NCAE

ROZWIĄZANIA DLA ENERGETYKI LOKALNEJ

Propozycja dla społeczności energetycznych

Autorzy: Tomasz Chmiel, Józef Paska, Karol Wawrzyniak
Redakcja: Aleksandra Dziadykiewicz

Październik 2025 r.

NCAE

Narodowe Centrum Analiz Energetycznych (NCAE) to centrum naukowo – przemysłowe tworzone przez członków założycieli: PSE S.A., OGP Gaz – System S.A., PERN S.A. wraz z Narodowym Centrum Badań Jądrowych (instytut badawczy) oraz PSE Innowacje Sp. z o.o. NCAE działa na podstawie ustawy Prawo Energetyczne (art. 9ca i art. 15ba).

Celem działalności NCAE jest wsparcie analityczne w obszarze energii i klimatu Ministrów odpowiadających za sprawy energii oraz gospodarki surowcami energetycznymi oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zadania NCAE obejmą: prowadzenie badań polskiego sektora energetycznego oraz jego uwarunkowań technicznych, ekonomicznych i środowiskowych, także w kontekście międzynarodowym.

W ramach odpowiedniego zaplecza analityczno-prognostycznego, NCAE zajmuje się opracowywaniem koncepcji, metodyk, analiz, prognoz, raportów lub narzędzi, a także realizacją projektów badawczych dotyczących społeczno-ekonomicznych aspektów transformacji energetycznej lub zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Wyniki prac analitycznych oraz badawczych NCAE nie muszą pokrywać się z interesami oraz poglądami członków założycieli NCAE.

Spis treści

Podsumowanie zarządcze ... 4
1. Wprowadzenie ... 6
2. Lokalne Obszary Bilansowania ... 11
3. Propozycje rozwiązań dla społeczności energetycznych ... 15
3. 1. Cele społeczne – korzyści dla obywateli ... 15
3.2. Sposób realizacji celów społecznych ... 16
3.3. Stymulanty rozwoju społeczności energetycznych – zbiorczo ... 16
3.4. Unifikacja formy prawnej ... 19
3.5. Sposób rozliczania za energię i jej dostarczanie ... 22
3.5.1. Rozliczanie nadwyżek / niedoborów energii elektrycznej ... 24
3.5.2. Rozliczanie energii elektrycznej wewnątrz społeczności ... 25
3.5.3. Opłaty dystrybucyjne zmienne przy braku autokonsumpcji (dla zakupu energii spoza społeczności) ... 26
3.5.4. Opłaty dystrybucyjne zmienne przy autokonsumpcji ... 26
3.5.5. Opłaty dystrybucyjne stałe ... 30
3.6. Zwiększenie mocy instalacji odbiorczych i/lub wytwórczych ... 36
3.7. Ograniczone redysponowanie ... 38
3.8. Ułatwienia dla JST – wyłączenie zakupu energii spod Prawa Zamówień Publicznych ... 41
3.9. Ułatwienia dla JST – preferencje w ramach przyłączeń ... 42
3.10. Efektywny energetycznie system ciepłowniczy ... 43
3.11. Ograniczenia definicyjne ... 45
4. Podsumowanie ... 47
Załącznik 1 - Obecnie istniejące rozwiązania w Polsce ... 48
Kontekst krajowy i europejski ... 48
Klastry Energii ... 49
Spółdzielnie Energetyczne ... 52
Prosument wirtualny ... 53
Obywatelskie Społeczności Energetyczne (OSE) ... 54
Bibliografia ... 56

Podsumowanie zarządcze

Diagnoza:

- Reguły kształtujące pracę systemów elektroenergetycznych na świecie, w tym Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) nieuchronnie się zmieniają. Energetyka scentralizowana ustępuje miejsca energetyce rozproszonej, co niesie za sobą nowych użytkowników systemu, nowych uczestników rynku energii, a co za tym idzie – nowe wyzwania związane z zarządzaniem pracą systemu elektroenergetycznego.

- Jedną z kluczowych cech nowego systemu jest rosnący udział źródeł odnawialnych, w tym rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej. Coraz ważniejsze staje się uporządkowanie ram funkcjonowania energetyki rozproszonej. Dobrze skalibrowana współpraca wytwórców energii (w tym prosumentów) z odbiorcami, którzy świadomie współtworzą lokalną społeczność energetyczną, pozwoli efektywniej zarządzać produkcją i zużyciem energii, równocześnie wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne – przede wszystkim w wymiarze lokalnym, ale przy odpowiednim rozpowszechnieniu rozwiązań także w skali całego kraju.

- W polskim porządku prawnym istnieje wiele rozwiązań dla społeczności energetycznych: prosument zbiorowy, prosument lokatorski, prosument wirtualny, klaster energii, spółdzielnia energetyczna, obywatelska społeczność energetyczna. Ten „gąszcz" rozwiązań nie jest przejrzysty, niektóre z rozwiązań mogą być sprzeczne z wymaganiami regulacji europejskich, a ich działanie jest dysfunkcyjne. Rozwiązania w zakresie społeczności energetycznych wymagają ujednolicenia, uproszczenia i zapewnienia zgodności z prawem UE.

- Odnawialne i rozproszone źródła energii oraz nowe podmioty – użytkownicy systemu elektroenergetycznego i uczestnicy rynku energii – powinny ponosić coraz większą odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców, w wymaganych ilościach i o odpowiedniej jakości. Tę odpowiedzialność będą przejmować (i współdzielić) od operatora systemu przesyłowego (OSP) i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Aby dobrze wypełniały te zadania, niezbędne jest przygotowanie odpowiednich ram prawnych, a także systemu zachęt i wynagradzania uczestników rynku za odpowiedzialne działania.

Rekomendacje:

- Zintegrowanie rozwiązań prawnych dla klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych w ramach jednej, zmodyfikowanej definicji obywatelskich społeczności energetycznych (zOSE).

- Rozszerzenie istniejącej definicji prosumenta wirtualnego o fakultatywną opcję, podkreślającą dodatkowe korzyści dla prosumenta, wynikające z bilansowania produkcji i zużycia energii na lokalnym obszarze sieciowym.

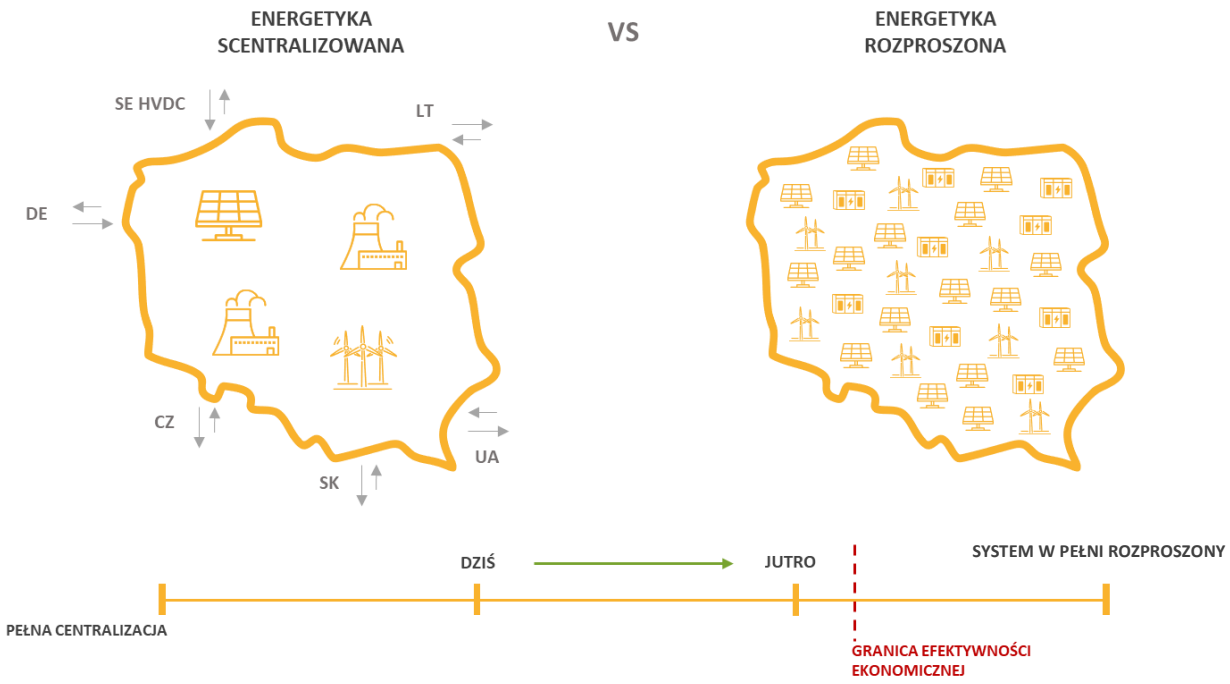
- Przypisanie zOSE funkcji społecznych, polegających na bilansowaniu energii w ramach Lokalnego Obszaru Bilansowania (LOB). Stworzenie systemu benefitów finansowych, opartych na wycenie korzyści wynikających z funkcjonowania społeczności w ramach LOB.

- Proponowane mechanizmy rozliczeń i benefitów finansowych w ramach lokalnego bilansowania to:
    - Net-billing – jako sposób rozliczania energii niezbilansowanej i rozliczenia wewnętrzne dla energii wymienianej wewnątrz społeczności.
    - Możliwość zmniejszenia opłat dystrybucyjnych stałych (wprowadzenie pojęcia zagregowanej-obszarowej mocy umownej) oraz zmiennych (obniżenie składnika zmiennego stawki sieciowej w ramach dedykowanej taryfy) w przypadku zOSE realizujących lokalne bilansowanie techniczne.
    - Możliwość zwiększenia mocy instalacji odbiorczych oraz/lub wytwórczych w przypadku zOSE realizujących lokalne bilansowanie techniczne.
    - Preferencje dla zOSE z udziałem jednostek samorządu terytorialnego (preferencje w zakresie przyłączania do sieci i złagodzenie zapisów ustawy Prawo Zamówień Publicznych w zakresie kontraktowania energii).
    - Odroczone redysponowanie odnawialnych źródeł energii działających w ramach i na rzecz zOSE.

1. Wprowadzenie

Polityka energetyczna Unii Europejskiej opiera się na trzech głównych filarach: dekarbonizacji, konkurencyjności i bezpieczeństwa dostaw. Jej cele obejmują zapewnienie funkcjonowania rynku energii i bezpieczeństwa dostaw energii w UE, a także promowanie efektywności energetycznej i oszczędności energii, rozwój odnawialnych źródeł oraz wzmacnianie połączeń pomiędzy krajowymi systemami elektroenergetycznymi. Obecna strategia Unii Europejskiej zakłada osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Te trzy filary mogą być realizowane w oparciu o różne warianty rozwoju systemu elektroenergetycznego. Dwa skrajne przedstawiono na rysunku poniżej.



Rys. 1. Od scentralizowanego do rozproszonego systemu elektroenergetycznego. Źródło: opracowanie własne.

Lewa strona rysunku to system w pełni scentralizowany, w którym produkcja energii elektrycznej jest skoncentrowana w dużych jednostkach wytwórczych, takich jak elektrownie węglowe, jądrowe, duże elektrownie wodne czy też duże farmy OZE, a następnie dystrybuowana do użytkowników na duże odległości poprzez sieć linii przesyłowych. Takie podejście wymaga „mocnych”[1] połączeń zarówno w sieci krajowej, jak i połączeń transgranicznych. Awaria któregoś z elementów systemu może skutkować utratą dostaw energii na dużym obszarze.

Prawa strona rysunku to system zdecentralizowany, który obejmuje dużą liczbę mniejszych, lokalnych źródeł wytwarzania, takich jak panele słoneczne, turbozespoły wiatrowe i systemy kogeneracyjne (CHP). Energia jest produkowana i zużywana lokalnie. Taki system cechuje nie tylko większa odporność na pojedyncze awarie dzięki rozproszonemu wytwarzaniu energii, ale też zmniejszone straty przesyłowe i większa integracja odnawialnych źródeł energii, co pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie ich potencjału.

[1] W pewnym sensie nadmiarowych, bo zwymiarowanych na warunki nieskoordynowanego, niekontrolowanego rozwoju OZE.

W całej UE obserwujemy ewolucję od systemu scentralizowanego do rozproszonego. Przemiana ta jest napędzana postępami w technologiach energetyki odnawialnej, magazynowaniu energii i inteligentnych sieciach energetycznych. Spadające koszty technologii energetyki odnawialnej i magazynowania sprawiają, że systemy zdecentralizowane stają się bardziej konkurencyjne. W rezultacie dochodzi do tzw. demokratyzacji energetyki – tj. sytuacji, kiedy to końcowy odbiorca w coraz większym zakresie może samodzielnie zadecydować, jakie technologie mają pokrywać jego zapotrzebowanie.

Systemy elektroenergetyczne przyszłości prawdopodobnie będą opierać się na podejściu hybrydowym, łączącym scentralizowane i zdecentralizowane technologie wytwarzania, magazynowania i zarządzania energią. Wynika to zarówno z granicy ekonomicznej opłacalności inwestycji w lokalne źródła energii, jak i z potrzeb bilansowych. Tanie technologie wytwórcze, co do których odbiorca sam może podjąć decyzję inwestycyjną, są technologiami zależnymi pogodowo. W rezultacie nie dają one możliwości stabilnego zasilania odbiorców. Magazyny energii elektrycznej są jak dotąd w takiej fazie rozwoju, że tylko w krótkim okresie ekonomicznie zasadne jest wykorzystanie ich w roli stabilizatora podaży i popytu. Odbiorcy końcowi nie mają obecnie wystarczających zachęt, aby odłączać się od sieci elektroenergetycznych, gdyż najwygodniejszym narzędziem bilansowania systemu są i dalej będą duże jednostki wytwórcze. Pozostaje też szereg innych usług, jak na przykład usługa rezerw, stabilizacji napięć czy kwestie prądów zwarciowych, których obecność jest niezbędna w systemie elektroenergetycznym i przynajmniej na chwilę obecną korzystniejsze finansowo jest wykorzystanie do tego scentralizowanych jednostek wytwórczych. Zmiana sytuacji nastąpi w momencie przełomu w technologiach magazynowania, pozwalającego istotnie zwiększyć pojemność magazynów oraz obniżyć ich koszty.

Biorąc pod uwagę doświadczenia innych krajów można śmiało powiedzieć, że Polska jest w początkowej fazie tej ewolucji. Obserwujemy obecnie istotny wzrost liczby prosumentów oraz instalacji OZE i tym samym obniżenie kosztów energii dla części odbiorców, co można traktować jako zjawisko korzystne. Niekontrolowana ewolucja prowadzi jednak także do szeregu niekorzystnych zjawisk.

Jeden z problemów wiąże się ze wzrostem kosztów opłat dystrybucyjnych i przesyłowych, co jest spowodowane z jednej strony rosnącymi kosztami bilansowania na rynku bilansującym, a z drugiej kosztami rozwoju infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej niezbędnej do przeniesienia energii z sieci elektroenergetycznych niższych napięć do sieci wyższych napięć (czyli w kierunku odwrotnym, niż do tej pory).

Koszty bilansowania

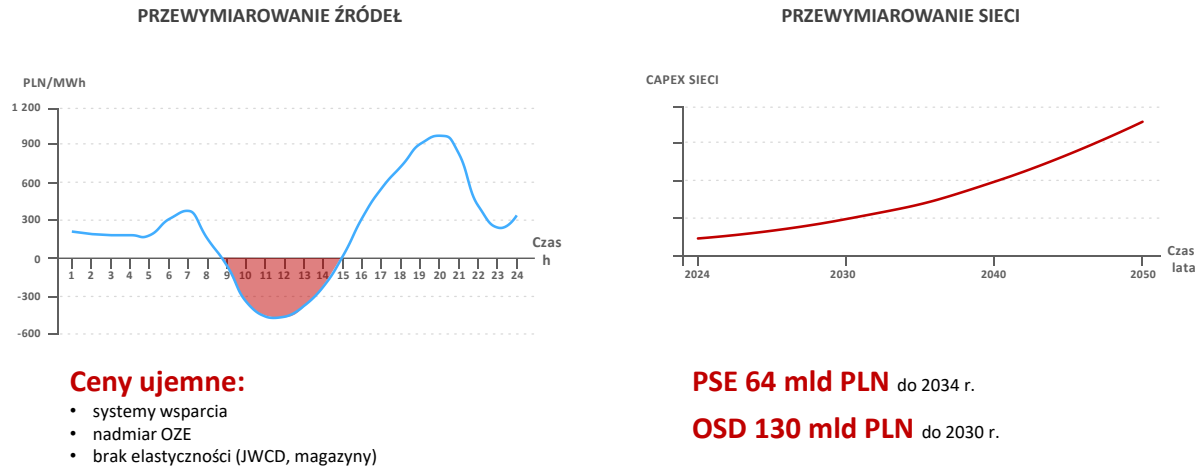
Na wysokie koszty bilansowania produkcji i zużycia energii wpływa: przewymiarowanie instalacji OZE, nadmiar generacji ze źródeł odnawialnych oraz niewystarczająca elastyczność pracujących w systemie elektroenergetycznym konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Źródła OZE, mając zagwarantowaną cenę sprzedaży w ramach aukcji OZE, nie reagują na rynkowe sygnały cenowe. Dodatkowo część instalacji prosumenckich pozostaje w systemie rozliczeń opartym na net-metering'u, gdzie sieć jest traktowana jako tzw. wirtualny magazyn, którego parametry nie są związane z ceną rynkową energii elektrycznej.

Podobny system rozliczeń (net-metering) jest zastosowany także w spółdzielniach energetycznych. Te podmioty także są niewrażliwe na realną sytuację rynkową, co powoduje pojawienie się w sieci nadmiarowej, niechcianej energii. Zjawisko potęguje brak elastyczności po stronie dużych jednostek wytwórczych, które wolą zaoferować sprzedaż energii nawet po cenach ujemnych w okresie, kiedy występuje nadwyżka produkcji z OZE tylko po to, żeby nie zostać odstawione. Odstawienie jednostki

jest dla niej niekorzystne, gdyż wymagałoby długotrwałego procesu rozruchu i tym samym niemożliwe byłoby uczestnictwo w rynku w przedziałach czasowych, kiedy cena sprzedaży jest dla niej atrakcyjna. Rynkowym rezultatem są ujemne ceny energii elektrycznej, które z pozoru mogą się wydawać atrakcyjne dla odbiorców. Za tym zjawiskiem kryje się jednak konieczność nierynkowego redysponowania OZE, co m.in. zaburza modele biznesowe wytwórców OZE (skraca oczekiwany czas pracy i tym samym zmniejsza przychody) oraz jest związane z koniecznością wypłat rekompensat dla tych wytwórców. Ten koszt jest następnie przenoszony na odbiorców poprzez taryfę w jej składniku jakościowym.

Koszty rozwoju sieci

Na wysokość opłat dystrybucyjnych i przesyłowych wpływa skala (przewymiarowanie) inwestycji w sieci. Szacowane nakłady inwestycyjne Operatorów Sieci Dystrybucyjnej zawarte w „Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki" (KET)[2] sięgają 130 mld zł do 2030 roku. Natomiast Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), zgodnie z Planem Rozwoju Sieci Przesyłowej, planują przeznaczyć 64 miliardy złotych na rozwój swoich sieci do 2034 roku (Rys. 2). To właśnie intensywny rozwój OZE jest jedną z głównych przyczyn tak dużego kosztu rozwoju sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Skumulowane przepływy energii z OZE wymuszają inny charakter rozpływu energii niż ten znany przez ostatnie dziesiątki lat. W momentach nadprodukcji OZE energia zaczyna płynąć w odwrotnym kierunku, czyli od niskich napięć do napięć wysokich, z sieci dystrybucyjnych do sieci przesyłowych, a to wymaga intensywnych inwestycji zapewniających stabilność pracy sieci, zwłaszcza na poziomie OSD. Jak zostanie wskazane w dalszej części raportu – część tych kosztów można byłoby istotnie ograniczyć, o ile generacja z OZE byłaby lokalnie bilansowana.



Rys. 2 Skutki niekontrolowanego rozwoju energetyki rozproszonej. Źródło: opracowanie własne.

[2] KET to inicjatywa mająca na celu usprawnienie rozwoju sieci dystrybucyjnych w Polsce, zwłaszcza w kontekście rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii. Karta ma pomóc w dostosowaniu sieci do nowych wyzwań i zapewnić stabilne otoczenie regulacyjne dla inwestycji. Inicjatywa została zainicjowana przez Prezesa URE 6 października 2021 roku. Karta jest dokumentem, do którego mogą przystąpić zarówno OSD, jak i inne podmioty zainteresowane transformacją energetyczną.

Bezpieczeństwo systemu

Niekontrowany rozwój OZE zmniejsza także bezpieczeństwo całego systemu elektroenergetycznego. Ponad 90% mocy źródeł OZE jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na poziomach napięć od niskich (nn), poprzez średnie (SN) do wysokich (WN). Utrzymywanie bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE zależy więc od możliwości koordynowania pracy tych zasobów, rozumianej jako bieżące oddziaływanie na ilości energii elektrycznej wprowadzanej albo odbieranej z sieci. Tymczasem duża cześć tych źródeł nie reaguje na bodźce cenowe, czyli nie dostosowuje profilu pracy do aktualnej sytuacji rynkowej, ani nie jest sterowalna przez operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej.

Kontrolowany rozwój OZE i lokalnych społeczności energetycznych

Jak widać, generowanie zachęt do budowy większej liczby odnawialnych źródeł energii nie jest długofalowo korzystne ani z punktu widzenia kosztowego (rosnące koszty obsługi rynku bilansującego oraz rosnące nakłady inwestycyjne), ani z uwagi na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego.

Paleta mechanizmów, które mogą zamienić dotychczasowy niekontrolowany rozwój OZE w ewolucję wspierającą zarówno niskie ceny energii, jak i racjonalne wykorzystanie zasobów, jest szeroka. Zmian wymagają obecne systemy aukcyjne wspierające OZE, ale także rynek mocy; niezbędny jest rozwój rynku elastyczności, ale także zapewnienie obserwowalności i sterowalności jednostek wytwórczych i magazynów zlokalizowanych w końcówkach sieci dystrybucyjnych. Jednym z elementów tej palety są także rozwiązania dla społeczności energetycznych, które są tematem przewodnim niniejszego opracowania.

Społeczności energetyczne zorganizowane wokół lokalnej generacji i wykorzystania energii elektrycznej mogą odegrać kluczową rolę zarówno w zmniejszaniu kosztów energii i dystrybucji, jak i zwiększaniu bezpieczeństwa dostaw. Aby było to możliwe, konieczne jest odejście od koncepcji wspierania nieskoordynowanego rozwoju energetyki rozproszonej – i przekucie jej w koncepcję wspierania „zaplanowanej" energetyki lokalnej. „Zdrowa" energetyka lokalna jest oparta na modelach biznesowych, w których interesariusze w tym wytwórcy, magazyny energii i odbiorcy są wynagradzani za pełnioną funkcję, a funkcja ta jest wyceniona adekwatnie do jej wartości.

Członkami społeczności energetycznych mogą być głównie osoby fizyczne, stowarzyszenia, jednostki samorządu terytorialnego, a także mikro i mali przedsiębiorcy. Tworzą oni dobrowolne i otwarte organizacje (jak obywatelskie społeczności energetyczne, klastry energii czy spółdzielnie energetyczne). Ich celem jest wspólne wytwarzanie, zużywanie, a także inne działania związane z energią, w tym ze źródeł odnawialnych, w celu osiągania korzyści środowiskowych, gospodarczych i społecznych.

Energetyka rozproszona vs energetyka lokalna

W energetyce rozproszonej wspierane są jednostki wytwórcze o małej mocy, zlokalizowane w dowolnym miejscu w systemie elektroenergetycznym. Wspiera się głównie mechanizmami operacyjnymi i inwestycyjnymi.

W energetyce lokalnej jednostki wytwórcze są wspierane pod warunkiem, że w sposób skoordynowany współpracują z magazynami energii oraz odbiorcami, bilansując wzajemnie wytwarzanie i odbiór energii, czyli kiedy realizują funkcję Bilansowania Technicznego. Takie bilansowanie przynosi szereg korzyści systemowi elektroenergetycznemu i jest zasobem, który da się wycenić, co powinno stanowić podstawę modelu biznesowego społeczności energetycznej. Co więcej, jeżeli funkcja bilansowania technicznego jest prowadzona w ramach dobrze zdefiniowanego fragmentu sieci dystrybucyjnej, który w niniejszym raporcie nazywamy **Lokalnym Obszarem Bilansowania** to, jak wskazano w dalszej części

opracowania, przynosi dodatkowe korzyści dla społeczeństwa, przez co i benefity dla społeczności energetycznej mogą być zintensyfikowane.

W rozdziale 2 wyjaśniamy koncepcję Lokalnych Obszarów Bilansowania (LOB), aby ułatwić zrozumienie części korzyści proponowanych dla społeczności energetycznych. Materiał z tego rozdziału jest podstawą dla zrozumienia rozdziałów kolejnych. W rozdziale 3 przedstawiono propozycje docelowych rozwiązań dla społeczności energetycznych, w tym klastrów energii, spółdzielni energetycznych, obywatelskich społeczności energetycznych oraz wirtualnego prosumenta. Wskazano potrzebę unifikacji trzech z czterech typów społeczności, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych w ramach jednej definicji, nazywanej dalej społecznością energetyczną. W rozdziale 3 jest także wymieniony zbiór korzyści, które mogą być przypisane takiej społeczności energetycznej wraz z ich uzasadnieniem. W załączniku przedstawiono stan obecny w zakresie społeczności energetycznych, z podziałem na arenę europejską oraz rozwiązania krajowe. Czytelnik łatwo z niego wywnioskuje, że rozwiązania krajowe wymagają istotnej poprawy i unifikacji.

2. Lokalne Obszary Bilansowania

Obecnie jedną z istotnych barier w rozwoju wykorzystania OZE jest kwestia bilansowania wytwarzania energii elektrycznej, w tym w coraz większej części przez niedysponowalne[3] źródła OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne) z zapotrzebowaniem na tę energię.

Główną przesłanką – założeniem przedstawionych w następnym rozdziale funkcji oraz propozycji modeli biznesowych dedykowanych społecznościom energetycznym, jest zapewnienie wymiernych korzyści społeczeństwu, w tym operatorowi sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, poprzez realizację przez podmioty przyłączone do tych sieci (odbiorcy, wytwórcy oraz magazyny energii) lokalnego bilansowania technicznego.

Lokalne bilansowanie techniczne (LBT) to częściowe lub całkowite równoważenie produkowanej lokalnie energii w czasie zbliżonym do rzeczywistego[4] z jej lokalnym zużyciem, zachodzące w określonym przez OSD/OSP lokalnym obszarze bilansowania (LOB). Takie podejście, oderwane od realizowanych przez uczestników rynku transakcji handlowych, będzie prowadziło do korzyści wynikających z:

- ograniczenia strat sieciowych,
- efektywnego wykorzystania mocy umownych,
- wzrostu liczby i mocy przyłączanych źródeł rozproszonych, w tym źródeł OZE (a także magazynów energii),
- ograniczenia zakresu modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych,
- lepszego zbilansowania pozycji zgłaszanych na rynku bilansującym, a tym samym do
- mniejszych potrzeb w obszarze redysponowania nierynkowego.

Takie zachowanie uczestników rynku i nadanie działaniom lokalnego wymiaru będzie dobrowolnym uzupełnieniem modeli biznesowych przewidzianych dla społeczności energetycznych, w tym prosumentów wirtualnych oraz zmodyfikowanych obywatelskich społeczności energetycznych (zOSE).

Przez **lokalny obszar bilansowania (LOB)** rozumie się wskazany przez/lub uzgodniony z operatorem fragment sieci elektroenergetycznej, znajdujący się zwykle poniżej elementu krytycznego ograniczającego zdolność przyłączeniową źródeł wytwórczych, odbiorców lub magazynów energii. Elementem krytycznym mogą być części sieci elektroenergetycznej, takie jak np. transformatory WN/SN, SN/nn, rozdzielnie sieciowe, ciągi liniowe SN, obwody nn oraz inne elementy infrastruktury elektroenergetycznej (zob. Rys. 3).

W ocenie autorów nie każda społeczność energetyczna musi realizować Lokalne Bilansowanie Techniczne (LBT) na Lokalnym Obszarze Bilansowania (LOB). Bez względu na lokalny charakter społeczności energetycznej, jej członkowie powinni produkować i rozliczać się w uproszczony sposób. W tab. 1 zestawiono generalne korzyści płynące z powołania społeczności energetycznej oraz dodatkowe korzyści w przypadku utworzenia LOB.

[3] W odniesieniu do OZE są stosowane różne określenia: niestabilne, stosowane przez prawników i dziennikarzy; zmienne, stosowane w literaturze anglosaskiej (VRE – *Variable Renewable Energy*), pogodozależne (a dlaczego nie klimatycznie zależne?), stosowane przez „lobbystów" OZE, i wreszcie niedysponowalne (nie mylić z niedyspozycyjne), oddające, zdaniem autorów, ich istotę z punktu widzenia operatorów sieciowych (pierwszeństwo dostępu do sieci i nie podleganie przez istotną ich część prawu popytu i podaży).
[4] Zgodnie z rozdzielczością rynku bilansującego.

Tab. 1. Zbiorcze zestawienie korzyści dla społeczności energetycznych oraz lokalnych obszarów bilansowania

Generalne korzyści społeczności energetycznej (zOSE, prosument wirtualny)	
Uproszczony sposób rozliczania	Autokonsumpcja bieżąca oraz net-billing względem ewentualnych nadwyżek
Ułatwienia przyłączeniowe	W przypadku uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego – preferencje/pierwszeństwo w ramach procedur przyłączeniowych
Dodatkowe korzyści z LBT/LOB (zOSE, prosument wirtualny)	
Opłaty dystrybucyjne zmienne przy autokonsumpcji	Pomniejszone co najmniej do poziomu 90% (opłaty niższe o wskaźnik strat)
Opłaty za moce umowne	Niższe opłaty – traktowane grupowo
Zwiększenie mocy instalacji odbiorczych oraz wytwórczych	W porozumieniu z OSD – intensywniejsze lokalne wykorzystanie infrastruktury dystrybucyjnej łącznie z przewymiarowaniem instalacji
Redysponowanie	Ograniczone do nadwyżki energii niebilansowanej w ramach LOB
Lokalna energia elektryczna OZE w systemie ciepłowniczym	Wytwarzana w lokalnych źródłach OZE i zużywana w ramach LOB na potrzeby systemów ciepłowniczych energia elektryczna jest uznawana jako energia z OZE, co wpływa na status „efektywnego systemu ciepłowniczego”
Programy wsparcia inwestycyjnego	Dotacje – mocne wsparcie LOB wyrównujące ewentualne różnice w systemach rozliczeń

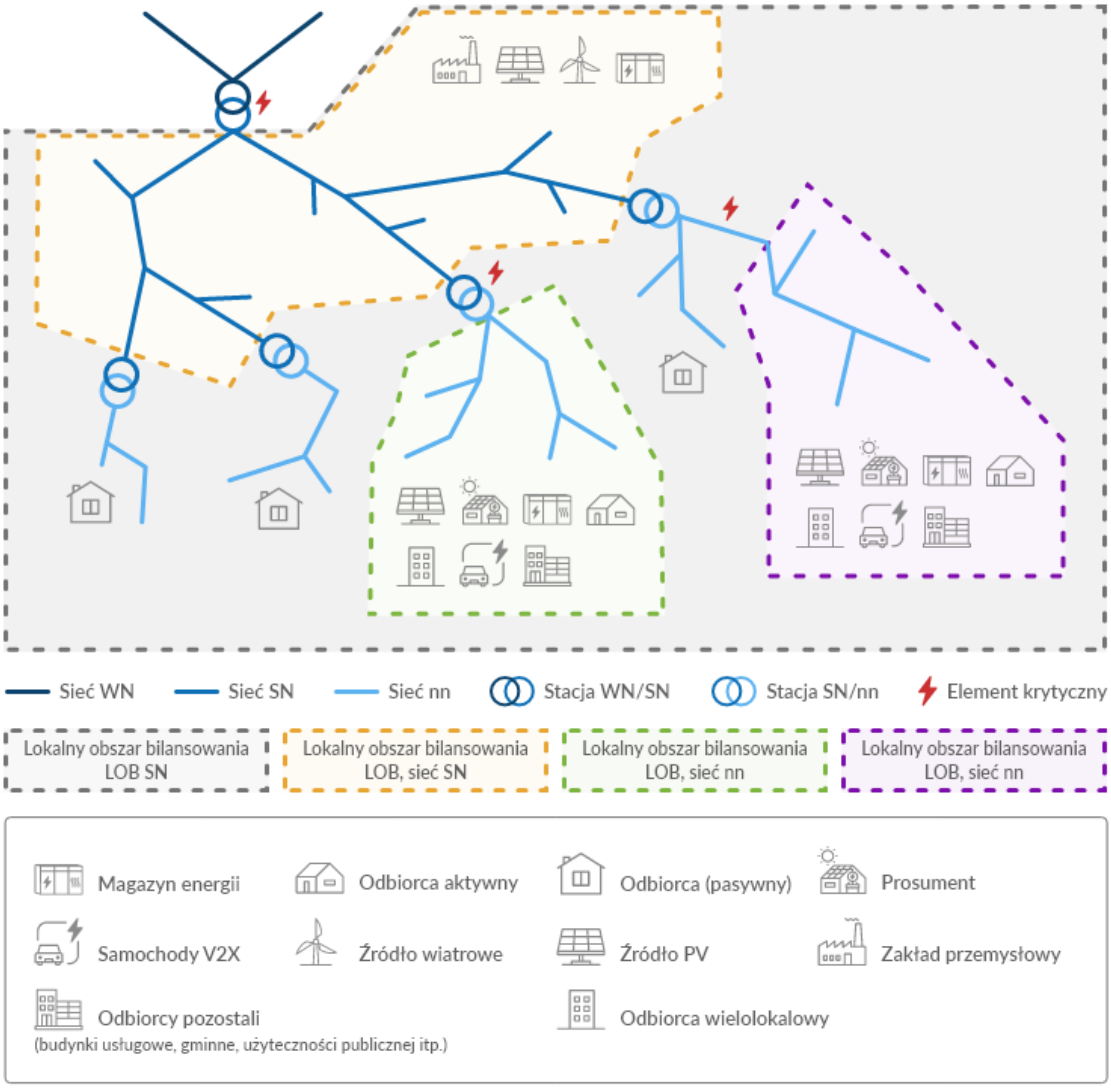
Świadczenie usługi LBT przez podmioty przyłączone do LOB poniżej elementu krytycznego wskazanego przez OSD/OSP przyniesie korzyści, takie jak zwiększenie zdolności przyłączeniowych źródeł wytwórczych[5], zwiększenie mocy i liczby odbiorców oraz magazynów energii. Takie zachowanie przyczyni się do poprawy warunków rozwoju lokalnych społeczności energetycznych, przy jednoczesnym ograniczeniu ich negatywnego wpływu na jakość dostawy energii elektrycznej.

W raporcie omawiamy model biznesowy oparty na świadczeniu usługi LBT w ramach LOB w zakresie energii elektrycznej[6]. Celem proponowanego modelu biznesowego jest umożliwienie społecznościom energetycznym świadczenia fakultatywnej usługi bilansowania technicznego, które z jednej strony przyczyni się do poprawy parametrów jakości dostawy energii elektrycznej i zwiększenia mocy przyłączeniowych, a z drugiej do realizacji celów określonych w dokumentach strategicznych typu Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 (PEP2040) oraz Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) w zakresie oczekiwanego udziału OZE w miksie energetycznym kraju.

Koncepcję realizacji usługi LBT w różnych przykładowych obszarach sieciowych LOB przedstawiono na Rys. 3. Kolorem pomarańczowym zobrazowano przykład lokalnego obszaru bilansowania (LOB) zlokalizowanego w ramach sieci średniego napięcia (SN), dla którego elementem krytycznym (o ograniczonej przepustowości) jest transformator WN/SN. Obszary zaznaczone kolorem fioletowym oraz zielonym wyznaczają lokalny obszar bilansowania w sieci niskiego napięcia (nn) w dwóch różnych wariantach. Pierwszy dotyczy LOB utworzonego w pojedynczym obwodzie nn, gdzie elementem krytycznym jest odcinek linii wychodzący ze stacji SN/nn. Drugi dotyczy LOB utworzonego dla wszystkich obwodów wychodzących ze stacji SN/nn, gdzie elementem krytycznym jest transformator SN/nn.

[5] Aktualnie ograniczone zdolności przyłączeniowe stanowią główną barierę rozwoju wykorzystania odnawialnych zasobów energii w Polsce.

[6] Analogiczne podejście można również zastosować do innych sektorów (tzw. *sector coupling*), np. na potrzeby zwiększenia zdolności przyłączeniowych dla źródeł ciepła, tj. na potrzeby c.o. oraz c.w.u. społeczności energetycznych.



Rys. 3 Wizualizacja koncepcji lokalnych obszarów bilansowania (LOB). Źródło: opracowanie własne.

Lokalne bilansowanie techniczne zachodzi zawsze w obszarze sieciowym zdefiniowanym przez jeden lub więcej elementów wrażliwych/krytycznych (np. poniżej danego elementu wrażliwego/krytycznego) i ma na celu zmniejszenie jego obciążenia tak, aby można było np. przyłączać kolejne podmioty do sieci w ramach lokalnego obszaru bilansowania.

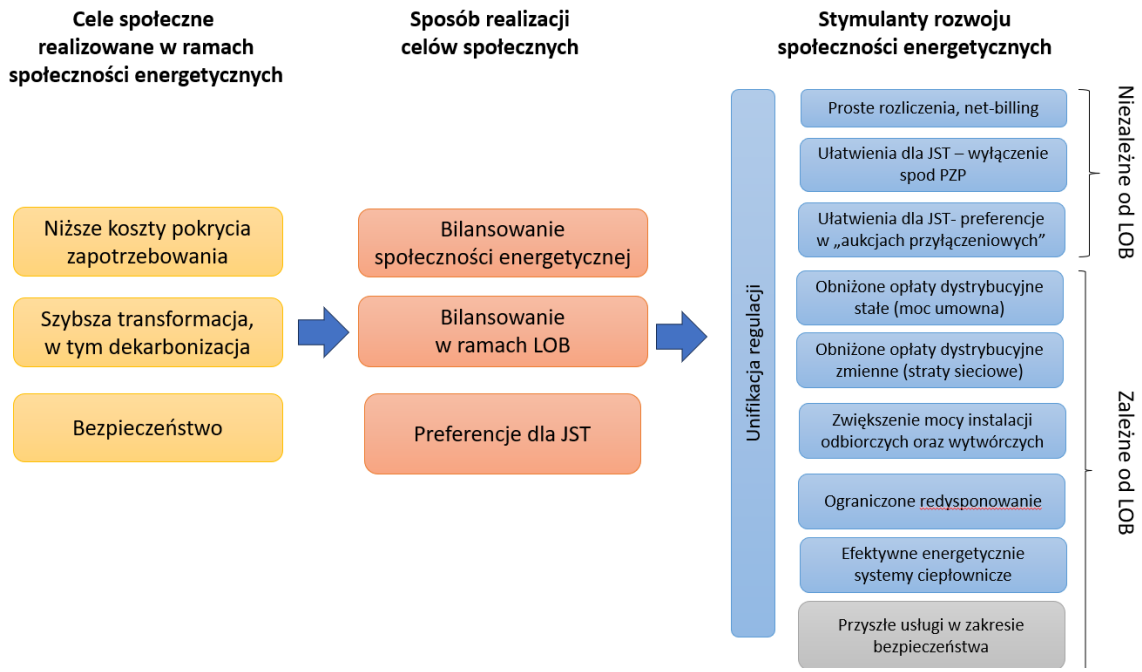
- **Lokalne bilansowanie techniczne (LBT)** to częściowe lub całkowite równoważenie produkowanej lokalnie energii z jej lokalnym zużyciem, zachodzące w określonym **lokalnym obszarze bilansowania (LOB)**.
- **LOB** to spójny fragment dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej (110 kV i poniżej), dla którego **może** występować jeden lub więcej elementów wrażliwych/krytycznych sieci, zdefiniowany w porozumieniu z właściwym operatorem sieci elektroenergetycznej (OSD).
- **Element wrażliwy/krytyczny** to: transformator WN/SN, SN/nn, rozdzielnia sieciowa, ciąg liniowy WN, SN lub nn, albo inny element infrastruktury elektroenergetycznej, limitujący możliwości wymiany energii z otoczeniem LOB-u i ograniczający zdolność przyłączeniową źródeł wytwórczych, odbiorców lub magazynów energii.

Zdaniem autorów należy dążyć do powiązania społeczności energetycznych z siecią elektroenergetyczną i wyposażyć je w możliwość realizacji lokalnego bilansowania technicznego (LBT) w jednym lub wielu lokalnych obszarach bilansowania (LOB). Społeczność energetyczna może, ale nie musi, stanowić LOB; w ramach społeczności może także funkcjonować kilka LOB.

3. Propozycje rozwiązań dla społeczności energetycznych

Społeczności energetyczne, w tym te działające na Lokalnych Obszarach Bilansowania, mają szanse zrealizować różne cele, istotne z punktu widzenia społeczeństwa, wśród nich: niższe koszty pokrycia zapotrzebowania na energię, przyspieszenie transformacji energetycznej i bezpieczeństwo dostaw.

Poniższy schemat (Rys. 4) obrazuje sposoby realizacji tych celów oraz wykaz rozwiązań dla społeczności energetycznych, które umożliwią ich rozwój i przyspieszą realizację celów społecznych.



Rys. 4 Schematyczna wizualizacja propozycji rozwiązań dla społeczności energetycznych. Źródło: opracowanie własne.

3.1. Cele społeczne – korzyści dla obywateli

Cele społeczne realizowane w ramach lokalnych społeczności energetycznych powinny być według autorów następujące:

1) Obniżenie kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną dla **wszystkich** uczestników rynku poprzez:
   - zmniejszenie potrzeb w obszarze bilansowania energii w ramach społeczności energetycznej, a także obniżenie kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i cieplną poprzez ułatwienia w bezpośredniej kontraktacji energii dla uczestników społeczności energetycznej;
   - obniżenie kosztów rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na rozbudowę oraz modernizację infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej.

   Działania te przełożą się na zmniejszenie kosztów opłat dystrybucyjnych i przesyłowych dla wszystkich odbiorców w KSE, w tym także dla uczestników społeczności.
2) Przyspieszenie transformacji poprzez wykreowanie zachęt do budowy źródeł wytwórczych, w tym źródeł OZE, magazynów energii oraz systemów aktywnego zarządzania popytem – w celu skoordynowanego działania zapewniającego lokalne bilansowanie. Rezultatem tego

będzie bardziej efektywne wykorzystanie już istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej, bez konieczności jej nadmiernego rozwoju oraz ryzyka ponoszenia kosztów utraconych.

3) Zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego poprzez częściowe bilansowanie energii elektrycznej na spójnym fragmencie sieci dystrybucyjnej za pomocą rozproszonych źródeł, w tym źródeł OZE oraz magazynów energii. Przygotowanie tych obszarów pod potencjalne inne usługi służące dalszej stabilizacji systemu elektroenergetycznego.

3.2. Sposób realizacji celów społecznych

Wyżej wymienione cele wpisują się w trzy filary energetycznej polityki unijnej: dekarbonizację, konkurencyjność dostaw energii oraz bezpieczeństwo. Cele te można osiągnąć w dużej mierze dzięki zachętom dla społeczności energetycznej do bilansowania w czasie rzeczywistym (bilansowanie techniczne) na Lokalnym Obszarze Bilansowania (LOB). Takie bilansowanie w czasie rzeczywistym z jednej strony prowadzi do tańszej energii dla podmiotów działających w ramach społeczności, a z drugiej strony obniża koszty działania rynku bilansującego, przekładając się na niższe rachunki dla wszystkich odbiorców w systemie elektroenergetycznym. Ponadto bilansowanie, o ile jest realizowane w ramach LOB, przynosi dodatkowe korzyści, związane z ograniczeniem kosztów inwestycyjnych oraz zwiększeniem lokalnego i krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

Celem przedstawianych w dalszej części raportu rozwiązań jest stworzenie warunków i zachęt dla społeczności energetycznych do bilansowania w czasie rzeczywistym, a zwłaszcza do bilansowania w ramach LOB. Dodatkowo, Jednostki Samorządu Terytorialnego (JST) jako podmioty wypełniające cele społeczne, powinny być traktowane w sposób preferencyjny, np. w przypadku dostępu do dobra wspólnego, jakim są moce przyłączeniowe. Takie potraktowanie JST spowoduje, że samorządy będą miały szansę być motorem napędowym lokalnej transformacji energetycznej.

3.3. Stymulanty rozwoju społeczności energetycznych – zbiorczo

W tym podrozdziale przedstawiono w sposób zbiorczy proponowane rozwiązania dla społeczności energetycznych, które pozwolą na ich rozwój i skoordynowane działanie. Szersze omówienie każdego z rozwiązań, zarówno ze strony technicznej, jak i ze strony legislacyjnej znajduje się dalszej części raportu.

1. **Unifikacja formy prawnej:**
   wprowadzenie jednej, ujednoliconej definicji dla klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, nazywanych dalej zmodyfikowaną obywatelską społecznością energetyczną (zOSE) oraz pozostawienie odrębnej definicji dla wirtualnego prosumenta.

   Krajowa legislacja jest obecnie nadmiernie skomplikowana, co wyraża się mnogością bytów, za którymi nie stoi żaden model biznesowy (klaster energii, OSE) lub stoją modele oparte na finansowaniu skrośnym (spółdzielnie energetyczne). Niezbędne jest uproszczenie i ujednolicenie definicji oraz zbudowanie nowego modelu biznesowego, opartego na rzeczywistych korzyściach dla społeczeństwa.

2. **Uproszczony sposób rozliczania, net billing:**
wprowadzenie kwotowego systemu rozliczania, tj. net-billingu, względem energii niezbilansowanej oraz zezwolenie na rozliczenia wewnętrzne dla energii wymienianej wewnątrz społeczności.

3. **Obniżone opłaty dystrybucyjne zmienne przy autokonsumpcji (tylko w ramach LOB):**
energia wymieniana w ramach LOB skutkuje statystycznie niższymi stratami niż w przypadku wymiany energii pomiędzy podmiotami znajdującymi się w odległych od siebie lokalizacjach. W rezultacie postulujemy zmniejszenie opłat dystrybucyjnych o komponent strat sieciowych.

4. **Obniżone opłaty dystrybucyjne stałe (tylko w ramach LOB):**
jednym z parametrów, którym charakteryzuje się odbiorcę energii, jest moc umowna. Operator sieci dystrybucyjnej zapewnia warunki techniczne, które umożliwiają odbiorcy pobór mocy na poziomie nie większym niż ten parametr. Aby wywiązać się ze zobowiązań, operator musi utrzymywać infrastrukturę oraz planować jej rozwój. W przypadku konieczności podłączenia nowych odbiorców, wąskie gardła występujące w sieci dystrybucyjnej są zazwyczaj likwidowane poprzez nowe inwestycje.

   Jak wskazano w rozdziale 2. takie wąskie gardła stanowią elementy krytyczne, zidentyfikowane przez operatora. Odbiorcy, działając w sposób skoordynowany w ramach LOB, mogą obniżyć maksymalny przepływ energii przez element krytyczny. W rezultacie takiej koordynacji zagregowana w LOB moc umowna wielu odbiorców okaże się mniejsza niż suma mocy umownych zapisanych w ich indywidualnych umowach.

   Taka zagregowana-obszarowa moc umowna (Z-OMU) jest powiązana z dopuszczalnym przepływem przez element wrażliwy/krytyczny i jest uzgadniana z OSD. Po ustaleniu Z-OMU, każdy z odbiorców dalej ma możliwość wykorzystania swojej mocy umownej w maksymalnym zakresie, ale odbiorcy nie mogą wykorzystywać ich równocześnie. W rezultacie odbiorcy w sposób świadomy zmniejszają i stabilizują przepływy przez element wrażliwy. Pojawia się możliwość podłączenia nowych odbiorców bez konieczności rozbudowy elementu wrażliwego, a OSD unikną związanych z tym kosztów inwestycyjnych.

   Skoordynowane działanie odbiorców w ramach LOB prowadzi więc do pożądanych celów społecznych – i w związku z tym powinno być wynagradzane. Proponowanym benefitem dla społeczności energetycznych jest obniżenie opłat za indywidualne moce umowne w sposób proporcjonalny do różnicy pomiędzy sumą indywidualnych mocy umownych a Z-OMU, uzgodnioną z operatorem sieci dystrybucyjnej.

5. **Zwiększenie mocy instalacji odbiorczych oraz wytwórczych (tylko w ramach LOB):**
skoordynowane działanie odbiorców w ramach LOB powoduje ograniczenie przepływów przez elementy wrażliwe i tym samym tworzy możliwość podłączenia nowych instalacji odbiorczych i wytwórczych. Nowi odbiorcy deklarujący udział w koordynacji przepływów przez elementy wrażliwe powinni podlegać uproszczonej procedurze przyłączania do sieci oraz mieć możliwość udziału w mechanizmie Z-OMU.

   Ograniczenie przepływu przez element krytyczny może być realizowane nie tylko poprzez koordynację pomiędzy odbiorami, ale także poprzez koordynację odbiorów z pracą magazynów energii oraz jednostek wytwórczych. W rezultacie postulowane jest, aby

jednostki wytwórcze działające na potrzeby lokalnych odbiorów, były poddane uproszczonej procedurze występowania o warunki przyłączeniowe oraz aby generacja z tych jednostek była brana pod uwagę przy wyliczeniach Z-OMU. Jednostki wytwórcze oraz odbiory, które nie dostałyby standardowych warunków przyłączeniowych, po uwzględnieniu ich lokalnego wpływu, takie warunki będą mogły dostać. W rezultacie spodziewana jest większa dynamika wzrostu mocy instalacji wytwórczych.

6. **Ograniczenie nierynkowego redysponowania (tylko w ramach LOB):**
   nierynkowe redysponowanie to mechanizm w systemie elektroenergetycznym, w którym operator systemu poleca obniżenie produkcji energii z odnawialnych źródeł (OZE) w celu zapewnienia bezpieczeństwa i stabilności systemu. Jest to działanie nierynkowe, ponieważ nie wynika z zasad handlu na rynku energii, a z konieczności bilansowania systemu w sytuacjach np. nadmiaru produkowanej energii.

   Postulowane jest, aby w przypadku, kiedy w ramach LOB zachodzi całkowite lub częściowe zbilansowanie generacji z odbiorem, jednostki wytwórcze nie podlegały redysponowaniu w wymiarze mocy, która jest zbilansowana. Energia produkowana przez te jednostki nie jest przyczyną problemów i dlatego te jednostki nie powinny być karane wyłączeniami, jeśli znajdują odbiorców na swoją energię w ramach LOB.

7. **Ułatwienia dla JST – wyłączenie spod Prawa Zamówień Publicznych w zakresie zakupu energii elektrycznej:**
   złagodzenie stosowania PZP w odniesieniu do zintegrowanej definicji społeczności energetycznych (zOSE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego, realizujących lokalne bilansowanie techniczne w ramach LOB.

8. **Ułatwienia przyłączeniowe dla JST:**
   jednostki samorządu terytorialnego jako podmioty, które wypełniają cele społeczne[7], powinny mieć preferencje/pierwszeństwo dostępu do zwalnianych mocy przyłączeniowych w sieciach dystrybucyjnych, w ramach nowoprojektowanego mechanizmu aukcji przyłączeniowych lub standardowej procedury przyłączeniowej.

9. **Efektywne energetycznie systemy ciepłownicze:**
   proponowane rozwiązania można również zastosować w innych sektorach, w szczególności w ciepłownictwie (tzw. *sector coupling*). Istotnym stymulantem rozwoju lokalnego ciepłownictwa mogłoby być traktowanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE należących do społeczności energetycznych i realizujących lokalne bilansowanie techniczne – jako tej, która spełnia wymagania efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych.

W podrozdziałach 0 – 3.10 omówione zostały szczegółowo powyższe propozycje. Dodatkowo w rozdziale 3.11 przedstawiono m.in. koncepcję ograniczeń wolumenów mocy w społecznościach energetycznych, co pomogłoby zachować ich lokalny charakter.

[7] Samorządy przykładowo zgodnie z art. 18 ustawy [5] odpowiedzialne są za kształtowanie polityki energetycznej na poziomie lokalnym.

Jednocześnie autorzy zakładają, że społeczności energetyczne w docelowej formie powinny móc uczestniczyć w usługach systemowych (np. z zakresu bezpieczeństwa), jednak ten aspekt nie został szczegółowo przybliżony w ramach niniejszego opracowania.

3.4. Unifikacja formy prawnej

Forma prawna społeczności energetycznej to kluczowa cecha, której celem jest określenie podstawowych zasad funkcjonowania oraz relacji pomiędzy członkami danej społeczności energetycznej. Wypadkową formy prawnej są także wynikające z niej prawa oraz obowiązki stron w danej społeczności uczestniczących. Obecnie mnogość krajowych definicji w obszarze społeczności energetycznych powoduje niezrozumienie tej idei w odbiorze społecznym. Trudności nasilają jeszcze wymagania europejskie, w które część polskich regulacji się nie wpisuje.

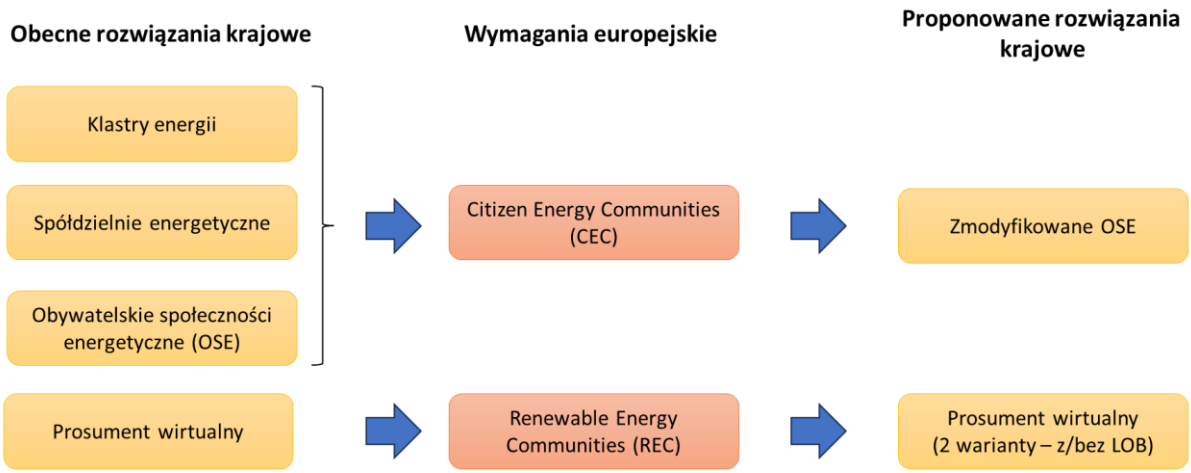
W ocenie autorów możliwa jest integracja istniejących w polskim porządku form w uniwersalną i docelową definicję społeczności energetycznej, zgodną z zapisami europejskimi.

Do legislacji krajowej powinny zostać wdrożone dwie europejskie definicje w obszarze społeczności energetycznych: *Citizen Energy Communities* (CEC) oraz *Renewable Energy Communities* (REC).

Warunki dla *Citizen Eenergy Communites*, zdefiniowane w unijnej dyrektywie w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [1] spełniłoby połączenie w jedną definicję różnych form, które dziś kryją się pod nazwami: klaster energii, spółdzielnia energetyczna oraz obywatelskie społeczności energetyczne.

Natomiast warunki definiowane w ramach *Renewable Energy Communities* spełniłoby uzupełnienie przepisów nt. prosumenta wirtualnego o nowe funkcjonalności. Już dziś umowa wytwórca – odbiorca w ramach prosumenta wirtualnego oparta jest o rozliczenia rynkowe net-billing. Autorzy postulują dodanie do tej formy prawnej drugiego wariantu – z opcją lokalizacyjną (rozwiązania LOB).

Na Rys. 5 przedstawiono docelowy kształt społeczności energetycznych.



Rys. 5 Propozycja integracji obecnych rozwiązań legislacyjnych z wymaganiami zawartymi w przepisach europejskich. Źródło: opracowanie własne.

Proponowane zmiany, w ocenie autorów, powinny być wdrażane w sposób przejrzysty i w kontakcie z istniejącymi inicjatywami społecznościowymi. W pierwszej kolejności zakładana jest modyfikacja rozwiązań w ramach obywatelskich społeczności energetycznych, a także nadanie wspomnianego

powyżej wymiaru lokalizacyjnego tak OSE, jak i prosumentowi wirtualnemu. W dalszej kolejności powinna nastąpić integracja rozwiązań zmodyfikowanych OSE z definicją klastra energii (po zakończeniu przewidzianych w ustawie o odnawialnych źródłach energii [2] systemów wsparcia – 2030 rok) oraz spółdzielni energetycznej.

Docelowo w polskiej przestrzeni legislacyjnej pozostanie definicja prosumenta wirtualnego (z fakultatywną możliwością realizacji na obszarze LOB) oraz zmodyfikowana Obywatelska Społeczność Energetyczna (zOSE), integrująca obecnie występujące definicje społecznościowe.

Autorzy proponują zatem w stanie docelowym funkcjonowanie następujących definicji:

- **Zmodyfikowana Obywatelska Społeczność Energetyczna (zOSE)** to podmiot, który ma za zadanie optymalne zarządzanie energią elektryczną (zapotrzebowanie, generacja, magazynowanie) oraz zwiększanie efektywności wykorzystania tej energii. Celem tej formy społeczności energetycznej jest przede wszystkim osiągnięcie korzyści środowiskowych, gospodarczych i społecznych; zysk finansowy jest drugorzędny. zOSE opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, stowarzyszeniami, fundacjami, jednostkami samorządu terytorialnego, mikro przedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami. zOSE może działać w formie spółdzielni[8], spółdzielni mieszkaniowej, stowarzyszenia, fundacji, spółki osobowej lub spółdzielni rolników. Docelowo, definicja ta powinna realizować funkcję obecnej definicji OSE, klastra energii oraz spółdzielni energetycznej. Zagregowane nadwyżki energii (po rozliczeniu wewnętrznym) generowane w ramach społeczności energetycznej (zOSE) będą rozliczane w oparciu o rynkowy system net-billing. Energia niezbilansowana powinna być rozliczana zgodnie z ceną rynkową, a społeczność energetyczna powinna mieć możliwość wypłaty środków zgromadzonych ze sprzedaży nadwyżek (np. celem pokrycia kosztów statutowych). Społeczność energetyczna powinna mieć możliwość komercyjnego świadczenia dowolnych usług systemowych, do których jest zdolna z technicznego punktu widzenia, w tym w szczególności lokalnego bilansowania technicznego (LBT) w ramach lokalnych obszarów bilansowania (LOB) oraz innych usług z zakresu elastyczności.
- **Prosument wirtualny** to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z OZE na własne potrzeby, w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii do tego odbiorcy. Forma prawna prosumenta wirtualnego jest optymalna i możliwa do realizowania na szerszą skalę (obecnie brak przykładów), jednak to model dedykowany bardziej działaniom biznesowym (oparty na dedykowanych umowach) niż społecznościowy (oparty na działaniach wspólnotowych). Jednocześnie w ocenie autorów, konieczne jest powiązanie definicji prosumenta wirtualnego z Lokalnym Obszarem Bilansowania. Prosumenci wirtualni powinni móc korzystać z mechanizmu na dotychczasowych zasadach, ale także powinni mieć możliwość poszukiwania inicjatyw lokalnie i móc czerpać dodatkowe korzyści, wynikające z lokalnego bilansowania na obszarze sieciowym LOB. Nadanie wymiaru lokalizacyjnego (LOB) definicji prosumenta wirtualnego oraz doprecyzowanie w samej umowie o współpracy między prosumentami kwestii skutecznej kontroli bilansowania pozwoli na wpisanie definicji

[8] Mowa o spółdzielni w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz.U. z 2021 r. poz. 648 oraz z 2023 r. poz. 1450); Art. 11zi uPE.

prosumenta wirtualnego w wymagania Dyrektyw RED [3] – *Renewable Energy Communities* (REC)[9].

Jednocześnie zakłada się czasowe funkcjonowanie definicji:

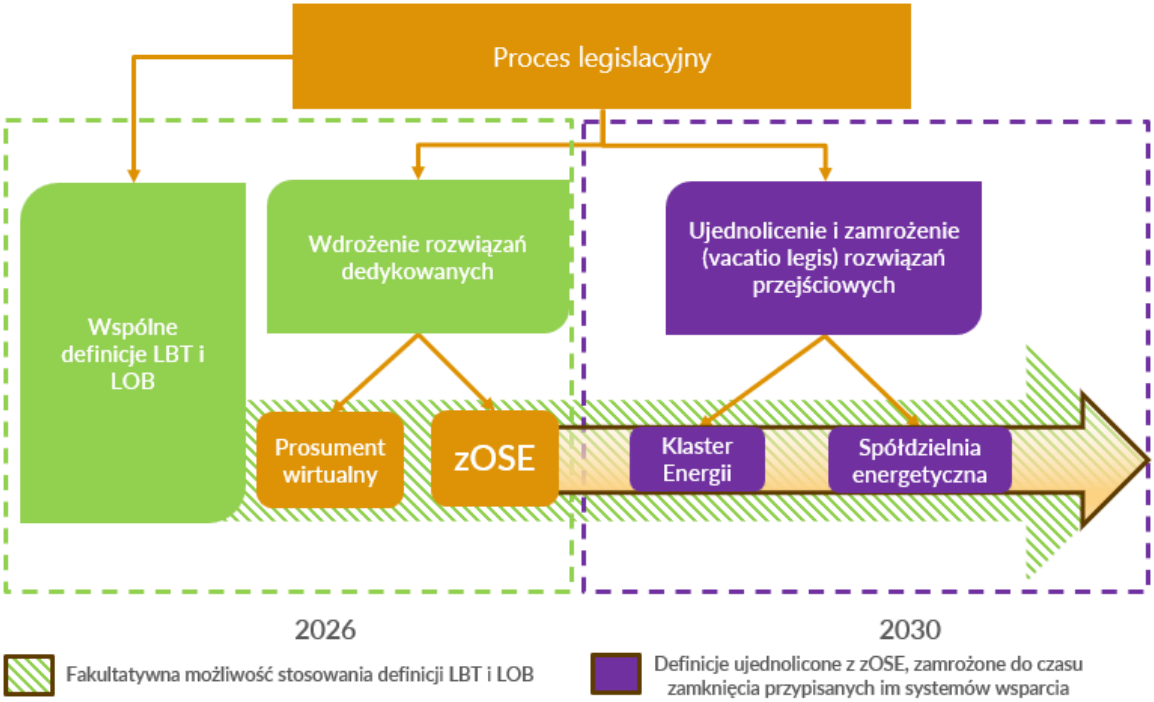
- **Klastra energii** po uzyskaniu akceptacji Komisji Europejskiej zgodnie z obecnym brzmieniem ustawy OZE [2] do końca 2029 roku, w modelu zakładającym częściowe zniesienie opłat dystrybucyjnych dla energii autokonsumowanej. Ewentualny brak akceptacji ze strony Komisji Europejskiej oznaczałby konieczność ponownego przemyślenia tej propozycji. Daje to szansę na integrację definicji klastra energii w ramach jednej definicji ze spółdzielnią i obywatelską społecznością energetyczną. Dodatkowo MKiŚ przedstawiło propozycję złagodzenia obowiązku stosowania Prawa Zamówień Publicznych dla sprzedaży energii wewnątrz klastra energii pomiędzy jego członkami, co wydaje się słusznym podejściem[10]. Warto uwzględnić ten pomysł także w docelowym modelu biznesowym dla zintegrowanej definicji społeczności energetycznych (zOSE). W formie przejściowej autorzy zakładają, iż niemożliwe będzie łączenie systemu wsparcia dla klastrów energii (po akceptacji przez Komisję) z rozwiązaniami LOB.
- **Spółdzielni energetycznej**, która obecnie działa także na bazie zapisów ustawy OZE [2]. Forma prawna spółdzielni (energetycznej, rolniczej czy tej o której mowa w prawie spółdzielczym) powinna zostać jedną z możliwych form prawnych stosowanych dla społeczności energetycznych – w ramach zmodyfikowanej obywatelskiej społeczności energetycznej (zOSE). Model biznesowy, który jest obecnie podstawą działania spółdzielni energetycznej wymaga jednak istotnych zmian w celu wypełnienia oczekiwanych ról społecznych (lokalnego bilansowania) oraz w celu uwzględnienia rzeczywistych kosztów ich funkcjonowania, co jest wymagane prawem UE (zgodnie z art. 16 dyrektywy [1]). Dlatego autorzy postulują, w perspektywie do np. 2026 roku integrację tej definicji z definicjami klastra oraz OSE do docelowej formy prawnej zOSE (z możliwością czasowego, np. 4 letniego, funkcjonowania zamkniętej definicji spółdzielni energetycznej do czasu wygaśnięcia systemu wsparcia).

[9] Zgodnie z art. 2 pkt 16) [3] "społeczność energetyczna działająca w zakresie energii odnawialnej" oznacza podmiot prawny:
a) który, zgodnie z mającym zastosowanie prawem krajowym, opiera się na otwartym i dobrowolnym uczestnictwie, jest niezależny i 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;
b) którego udziałowcy lub członkowie są osobami fizycznymi, MŚP lub organami lokalnymi, w tym gminnymi;
c) którego podstawowym celem - zamiast przynoszenia zysków finansowych - jest raczej przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych jego udziałowcom, członkom lub lokalnym obszarom, na których on działa.

[10] Zgodnie z projektem ustawy z dnia 3 lipca 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zaproponowano zmiany (dodanie art. 38ag) w zakresie dostarczania nośników energii w ramach klastra energii oraz braku konieczności stosowania PZP. Źródło: https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12394351/katalog/13110282#13110282 [Dostęp: 10.07.2025]. Tożsama ustawa została przyjęta przez Sejm RP (9.10.2025) oraz Senat i oczekuje na podpis Prezydenta RP.

W formie przejściowej autorzy zakładają, iż niemożliwe będzie łączenie definicji spółdzielni energetycznej opartej na systemie rozliczania net-metering z rozwiązaniami LOB.

Propozycję zakresu i terminów implementacji proponowanych zmian przedstawiono na Rys. 6.



Rys. 6 Proponowany zakres i terminy implementacji nowych rozwiązań dotyczących społeczności energetycznych do polskiego porządku prawnego. Źródło: opracowanie własne.

W Załączniku 1 przedstawiono szczegółowy opis obecnych rozwiązań prawnych.

3.5. Sposób rozliczania za energię i jej dostarczanie

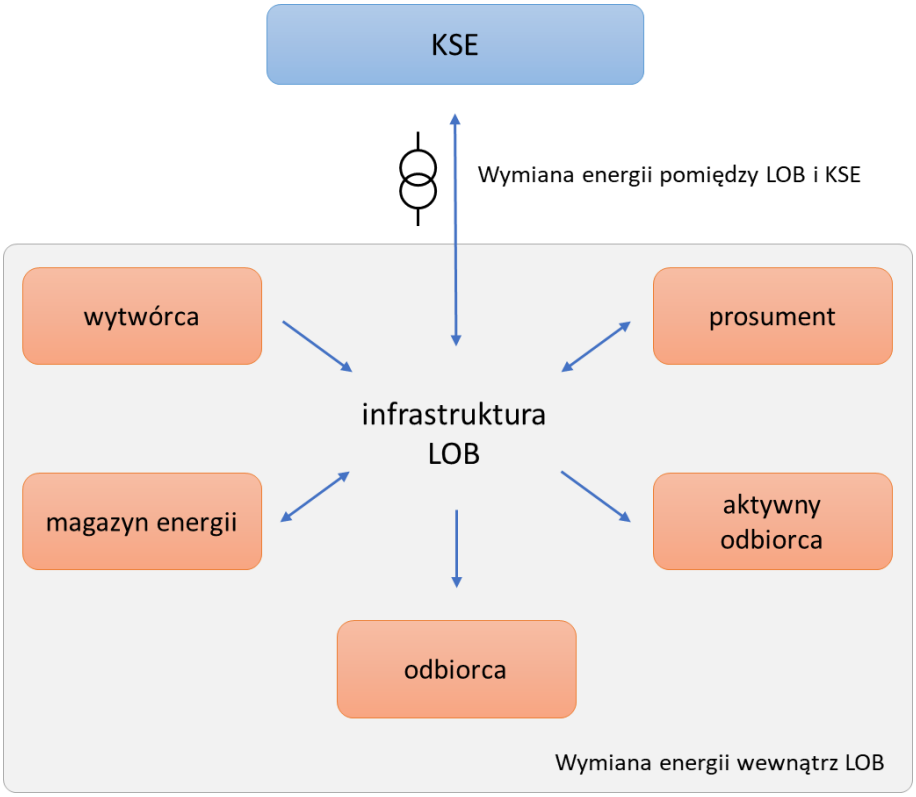
Dwa podstawowe składniki rachunków za energię elektryczną to koszt zakupu energii oraz koszt jej przesyłu i dystrybucji. Pierwsza pozycja jest zależna od spółki obrotu, od której podmiot kupuje energię, a druga jest związana z kosztami niezbędnymi do utrzymania infrastruktury przez OSD i OSP. Przyjrzyjmy się bliżej tym dwóm pozycjom.

Energia – w przypadku społeczności energetycznych, koszty zakupu energii od spółki obrotu mogą być inne niż przy zakupie energii od innych członków społeczności energetycznej. Zakup energii pomiędzy podmiotami przynależnymi do społeczności może zachodzić bez pośrednictwa spółki obrotu i być uregulowany np. przez umowę wielostronną lub bilateralną. Zakup energii bilansującej jest natomiast sformalizowany umową ze spółką obrotu. Obie umowy nie zależą od tego, czy na terenie społeczności energetycznej jest, czy też nie jest, ustanowiony LOB. **Proponujemy, aby energia wymieniana w ramach społeczności podlegała rozliczeniom wewnętrznym (na podstawie umów pomiędzy członkami), a energia pobierana lub oddawana do KSE była rozliczna w formule net-billingu na bazie umowy ze spółką obrotu.**

Dystrybucja – społeczność energetyczna może charakteryzować się jednym, wieloma lub też brakiem Lokalnych Obszarów Bilansowania (por: Rozdział 2). W przypadku ustanowienia LOB wymiana energii następuje zarówno wewnątrz LOB, jak i pomiędzy LOB i KSE (Rys. 7). Dystrybucja energii w ramach LOB,

co do zasady, skutkuje mniejszymi stratami. W rezultacie zasadne jest zróżnicowanie stawek dystrybucyjnych dla energii bilansowanej w ramach LOB oraz energii niezbędnej do dobilansowania, czyli tej wymienianej pomiędzy LOB i KSE.

O ile stawki dystrybucji dla energii wymienianej w ramach LOB mogą być obniżone o wskaźnik strat, to stawki dla energii pobieranej z KSE powinny być „pełne". W przypadku bilansowania w LOB, w ramach którego jest realizowane zobowiązanie do ciągłego odciążenia pewnych elementów wrażliwych, możliwe jest uniknięcie części kosztów inwestycyjnych, co z kolei autorzy proponują odzwierciedlić w korzyści dla społeczności energetycznej w postaci obniżenia opłat dystrybucyjnych stałych za moce umowne.



Rys. 7 Przykładowa struktura wymiany energii LOB. Źródło: opracowanie własne.

W kolejnych podrozdziałach omówiono sposób rozliczania energii wewnątrz społeczności oraz związane z nią opłaty dystrybucyjne. Następnie wskazano sposób rozliczania nadwyżek/niedoborów energii oraz opłaty dystrybucyjne związane z transferem tej energii z KSE. Nadwyżka/niedobór energii rozumiana jest jako wartość zagregowana, czyli już po zbilansowaniu generacji i odbioru pomiędzy podmiotami stanowiącymi społeczność. Ostatnia część dotyczy redukcji opłat dystrybucyjnych stałych.

3.5.1. Rozliczanie nadwyżek / niedoborów energii elektrycznej

Stan obecny

Definicja spółdzielni energetycznej oparta jest obecnie na nierynkowym systemie net-metering, polegającym na systemie opustów[11]. Natomiast funkcjonująca od lipca 2025 roku definicja prosumenta wirtualnego jest oparta na net-billingu. W przypadku OSE oraz klastra energii ustawodawca nie określił zasad traktowania nadwyżek energii przez członków wskazanych inicjatyw. Przyjąć można, że powinny być one traktowane przez spółkę obrotu w sposób typowy/rynkowy.

Rozliczanie nadwyżek energii elektrycznej oparte na systemie net-metering prowadzi do nierówności stron na rynku energii oraz nierynkowych działań ze strony członków społeczności, w tym wytwórców oraz odbiorców. Traktując sieć jako „magazyn" energii, ten typ rozliczania skutkuje brakiem reakcji wytwórców na sygnały cenowe, co zmniejsza bezpieczeństwo systemu i zwiększa koszty jego działania poprzez konieczność uruchomienia większej liczby kosztownych środków zaradczych na rynku bilansującym, takich jak np. nierynkowe redysponowanie OZE. Funkcjonowanie w obecnym kształcie spółdzielni energetycznych, a tym bardziej poszerzanie jej właściwości na obszary miejskie[12], prowadzić będzie do dalszego dyskryminacyjnego traktowania pozostałych uczestników rynku energii elektrycznej, w tym sprzedawców energii, a także do obniżania bezpieczeństwa KSE. Mechanizmy funkcjonowania społeczności energetycznych nie mogą zakłócać konkurencyjności i powinny opierać się na zasadach rynkowych.

Propozycja

Autorzy rekomendują, aby zagregowane nadwyżki energii (po rozliczeniu wewnętrznym) generowane w ramach nowej, uspójnionej definicji społeczności energetycznej (zOSE) były rozliczane w oparciu o net-billing, co w rezultacie ma prowadzić do reakcji na wszelkie sygnały rynkowe (w tym ceny ujemne). Społeczność powinna mieć możliwość wypłaty środków zgromadzonych ze sprzedaży nadwyżek (np. celem pokrycia kosztów statutowych). Jednocześnie społeczność energetyczna powinna mieć możliwość komercyjnego świadczenia dowolnych usług systemowych, do których jest zdolna z technicznego punktu widzenia.

[11] Nadwyżki energii elektrycznej rozliczane są ze sprzedawcą energii – z różnicy pomiędzy energią pobraną a przesłaną do sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej – w stosunku 1:0,6. Wszelkie nadwyżki energii są przechowywane w sieci dystrybucyjnej jako „depozyt", który może być odbierany w chwilach większego zapotrzebowania na energię, pomniejszony współczynnikiem 0,6. Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w ciągu ostatnich 12 miesięcy.

[12] Zgodnie z projektem ustawy z dnia 3 lipca 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zaproponowano zmianę brzmienia art. 38e ust. 1 znoszącego ograniczenie możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych wyłącznie na terenie gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Źródło: https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12394351/katalog/13110282#13110282 [Dostęp: 10.07.2025]. Ustawa czeka na podpis Prezydenta RP (patrz: przypis 10).

3.5.2. Rozliczanie energii elektrycznej wewnątrz społeczności

Stan obecny

W przypadku **klastrów energii** zapisy prawne nie wskazują w jednoznaczny sposób na formę rozliczania energii elektrycznej wewnątrz inicjatywy. Zgodnie z Art. 38ad. Ustawy OZE koordynator klastra energii sporządza roczne sprawozdanie odnoszące się do ilości energii, jednak nie oznacza to, że członkowie klastra obsługiwani są przez jednego sprzedawcę energii oraz że bilansują się pomiędzy sobą w czasie rzeczywistym. Członkowie klastra są traktowani handlowo w sposób indywidualny. Niedoprecyzowany charakter tego aspektu z jednej strony może dawać możliwość kreowania dowolnych modeli biznesowych, z drugiej strony jednak brak jasnego wskazania na konkretny sposób rozliczania i korzyści płynących z tej definicji nie sprzyja jej popularności i wdrażalności. Proponowane zmiany legislacyjne z zakresu prawa zamówień publicznych[13] mogą spowodować powstanie dedykowanego modelu biznesowego opartego na bezpośrednich dostawach energii (po stałej cenie) pomiędzy członkami klastra – znajdują się one jednak w momencie pisania niniejszego opracowania w procesie legislacyjnym.

Nadwyżki energii w **spółdzielniach energetycznych**, rozliczane w nierynkowym systemie net-metering, są wyznaczane zgodnie z ustawą OZE (art. 38c ust. 6) po wewnętrznym rozliczeniu spółdzielni. Rozliczeń handlowych dokonuje sprzedawca na podstawie ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci przez wszystkich wytwórców i odbiorców, po sumarycznym bilansowaniu z wszystkich faz, zgodnie z danymi pomiarowymi. Szczegółowy sposób rozliczenia wewnątrz spółdzielni określa rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska [4], które wskazuje m.in. wektorową metodę bilansowania międzyfazowego (sumuje się oddanie z trzech faz, pobranie z trzech faz a następnie odejmuje oddanie od pobrania). Taki sposób rozliczania oznacza, że na rachunku od sprzedawcy koszt energii elektrycznej rozliczonej wewnątrz spółdzielni energetycznej jest w zasadzie niewidoczny. Rozliczenia (wewnętrzne oraz te dotyczące nadwyżek po zastosowaniu systemu net-metering) odbywają się na podstawie umów pomiędzy spółdzielnią a wytwórcą (spółdzielnia odkupuje energię elektryczną) oraz spółdzielnią a odbiorcą (spółdzielnia sprzedaje energię elektryczną uprzednio wytworzoną przez członków spółdzielni). Umowy oraz szczegółowe zapisy (m.in. dot. warunków finansowych) spółdzielnia energetyczna opracowuje we własnym zakresie[14].

W przypadku **prosumenta wirtualnego**, podobnie jak w spółdzielni energetycznej, sprzedawca rozlicza ewentualne nadwyżki wynikające z sumarycznego zbilansowania energii elektrycznej w każdej godzinie (zgodnie z art. 4 ust 2b ustawy OZE). Nadwyżki te rozliczane są w ramach rynkowego systemu net-billing. Odbiorca na rachunku od sprzedawcy nie widzi kosztu energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzonej instalacji wytwórczej, a samo rozliczenie pomiędzy właścicielem źródła a odbiorcą odbywa się na bazie dedykowanych umów. Takie rozliczenie w ogóle może nie być też potrzebne, jeśli prosument wirtualny jest jednocześnie wytwórcą i odbiorcą całości lub części energii produkowanej przez źródło. W przypadku definicji prosumenta wirtualnego, mamy do czynienia zawsze z tylko jedną instalacją wytwórczą. W rezultacie rozliczenia zachodzą wyłącznie pomiędzy właścicielem/zarządcą

[13] Zgodnie z projektem ustawy z dnia 3 lipca 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zaproponowano zmiany (dodanie art. 38ag) w zakresie dostarczania nośników energii w ramach klastra energii oraz konieczności stosowania PZP. Źródło: https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12394351/katalog/13110282#13110282 [Dostęp: 10.07.2025] (patrz: przypis 10).

[14] W ramach Projektu RENALDO udostępniono przykładowe wzory takich umów. Źródło: https://www.gov.pl/web/kowr/materialy-informacyjne-w-ramach-projektu-renaldo [Dostęp: 11.07.2025].

źródła a odbiorcami, gdzie procentowy udział w danym źródle jest określony z góry w umowie o współpracy między prosumentami.

Ustawa prawo energetyczne [5] w art. 11zl wskazuje, iż statut lub **umowa Obywatelskiej Społeczności Energetycznej (OSE)** określa sposób prowadzenia rozliczeń oraz podział energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez posiadane przez tę społeczność jednostki wytwórcze. Jednocześnie podział ten powinien się odbywać przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom, udziałowcom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej jako odbiorcom końcowym oraz nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy. Taka konstrukcja zapisów prawnych, choć daje sporo dowolności co do sposobu podziału energii wewnątrz OSE, jest zbyt ogólna i nie daje zachęt do bilansowania.

Propozycja

Zgodnie z prawodawstwem europejskim (w zgodzie z motywem 46 [6]) uzasadnione jest promowanie bilansowania w czasie zbliżonym do rzeczywistego w obrębie danej społeczności obywatelskiej, dążąc do wzajemnego kompensowania składnika „energia" na rachunkach członków/uczestników danej społeczności. Innymi słowy energia wymieniania wewnętrznie powinna podlegać rozliczeniom wewnętrznym uregulowanym np. w umowie społeczności energetycznej. Przez wymianę wewnętrzną energii jest rozumiana wymiana w przedziałach czasu definiowanych rozdzielczością rynku bilansującego. Wewnętrzne rozliczanie energii nie powinno wpływać na wysokość opłat sieciowych, należności i podatków dotyczących tej energii [6].

3.5.3. Opłaty dystrybucyjne zmienne przy braku autokonsumpcji (dla zakupu energii spoza społeczności)

Stan obecny

Co do zasady, jeśli w **społeczności energetycznej** nie ma autokonsumpcji, czyli członkowie nie zużywają energii w tym samym czasie, w którym jest ona produkowana na różnych punktach poboru energii), to energia musi przejść przez sieć dystrybucyjną. W takiej sytuacji społeczność ponosi pełne koszty dystrybucji, tak jakby korzystała z energii zewnętrznej, mimo że została ona wyprodukowana lokalnie.

W przypadku systemu wsparcia dedykowanego **klastrom energii** (art. 184k) obniżone opłaty za świadczenie usługi dystrybucyjnej naliczane są dla danej godziny okresu rozliczeniowego (bilansowanie godzinowe). Spółdzielnie energetyczne, ze względu na konstrukcję systemu rozliczania net-metering, w zasadzie w dowolnym momencie mogą odebrać (pomniejszoną) „zmagazynowaną" energię, od której (zgodnie z 38c ust. 7 [2]) nie są uiszczane opłaty za świadczenie usług dystrybucyjnych.

Propozycja

Autorzy rekomendują, aby społeczności energetyczne pobierające w sposób nieskoordynowany energię elektryczną z sieci (czyli przy braku autokonsumpcji) ponosiły pełne i przejrzyste, odzwierciedlające koszty, opłaty dystrybucyjne.

3.5.4. Opłaty dystrybucyjne zmienne przy autokonsumpcji

Stan obecny

W przypadku **klastrów energii** wpisanych do dedykowanego rejestru URE, ustawa OZE [2] zawiera propozycję legislacyjną, aby w odniesieniu do energii wytworzonej, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i pobranej w danej godzinie (autokonsumowanej na poziomie klastra energii), opłaty dystrybucyjne zmienne były obniżone do poziomu 95-75%[15]. Wprowadzenie tego rozwiązania oznaczałoby obniżenie zmiennych opłat dystrybucyjnych dla energii elektrycznej zbilansowanej wewnętrznie (handlowo rozliczonej w sposób dowolny pomiędzy członkami) w danej godzinie w stałej wysokości, ustalonej na poziomie ustawy, uzależnionej od kryteriów stawianych klastrowi energii. Taki sposób rozliczania został zaproponowany do końca 2029 roku i podlegał konieczności notyfikacji. Nie został on jednak do tej pory zaakceptowany przez Komisję Europejską, co oznacza, że obecnie członkowie klastrów energii ponoszą pełne opłaty dystrybucyjne i tym samym nie mają zachęt do bilansowania energii.

Obecny sposób rozliczania **spółdzielni energetycznych** (zgodnie z art. 38c ust 7 [2]) powoduje, że w przypadku wystąpienia autokonsumpcji wewnętrznej nie są naliczane zmienne opłaty dystrybucyjne. Autokonsumpcja wewnętrzna to godzinowe sumaryczne zbilansowanie ze wszystkich faz ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej przez wytwórców i odbiorców w ramach spółdzielni. Dodatkowo, odbiór „zmagazynowanych" nadwyżek energii w ramach rozliczania systemu net-metering także nie jest obarczony zmiennymi opłatami dystrybucyjnymi (zgodnie z art. 38c ust. 3 [2]). W ramach net-meteringu nadwyżka energii może być odebrana w dowolnym momencie dnia z zastosowaniem współczynnika 1:0,6. „Odbiór" tej energii traktowany jest w sposób tożsamy do energii autokunsumowanej, choć moment jej odbioru może nie być korzystny dla całego systemu. Taka nierynkowa konstrukcja systemu oznacza, że koszty dystrybucji przeniesione są na innych uczestników systemu[16].

Prosument wirtualny, zgodnie z zapisami ustawy OZE (art. 4 ust. 4c pkt. 2) [2], ponosi pełne koszty dystrybucyjne naliczane dla całości pobranej energii zgodnie z wybraną taryfą. W rezultacie bilansowanie handlowe energii elektrycznej, jeśli zachodzi, nie ma wpływu na koszty opłat dystrybucyjnych.

Podobnie do prosumenta zbiorowego sytuacja wygląda w przypadku **obywatelskich społeczności energetycznych**, ustawa Prawo energetyczne (art. 11zl ust. 2 pkt 2) [5] wskazuje, iż rozliczenie wewnątrz OSE nie wpływa na obowiązujące opłaty sieciowe oraz taryfy.

[15] Rozwiązanie to obwarowane jest dodatkowymi wymaganiami. Szczegóły rozwiązań znaleźć można w ustawie OZE [2] w art. 184k-184k.

[16] Ze względu na nierynkowy charakter systemu rozliczania (net-metering) spółki obrotu nie są zainteresowane rozwojem systemów oraz narzędzi w tym zakresie - taki stan rzeczy wynika z faktu, iż spółki obrotu uiszczają opłaty dystrybucyjne w zamian za „część" energii z nadwyżek, których cena nie zawsze musi być dodatnia. W części, w jakiej nie zostały one zrekompensowane OSD, stanowią uzasadnione koszty działalności zgodnie z art. 38c ust. 11b [1].

Propozycja

W ocenie autorów względnie proste i uzasadnione wydaje się podejście polegające na tym, by w odniesieniu do autokonsumowanej (rozliczanej wewnątrz społeczności) w ramach LOB energii elektrycznej stosować obniżony co najmniej o wskaźnik strat sieciowych składnik zmienny stawki sieciowej. Wymagałoby to wprowadzenia dedykowanej taryfy dla społeczności energetycznych.

Uzasadnienie

Zgodnie z wymaganiami prawa europejskiego podział energii elektrycznej nie powinien wpływać na wysokość pobieranych opłat sieciowych, a same społeczności w sposób odpowiedni i wyważony powinny partycypować w ogólnych kosztach systemu[17]. Jednocześnie dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [6] (tzw. dyrektywa rynkowa) wskazuje (w art. 16 ust 3 pkt d), że OSE powinno ponosić przejrzyste opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i zużywanej. Wspomniane koszty powinny znaleźć odzwierciedlenie w taryfach przesyłowych lub dystrybucyjnych. Ich poziom i struktura, w celu ograniczenia kosztów redysponowania i wzmacniania sieci mogą kreować sygnały lokalizacyjne oraz uwzględniać w sobie wielkość strat sieciowych i występujące ograniczenia przesyłowe, zgodnie z rozporządzeniem w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej [7] (art. 18 ust. 3).

W aktualnie obowiązującym w Polsce systemie taryfowym [8] dla odbiorców finalnych, opłaty dystrybucyjne można podzielić na dwie kategorie:

- zależne od mocy umownej i składnika stałego stawki sieciowej (opłaty dystrybucyjne stałe),
- zależne od ilości pobranej z sieci energii elektrycznej i składnika zmiennego stawki sieciowej (opłaty dystrybucyjne zmienne).

Funkcjonowanie społeczności energetycznej i realizacja przez nią lokalnego bilansowania technicznego w ramach lokalnego obszaru bilansowania (LOB) prowadzi do wzrostu autokonsumpcji energii elektrycznej i ograniczenia wolumenów energii pobieranej z sieci OSD i/lub do tej sieci wprowadzanej. Powinno to skutkować zmniejszeniem strat w sieciach elektroenergetycznych.

W przypadku autokonsumpcji (rozliczenia handlowego energii elektrycznej wewnątrz społeczności energetycznej) w ramach LOB maleją przepływy energii „z" i „do" sieci zewnętrznej względem LOB (sieci elektroenergetycznej OSD), a zatem maleją także straty energii wynikające z tych przepływów, czego wynikiem są określone korzyści społeczne, w których powinna partycypować społeczność energetyczna tworząca LOB. Przepływy te są realizowane poprzez element krytyczny/elementy krytyczne zdefiniowany/zdefiniowane dla LOB. W krańcowym przypadku, przy poziomie autokonsumpcji wynoszącym 100%, te zewnętrzne przepływy będą zerowe i społeczność energetyczna tworząca LOB w ogóle nie powinna, albo tylko w niewielkim stopniu, uczestniczyć w pokrywaniu kosztów zmiennych funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Z drugiej strony, rosnący poziom autokonsumpcji w ramach LOB może spowodować, że straty energii wewnątrz sieci elektroenergetycznej LOB wzrosną, gdyż zmienią się i wzrosną przepływy energii w tej sieci, np. z prosumenckich instalacji PV (odbiorcy aktywni) do odbiorców pasywnych, co w skrajnym przypadku może prowadzić do przekroczenia prądu dopuszczalnego długotrwale dla niektórych

[17] Zgodnie z dyrektywą 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/U. Źródło: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02019L0944-20240716 [Dostęp: 10.07.2025].

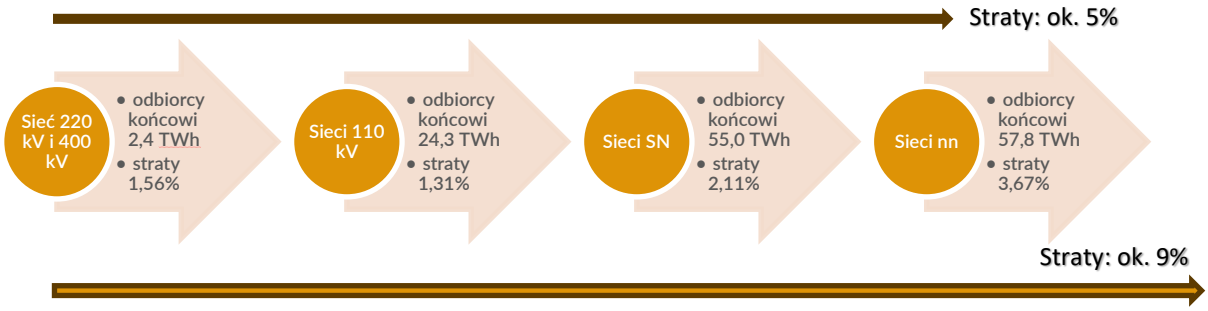
odcinków sieci [9], nadal pozostającej własnością OSD. Należy też dodać, że transformatory rozdzielcze SN/nn zwykle nie są przystosowane do warunków, w których energia przepływa z sieci nn do SN. Przy takim trybie pracy znacząco zwiększają się straty mocy, co powoduje wzrost temperatury jednostki i przyspieszenie procesów starzeniowych [9]. Ilościowa kwantyfikacja korzyści dla społeczności energetycznej, tworzącej LOB, z tytułu autokonsumpcji nie jest prosta.

Biorąc wszystkie za i przeciw autorzy proponują, aby w odniesieniu do autokonsumowanej w ramach LOB energii elektrycznej stosować obniżony co najmniej o wskaźnik strat sieciowych składnik zmienny stawki sieciowej.

Opłaty dystrybucyjne zmienne = energia autokonsumowana × (1 – *u*) składnik zmienny stawki sieciowej

Wysokość obniżki (opustu) *u* odpowiadałaby wysokości wskaźnika strat sieciowych, jak na Rys. 8:

- dla LOB nn – 0,09 (łączne straty sieciowe dla obiorcy przyłączonego do sieci niskiego napięcia wynoszą 9%),
- dla LOB SN – 0,05 (łączne straty sieciowe dla obiorcy przyłączonego do sieci średniego napięcia wynoszą 5%).



Rys. 8 Energia dostarczona do odbiorców końcowych i straty w sieciach elektroenergetycznych KSE w 2022 roku. Źródło: opracowanie własne.

Autorzy rekomendują, aby wysokość tego opustu była corocznie korygowana w oparciu o wiarygodne dane statystyczne (np. publikacje ARE). Sam mechanizm powinien zostać zaimplementowany w ramach dedykowanej taryfy dla członków społeczności, a opis metody jej obliczania oraz powiązanych kosztów powinien być upubliczniony.

3.5.5. Opłaty dystrybucyjne stałe

Stan obecny

Opłata sieciowa stała odzwierciedla ponoszone przez operatora systemu dystrybucyjnego koszty związane z utrzymaniem i funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznych i jest uzależniona od zamówionej mocy umownej[18].

Obecnie funkcjonujące definicje społeczności energetycznych, jeśli wpływają na wysokość opłat dystrybucyjnych (spółdzielnie energetyczne, klaster energii), dotykają jedynie składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej[19]. Europejskie rozporządzenie w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej [10] wskazuje w art. 18 ust. 3, iż możliwe jest opracowanie zachęt za pośrednictwem struktury taryf, jeśli będzie to służyć ograniczeniu kosztów redysponowania czy wzmacniania sieci energetycznych, a sam kształt taryf uwzględniać będzie wielkość strat sieciowych, ograniczenia przesyłowe oraz koszty inwestycji infrastrukturalnych.

W aktualnie obowiązującym systemie taryfowym dla odbiorców finalnych (w tym członków poszczególnych definicji społeczności energetycznych) istotne są dwie wielkości mocy, od których zależy wysokość ponoszonych opłat:

- moc przyłączeniowa (MP)[20], od której zależą opłaty za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej;
- moc umowna (MU)[21], od której zależy część opłat dystrybucyjnych – opłaty dystrybucyjne stałe[22].

[18] Wyjątkiem są taryfy z grupy G gdzie wysokość opłaty sieciowej stałej zależy od rodzaju układu pomiarowego zainstalowanego u klienta (jednofazowego lub trójfazowego) oraz wybranej grupy taryfowej.

[19] W przypadku spółdzielni energetycznych zgodnie z art. 38c ust. 7 pkt 2) oraz §3 ust. 2 rozporządzenia [4] oraz zgodnie z art. 184k ust. 2 ustawy OZE w przypadku klastrów energii [2].

[20] Moc przyłączeniowa (MP) – moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach piętnastominutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza [8].

[21] Moc umowna (MU) – moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci określona:
a) w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie piętnastu minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
b) w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
c) w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych [8].

[22] Które pokrywają koszty utrzymania i rozwoju sieci dystrybucyjnej, niezależnie od ilości zużytej energii elektrycznej. Zgodnie z m.in. komunikatami URE. Źródło: https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dlkalkulac/7833,Informacja-dla-przedsiebiorstw-energetycznych-posiadajacych-koncesje-na-dystrybu.html [dostęp: 01.08.2025].

Należy podkreślić, że obecnie moc umowna nie może być wyższa niż moc przyłączeniowa.

$$MU \leq MP$$

Z mocą umowną wiążą się opłaty dystrybucyjne określone przez składnik stały stawki sieciowej[23]:

- **Moc umowna × składnik stały stawki sieciowej** (dla odbiorców grup taryfowych A, B, C) ;
- **Liczba miesięcy okresu rozliczeniowego × składnik stały stawki sieciowej** (dla odbiorców grupy taryfowej G).

Jeżeli za zgodą przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci są przyłączone jego urządzenia, instalacje lub sieci, odbiorca dokonuje zmniejszenia mocy umownej, składnik stały stawki sieciowej w rozliczeniach za przesył lub dystrybucję energii elektrycznej powiększa się o 10% dla całego okresu objętego dokonanym zmniejszeniem mocy umownej[24].

Koszt ponoszony w opłatach za moce umowne jest związany z kosztem rozbudowy infrastruktury niezbędnej do dostarczenia zadanego poziomu mocy. Obejmuje on zarówno koszt rozbudowy i utrzymania sieci nn, na której końcówkach przyłączane są punkty poboru energii (PPE), jak i koszty związane z infrastrukturą średnich i wysokich napięć, w tym utrzymanie niezbędnych stacji transformatorowych. W przypadku odbiorców innych niż odbiorcy w taryfie G infrastruktura jest (powinna być) przygotowana na możliwość dostarczenia mocy zgodnie z ustalonymi mocami umownymi do wszystkich odbiorców jednocześnie[25]. Infrastruktura jest obecnie przygotowana na skrajny przypadek, w którym wszyscy odbiorcy jednocześnie pobierają maksymalne zadeklarowane w umowach moce. Przyłączanie nowych odbiorców jest zazwyczaj związane z nakładami inwestycyjnymi na rozbudowę infrastruktury. Poza kosztami przyłącza rozbudowa może zawierać w sobie także koszty rozbudowy linii do transformatora, stacji transformatorowej oraz fragmentów sieci SN czy też WN.

Przynajmniej części tych nakładów inwestycyjnych można uniknąć, o ile zapewniona zostałaby odpowiednia koordynacja techniczna pomiędzy wyłącznie odbiorcami lub też odbiorcami, magazynami oraz jednostkami wytwórczymi. Ten podrozdział koncentruje się wyłącznie na koordynacji technicznej pomiędzy odbiorami. Z kolei zagadnienia dotyczące współpracy pomiędzy odbiorcami, magazynami i jednostkami wytwórczymi oraz wynikające z niej korzyści zostały omówione w kolejnym podrozdziale.

[23] Zgodnie z rozporządzeniem „taryfowym" [12] oraz komunikatami URE składnik stały stawki sieciowej kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów stałych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji. Źródło: https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dlkalkulac/7833,Informacja-dla-przedsiebiorstw-energetycznych-posiadajacych-koncesje-na-dystrybu.html [dostęp: 01.08.2025].

[24] W przypadku gdy jest zamawiana różna wielkość mocy umownej na poszczególne miesiące roku albo gdy moc umowna jest zmieniana w trakcie obowiązywania taryfy, szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa [8].

[25] Operatorzy systemów dystrybucyjnych przy doborze parametrów infrastruktury dystrybucyjnej, w tym np. dopuszczalnego obciążenia elementu krytycznego stosują bliżej nieunormowane współczynniki jednoczesności, pozwalające przeliczyć sumę przewidywanych obciążeń odbiorców na obciążenie elementu infrastruktury.

Propozycja

W ocenie autorów koordynację pomiędzy odbiorami można wprowadzić poprzez odpowiednie zdefiniowanie zachęt wyrażonych obniżkami opłat dla członków społeczności energetycznej za wykorzystanie mocy umownych na terenie LOB. W przypadku części obiektów opłaty za moc umowną mogłyby być niższe, gdyby parametr ten ustalać łącznie dla kilku PPE zasilanych z tej samej sieci elektroenergetycznej, na poziomie niższym niż suma mocy umownych tych odbiorców, traktowanych odrębnie. O skali potencjalnych korzyści takiego sposobu naliczania opłat świadczyć może wysokość składnika stałego stawki sieciowej dla jednego z OSD (Tab. 2).

*Tab. 2 Przykładowe wartości **składnika stałego stawki sieciowej** w PGE Dystrybucja [11]*

Jednostka	Grupa taryf A	Grupa taryf B	Grupa taryf C	Grupa taryf G
zł/MW/m-c	14 450	9 200÷20 800	6 750÷6 950[1]	-
zł/MW/m-c			26 900÷27 900[2]	-
zł/m-c	-	-	-	5,50÷19,98

[1] Do 40 kW mocy umownej.

[2] Powyżej 40 kW mocy umownej.

Przykład 1:

Samorząd posiada szereg obiektów, dla których wykorzystanie mocy umownych przez większość czasu jest sporadyczne, np. stadion, na którym wydarzenia odbywają się głównie w weekendy oraz szkołę, która – w przeciwieństwie do stadionu – w te dni ma zmniejszony poziom poboru energii elektrycznej. Pobór mocy stadionu oraz szkoły kompensują się wzajemnie.

W ocenie autorów uzasadnione jest, by dla społeczności energetycznych realizujących lokalne bilansowanie techniczne (stanowiących lokalny obszar bilansowania – LOB) wprowadzić pojęcie i możliwość stosowania **zagregowanej-obszarowej mocy umownej** (Z-OMU), mniejszej od sumy mocy umownych odbiorców objętych agregacją (ΣMU), traktowanych odrębnie:

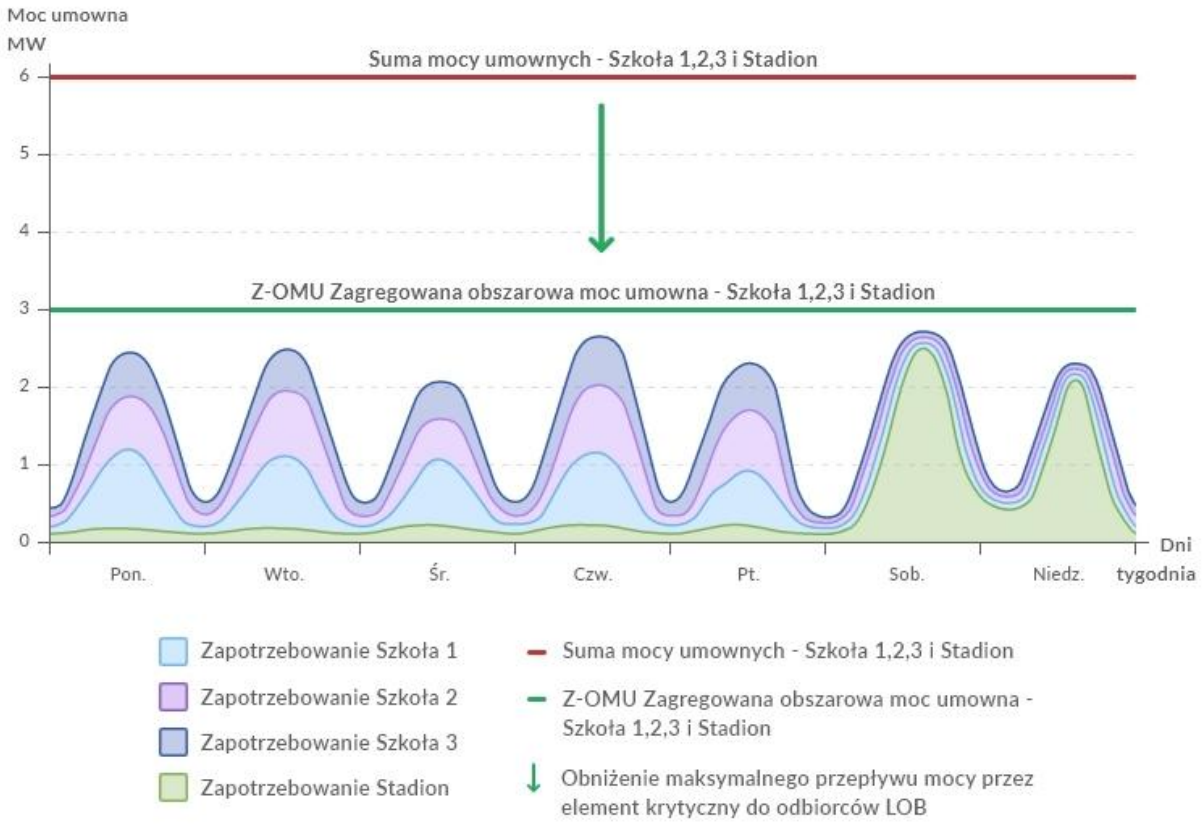
$$\text{Z-OMU} < \Sigma\text{MU}, \forall t\text{: } |\sum\text{generacja} - \sum\text{zapotrzebowanie}| \leq \text{Z-OMU}$$

Zagregowana-obszarowa moc umowna (Z-OMU) oznacza więc koncepcję, w której społeczność energetyczna lub jej część (np. grupa prosumentów, obiektów samorządowych, firm), działająca na obszarze LOB wspólnie ustala maksymalną moc, jaką może pobierać z sieci. Cała społeczność lub jej część ma jeden wspólny limit, przy czym limity indywidualne, pierwotnie ustalone z OSD pozostają w mocy.

Dodatkowo wymogiem możliwości stosowania Z-OMU powinna być długotrwała (w perspektywie lat) gwarancja ze strony społeczności energetycznej nieprzekraczalności ustalonego poziomu Z-OMU. W ramach nowej definicji społeczności energetycznej w każdej chwili (okresie rozliczeniowym – godzina, 15 minut itp.) musiałoby zachodzić lokalne bilansowanie techniczne ($\forall t$: |∑generacja - ∑zapotrzebowanie| ≤ Z-OMU) zapewnione przez urządzenia typu „strażnik mocy", czyli moc pobierana lub wprowadzana do sieci OSD nie może przekroczyć ustalonej zagregowanej-obszarowej mocy umownej. Zagregowana-obszarowa moc umowna (Z-OMU) jest powiązana z dopuszczalnym przepływem przez element wrażliwy/krytyczny, odnoszącym się bezpośrednio do określonego fragmentu sieci elektroenergetycznej.

W perspektywie długoterminowej, trwałe realizowanie lokalnego bilansowania technicznego, do czego zachęcać będzie Z-OMU (zmiana w strukturze taryf), prowadzi do wzmacniania sieci elektroenergetycznych, ograniczenia kosztów (redysponowania, strat sieciowych czy ograniczeń przesyłowych) oraz zmniejsza koszty inwestycji infrastrukturalnych. Sposób rozliczania tych korzyści wewnątrz społeczności energetycznej powinna precyzować odpowiednia wewnętrzna umowa społeczności.

Na Rys. 9 w sposób poglądowy przedstawiono zasady działania opisywanego mechanizmu.



Rys. 9 Wizualizacja możliwości zmniejszenia opłat za moce umowne społeczności energetycznej w ramach podejścia Z-OMU (bez aktywizacji odbiorców). Źródło: opracowanie własne.

Na rysunku w sposób poglądowy przedstawiono przykładowe charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców zintegrowanych w społeczności energetycznej, zlokalizowanych w ramach Lokalnego Obszaru Bilansowania (LOB): trzech szkół oraz jednego stadionu. Załóżmy, że

każda ze szkół ma $MU^{szkoła}$ = 1 MW i zbliżony profil zapotrzebowania, a stadion $MU^{stadion}$ = 3 MW. Łączne stałe opłaty dystrybucyjne są ponoszone za 3x1 + 3 = 6 MW mocy umownych. Tymczasem profile zapotrzebowania tych podmiotów wskazują, że zapotrzebowania szkół i stadionu w większości nie pokrywają się, co daje możliwość wzięcia na siebie zobowiązania przez te podmioty. Gdy Z-OMU będzie stale utrzymywana na poziomie niższym niż suma mocy umownych, w założeniu autorów niższe powinny być także stałe opłaty dystrybucyjne. W stanie docelowym poprzez koordynację działań tych odbiorców w sposób ciągły odciążany jest element krytyczny sieci (np. transformator) do ustalonego poziomu – Z-OMU. Na potrzeby realizacji tego modelu konieczne będzie zawarcie umowy pomiędzy podmiotami w ramach LOB oraz OSD/OSP, w której to podmioty zadeklarowałyby/uzgodniłyby maksymalny poziom stałego odciążenia elementu krytycznego (zielona linia) stanowiącego Z-OMU. Załóżmy, że w rezultacie uzgodnień podmioty ustaliły, że Z-OMU będzie równy połowie sumy posiadanych mocy umownych.

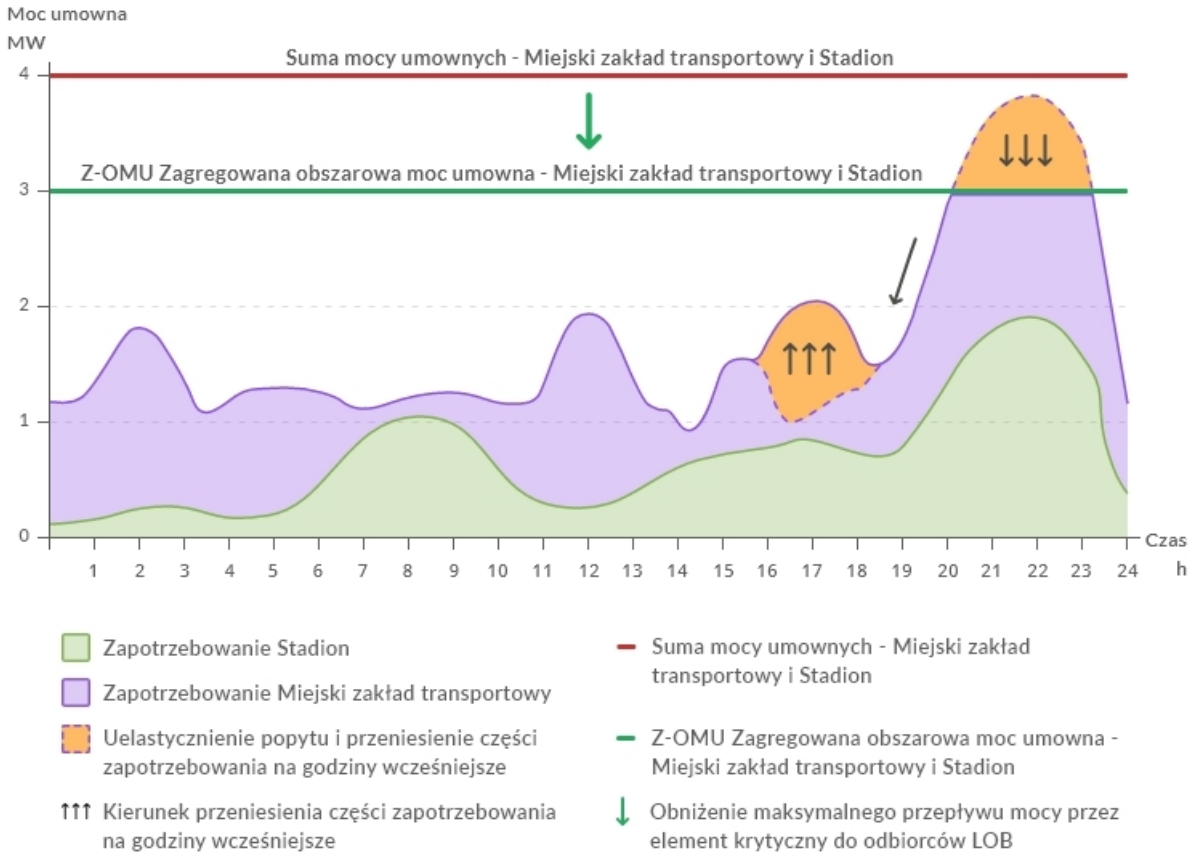
$$\textbf{Z-OMU} = \tfrac{1}{2}\,(MU^{stadion} + 3x\ MU^{szkoła}) = 3\ \textbf{MW}$$

Przepływ przez element krytyczny w każdym interwale czasu musi być stale poniżej poziomu zadeklarowanego (ustalona z OSD Z-OMU) przez podmioty przyłączone w ramach LOB. W rezultacie zwalniane są wcześniej zaalokowane moce przyłączeniowe, co powinno wiązać się z adekwatnym obniżeniem stałych opłat dystrybucyjnych.

W przykładzie przytoczonym powyżej odbiorcy nie potrzebowali w istotny sposób zmieniać swojego zachowania. Można więc zadać pytanie, dlaczego obniżane są ich opłaty dystrybucyjne? Obniżka opłat jest możliwa, ponieważ podmioty te wzięły na siebie zobowiązanie, że będą monitorować i nie przekroczą ustalonego z OSD poziomu Z-OMU. Akurat w tym uproszczonym przypadku podjęcie takiego zobowiązania nie wymagało żadnej zmiany zachowania odbiorów. Niemniej jednak sam fakt podjęcia zobowiązania daje gwarancję dla OSD, że zachowania podmiotów będą koordynowane w trybie ciągłym. W rezultacie OSD zyskuje przewidywalność zachowań, co przekłada się na niższe koszty rozwoju infrastruktury. Dopóki tej przewidywalności nie było to OSD musiał zakładać najgorszy możliwy przypadek, czyli jednoczesny przepływ mocy do analizowanych podmiotów na poziomie 6 MW. Pod taki przepływ projektował i utrzymywał infrastrukturę. Teraz "zwolnione" 3 MW może przeznaczyć np. w celu podłączenia innych odbiorców bez dodatkowego kosztu rozbudowy transformatora.

Powyższy przykład zakłada bardzo optymistyczny scenariusz, w którym aktywizacja strony popytowej praktycznie nie była potrzebna. W większości przypadków skorzystanie z benefitów, jakie niesie utworzenie Z-OMU, będzie związane z pewnym poziomem aktywizacji popytu, co jest zilustrowane w przykładzie 2.

Przykład 2:



Rys. 10 Wizualizacja możliwości zmniejszenia opłat za moce umowne społeczności energetycznej w ramach podejścia Z-OMU (z aktywizacją odbiorców). Źródło: opracowanie własne.

Na powyższej ilustracji (Rys. 10) przedstawiono profile zapotrzebowania dwóch członków społeczności energetycznej, będących odbiorcami samorządowymi, tj. spółki obsługującej stadion oraz spółki obsługującej transport miejski za pomocą autobusów elektrycznych. Moc umowna (MU) każdego z tych dwóch podmiotów jest równa 2, jednocześnie ich lokalizacja w sieci dystrybucyjnej pozwala ustanowić LOB. W tym przypadku pobór energii tych podmiotów pokrywa się.

Na Rys. 10 w sposób schematyczny jest zaprezentowany dzień świąteczny, w którym pobór energii następuje w tym samym czasie, co jest spowodowane weekendowymi wydarzeniami na stadionie oraz ładowaniem autobusów elektrycznych, w celu przygotowania ich do poniedziałkowych kursów. Po analizie wykonanej w przedsiębiorstwach zakład transportowy podejmuje decyzję o uelastycznieniu popytu i przeniesieniu części zapotrzebowania na godziny wcześniejsze. Daje to więc szansę na obniżenie Z-OMU i podzielenie się oszczędnościami. Energia, która byłaby odebrana przez zakład transportowy w godzinach 20-23, na skutek uelastycznienia popytu, odbierana jest wcześniej, w godzinach 16-19 (pomarańczowy obszar).

3.6. Zwiększenie mocy instalacji odbiorczych i/lub wytwórczych

Stan obecny

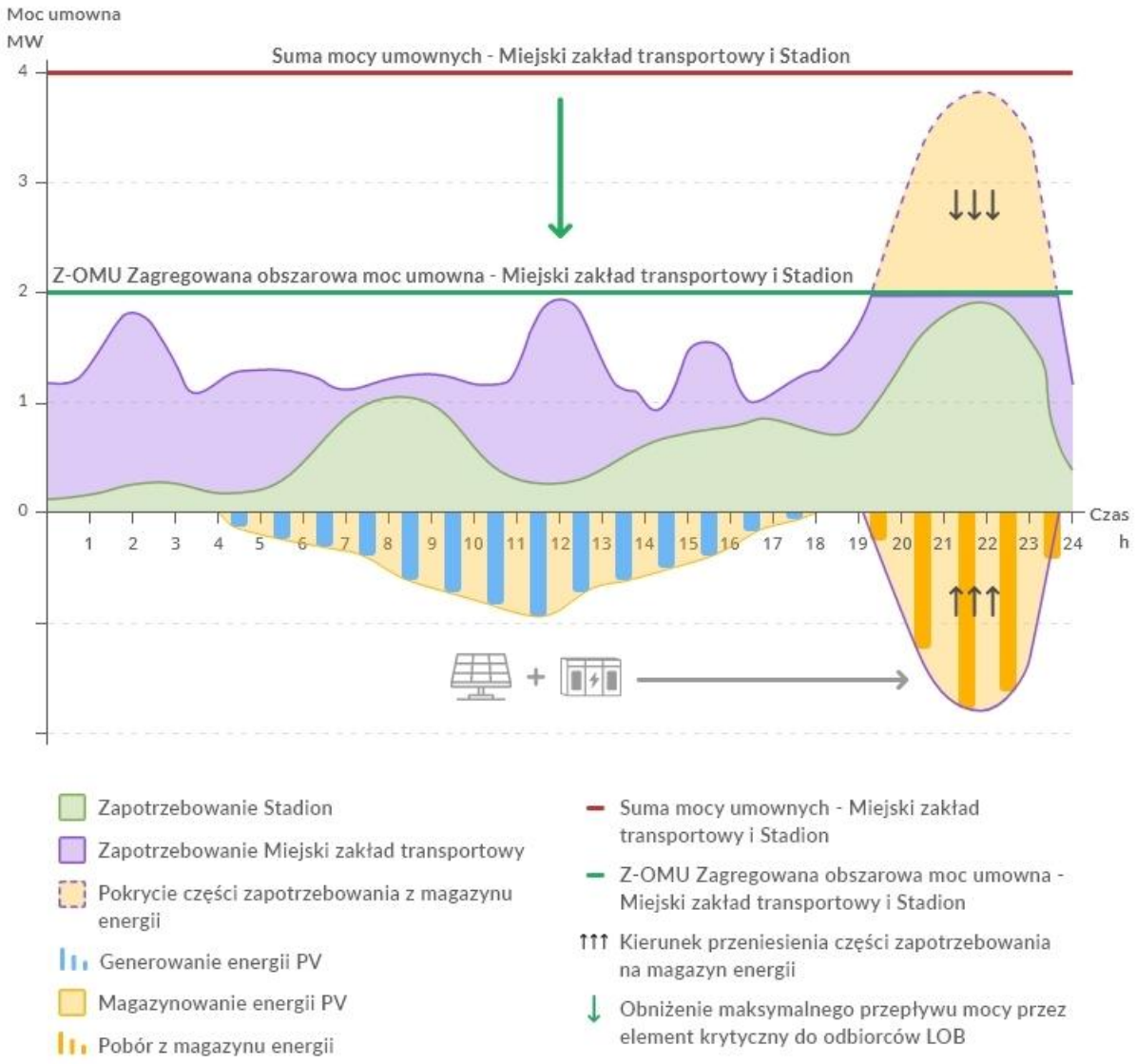
Obecne rozwiązania regulacyjne zakładają pewne możliwości z zakresu ułatwienia sposobu przyłączenia źródła w ramach spółdzielni energetycznej. Zgodnie z ustawą prawo energetyczne (art. 7 ust. 8d[14]) OSD nie może odmówić wydania warunków przyłączenia instalacjom OZE działającym w ramach i na rzecz spółdzielni energetycznych. Dodatkowo instalacja OZE musi znajdować się w tej samej sieci średniego napięcia co członkowie spółdzielni[26], a łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji OZE nie może być większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla członków spółdzielni oraz musi umożliwiać pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z art. 7 ust. 8d[15] [5], jeśli wspomniana instalacja OZE nie będzie wytwarzać energii elektrycznej na potrzeby spółdzielców, wydane warunki przyłączenia tej instalacji tracą ważność, a OSD odłącza instalację od sieci.

Propozycja

Implementacja postulatu opisanej powyżej zagregowanej-obszarowej mocy umownej (Z-OMU), obowiązującej w obrębie społeczności energetycznej, z punktu widzenia społeczności może oznaczać wymierne obniżenie opłat dystrybucyjnych stałych (bo płaci za jeden wspólny limit mocy, a nie za wiele indywidualnych). Jeśli społeczność energetyczna skutecznie będzie bilansować produkcję i zużycie energii w ramach lokalnego bilansowania technicznego na obszarze LOB, uwzględniając ograniczenia przepustowości połączeń z zewnętrzną siecią – otwiera to nowe możliwości dla OSD. Operator będzie mógł np. zwiększyć moc instalacji odbiorczych i/lub wytwórczych na danym obszarze. Oczywiście, przestrzeń na takie działania pojawi się wyłącznie pod warunkiem zobowiązania się społeczności energetycznych (działających w ramach LOB) do stałego nieprzekraczania istniejących ograniczeń (dopuszczalnych przepustowości powiązań LOB – elementów wrażliwych/krytycznych).

Przestrzeganie ustalonego poziomu przepływu przez element krytyczny, podobnie jak w przypadku obniżenia opłat za moce umowne, zapewnione jest przez urządzenie „strażnika mocy", gdzie łączna moc pobierana lub wprowadzana z danego LOB do sieci dystrybucyjnej nie może przekroczyć ustalonego poziomu. W zasadzie niniejszy postulat jest rozwinięciem koncepcji (Z-OMU) – ustalenia zagregowanego nieprzekraczalnego poziomu zobowiązania mocowego, przy założeniu, że sposób realizacji pozostaje w gestii samej społeczności, w tym możliwości zwiększenia mocy instalacji odbiorczych i/lub wytwórczych w ramach LOB. Społeczność kontroluje i odpowiada za uzgodniony z OSD dopuszczalny przepływ przez element wrażliwy/krytyczny odnoszący się bezpośrednio do określonego fragmentu sieci elektroenergetycznej. Opisywaną koncepcję przedstawiono na Rys. 11.

[26] Szczegółowo ustawodawca wskazuje, w art. 7 ust. 8d[14] [5] pkt 1, iż instalacja ubiegająca się o warunki przyłączenia ma być: a) zasilana z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie na niskie napięcie co członkowie spółdzielni lub; b) zasilana z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone.



Rys. 11 Wizualizacja możliwości zwiększenia mocy instalacji odbiorczych i/lub wytwórczych. Źródło: opracowanie własne.

Ilustracja powyżej, podobnie jak rysunek wcześniejszy, przybliża przykładowe profile zapotrzebowania dwóch członków społeczności energetycznych, będących odbiorcami samorządowymi, tj. spółki obsługującej stadion oraz spółki obsługującej transport miejski za pomocą autobusów elektrycznych. Podobnie jak we wcześniejszym przykładzie, moc umowna (MU) każdego z tych dwóch podmiotów jest równa 2, jednocześnie ich lokalizacja w sieci dystrybucyjnej pozwala ustanowić LOB. Po analizie wykonanej w przedsiębiorstwach, członkowie społeczności podejmują decyzję o zakupie instalacji fotowoltaicznej wyposażonej w magazyn energii odpowiadający całości jej produkcji.

Na Rys. 11 pokazano dzień, w którym wszyscy członkowie społeczności energetycznej działającej w ramach lokalnego obszaru bilansowania (LOB) zużywają energię w tym samym czasie. W ciągu dnia, gdy działa fotowoltaika, energia jest magazynowana, a wieczorem wykorzystywana przez Stadion i Miejski zakład transportowy. Dzięki dobrej koordynacji/bilansowaniu między urządzeniami zużywającymi energię, źródłami jej produkcji (np. panelami PV) oraz magazynem energii, społeczność energetyczna może:

- **utrzymać zużycie i oddawanie energii na poziomie, który nie przeciąża sieci**, nawet jeśli produkuje dodatkową energię,
- **produkować i zużywać więcej lokalnej energii**, co zwiększa niezależność energetyczną danego wycinka sieci,
- **unikać kosztownych inwestycji w rozbudowę sieci**, gdyż lepiej wykorzystywana jest już istniejąca infrastruktura.

W ocenie autorów, uzależnienie przyłączenia nowych instalacji od wymogu pokrycia jedynie 50% łącznych dostaw energii elektrycznej w każdej godzinie jest warunkiem niewystarczającym. Autorzy rekomendują, aby możliwa do przyłączenia łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji (odbiorczych i/lub wytwórczych) wyznaczana była przez łączną moc określoną w warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci członków społeczności energetycznej. Niemniej jednak, członkowie społeczności powinni być zobowiązani do nieprzekraczania ustalonej z OSD dopuszczalnej obciążalności elementu krytycznego, posiadania systemów uniemożliwiających wyprowadzenie energii elektrycznej ponad ustalony poziom, a w przypadku nieprzestrzegania ustalonego poziomu – OSD powinien mieć możliwość odłączenia instalacji od sieci.

3.7. Ograniczone redysponowanie

Stan obecny

Redysponowanie to polecenie zaniżenia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE przyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego, gdy jest to niezbędne dla zapewnienia jego bezpiecznej pracy[27]. Co do zasady redukcji mogą podlegać wszystkie instalacje OZE o mocy zainstalowanej powyżej 10 kW, przyłączone do sieci o napięciu poniżej 110 kV, lub też ich część zlokalizowana na określonym obszarze sieciowym[28]. Konieczność nierynkowego redysponowania instalacji OZE pojawiła się w Polsce stosunkowo niedawno. W polskim porządku prawnym pojęcie nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii zostało wprowadzone w wyniku nowelizacji z dnia 28 lipca 2023 r. ustawy Prawo energetyczne – art. 9c ust. 7a [5]. W uzasadnieniu tej nowelizacji, potrzebę wprowadzenia pojęcia redysponowania nierynkowego motywowano wystąpieniem w otoczeniu energetycznym zmian o charakterze strukturalnym, związanych z przyspieszonym rozwojem pogodo-zależnych i niedysponowalnych źródeł odnawialnych.

Pierwsze nierynkowe redysponowanie źródeł OZE miało miejsce w roku 2022, a ograniczenie generacji wyniosło sumarycznie 8,4 GWh. W roku 2023 sześciokrotnie wystąpiła konieczność zastosowania nierynkowego redysponowania źródeł, a sumaryczna wielkość ograniczeń wyniosła 74,4 GWh. W roku 2024 konieczność nierynkowego redysponowania źródeł wystąpiła 74-krotnie, a sumaryczna ilość niewyprodukowanej energii przekroczyła 731,4 GWh[29].

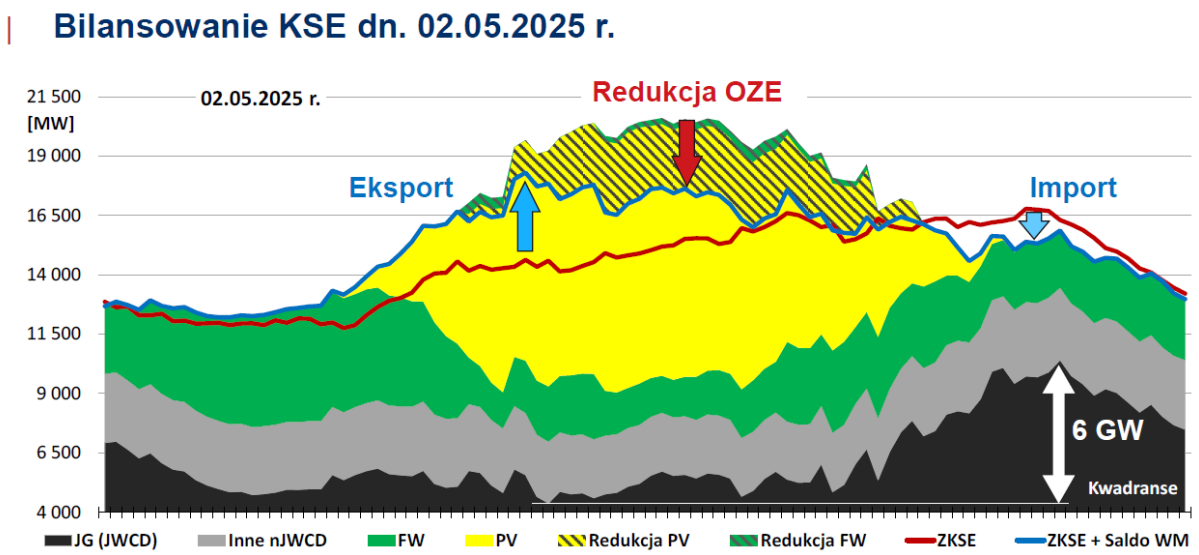
[27] Szczegółowe informacje o redysponowaniu nierynkowym można znaleźć na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Źródło: https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe [dostęp: 04.08.2025].
[28] Instalacje OZE o mocy zainstalowanej powyżej 50 kW mogą podlegać redukcji na podstawie art. 9c ust. 7c, zaś mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW mogą podlegać podlegają redukcji na bazie art. 7 ust 8d 10 Ustawy Prawo Energetyczne [5]. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej poniżej 10 kW nie podlegają redukcji. Źródło: https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe [dostęp: 05.08.2025].
[29] Dane szczegółowe w interaktywnej i przejrzystej formie odnaleźć można pod adresem: https://www.forum-energii.eu/rocznik-dane-o-energetyce [dostęp: 04.08.2025].

Problem z koniecznością stosowania nierynkowego redysponowania źródeł OZE jest widoczny również w innych krajach z mocno rozwiniętą generacją energii ze źródeł OZE (jak w Polsce), np. [12]:

- w Wielkiej Brytanii, gdzie od kwietnia do listopada 2024 roku sumaryczna ilość energii niewyprodukowanej wyniosła ponad 5,1 TWh (w roku 2023 w tym samym okresie było to 2,98 TWh);
- w Niemczech już w roku 2013 ilość niewyprodukowanej energii przekroczyła 4,5 TWh. W roku 2021 było to natomiast ponad 20 TWh. W roku 2024 od 1 stycznia do 6 grudnia redysponowaniu podlegało ponad 19,1 TWh.

System elektroenergetyczny musi być zbilansowany w każdej jednostce czasu (równoważenie produkcji i zużycia), jeżeli warunek ten nie zostanie dotrzymany dochodzi do odchyłki częstotliwości w systemie oraz w konsekwencji do nieplanowych przepływów mocy na połączeniach transgranicznych[30]. Wahania częstotliwości mogą prowadzić do niestabilności i niekontrolowanych wyłączeń elementów systemu a w konsekwencji do awarii skutkującej przerwami w dostawach energii elektrycznej[31].

W Polsce nierynkowe redysponowanie źródeł OZE, podobnie jak i w innych krajach, wynika z braku innych możliwości zbilansowania wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię (Rys. 12).



Rys. 12. Sytuacja bilansowa w KSE w dniu 2.05.2025. Źródło: [13]: JG – jednostki grafikowe, JWCD – jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, FW – farmy wiatrowe, PV – fotowoltaika, ZKSE – zapotrzebowanie na moc KSE, WM – wymiana międzynarodowa.

[30] Dlatego też OSP (w Polsce PSE) na bieżąco analizuje bilans mocy KSE oraz dostosowuje pracę jednostek wytwórczych do zużycia tak, aby w każdej chwili zapewnione było bezpieczeństwo funkcjonowania sieci oraz systemu elektroenergetycznego jako całości. Za informacją dostępną na stronach PSE: https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe [dostęp: 04.08.2025].

[31] Taka sytuacja miała prawdopodobnie miejsce w Hiszpanii 28 kwietnia 2025 roku. Więcej informacji o tym wydarzeniu można znaleźć pod adresem: https://wysokienapiecie.pl/111236-bledy-operatora-i-elektrowni-rzad-hiszpanii-opisuje-przyczyny-kwietniowego-blackoutu/ [dostęp: 04.08.2025].

Na Rys. 12 minimalny poziom generacji JG (JWCD) wynika z konieczności spełnienia ograniczeń sieciowych, elektrownianych, zapewnienia mocy regulacyjnych (FCR, FRR), mocy zwarciowych, inercji oraz zdolności do pokrycia szczytu wieczornego.

Mechanizm nierynkowej redukcji OZE jest stosowany przez OSP w przypadku niewystarczalności środków rynkowych (oraz nierynkowych, takich jak ograniczenie pracy w jednostkach wytwórczych niedysponowanych centralnie poprzez skorzystanie z usługi GWS[32]), przy czym jest on [13]:

- Stosowany w zakresie bilansowania KSE lub zarządzania ograniczeniami sieciowymi.
- Możliwy do zastąpienia (indywidualnie/całościowo) udziałem w rynku bilansującym (RB), jako mechanizmem rynkowym (wariant pożądany).
- Możliwy do uniknięcia poprzez zagospodarowywanie nadwyżek energii elektrycznej przez wykorzystanie możliwości magazynowania energii w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz nowe elastyczne odbiory (podążające za generacją), w tym magazyny energii.

Zgodnie z informacjami PSE, operator sieci przesyłowej, w porozumieniu z operatorami sieci dystrybucyjnych, wybierając instalacje do polecenia redysponowania[33] bierze pod uwagę:

- wymaganą wielkość zaniżenia generacji w Instalacjach OZE w całym KSE w związku z bilansowaniem podaży z popytem na energię elektryczną,
- wolumen mocy wytwarzanej przez Instalacje OZE przyłączone do sieci poszczególnych poziomów napięć,
- lokalizację Instalacji OZE w sensie połączeń elektrycznych,
- warunki pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w poszczególnych lokalizacjach/obszarach KSE,
- możliwość oraz zdolność płynnej regulacji mocy oraz udziału w regulacji mocy biernej.

Zgodnie z rozporządzeniem rynkowym (art. 18 ust. 3 [7]) struktura taryf może dostarczać sygnały lokalizacyjne (propozycje przedstawiane w ramach niniejszego opracowania – Lokalne Obszary Bilansowania) m.in. w celu ograniczania kosztów redysponowania i wzmacniania sieci energetycznej.

[32] GWS – usługa generacji wymuszonej względami sieciowymi. OSP dokonując bilansowania produkcji z zapotrzebowaniem, na bazie umowy o usługę dyspozycyjności jednostki (GWS) ze względu na ograniczenia sieciowe, może wydać polecenia przywołania do pracy lub zwiększenia generacji jednostki wytwórczej nJWCD objętej wspomnianą umową. Jednostki nJWCD objęte umową GWS mogą być również wykorzystywane przez OSP (polecenie odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci) w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (zgodnie z rozdziałem 3 bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi IRiESP) [29].

[33] PSE zakłada polecenie redukcji instalacji OZE o możliwie najmniejszym wolumenie zapewniającym bezpieczną pracę całego KSE (oraz poszczególnych obszarów) pod względem równoważenia podaży z zapotrzebowaniem w związku z koniecznością zapewnienia wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Szczegóły wyboru OZE do zredukowania dostępne są pod adresem: https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe [dostęp: 05.08.2025].

Propozycja

W ocenie autorów, celowe jest wprowadzenie dla zmodyfikowanych społeczności obywatelskich (zOSE), realizujących lokalne bilansowanie techniczne (w ramach LOB) „przywileju" odroczonego nierynkowego redysponowania ich OZE (ograniczania produkcji). Takie odroczone redysponowanie powinno się odbywać w ostatniej kolejności względem energii autokonsumowanej i rozliczanej w ramach zOSE, gdyż to nie ta energia powoduje problemy na rynku bilansującym skutkujące nierynkowym redysponowaniem. Natomiast względem nadwyżek energii z OZE (wprowadzanej do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej) powinna być stosowana standardowa procedura bilansowania, czyli taka jak jest aplikowana przez PSE do wszystkich jednostek nie działających w ramach LOB.

3.8. Ułatwienia dla JST – wyłączenie zakupu energii spod Prawa Zamówień Publicznych

Stan obecny

Środowiska samorządowe podnoszą kwestię, że na przeszkodzie do uzyskania przez jednostki samorządu terytorialnego (np. gminy) samowystarczalności energetycznej stoją przepisy ustawy Prawo zamówień publicznych (uPZP), które nie pozwalają na wyłączenie w zakresie stosowania ustawy przy wyłanianiu dostawcy energii elektrycznej. Katalog wyłączeń podmiotowych ustawy PZP nie obejmuje JST jako całości ani części – w przypadku posiadania chociażby spółek miejskich, które mogłyby prowadzić działania w tym zakresie. MKIŚ przedstawił propozycję wyłączenia JST spod rygoru stosowania uPZP dla zakupu energii przez JST od innych członków, co wydaje się słusznym podejściem[34].

Propozycja

Autorzy rekomendują, by złagodzić stosowanie PZP w zakresie zakupu energii elektrycznej, w odniesieniu do zintegrowanej definicji społeczności energetycznych (zOSE) z udziałem JST, realizujących lokalne bilansowanie techniczne w ramach LOB – w formie zbliżonej do tej proponowanej klastrom energii (brak konieczności stosowania PZP wewnątrz społeczności energetycznej).

[34] Zgodnie z projektem ustawy z dnia 3 lipca 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zaproponowano zmiany (dodanie art. 38ag) w zakresie dostarczania nośników energii w ramach klastra energii oraz braku konieczności stosowania PZP. Źródło: https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12394351/katalog/13110282#13110282 [Dostęp: 10.07.2025] (patrz: przypis 10).

3.9. Ułatwienia dla JST – preferencje w ramach przyłączeń

Stan obecny

Na początku 2025 roku PSE przedstawiły propozycje częściowego rozwiązania problemu „braku mocy przyłączeniowych" przez wprowadzenie modelu aukcyjnego w zakresie przyłączeń OZE, magazynów energii oraz dużych odbiorów typu centra przetwarzania danych[35].

Według opinii Forum Energii [14] aukcje na moc przyłączeniową mogłyby zwiększyć transparentność i efektywność procesu przydzielania mocy przyłączeniowych poprzez:

- Konkurencyjne przydzielanie mocy – przydzielenie dostępnych mocy przyłączeniowych projektom, które oferują najlepsze warunki.
- Planowanie rozwoju sieci z wyprzedzeniem, np. dla tworzonych stref OZE i oferowanie w sposób konkurencyjny mocy przyłączeniowej.

Według propozycji Polskich Sieci Elektroenergetycznych [15] przejście na model aukcyjny w zakresie przyłączeń OZE i magazynów energii (także dla systemów OSD) mogłoby wyglądać następująco:

- Operatorzy w planach rozwoju planują miejsca dedykowane przyłączeniom OZE i magazynów energii elektrycznej (możliwość uwzględnienia KPEiK, Polityki Energetycznej i obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE).
- Na aukcje wystawiane są konkretne konfiguracje w konkretnych lokalizacjach, wraz z umową o przyłączenie (warunki, terminy itp.), np. 100 MW PV + 50 MW / 200 MWh magazynu energii.
- Aukcje są realizowane w formie elektronicznej, chętne podmioty konkurują między sobą wyłącznie ceną, brak wymagań dotyczących stanu zaawansowania projektu, a przychód z aukcji jest wykorzystywany przez operatorów na rozbudowę sieci (obniżenie taryf).
- Wygranie aukcji kończy się zawarciem umowy o przyłączenie, umowa o przyłączenie jest rozwiązywana automatycznie w przypadku nierealizowania kamieni milowych. Rozwiązana umowa o przyłączenie jest ponownie wystawiana na aukcję.
- Przeniesienie umowy o przyłączenie na inny podmiot jest możliwe pod warunkiem uiszczenia opłaty transferowej na rzecz NFOŚiGW (rosnącej wraz z każdym kolejnym przeniesieniem).

Obecnie przywołane propozycje znajdą zapewne dalsze rozwinięcie w propozycjach konkretnych zapisów ustawowych. W ocenie autorów, wprowadzenie tego typu zmian mogłoby mieć negatywne skutki dla rozwoju społeczności energetycznych. Rywalizacja inwestorów o przyłączenie w formule aukcyjnej, promować będzie inwestycje realizowane przez podmioty najbogatsze, bez uwzględnienia lokalnego wymiaru energii oraz jej wpływu na społeczność lokalną.

[35] Więcej szczegółów o samej propozycji zmian ograniczających problem odmów przyłączeń do sieci wysokiego i średniego napięcia, tj. z zakresu nowego modelu przyłączenia, przedstawili przedstawiciele Polskich Sieci Elektroenergetycznych podczas Podkomisji stałej ds. transformacji energetycznej, OZE i energetyki jądrowej. Źródło: https://sejm.gov.pl/Sejm10.nsf/transmisje.xsp?unid=07CF5B9760999921C1258C2E003AFB54# [dostęp: 11.08.2025].

Propozycja

Autorzy postulują, by społeczności energetyczne z udziałem jednostek samorządu terytorialnego (JST) miały w planowanym systemie aukcyjnym określone preferencje, np. pierwszeństwo w ramach „aukcji przyłączeniowych" oraz zwolnienie z opłat kaucyjnych (gdyby występowały) itp. Proponowane ułatwienia dla JST działających w ramach społeczności energetycznych jednak powinny się wiązać z dodatkowymi obostrzeniami, takimi jak np. brak możliwości odsprzedaży możliwości przyłączeniowych (poza podmioty JST). Alternatywnie społeczności energetyczne z udziałem JST powinny zyskać preferencję/pierwszeństwo w ramach obecnego procesu przyłączeniowego np. zbliżone kształtem do tego przewidzianego w art. 7 ust. 8d[14-15] ustawy [5].

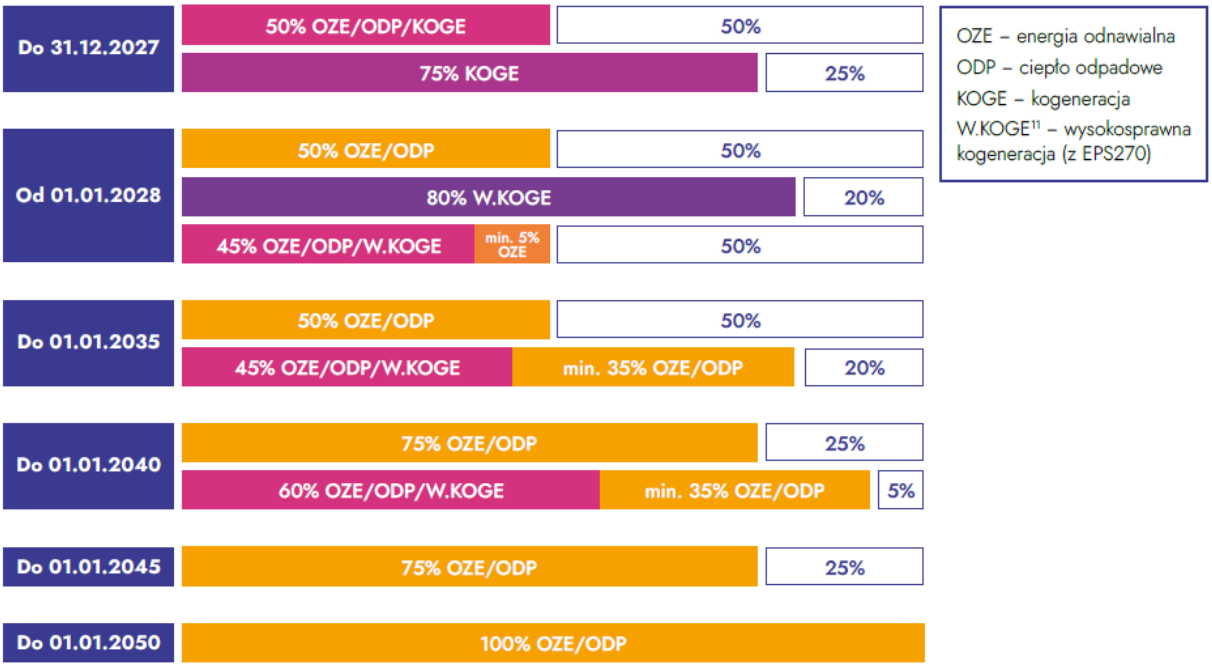
3.10. Efektywny energetycznie system ciepłowniczy

Stan obecny

W zrewidowanej dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED [16]) istotną zmianą jest nowa definicja **efektywnego systemu ciepłowniczego**, która zakłada docelowe udziały źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i kogeneracji w poszczególnych latach do 2050 r., w którym zakłada się zeroemisyjność systemów ciepłowniczych. Poniższe zestawienie graficzne (zob. Rys. 13) przybliża wymogi Dyrektywy [16] względem definicji efektywnego systemu ciepłowniczego[36].

[36] Zgodnie z definicją w art. 26 dyrektywy EED [16] efektywne systemy ciepłownicze muszą spełniać następujące kryteria:

a) do dnia 31 grudnia 2027 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% połączenie takiej energii i ciepła;
b) od dnia 1 stycznia 2028 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co najmniej 80% ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5%, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%;
c) od dnia 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50% ciepło odpadowe lub w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80% i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;
d) od dnia 1 stycznia 2040 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 95% energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;
e) od dnia 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe;
f) od dnia 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.



Rys. 13 Zmiana kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Źródło: https://ochronaklimatu.com/index.php?option=com_content&view=article&id=486:efektywny-system-cieplowniczy&catid=922:slownik-rynku-energii&Itemid=147 [dostęp: 05.08.2025].

Od 2028 r. za wysokosprawną kogenerację uznaje się jednostki kogeneracyjne spełniające limit emisji (ang. *Emission Performance Standard*, EPS) bezpośrednich dwutlenku węgla, który wyznaczono na 270 g CO_2/kWh wyprodukowanej energii, jednak będzie on mieć zastosowanie do jednostek nowych lub znacznie zmodernizowanych po dacie transpozycji, tj. 11 października 2025 r. W przypadku jednostek kogeneracji działających przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy, istnieje możliwość odstępstwa od stosowania EPS do 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem, że takie jednostki opracują plan redukcji emisji w celu osiągnięcia progu 270 g CO_2/kWh do dnia 1 stycznia 2034 r.

Dyrektywa (zgodnie z art. 26 pkt 2) [16] pozwala ponadto na ustanowienie alternatywnej definicji systemu ciepłowniczego na podstawie wielkości emisyjności gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego na jednostkę ciepła bez wskazywania udziałów poszczególnych źródeł ciepła (obecnie to podejście nie jest stosowane w polskim ustawodawstwie)[37].

Nawiązując do powyższego, konieczne będzie w kolejnych latach systematyczne zwiększanie udziału energii odnawialnej i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych, co może być realizowane m.in. przez stosowanie technologii *Power to Heat*, takich jak pompy ciepła i kotły elektrodowe. Obecnie, aby energia wyprodukowana z instalacji OZE zaliczona została do energii OZE w ramach efektywnego systemu ciepłowniczego (ciepło wyprodukowane w ramach technologii *Power to Heat*), musi pochodzić ze źródła zlokalizowanego w bezpośredniej bliskości technologii ciepłowniczej (w ramach jednego przyłącza) lub musi być potwierdzona gwarancjami pochodzenia.

[37] W przypadku stosowania tego podejścia maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła dostarczonego odbiorcom w poszczególnych latach wynoszą: od 1 stycznia 2026 r. - 150 g/kWh; od 1 stycznia 2035 r. - 100 g/kWh; od 1 stycznia 2045 r. - 50 g/kWh; od 1 stycznia 2050 r.: 0 g/kWh.

Propozycja

W ocenie autorów, zasadne jest, by energia wytworzona w ramach LOB w jednostkach OZE była uznawana za spełniającą wymagania dotyczące efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych, wynikające z dyrektywy. Przyczyni się to do rozwoju lokalnych systemów ciepłowniczych, a poprzez wykorzystanie takich urządzeń jak pompy ciepła i kotły elektrodowe będzie realizowane połączenie systemów: elektroenergetycznego i ciepłowniczego – *sector coupling*, na poziomie lokalnym.

3.11. Ograniczenia definicyjne

Stan obecny

Wszystkie obecne rozwiązania prawne z zakresu społeczności energetycznych posiadają pewne ograniczenia definicyjne, służące lepszemu umiejscowieniu tych rozwiązań w przestrzeni legislacyjnej i wyróżniające poszczególne rozwiązania na tle innych. Ograniczenia definicyjne, z punktu widzenia państwa, promować mogą realizację określonej polityki oraz pełnić funkcję kontrolną. Przykładowo definicja klastra energii, choć literalnie nie wymaga udziału instalacji OZE, to na skutek przypisanego mu systemu wsparcia (art. 184l ustawy [2]) promuje stopniowe zwiększanie udziału OZE w strukturze wytwórczej. W fakultatywnym systemie wsparcia przewidzianym dla klastra energii, a nie w samej definicji, przewidziano także ograniczenia mocowe[38] oraz wymogi dotyczące samowystarczalności[39].

Definicja spółdzielni energetycznej w sposób literalny wskazuje, iż przedmiotem jej działalności są wyłącznie instalacje OZE działające w ramach i na rzecz jej samej oraz członków. Warunkiem koniecznym (art. 38e ustawy [2]) do spełnienia przez spółdzielnie energetyczną jest nieprzekraczanie progu 10 MW łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji OZE. Jednocześnie generacja OZE w ramach spółdzielni musi umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% (czasowo do końca 2025 roku – 40%[40]) potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków.

Prosument wirtualny energii odnawialnej, zgodnie z definicją zawartą w ustawie [2] oznacza odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii. Takie podejście ustawowe oznacza, iż z puntu widzenia wytwórcy/zarządcy źródła OZE nie ma górnych ograniczeń co do wielkości instalacji OZE, zaś limity istnieją co do możliwości przypisania mocy do jednego punktu poboru energii – wielkość ta nie może przekraczać mocy umownej ustalonej dla tego punktu, jednak nie więcej niż 50 kW (zgodnie z art. 4 ust. 1c ustawy [2]). W przypadku definicji prosumenta wirtualnego, ustawodawca nie wskazał, minimalnych progów, czy to w skali roku czy godziny, co do konieczności zapewnienia minimalnego poziomu pokrycia swojego zapotrzebowania.

[38] Zgodnie z art. 184l ustawy [2] jednym z warunków korzystania ze szczególnych zasad rozliczeń przez członków klastra energii jest nieprzekraczanie poziomu 150 MW łącznej mocy instalacji wytwórczych.

[39] Zgodnie z art. 184l ustawy [2] do końca 2026 roku łączna moc zainstalowana elektryczna wytwórców umożliwiać ma pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków, natomiast od 2027 do 2030 roku łączna moc zainstalowana elektryczna umożliwiać ma pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii.

[40] Zgodnie z przyjętą Ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, obowiązują przepisy przejściowe, które do grudnia 2025 r. obniżają wskazany próg do 40%. Źródło: https://sip.lex.pl/get/scanlex/pdf/dzienniki/2024/3059927.pdf.

W przypadku obecnych przepisów dedykowanych obywatelskim społecznościom energetycznym nie wskazano wprost wymogu technologicznego względem instalacji OZE[41]. Podobnie ustawa Prawo energetyczne nie określa progów maksymalnych potencjału mocowego OSE czy koniecznych do utrzymania przez społeczność poziomów pokrycia zapotrzebowania źródłami własnymi społeczności.

Propozycja

W przypadku docelowej formy prawnej **społeczności energetycznej (zOSE)** autorzy rekomendują brak ograniczeń technologicznych oraz brak wymogu minimalnego poziomu bilansowania tak w skali godziny, jak i roku. W ocenie autorów, właściwe wydaje się także ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej w ramach zunifikowanej definicji do potencjału typowego dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z opracowaniami literaturowymi [17], generacja rozproszona to małe jednostki lub obiekty wytwórcze o mocy znamionowej 50-150 MW[42], nie podlegające centralnemu planowaniu i dysponowaniu mocą. Nawiązując do powyższego oraz obecnych ograniczeń mocowych dedykowanych klastrom energii, autorzy rekomendują utrzymanie maksymalnego progu 150 MW łącznej mocy instalacji wytwórczych należących do członków zmodyfikowanej definicji obywatelskich społeczności energetycznych (zOSE). Taka moc pozwoli wpisać w rozwiązania społeczności potrzeby ciepłownictwa dla większości systemów ciepłowniczych w kraju.

W zakresie **prosumenta wirtualnego**, autorzy rekomendują utrzymanie obecnych ograniczeń definicyjnych, tj. pozostawienie wymogu stosowania instalacji OZE. Prosument wirtualny powinien mieć także możliwość, ale nie obowiązek, realizacji bilansowania w ramach LOB, wpisując się tym samym w europejskie wymagania dla *Renewable Energy Communties*.

[41] Wskazano jedynie w ustawie [5], w art. 11zi ust. 2, iż jeżeli obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii, uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom posiadającym miejsce zamieszkania lub siedzibę na terenie działania tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

[42] W warunkach polskich z pracy na sieć rozdzielczą o napięciu nieprzekraczającym 110 kV wynika ograniczenie mocy do (150÷200) MW [17].

4. Podsumowanie

Rozwój energetyki rozproszonej w Polsce jest elementem zmieniającego się charakteru krajowego sektora elektroenergetycznego. Jest on kluczowy dla transformacji w kierunku zdecentralizowanego systemu elektroenergetycznego, z istotnym udziałem OZE. Aby proces ten był możliwy i akceptowalny społecznie, konieczne jest ciągłe doskonalenie regulacji prawnych oraz wsparcie dla inicjatyw z zakresu energetyki odnawialnej i obywatelskiej. W ten kontekst wpisuje się niniejsze opracowanie, którego zasadniczym celem było rozpoznanie i zaproponowanie koncepcji przystępnych, rynkowych i zgodnych z wymaganiami europejskimi modeli funkcjonowania dla energetyki lokalnej w Polsce.

W opracowaniu przedstawiono charakterystykę, a także stan rozwoju obecnych modeli funkcjonowania społeczności energetycznych w Polsce oraz kluczowych mechanizmów w nich wykorzystywanych. Zaproponowano koncepcję lokalnego bilansowania technicznego (LBT) realizowanego w ramach lokalnych obszarów bilansowania (LOB) oraz zmodyfikowaną i zunifikowaną definicję zmodyfikowanej Obywatelskiej Społeczności Energetycznej (zOSE) wraz z propozycją sposobu jej funkcjonowania i rozliczania w ramach systemu net-billing.

Przedstawione modele biznesowe są rozwinięciem obecnie znanych (handlowych) rozwiązań prawnych, z tym jednak zastrzeżeniem, że odnoszą się głównie do wymiaru lokalnego wyznaczanego przez element/elementy krytyczny/e sieci elektroenergetycznej. Autorzy zakładają docelowo ujednolicenie zróżnicowanych i niespójnych obecnie definicji prawnych społeczności energetycznych. Większość z nich w rzeczywistości nie funkcjonuje lub funkcjonuje w sposób niezgodny z zasadami rynku (spółdzielnie energetyczne). Implementacja przepisów prawnych dotyczących Lokalnego Bilansowania Technicznego (LBT) na obszarze Lokalnych Obszarów Bilansowania (LOB) będzie oznaczać model biznesowy w wymiarze technicznym, działający w sposób uzupełniający względem modelu handlowego (zOSE). Obecnie niektóre społeczności energetyczne są ograniczone lokalizacyjnie (np. do obszaru kilku gmin), jednak nie przekłada się to na wymiar sieciowy, w ramach którego mogą się pojawiać oszczędności w przypadku skoordynowanej pracy członków społeczności energetycznej (np. niższe opłaty dystrybucyjne).

O ile proponowane rozwiązania wydają się uzasadnione, tak ich implementacja wymaga dalszych działań, w tym analiz ilościowych, które będą miały na celu zmierzenie i ocenę skutków proponowanych rozwiązań. Przede wszystkim konieczne są konsultacje z szerokim gronem interesariuszy, w tym z przedstawicielami Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Ministerstwa Energii, Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej czy Towarzystwa Obrotu Energią. Zasadność proponowanych rozwiązań mogłaby być także przybliżona w ramach badań pilotażowych, np. w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych. Oczywiście takie działania musiałyby przebiegać w ściśle określonym środowisku badawczym z udziałem tak samych społeczności energetycznych, jak i operatorów sieci elektroenergetycznych, w porozumieniu z przedstawicielami administracji publicznej. Wyniki takiego wdrożenia w warunkach rzeczywistych mogłyby posłużyć do parametryzacji wykorzystywanych modeli obliczeniowych.

Finalne propozycje rozwiązań prawnych powinny być wynikiem oceny i uwag wszystkich zainteresowanych podmiotów, a sam ich kształt powinien opierać się na pracy osób specjalizujących się w tworzeniu zapisów prawnych, tak ze strony wyspecjalizowanych kancelarii prawnych, jak i przede wszystkich samych urzędników administracji publicznej. Rozwiązania prawne powinny uwzględniać także głosy wskazywane w ramach konsultacji międzyresortowych oraz publicznych i wynikające z prac parlamentarnych. Same prace nad ostatecznym kształtem rozwiązań prawnych powinny być uzupełniane w trybie ciągłym dodatkowymi pracami analitycznymi z zakresu oceny ilościowej proponowanych modeli lokalnego bilansowania technicznego.

Załącznik 1 - Obecnie istniejące rozwiązania w Polsce

Kontekst krajowy i europejski

Odnawialne źródła energii (OZE) wpisują się w cele polityki klimatycznej i zrównoważonego rozwoju i znalazły swoje odzwierciedlenie w działaniach podejmowanych na poziomie Unii Europejskiej. Unia inicjuje liczne działania legislacyjne, mające na celu wsparcie państw członkowskich w realizacji celów dekarbonizacji, poprawy efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym poprzez społeczności energetyczne. Także na poziomie europejskim idea energetyki lokalnej i obywatelskiej znalazła swoje miejsce [18], [19]. Koncepcja społeczności energetycznych wprowadzona została do prawodawstwa UE w 2019 roku w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków". Wyszczególnione zostały wtedy dwa ich rodzaje – społeczności obywatelskie (*Citizen Energy Communities* – dalej CEC) oraz społeczności energii odnawialnej (*Renewable Energy Communities* – REC).

Dyrektywa rynkowa (2019/944) [6] podkreśla, że rozwój technologii rozproszonego wytwarzania energii oraz rosnąca rola konsumentów przyczyniły się do tego, że energetyka obywatelska stała się efektywnym i korzystnym rozwiązaniem pozwalającym na zaspokojenie potrzeb i oczekiwań społeczeństwa w zakresie źródeł energii, usług oraz aktywności lokalnych społeczności. W tym kontekście, jednym z celów dyrektywy jest uznanie niektórych kategorii obywatelskich inicjatyw w zakresie energii podejmowanych na poziomie Unii za „obywatelskie społeczności energetyczne" (CEC), w celu zapewnienia im korzystnych ram działania, sprawiedliwego traktowania, równych szans oraz precyzyjnie określonego zestawu praw i obowiązków.

Głównym celem dyrektywy w sprawie promowania odnawialnych źródeł energii (2018/2001) [20] (RED) było ustanowienie ram prawnych wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii we wszystkich sektorach gospodarki, ze szczególnym naciskiem na energię elektryczną, ogrzewanie i chłodzenie oraz transport. RED II wprowadziła także istotne zapisy dotyczące prosumentów, społeczności energii odnawialnej (REC), uproszczenia procedur administracyjnych dla instalacji OZE, a także obowiązków państw członkowskich w zakresie planowania, raportowania i wspierania inwestycji w czystą energię. REC w rozumieniu dyrektywy 2018/2001 oznacza podmiot prawny opierający się na otwartym i dobrowolnym uczestnictwie, którego członkowie są osobami fizycznymi, MŚP lub organami lokalnymi, w tym gminnymi, a którego podstawowym celem jest przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych.

Regulacje prawne dotyczące społeczności energetycznych, choć wydają się pojęciem nowym, funkcjonują w polskim prawie już od lipca 2016 roku. Wprowadzone początkowo definicje klastra energii oraz spółdzielni energetycznej, biorąc pod uwagę efekty ich dotychczasowej działalności, prawdopodobnie nie adresują w sposób poprawny potrzeb potencjalnych członków. Obecnie w polskim prawie funkcjonują cztery definicje pośrednio lub bezpośrednio odnoszące się do zagadnień społeczności energetycznych, tj. klaster energii, spółdzielnia energetyczna, obywatelska społeczność energetyczna oraz prosument wirtualny. Społecznościowe modele funkcjonowania przy obecnych

uwarunkowaniach prawnych nie są jednak zbyt popularne[43,44]. Ze względu na niedoskonałość regulacji prawnych oraz wprowadzanych do nich licznych zmian, z reguły wybierane są indywidualne formy funkcjonowania na rynku energii elektrycznej. Aby lepiej zrozumieć genezę takiego stanu rzeczy poniżej został przedstawiony bardziej szczegółowy opis obecnie obowiązujących definicji prawnych oraz ich barier. W opisie poszczególnych form funkcjonowania na rynku energii skupiono się na przedstawieniu: danej społeczności, liczby podmiotów zarejestrowanych we właściwych rejestrach, korzyści wynikających z danego rozwiązania oraz wskazaniu barier hamujących rozwój danego typu społeczności energetycznej. Lektura niniejszego rozdziału, w założeniu autorów, ma umożliwić czytelnikowi lepsze zrozumienie propozycji nowego i docelowego modelu biznesowego przedstawionego we wcześniejszych rozdziałach.

Klastry Energii

Nowa definicja klastra energii została wprowadzona w ustawie z dnia 17 sierpnia 2023 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Zgodnie z nią klaster energii to porozumienie, którego istotnym celem jest współpraca w obszarze wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej, ciepła lub paliw gazowych, jak również ich obrotu, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego [2]. Ponadto zmienione przepisy wprowadziły wymogi dotyczące podmiotów, które mogą być członkiem klastra, by ten stanowił klaster energii w rozumieniu ustawy OZE [2]. Stroną porozumienia musi być jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa utworzona przez jednostkę samorządu terytorialnego, lub w której spółka taka ma ponad 50% udziałów lub akcji. Obszar klastra energii nie może przekraczać obszaru powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, a wszyscy członkowie klastra energii muszą być przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Zmiana przepisów spowodowała jednocześnie powstanie (od 1 stycznia 2024 roku) jawnego rejestru klastrów energii z wpisem na zasadzie dobrowolności[45]. Prezesowi URE powierzono zadanie wdrożenia i prowadzenie wspomnianego rejestru w formie elektronicznej. Prezes URE, mając na względzie realizację nowych obowiązków, pod koniec 2023 roku opracował i udostępnił wzór wniosku o wpis do rejestru klastrów energii[46].

Klastry energii, według obowiązujących od 1 stycznia 2024 roku zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii [2], które chcą być beneficjentem dedykowanego systemu wsparcia, powinny uzyskać wpis w rejestrze klastrów energii prowadzonym przez Prezesa URE. Wpis do rejestru klastrów energii ma zawierać informacje o koordynatorze klastra energii i członkach klastra, obszarze działalności, a także punktach poboru energii, które mają się znaleźć w klastrze. Pierwszym klastrem energii, który

[43] Zgodnie z informacjami dostępnymi na stronach URE (aktualnymi na dzień 1 lipca 2025 roku) w Polsce zarejestrowanych jest 8 klastrów. Źródło: https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4608,Rejestr-Klastrow-Energii.html [dostęp: 02.07.2025].

[44] Zgodnie z informacjami dostępnymi na stronach KOWR (aktualnymi na dzień 1 lipca 2025 roku) w Polsce zarejestrowanych jest 103 spółdzielni energetycznych. Źródło: https://www.gov.pl/web/kowr/wykaz-spoldzielni-energetycznych [dostęp: 04.07.2025].

[45] Wymóg wpisu do rejestru dotyczy klastrów energii, które chcą skorzystać z systemu wsparcia zgodnie z art. 184k ustawy OZE [2].

[46] Dokumenty można znaleźć na stronie URE pod adresem: https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry [dostęp: 03.07.2025].

uzyskał wpis do rejestru jest Ciechanowski Klaster Energii [21]. Zgodnie z informacjami dostępnymi na stronach URE (aktualnymi na dzień 1 lipca 2025 roku) w Polsce jest zarejestrowanych 8 klastrów[47]. Poza wspomnianymi klastrami energii widniejącymi w rejestrze URE, w kraju istnieje około 70 innych klastrów energii [22], które mogą starać się o wpis do rejestru. Przykładowe wzory porozumienia klastra energii są dostępne w przestrzeni internetowej w ramach publikacji projektów badawczych[48] oraz z inicjatywy samych klastrów energii[49].

W obecnym modelu funkcjonowania klastra energii istotną rolę odgrywa koordynator klastra energii, który m.in. składa wniosek o nowe umowy lub zmianę dotychczasowych umów kompleksowych zawartych pomiędzy wszystkimi członkami klastra a spółką obrotu[50], regulujące zasady rozliczeń świadczonych usług dystrybucji. Przewidziany (jeszcze nie notyfikowany przez KE) system wsparcia dla klastrów energii, wprowadzony w ustawie o OZE [2] zakłada:

a) brak naliczania członkom klastra opłaty OZE oraz kogeneracyjnej,

b) zwolnienie energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra z obowiązku umarzania świadectw pochodzenia oraz świadectw efektywności energetycznej,

c) naliczanie członkom klastra 95÷75% wysokości opłat za świadczenie usług dystrybucji w przypadku, gdy ilość wytworzonej energii elektrycznej w źródłach OZE i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej przekroczy 60÷100% zużycia energii przez członków tego klastra.

Powyższy system wsparcia będzie obowiązywał do dnia 31 grudnia 2029 roku i będą mogły z niego skorzystać klastry energii, które będą spełniały łącznie poniższe warunki [2] (w nawiasie podano wartości i wymogi obowiązujące od dnia 1 stycznia 2027 roku do dnia 31 grudnia 2029 roku):

a) co najmniej 30% (50%) energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz

b) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych nie przekroczy 150 MW i umożliwi pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% (od 1 stycznia 2027 roku umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50%) łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz

c) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wyniesie co najmniej 2% (5%) łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych wskazanych we wniosku o wpis do rejestru Prezesa URE.

OSD zgodnie z art. 184m ustawy OZE [2] będzie naliczał opłaty za świadczenie usług dystrybucji a sprzedawca dokonywał rozliczenia, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych

[47] Rejestr jest dostępny pod adresem: https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4608,Rejestr-Klastrow-Energii.html [dostęp: 02.07.2025].

[48] Dokumenty przygotowane przez ekspertów Krajowego Instytutu Energetyki Rozproszonej (KIER). Publikacja w ramach projektu KlastER Gospostrateg finansowego ze środków NCBR. Źródło: https://www.energetyka-rozproszona.pl/artykuly/jak-zalozyc-klaster-energii-wzory-dokumentow-juz-do-pobrania/ [Dostęp: 08.07.2025].

[49] Udostępnione w przestrzeni internetowej porozumienie Klastra Energii Powiatu Opatowskiego. Źródło: https://koordynatorklastrow.pl/wp-content/uploads/2023/05/porozumienie_KE_Powiatu_Opatowskiego.pdf [Dostęp: 08/07.2025].

[50] W przypadku umów rozdzielonych, od strony umów sprzedaży nie ma konieczności wprowadzania zmian wymagających ich aneksowania, natomiast w zakresie umów kompleksowych zmiany będą dotyczyły elementów związanych z dystrybucją energii. Relacje pomiędzy koordynatorem klastra energii a sprzedawcą energii oraz OSD określa art. 38ae oraz art. 38af ustawy OZE [2].

członków klastra, w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. Okresem rozliczeniowym jest miesiąc kalendarzowy. Na OSD został nałożony również obowiązek instalacji wszystkim członkom klastra liczników zdalnego odczytu. W przypadku niemożności zainstalowania licznika, operator będzie zobowiązany zainstalować układ pomiarowo-rozliczeniowy umożliwiający rozliczenia. Koszty zakupu, instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu oraz infrastruktury ponosi OSD, chyba że koszty te pokryte są ze środków z Funduszu Modernizacyjnego lub innych źródeł dofinansowania [2].

Jedną z barier rozwoju klastrów energii wskazywaną przez środowiska skupione wokół klastrów energii jest wprowadzenie obowiązkowego udziału jednostki samorządu terytorialnego w tym przedsięwzięciu, co stanowi istotne ograniczenie zakresu działalności klastrów energii. Tym samym zapis ten może wywołać efekt odwrotny do zamierzonego, tj. może doprowadzić do spadku zainteresowania klastrami energii [22]. Z drugiej strony, w ocenie autorów, takie podejście daje większą pewność co do członków klastra, celu działania i pełnionej przez niego funkcji (niekoniecznie „czysto" biznesowej, a raczej politycznej[51]).

Ponadto zwraca się uwagę na następujące bariery:

- brak jasnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii. W treści porozumienia powinien zostać opisany m.in. „zakres przedmiotowy współpracy członków w ramach klastra energii". Brak jest jednak wytycznych ustawodawcy, w jakim stopniu szczegółowości opis ten powinien regulować wzajemne zobowiązania stron [22];
- brak jasnych regulacji dotyczących magazynowania energii. Magazynowanie energii jest kluczowym elementem funkcjonowania klastrów energii. Jednak obecne regulacje nie zapewniają jasnych zasad dotyczących magazynowania energii oraz niewystarczająco premiują ich instalację i wykorzystanie przez klaster energii;
- brak określenia i premiowania dodatkowej roli klastrów energii, które mogłyby świadczyć usługi systemowe dla OSD i OSP w zakresie stabilizacji napięć, redukcji przeciążeń elementów infrastruktury OSD/OSP oraz bilansowania KSE;
- obowiązek pełnego stosowania przez JST oraz spółki komunalne ustawy Prawo zamówień publicznych (PZP) względem zakupu energii elektrycznej może utrudniać funkcjonowanie samego klastra i transakcji wewnątrz klastra energii[52];
- brak możliwości udziału w klastrze energii podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym $\geq$ 110 kV.

Dodatkowo autorzy opracowania wskazują na stosunkowo krótki i zamknięty czasowo okres obowiązywania mechanizmów wsparcia (do końca 2029 roku). Takie podejście praktycznie uniemożliwia przeprowadzenia nowych inwestycji oraz budowę długofalowego modelu biznesowego klastra.

[51] Jako przykład takiej funkcji można wskazać art. 18 ustawy Prawo energetyczne [5] gdzie określono zadania własne gminny w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe. Cześć z przywołanych zadań w ocenie autorów może być realizowana za pośrednictwem definicji klastra energii.

[52] Zgodnie z projektem ustawy z dnia 3 lipca 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zaproponowano zmiany (dodanie art. 38ag) w zakresie dostarczania nośników energii w ramach klastra energii oraz braku konieczności stosowania PZP. Źródło: https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12394351/katalog/13110282#13110282 [Dostęp: 10.07.2025] (patrz: przypis 10).

Spółdzielnie Energetyczne

Definicję spółdzielni energetycznej zapisano w ustawie OZE [2] w art. 2 ust. 33a), zgodnie z którą w sensie prawnym spółdzielnia energetyczna jest spółdzielnią w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 roku – Prawo spółdzielcze lub ustawy z dnia 4 października 2018 roku o spółdzielniach rolników. Spółdzielnia energetyczna prowadzi działalność wytwarzania, magazynowania oraz obrotu energii elektrycznej, ciepła, biogazu lub biometanu wyłącznie na rzecz tych spółdzielni oraz ich członków. Zgodnie z zapisami ustawy OZE [2] spółdzielnia energetyczna prowadzi działalność wyłącznie na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej, jednak nie więcej niż trzech takich gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą.

W momencie powstawania tej części raportu (lipiec 2025 roku), w Polsce, w rejestrze Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), znajduje się już ponad sto spółdzielni energetycznych[53]. Łączna moc zainstalowana w tych spółdzielniach nieznacznie przekracza 40 MW. Mała łączna moc oraz brak źródeł ciepła wskazuje na to, że istnieje potencjał do szerszego wykorzystania konceptu spółdzielni energetycznych, oczywiście przy wprowadzeniu koniecznych zachęt. Należy wskazać, iż samo umieszczenie w wykazie KOWR nie oznacza, że spółdzielnia realnie działa na rynku energii.

Członkowie spółdzielni działają w oparciu o nierynkowy system rozliczania net-metering (system opustów). W pierwszej kolejności wyprodukowana energia jest konsumowana przez jej członków (autokonsumpcja na różnych punktach poboru energii – PPE), natomiast powstałe ewentualne nadwyżki są rozliczane ze swoim sprzedawcą energii – z różnicy pomiędzy energią pobraną a przesłaną do sieci – w stosunku 1:0,6. Wszelkie nadwyżki energii osiągane przez spółdzielnię są przechowywane w sieci dystrybucyjnej jako „depozyt", który może być odbierany w chwilach większego zapotrzebowania na energię ze współczynnikiem 0,6. Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w ciągu ostatnich 12 miesięcy. Przy takim rozliczeniu członkowie spółdzielni są zwolnieni z ponoszenia niektórych elementów opłat dystrybucyjnych dla energii elektrycznej wyprodukowanej i zużytej w tym samym momencie (autokonsumpcja na różnych PPE) oraz energii elektrycznej „zmagazynowanej" w sieci (pochodzącej z nadwyżki, rozliczanej w systemie net-metering), takich jak, opłata sieciowa zmienna, opłata jakościowa, opłata OZE, opłaty mocowe czy opłata kogeneracyjna. Dodatkowo energia elektryczna wytworzona przez spółdzielnię może być zwolniona z podatku akcyzowego, o ile łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji OZE należącej do spółdzielni jest nie wyższa niż 1 MW[54].

Podmiot ubiegający się o status spółdzielni musi spełnić kilka wymogów. Jednym z nich jest ograniczenie związane z obszarem terytorialnym, może to być maksymalnie obszar 3 gmin. Istotny jest obowiązek związany ze zaspokajaniem swoich potrzeb energetycznych, dostępna moc posiadana przez spółdzielnię musi pozwalać na pokrywanie minimum 70% swojego zapotrzebowania (czasowo do

[53] Zgodnie z informacjami dostępnymi na stronach KOWR (aktualnymi na dzień 2 lipca 2025 roku) w Polsce zarejestrowanych jest 103 spółdzielni energetycznych. Źródło: https://www.gov.pl/web/kowr/wykaz-spoldzielni-energetycznych [dostęp: 04.07.2025].

[54] Ze względu na autonomię prawa podatkowego, w ocenie autorów, za celowe uważa się wydanie przez odpowiedni organ (MF) objaśnień podatkowych, które wskazywałyby, jak podejść do limitu na zużycie w przypadku, gdy dane źródła wytwórcze należą do kilku osobnych podmiotów, ponadto zużycie następuje przez inne podmioty – członków SE, pomimo treści art. 38c ust. 13 pkt 3.

końca 2025 roku – 40%[55]) w skali roku (co prowadzić może do znacznego przewymiarowania instalacji a nie realnego bilansowania się w czasie rzeczywistym lub zbliżonym). Istnieje jednak ograniczenie na maksymalną moc źródeł wytwórczych takiej spółdzielni. W przypadku energii elektrycznej jest to 10 MW, w przypadku ciepła 30 MW, dla instalacji wytwarzających biogaz możliwa maksymalna roczna wydajność to 40 milionów m^3 gazu a dla instalacji biometanu – 20 mln m^3. Dedykowany poradnik oraz przykładowe wzory niezbędnych dokumentów (np. statutu spółdzielni energetycznej) są ogólnodostępne w przestrzeni internetowej w ramach publikacji projektu „Rozwój obszarów wiejskich poprzez odnawialne źródła energii - *Renew(able) your Region* – RENALDO"[56].

Na wymóg bilansowania w skali roku spółdzielni energetycznej nakłada się nierynkowy system wsparcia net-metering, którego konstrukcja może prowadzić do nierynkowych zachowań, takich jak przewymiarowanie instalacji, ponoszenie nieadekwatnych opłat dystrybucyjnych i traktowanie sieci jako „magazyn", którym sieć elektroenergetyczna nie jest.

Prosument wirtualny

Rozwiązania prawne dotyczące prosumenta wirtualnego energii odnawialnej (zwanego dalej Prosumentem wirtualnym) znajdują się w ustawie OZE (art. 2 pkt 27b) i zaczęły już częściowo obowiązywać (w obrębie jednego OSD)[57]. Zgodnie z definicją prawną prosument wirtualny oznacza odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby, w instalacji odnawialnego źródła energii **przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy**, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej. Prosument wirtualny energii odnawialnej może przypisać do jednego punktu poboru energii moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii (nie większą niż 50 kW).

W przypadku prosumenta wirtualnego konieczne jest podpisanie umowy (w dużej mierze tożsamej z tą stosowaną w przypadku prosumenta zbiorowego), określającej m.in. procent przypisanej do niego instalacji[58]. Ze względu na datę rozpoczęcia obowiązywania zapisów ustawy OZE – obecnie brak informacji o funkcjonowaniu prosumenta wirtualnego w Polsce.

Ocena aktualnego modelu biznesowego prosumentów wirtualnych jest utrudniona ze względu na brak funkcjonowania i weryfikacji działania w praktyce tego typu prosumenta. Niemniej jednak, posługując

[55] Zgodnie z przyjętą Ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, obowiązują przepisy przejściowe, które do grudnia 2025 r. obniżają wskazany próg do 40%. Źródło: https://sip.lex.pl/get/scanlex/pdf/dzienniki/2024/3059927.pdf.

[56] Materiały informacyjne projektu RENALDO. Źródło: https://www.gov.pl/web/kowr/materialy-informacyjne-w-ramach-projektu-renaldo [Dostęp: 11.07.2025].

[57] Funkcjonowanie na obszarze działania tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego działa od 2 lipca 2025 roku (data ta jest wynikiem nowelizacji z 2024 roku – początkowo zakładano wejście przepisów do lipca 2024). Od 20 października 2026 roku[57] przepisy zaczną obowiązywać całościowo na obszarze działania różnych OSD. Zgodnie z przyjętą ustawą z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw. Źródło: https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20250000759 [dostęp: 02.07.2025].

[58] Katalog niezbędnych elementów umowy o współpracy pomiędzy prosumentami wirtualnymi określa art.4a [2].

się przykładami zagranicznymi (np. definicja prosumenta wirtualnego na Litwie[59] oraz w USA[60]), można stwierdzić, iż ta forma działania może okazać się bardzo ciekawą propozycją funkcjonowania oraz popularyzacji OZE. Z jednej strony odbiorcy energii, którzy nie mają możliwości instalacji OZE w pobliżu PPE, mają możliwość „zakupu" części instalacji, z drugiej strony inwestorzy OZE zyskają alternatywę do funkcjonujących już mechanizmów wsparcia/inwestycji OZE. Jednocześnie model ten może być ciekawym rozwiązaniem dla pewnych „społeczności" lub właścicieli rozproszonych PPE dysponujących powierzchnią inwestycyjną dla OZE, takich jak samorządy, właściciele rozproszonych sieci handlowych czy związki wyznaniowe. Stosowanie definicji prosumenta wirtualnego względem społeczności lokalnych będzie także obligatoryjne przy realizowaniu nowych inwestycji wiatrowych[61].

Krótki okres obowiązywania rozwiązań prawnych powoduje, iż trudno wskazać, czy są one niewystarczające lub napotykają na ewentualne bariery. Niemniej względem kilku kwestii można przypuszczać, iż mogą mieć negatywny wpływ na działanie definicji prosumenta wirtualnego:

- Maksymalna moc możliwa do przypisania dla jednego PPE wynosi 50 kW – co oznacza, iż odbiorcy o większych mocach (przedsiębiorcy) będą poszukiwać innych rozwiązań, takich jak np. umowy PPA (niekoniecznie musi być to negatywne zjawisko – większe i bardziej wyspecjalizowane podmioty powinny działać w sposób rynkowy).
- Brak przykładów i projektów pilotażowych – konieczność wypracowania schematów działania oraz wzorców dokumentów. Brak świadomości społecznej – w przypadku prosumenta wirtualnego zakłada się popularność innych niż PV źródeł.
- Brak przystosowania systemów IT do nowej definicji – w tym CSIRE (co spowodowało wydłużenie pełnej implementacji na obszarze całego kraju).
- Brak wymogu zabudowy przez OSD liczników zdalnego odczytu (LZO). Przejście na rozliczanie godzinowe (w przyszłości równe Okresowi Rozliczania Niezbilansowania, tj. 15-minutowe) w systemie „net-billing" wymaga wymiany liczników na takie, które to umożliwią.
- Możliwość zmiany umowy międzyprosumenckiej jedynie raz na 12 miesięcy – może stanowić problem z operacjonalizacją definicji.

Obywatelskie Społeczności Energetyczne (OSE)

Definicję Obywatelskiej Społeczności Energetycznej (OSE) określono w art. 1 ust. 13f) ustawy Prawo energetyczne [5]. Zgodnie z zapisem w ustawie, jest to podmiot, który opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami. Jednocześnie OSE stanowią

[59] Przykładowa strona internetowa, gdzie można zakupić część instalacji OZE na Litwie: https://www.eparkai.lt/

[60] Przykładowa strona internetowa, gdzie można zakupić część instalacji OZE w USA: https://www.energysage.com/community-solar/.

[61] Zgodnie z projektem ustawy z dnia 25 czerwca 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (przyjętym przez Sejm 9.10.2025), wymóg określony w art. 6g dot. przeznaczenia 10% mocy zainstalowanej na rzecz społeczności lokalnych w formule prosumenta wirtualnego zastępowany jest obowiązkiem tworzenia przez inwestora dedykowanego „funduszu partycypacyjnego" dla lokalnej społeczności. Źródło: https://www.sejm.gov.pl/Sejm10.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=1130 [Dostęp: 10.10.2025].

podmiot prawny, który ma za zadanie optymalne zarządzanie energią (zapotrzebowanie, generacja, magazynowanie) oraz zwiększanie efektywności wykorzystania tej energii. Co istotne, w przeciwieństwie do innych podmiotów tego rodzaju, społeczność ma na celu przede wszystkim osiągnięcie korzyści środowiskowych, gospodarczych i społecznych; zysk finansowy jest tu drugorzędny. OSE może wykonywać działalność w formie spółdzielni[62], spółdzielni mieszkaniowej, stowarzyszenia, spółki osobowej lub spółdzielni rolników. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego OSD.

Nowelizacją ustawy Prawo energetyczne z 28 lipca 2023 roku na Prezesa URE nałożony został obowiązek prowadzenia wykazu obywatelskich społeczności energetycznych a mając na względzie realizację nowych obowiązków, Prezes URE w sierpniu 2024 roku opracował i udostępnił wzór wniosku o wpis do wykazu OSE[63]. Pierwszą i na moment powstawania opracowania (lipiec 2025 roku), jedyną OSE, która uzyskała wpis do wykazu jest Stowarzyszenie Obywatelskiej Społeczności Energetycznej MES-TOWN Łódź[64].

Teoretycznie w ustawie Prawo energetyczne [5] w art. 11zl wskazano, iż statut lub umowa OSE określa sposób prowadzenia rozliczeń oraz podział energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością tej społeczności jednostki wytwórcze, jednak czy tak określony model może zadziałać wydaje się wątpliwe. Dostępne informacje dotyczące pierwszej zarejestrowanej w wykazie URE OSE (MES-TOWN Łódź), nie wskazują na dojrzały model biznesowy – data rejestracji sugeruje pilotażowy charakter inicjatywy, tak więc samą inicjatywę z pewnością należy obserwować[65].

Jednocześnie ustawodawca w art. 69b ustawy OZE [2] wskazuje, że OSE może wykorzystać – jako system wsparcia – system aukcyjny oraz system sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie (FIT) w ramach określonych typów OZE (biogaz, hydro i biomasa). Wskazany w ustawie Prawo energetyczne zapis o możliwości prowadzenia rozliczeń oraz podziału energii elektrycznej wydaje się zbyt ogólny i nie doprowadzi do realnego działania. Brak doszczegółowienia formy i sposobu rozliczenia oraz relacji pomiędzy OSE a spółką obrotu doprowadzi prawdopodobnie do niskiego zainteresowania tworzeniem OSE w praktyce. Jednocześnie wskazane w ustawie OZE modele wsparcia są szeroko dostępne dla inwestorów i wytwórców. Podkreślenie faktu, że korzystać z nich mogą także OSE w zasadzie nic nie zmienia, a wręcz można wywnioskować, iż w pewnym sensie taki zapis tworzy katalog zamknięty.

Wyzwaniem związanym z działalnością OSE jest brak konkretnych regulacji określających szczegółowe ramy funkcjonowania, w tym związane z dedykowanymi dla tych społeczności systemami wsparcia. Dyrektywa RED II pozostawia dużą swobodę państwom w kwestii zdefiniowania i rekomendacji odpowiednich modeli biznesowych.

---

[62] Mowa o spółdzielni w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. - Prawo spółdzielcze (Dz.U. z 2021 r. poz. 648 oraz z 2023 r. poz. 1450); Art. 11zi uPE.

[63] Dokumenty można znaleźć na stronie URE pod adresem: https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wykaz-obywatelskich-spolecznos/4707,Wykaz-obywatelskich-spolecznosci-energetycznych.html [Dostęp: 04.07.2025].

[64] Zgodnie z informacją zawartą w wykazie udostępnionym na stronie URE przedmiot działalności pierwszej zarejestrowanej w kwietniu 2025 roku OSE polegać będzie na „wytwarzaniu, zużywaniu i magazynowaniu energii elektrycznej z paneli fotowoltaicznych" oraz na „działalności społecznej w propagowaniu i instalowaniu źródeł energii pochodzących z OZE, aktywnym działaniu na rzecz poprawy infrastruktury energetycznej w Polsce poprzez wdrożenie projektu MES-TOWN". Szczegóły dotyczące tej inicjatywy można odnaleźć na witrynie internetowej: https://mestown.org/ [Dostęp: 04.07.2025].

[65] Szczegóły dotyczące tej inicjatywy można odnaleźć na witrynie internetowej: https://mestown.org/ [Dostęp: 04.07.2025].

Bibliografia

[1] UE, *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,* 2019.

[2] *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 z późn. zm.).*

[3] UE, *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328/82).*

[4] *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych,* Dziennik Ustaw RP, 2022.

[5] *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.).*

[6] „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," Unia Europejska, Bruksela, 2019.

[7] UE, Parlament Europejski i Rada, *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona),* 2019.

[8] *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U.2022.2505 z dnia 2022.12.06 wraz z późniejszymi zmianami),* 2024.

[9] R. Korab i inni, „Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napiecia," w *KONFERENCJA „PRZESYŁ, DYSTRYBUCJA I UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W HORYZONCIE 2050 ROKU"*, Senat RP, 18 kwietnia 2023 r..

[10] „Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej," Unia Europejska, Bruksela, 2019.

[11] *Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej na okres od dnia 1 stycznia 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r. dla PGE Dystrybucja S.A.,* 2023.

[12] P. Pijarski, P. Kacejko i A. Belowski, „Redysponowanie instalacj OZE w praktyce - konieczność versus konsekwencje," *Rynek Energii,* Nr 2 2025.

[13] PSE SA, *Redysponowanie nierynkowe źródeł OZE dla potrzeb bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,* 23 maja 2025 r..

[14] Forum Energii, „Polskie sieci 2040 - Gotowe na 90 GW OZE," Styczeń 2025.

[15] PSE SA, *Informacja PSE S.A. dot. przyłączeń do sieci elektroenergetycznej. Posiedzenie Podkomisji stałej do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej,* Luty 2025 r..

[16] *DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona),* Bruksela.

[17] J. Paska, Rozproszone źródła energii, Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2017.

[18] A. Ilo i inni, „Energy communities' impact on grids – Energy Community Embedment Increasing Grid Flexibility and Flourishing Electricity Markets," EUROPEAN COMMISSION: Directorate-General for Energy, May 2024.

[19] CEER, „Regulatory and Consumer Considerations for Decentralised Energy Opportunities," Consumers and Retail Markets Working Group & Distribution Systems Working Group, Brussels, 25.03.2025.

[20] „Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych," Unia Europejska, Bruksela, 2018.

[21] „Strona internetowa portalu Gram w zielone. Pierwszy wpis w rejestrze klastrów energii.," [Online]. Available: https://www.gramwzielone.pl/trendy/20188742/pierwszy-wpis-w-rejestrze-klastrow-energii. [Data uzyskania dostępu: 20 maj 2024].

[22] „Strona internetowa serwisu Prawo.pl. Rewolucja w funkcjonowaniu klastrów energii – tym razem (raczej) pozytywna," [Online]. Available: https://www.prawo.pl/biznes/nowe-zasady-funkcjonowania-klastrow-energii,522945.html. [Data uzyskania dostępu: 20 maj 2024].

[23] ARE, „Statystyka elektroenergetyki polskiej 2022," ARE SA, Warszawa, 2023.

[24] B. Kupiec, R. Krenz, W. Matejko, J. Potrzebowska i J. Oleszczuk-Zygmuntowski, „Miejska energetyka obywatelska. Możliwości utworzenia spółdzielni energetycznych w miastach na przykładzie warszawskiego osiedla Jazdów.," CoopTech Hub, Warszawa, 2024.

[25] B. Kupiec, „Analiza prawnoporównawcza klastra energii i Bürgerenergiegemeinschaft," *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny,* nr 2 (11), pp. 92-101, 2022.

[26] M. Czarnecka, „ROZWÓJ KLASTRÓW ENERGII WPOLSCE – UWAGI OGÓLNE," *STUDIA PRAWNO-EKONOMICZNE,* tom CIX, pp. 11-24, 2018.

[27] N. J. Bąk, T. Chmiel, W. Grzejszczak, B. Kupiec, R. Krenz i M. Szymczuk, „Manual Społeczności Energetycznych," PLZ Spółdzielnia, Warszawa, 2022.

[28] P. Banaszuk, L. Gryko i I. Perkowski, „Jak założyć i prowadzić spółdzielnie energetyczną," Centrum Promocji i Reklamy REMEDIA, Bydgoszcz, 2023.

[29] URE, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych,* URE, 2025.