź. zm.).
- uPW – Ustawa z dnia 20 lipca 2017r. Prawo wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566 z póź. zm.).
- Współczynnik GWP (z ang. global warming potential) oznacza potencjał tworzenia efektu cieplarnianego, wskaźnik służący do ilościowej oceny wpływu danej substancji na efekt cieplarniany.

## Załącznik 1: Założenia do modelowania – parametryzacja systemu Zefir

W analizie przyjęto rok 2030 jako horyzont modelowania. Nakłady inwestycyjne są znormalizowane względem czasu życia technologii (założono 20 lat). Normalizacja wykonana jest w celu porównania opłacalności modelowanych technologii i estymacji rocznych oszczędności (amortyzacja roczna).

### Modelownie strony popytowej

Po stronie popytowej, czyli zapotrzebowania na energię, modelowane jest zapotrzebowanie na energię użyteczną dla wszystkich obiektów w Polsce, które zostały zaklasyfikowane do sektora lokalnej energetyki. Obiektami tymi są:

- wszystkie budynki mieszkalne jednorodzinne,
- wszystkie budynki mieszkalne wielorodzinne,
- wszystkie budynki biurowe, handlowe i usługowe,
- wszystkie budynki samorządowe (urzędy, szkoły, szpitale).

Za wykluczone z sektora energetyki rozproszonej zostały uznane obiekty przemysłowe. Uzasadnione jest to specyficznym profilem działania obiektów, w szczególności obiektów o dużym zapotrzebowaniu. Z jednej strony takie obiekty nie wpisują się w kontekst energetyki lokalnej, a z drugiej strony tworzenie reprezentatywnego, średniego profilu dla tego rodzaju obiektów wymagałoby bardziej szczegółowej analizy z uwzględnieniem profili pojedynczych dużych obiektów.

Dla każdej z ww. grup obiektów został wyestymowany profil godzinowy pokrywający jeden rok kalendarzowy. W celu wyznaczenia reprezentatywnych rocznych, godzinowych profili zapotrzebowania na energię budynki zostały podzielone na tzw. Strefy. Strefa zdefiniowana jest jako podzbiór wszystkich budynków w Polsce pogrupowanych według:

- Rodzaju budynku:
  - jednorodzinny,
  - wielorodzinny,
  - pozostałe (biurowe, usługowe, samorządowe).
- Obecne źródło ciepła:
  - ciepło sieciowe,
  - sieć gazownicza,
  - indywidualne kotły na paliwo stałe.
- Dostępność ciepła sieciowego:
  - w zasięgu sieci ciepłowniczej,
  - w zasięgu sieci gazowniczej,
  - poza zasięgiem obu sieci.

Strefa zdefiniowana jest jako zbiór budynków, które mają takie same wartości *Rodzaju budynku*, *Obecnego źródła ciepła* oraz *Dostępności ciepła sieciowego*. Dla każdej takiej strefy zdefiniowano:

- Sumaryczną roczną ilość energii elektrycznej, cieplnej (użytecznej) i C.W.U (użytecznej).

- Reprezentatywny roczny godzinowy profil zapotrzebowania na energię.
- Maksymalną ilość mocy zainstalowanej w DER (PV i Wiatr).

Poniższa Tabela przedstawia wyszczególnione Strefy oraz wielkości energii dla każdej Strefy.



NARODOWE  
CENTRUM  
BADAŃ  
JĄDROWYCH  
ŚWIERK



Narodowe Centrum  
Badań i Rozwoju

Tabela 1. Opis Strefy strony popytowej. Oprócz wyszczególnionych dostępnych technologii każda strefa posiada możliwość przeprowadzenia podstawowej

Opis [TWh, TW]							Obecna technologia			Dostępne technologie sieciowe								DER	PC
Strefa	Typ budynku	EE	EC	C.W.U.	Maks PV	Maks Wiatr	Kotły	MPC	Gaz	MPC Biogaz	MPC Biomasa	MPC Gaz	CHP Węgiel	CHP Biogaz	CHP Biomasa	CHP Gaz	Gaz	Wszystkie	Duże PC
1	Jednorodzinne	0,55	3,94	0,99	0,87														
2	Jednorodzinne	0,36	2,55	0,64	0,56														
3	Jednorodzinne	5,60	39,98	10,00	8,85														
4	Jednorodzinne	0,55	3,94	0,99	0,87														
5	Jednorodzinne	9,93	70,94	17,73	15,71														
6	Wielorodzinne	0,11	0,65	0,10	0,02														
7	Wielorodzinne	5,57	32,91	5,26	1,01														
8	Wielorodzinne	4,53	26,76	4,28	0,82														
9	Wielorodzinne	0,11	0,65	0,10	0,02														
10	Wielorodzinne	1,98	11,71	1,87	0,36														
11	Pozostałe	0,27	0,21	0,04	0,01														
12	Pozostałe	10,82	8,21	1,63	0,49														
13	Pozostałe	33,23	25,20	4,99	1,50														
14	Pozostałe	0,27	0,21	0,04	0,01														
15	Pozostałe	4,93	3,74	0,74	0,22														

## Modelowanie strony podaźowej

W modelu uwzględniono następujące technologie energetyki lokalnej:

- Indywidualne kotły ciepłownicze na paliwo stałe.
- Małe elektrownie wodne (MEW) – przepływowe.
- Kogeneracja z wyszczególnieniem paliwa: węgiel kamienny, gaz, biogaz, biomasa.
- Ciepłownie z wyszczególnieniem paliwa: węgiel kamienny, gaz, biogaz, biomasa.
- Pompy ciepła z wyszczególnieniem na małe pompy powietrze-powietrze, małe pompy gruntowe, duże pompy gruntowe (< 50 MW).
- Małe turbiny wiatrowe (< 50 kW).
- Panele słoneczne.
- Fizyczne magazyny energii.

Legenda nazw technologii:

- BOILER\_COAL\_NOW: Indywidualne kotły ciepłownicze na paliwo stałe.
- MEW: Małe elektrownie wodne (MEW) - przepływowe.
- CHP\_COAL, CHP\_GAS, CHP\_BIOGAS, CHP\_BIOMAS: Kogeneracja z wyszczególnieniem paliwa: węgiel kamienny, gaz, biogaz, biomasa.
- MPC\_NOW, MPC\_GAS, MOC\_BIOGAS, MPC\_BIOMASS: Ciepłownie z wyszczególnieniem paliwa: węgiel kamienny, gaz, biogaz, biomasa.
- HP\_AIR, HP\_GROUND\_SMALL, HP\_GROUND\_BIG, Pompy ciepła z wyszczególnieniem na małe pompy powietrze-powietrze, małe pompy gruntowe, duże pompy gruntowe (< 50 MW).
- SWIND: Małe turbiny wiatrowe (< 50 kW).
- PV: Panele słoneczne.
- STORAGE: Fizyczne magazyny energii.
- GRID: energia elektryczna z sieci przesyłowej.

Każda technologie podaźowa oraz magazynowania opisana jest trzema podstawowymi parametrami:

- **CAPEX** – w jednostkach złotych per megawat. Określa wielkość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do wybudowania źródła mocy o zadanej wielkości. CAPEX określa koszty ponoszone jednorazowo dla inwestycji.
- **OPEX** - w jednostkach złotych per megawat na rok. Określa wysokość kosztów związanych z utrzymaniem przez rok, źródła o określonej mocy. W koszty te wchodzi prace serwisowe, personel, czynsze itd.
- **Koszty zmienne (VAR)** – w jednostkach złotych per megawatogodzina. Określa koszt wyprodukowania jednej megawatogodziny zmienny w zależności od ilości energii. W koszty zmienne wchodzi koszty pozyskania paliwa, czyli koszty surowców i transportu.
- **Emisje smogu oraz dwutlenku węgla** – podobnie do kosztów zmiennych jednostką jest ilość smogu lub CO<sub>2</sub> per megawatogodzina. Parametr ten określa, ile zanieczyszczeń dana technologia emituje w zależności od ilości wyprodukowanej energii.



Oprócz powyższych trzech parametrów wspólnych dla każdej technologii, istnieją parametry specyficzne do danej technologii:

- **Reprezentatywne profile godzinowe dla PV, wiatru i MEW** opisujące nasłonecznienie, siłę wiatru oraz przepływ wody. Dla każdej z tych technologii reprezentatywny profil godzinowy opisuje, ile mocy w każdej godzinie w roku wygenerowałaby jednostka o mocy nominalnej jednego megawata.
- **Parametry fizycznych magazynów energii:** pojemność, moc ładowania, moc rozładowania.

Nazwa technologii	CAPEX [PLN/MW]	VAR_COST [PLN/MWh]	OPEX [zł/MW/rok]	Czas życia [Lata]
HP_AIR	3 000 000	-	-	20
HP_GROUND_BIG	4 500 000	-	8 596	20
HP_GROUND_SMALL	5 000 000	-	-	20
BOILER_COAL_NOW	-	136	-	20
BOILER_GAS	500 000	148	-	20
BOILER_BIOMASS	476 190	149	-	20
GAS_NOW	-	166	-	20
THERMO_V0	400 000	-	-	20
MPC_GAS	1 300 000	181	302 000	20
MPC_BIOMASS	1 580 000	178	302 000	20
MPC_NOW	-	260	302 000	20
THERMO_V1	1 000 000	-	-	20
CHP_GAS	5 700 000	182	1 708 000	20
CHP_BIOMASS	7 766 000	149	1 708 000	20
CHP_COAL	8 900 000	139	1 708 000	20
MPC_BIOGAS	7 600 000	86	2 050 000	20
CHP_BIOGAS	16 033 000	72	3 369 000	20

- **Parametry wirtualnego magazynu energii (systemy opustów)** – współczynnik energii dostępnej do odebrania w stosunku do energii wprowadzonej do sieci.
- **Efektywność energetyczna pomp ciepła.**

Szczegółowy opis technologii znajduje się w tabeli poniżej.

Nazwa technologii	CAPEX [PLN/MW]	Efektywność	VAR_COST [PLN/MWh]	OPEX [zł/MW]	Czas życia [lata]
Small Wind	8 600 000	25%	-	207 000	20
PV	4 500 000	10%	-	57 000	20
MEW	23 900 000	0	-	368 000	20

## Parametry emisyjności technologii

Przyjęte w części modelowej założenia dotyczące emisyjności badanych technologii przedstawia poniższa tabela (Emisje pyłów – łącznie wszystkie frakcje, emisje CO<sub>2</sub>). Dla sieci ciepłowniczych przyjęto zerowy poziom niskiej emisji. W tabeli uwzględniono emisje związane z produkcją energii elektrycznej w Polsce. Emisyjność pomp ciepła zależy od źródła wykorzystanej energii elektrycznej.

Nazwa technologii	Emisja pyły [kg/MWh]	Emisja CO <sub>2</sub> [kg/MWh]
GRID	0	765
HP_AIR	-	-
HP_GROUND_BIG	-	-
HP_GROUND_SMALL	-	-
BOILER_COAL_NOW	1.16	374.4
BOILER_BIOMASS	0.072	0
GAS_NOW	0	199.47
MPC_GAS	0	199.48
MPC_BIOMASS	0	0
MPC_NOW	0	342.25
CHP_GAS	0	199.47
CHP_BIOMASS	0	0
CHP_COAL	0	342.25
MPC_BIOGAS	0	196.56
CHP_BIOGAS	0	196.56

## Funkcja celu oraz ograniczenia problemu optymalizacyjnego

Model, zbudowany w oparciu o technikę programowania liniowego określają dwa założenia: funkcja celu definiująca koszty działania systemu oraz ograniczenia, definiujące warunki, które otrzymany miks energetyczny musi spełnić. Podczas obliczeń, model symuluje działanie lokalnego systemu energetycznego godzina po godzinie dla reprezentatywnego roku.

**min:** *Koszty zmienne + CAPEX + OPEX*

Powyższe trzy kategorie kosztów agregują wszystkie analizowane technologie. W rezultacie znajdowane jest najbardziej opłacalne kosztowo rozwiązanie, wskazujące na moc zainstalowaną i energię wyprodukowaną dla każdej technologii.

### Ograniczenia

**st:** *Energia wygenerowana = zapotrzebowanie*

*emisje CO<sub>2</sub> < próg emisji CO<sub>2</sub>*

*emisje smogu < próg emisji smogu*

Powyższe przedstawione ograniczenia stanowią opisową część wszystkich ograniczeń zdefiniowanych w modelu matematycznym. Powyższe ograniczenia wpływają na znalezione rozwiązanie, czyli miks



energetyczny, poprzez wymuszenie powstawania technologii pozwalających na obniżenie emisji smogu i CO<sub>2</sub> do wymaganego poziomu.

**NINIEJSZY RAPORT MA CHARAKTER TECHNICZNY. ZA POPRAWNOŚĆ JĘZYKOWĄ I STYLISTYCZNĄ TEKSTU ODPOWIADAJĄ AUTORZY. ZESPÓŁ REDAKCYJNY TYLKO W NIEWIELKIM STOPNIU WPŁYNAŁ NA FORMĘ RAPORTU – W CELU UJEDNOLICENIA WSZYSTKICH PUBLIKOWANYCH W TYM DZIALE TEKSTÓW.**