

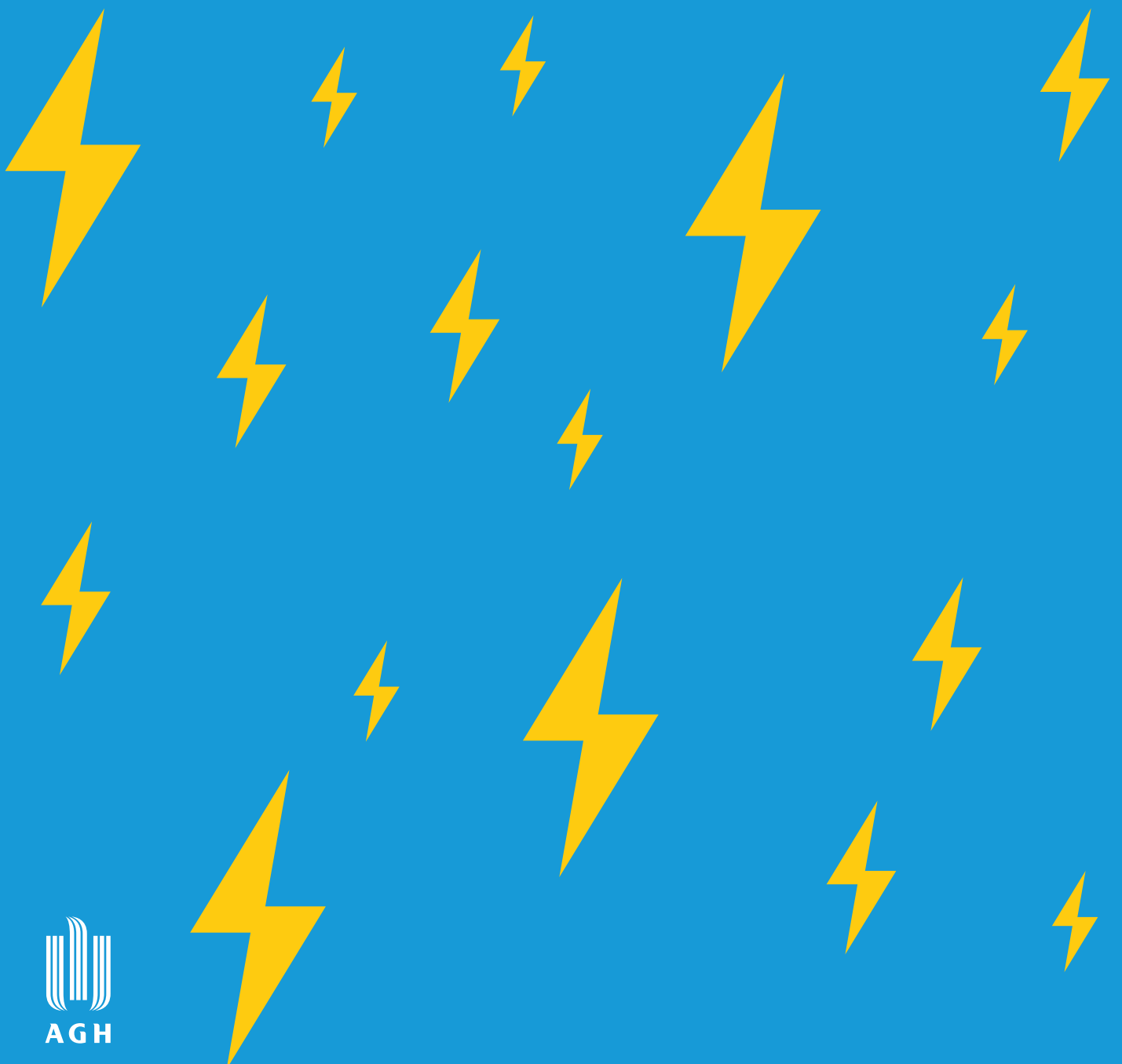
ISSN 2720-0973

Energetyka

R o z p r o -

s z o n a

Zeszyt 4
2021



Spis treści

Wstęp	5
Krzysztof PIECH, Zbigniew HANZELKA, Paweł DYBOWSKI Klastry energii – szanse i bariery rozwoju. Podsumowanie badania ankietowego	7
Część 3: Instytucje zainteresowane rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce	
Ryszard CETNARSKI, Serhiy PENSKYY, Karol WAWRZY尼亚K Propozycja usługi autobilansowania (UAB)	19
Łukasz TOPOLSKI Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości energii elektrycznej oraz pracę agregatów w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia	41
Wojciech NOWAK Układy poligeneracyjne do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu	63
Anna SZCZUCKA, Katarzyna LISEK, Barbara WOREK, Marcin KOCÓR, Dorota MICEK Sieć SKER i jej otoczenie – analiza wzorców komunikacji i powiązań z wykorzystaniem analizy sieci społecznych	71

Klastry energii – szanse i bariery rozwoju. Podsumowanie badania ankietowego

Część 3: Instytucje zainteresowane rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce

Abstrakt: W trzeciej ankiecie przeprowadzonej w ramach projektu KlastER (www.er.agh.edu.pl) poproszono przedstawicieli instytucji, organizacji, stowarzyszeń, fundacji itp. aktywnie działających na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce o wyrażenie opinii i oczekiwań dotyczących klastrów energii, jak również szeroko rozumianej energetyki rozproszonej (ER). W artykule przedstawiono podsumowanie wyników ankiety.

Słowa kluczowe: klastr energii, ankieta, bariery rozwoju

Jednym z narzędzi, które są wykorzystywane w ramach projektu KlastER (www.er.agh.edu.pl), są badania ankietowe adresowane do różnych środowisk. W pierwszej z przeprowadzonych ankiet podjęto próbę poznania oczekiwań i opinii twórców klastrów i/lub ich koordynatorów (*Klastry energii... 2019*). Druga była adresowana do operatorów lokalnych sieci dystrybucji energii (posiadających koncesję zgodnie z ustawą PE, art. 32, ust. 1, pkt. 3) (Piech et al. 2020). W kolejnej, trzeciej ankiecie, poproszono przedstawicieli instytucji, organizacji, stowarzyszeń, fundacji itp. aktywnie działających na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce o wyrażenie opinii i oczekiwań dotyczących klastrów energii, jak również szeroko rozumianej energetyki rozproszonej (ER).

Pytania dotyczyły następujących obszarów:

- informacje o respondentach (typ instytucji i jej forma prawna, profil działania, obszar zainteresowań, teren działania, liczba pracowników, posiadane zasoby z zakresu energetyki rozproszonej),

- współpraca z klastrami energii (znajomość zasad funkcjonowania klastrów energii, oferta współpracy i zakres usług dedykowanych klastram, prowadzenie działań edukacyjnych w obszarze energetyki rozproszonej i klastrów energii),
- klastry energii – opinie i rekomendacje (rola klastrów energii w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, korzyści płynące z istnienia klastrów dla lokalnych społeczności, najkorzystniejsze OZE dla klastrów energii, czynniki wpływające na sukces klastra, poziom zainteresowania klastrami, zaangażowanie mieszkańców, przedsiębiorców i samorządu terytorialnego w działanie klastra, regulacje prawne i zagrożenia dla rozwoju klastrów),
- chęć współpracy z konsorcjum realizującym projekt „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)” (oczekiwania wobec konsorcjum, współpraca w celu promocji i rozwijania energetyki rozproszonej).

Informacje o instytucji

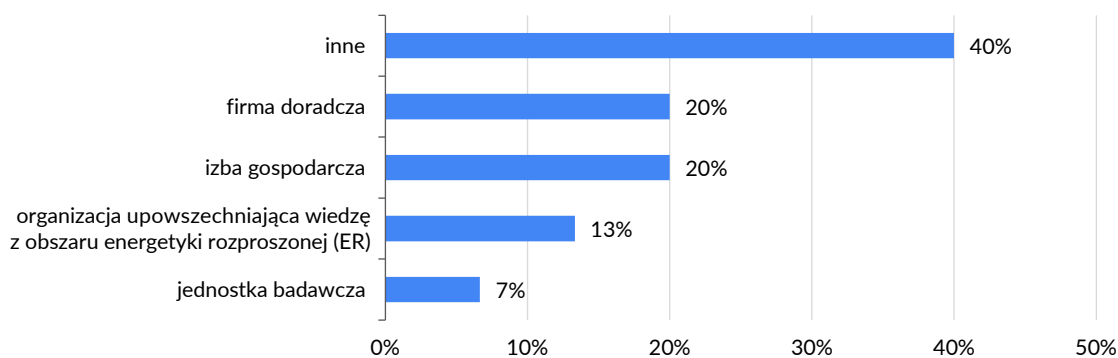
Spośród 15 instytucji uczestniczących w ankiecie (z 51, do których zwrócono się z prośbą o udział w ankiecie), odpowiednio po 20% stanowią firmy doradcze i izby gospodarcze, 13% organizacje upowszechniające wiedzę z obszaru energetyki rozproszonej (ER), 7% to jednostki badawcze, a 40% inne

typy instytucji, takie jak *think tank*, stowarzyszenie branży energetycznej, organizacja samorządowa, stowarzyszenie gmin przyjaznych energii odnawialnej itp. (Rys. 1). Forma prawna przyjęta przez instytucje biorące udział w badaniu to w większości stowarzyszenie – 33%, kolejno po 20% spółka prawa handlowego i fundacja, 27% stanowią „inne” formy, wśród których wyróżniono między innymi uczelnie wyższe, spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, organizacje non for profit, instytucje otoczenia biznesu (IOB) i izby gospodarcze (Rys. 2).

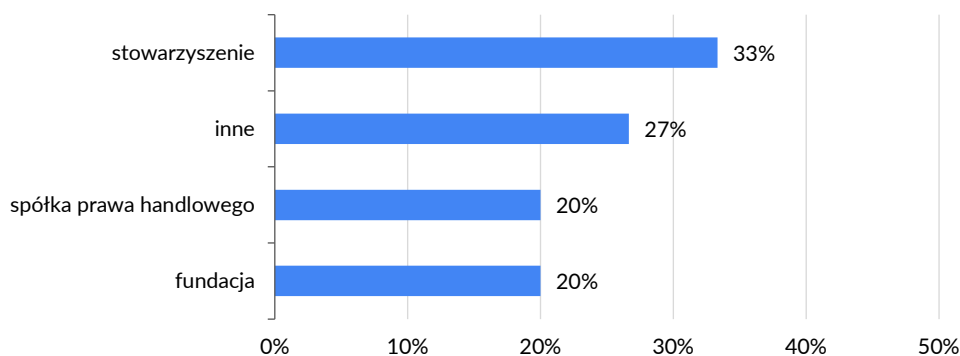
W kolejnym pytaniu poproszono respondentów o określenie profilu działalności instytucji w odniesieniu do energetyki rozproszonej (ER) – można było wskazać maksymalnie trzy odpowiedzi z podanej listy. Zdecydowana większość, bo aż 80%, podała działalność ekspercką jako główny obszar swojej działalności, 60% – promocję dobrych praktyk z obszaru ER, 53% – działalność edukacyjną, 27% – promocję konkretnych rozwiązań z obszaru ER, po 13% organizację rynku i działalność badawczą. Żadna z instytucji nie

wskazała wspierania finansowego inicjatyw energetycznych ER (Rys. 3).

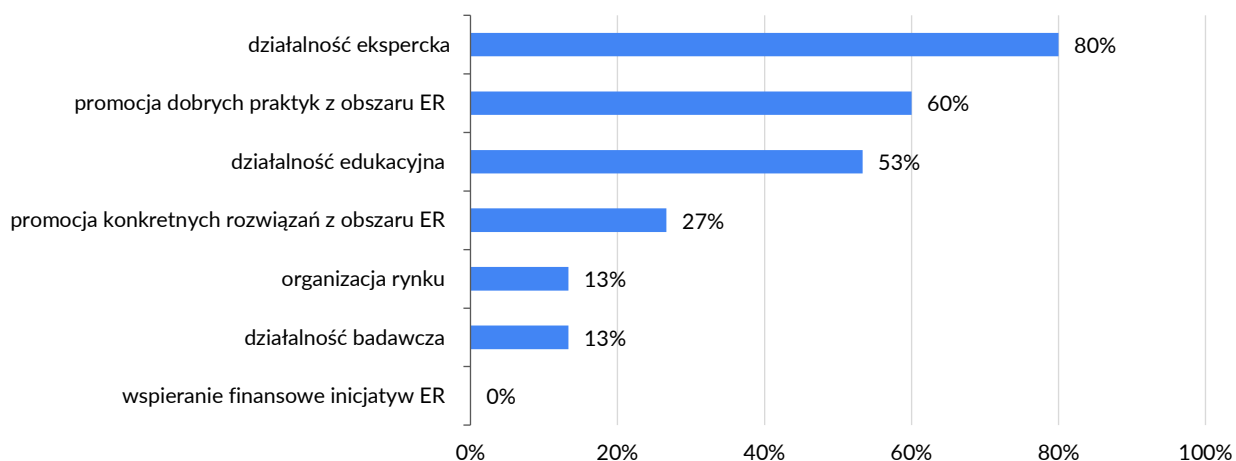
Obszarem zainteresowań w zakresie energetyki rozproszonej znacznej liczby respondentów (67%) jest organizacja lokalnych rynków energii, również 67% chce rozwijać źródła rozproszone, 47% angażuje się w zarządzanie popytem, 27% w magazynowanie energii, 20% rozkłada się odpowiednio na: OZE i integrację sektorów, platformy ICT dla klastrów energii i wspieranie rozwoju sieci dystrybucyjnej na potrzeby wzmocnienia źródeł odnawialnych (Rys. 4). Na prośbę o doprecyzowanie zainteresowań wskazanych w punkcie dotyczącym rozwijania źródeł rozproszonych pojawiły się następujące odpowiedzi: fotowoltaika, energia wiatru, biogaz, geotermia, pompy ciepła, kogeneracja, „większość źródeł alternatywnych optymalnie ekonomicznie i sprawdzonych technicznie, które są lokalnymi źródłami energii połączonymi możliwie bezpośrednio z odbiorcami energii”. W odpowiedziach wyraźnie wskazano na fotowoltaikę jako dziedzinę, w rozwoju której chce uczestniczyć dominująca liczba respondentów.



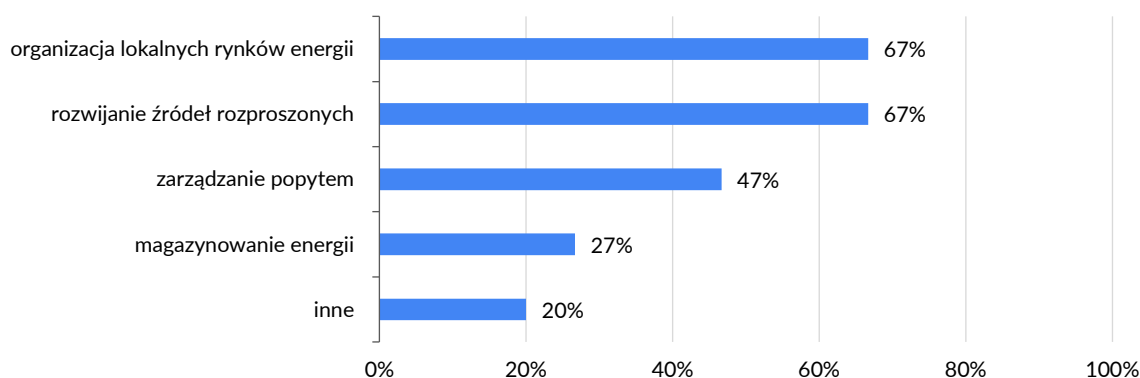
Rys. 1. Typ instytucji



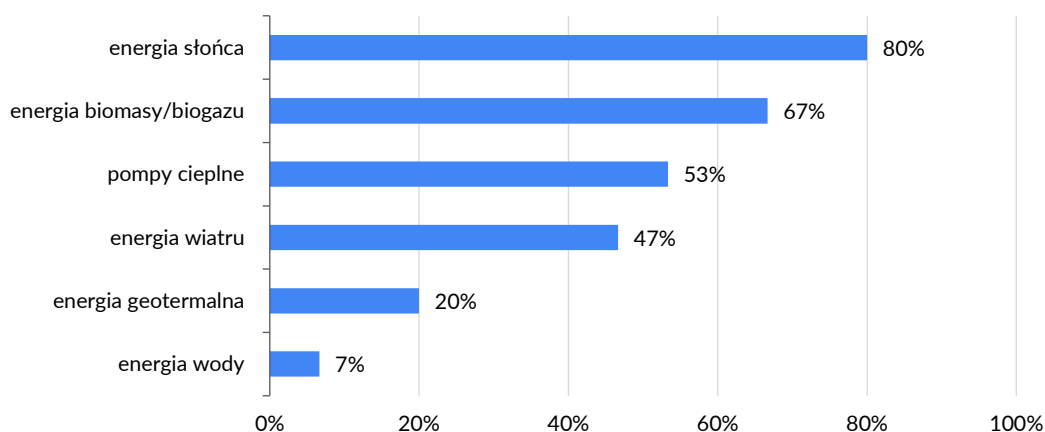
Rys. 2. Forma prawna instytucji



Rys. 3. Profil działania instytucji w obszarze energetyki rozproszonej (ER)



Rys. 4. Obszar zainteresowania w zakresie energetyki rozproszonej (ER)

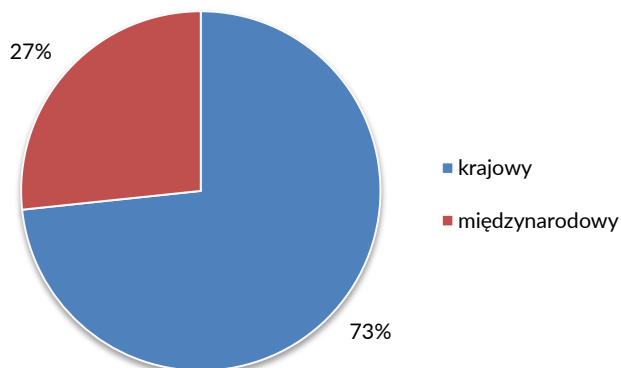


Rys. 5. Źródła rozproszone w obrębie zainteresowania instytucji

Powyższe informacje znalazły również odzwierciedlenie w odpowiedziach ankietowanych na kolejne pytanie, w którym poproszono o wskazanie rozproszonych źródeł energii będących w obrębie zainteresowań

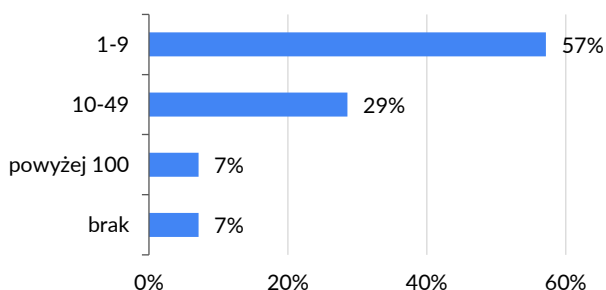
danej instytucji. W zdecydowanej większości (80%) wybrano energię słoneczną, następnie biomasę/biogaz – 67%, pompy ciepła – 53%, energię wiatru – 47%, energię geotermalną – 20% i energię wody – 7% (Rys. 5).

Większość respondentów działa wyłącznie na terenie Polski, z mniejszą aktywnością na rynkach międzynarodowych, odpowiednio 27% i 73% (Rys. 6).



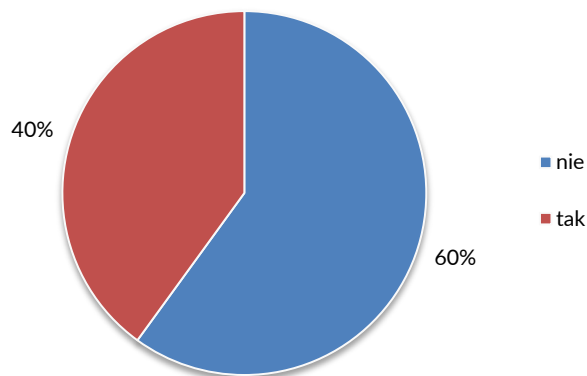
Rys. 6. Teren działania respondentów

W ponad połowie instytucji na etacie zatrudnionych jest mniej niż 10 pracowników, w 29% przypadków pomiędzy 10 a 49 pracowników, natomiast po 7% przypada dla instytucji z liczbą pracowników etatowych przekraczającą 100 oraz bez pracowników etatowych (Rys. 7).



Rys. 7. Liczba pracowników etatowych

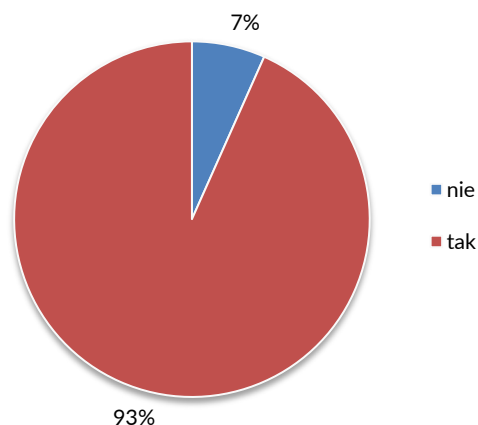
Jedynie 40% respondentów przyznało, że dysponuje własnymi zasobami w dziedzinie energetyki rozproszonej (ER), tj. raportami, ekspertyzami, opracowaniami itp., które można udostępnić publicznie (Rys. 8). Materiały udostępniane są najczęściej bezpłatnie, przeważnie na stronach internetowych instytucji bądź podczas organizowanych przez nią szkoleń, z zastrzeżeniem obowiązku podania autora i nazwy instytucji w przypadku powoływania się na dany dokument.



Rys. 8. Czy Państwa instytucja dysponuje zasobami w dziedzinie energetyki rozproszonej (ER) (raportami, ekspertyzami, opracowaniami itp.), które może udostępnić publicznie?

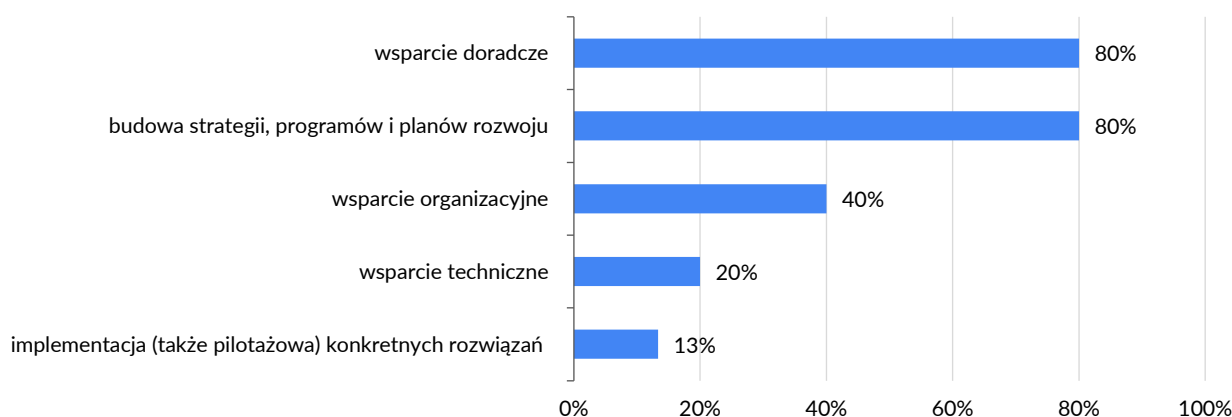
Współpraca z klastrami energii

Znakomita większość respondentów (93%) zna zasady funkcjonowania klastrów energii, jedynie 7% nie posiada takiej wiedzy (Rys. 9).



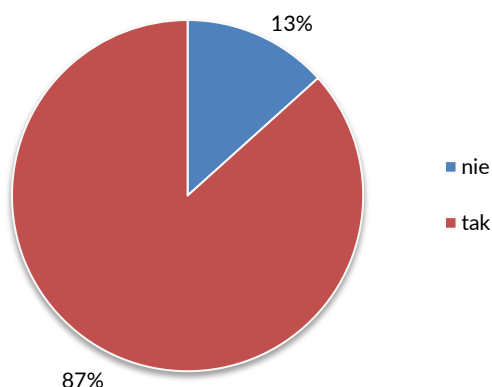
Rys. 9. Czy znane są Państwu zasady funkcjonowania klastrów energii?

W relacjach z klastrami energii zdecydowana większość instytucji jest gotowa świadczyć usługi z zakresu doradztwa, jak również pomagać przy budowaniu strategii, programów i planów rozwoju. Możliwość taką zadeklarowało w obydwu wyróżnionych formach po 80% respondentów. W mniejszym stopniu klastry mogą liczyć na wsparcie organizacyjne – 40%, wsparcie techniczne – 20% czy implementację (w tym pilotaże/installacje demonstracyjne) konkretnych rozwiązań – 13% (Rys. 10).



Rys. 10. Jaki zakres działań lub usług możecie Państwo zaoferować klastrom?

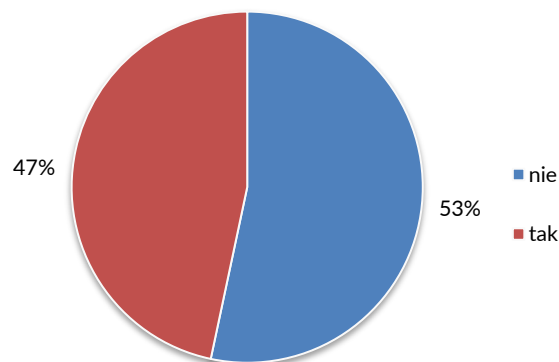
Działania edukacyjne w obszarze funkcjonowania energetyki rozproszonej i klastrów energii były prowadzone przez 87% instytucji, 13% badanych nie prowadziło takich działań (Rys. 11).



Rys. 11. Czy prowadziliście Państwo działania edukacyjne w obszarze funkcjonowania energetyki rozproszonej i klastrów energii?

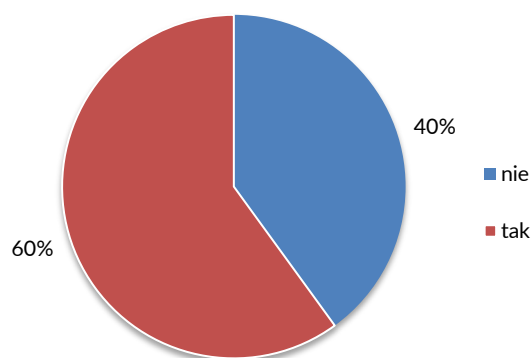
Do tych aktywności zaliczyć można m.in. organizację szkoleń dla pracowników branży energetycznej, utworzenie studiów podyplomowych, prezentację dobrych praktyk, organizację kursów z dziedziny zarządzania energią, jak również warsztatów, seminariów, konferencji dla różnych grup odbiorców.

Odpowiedzi na pytanie o posiadanie oferty współpracy z klastrami energii rozłożyły się prawie po połowie: 47% instytucji przyznało, że przygotowało lub jest w trakcie przygotowywania ofert współpracy z klastrami energii, 53% takiej oferty nie posiada (Rys. 12).



Rys. 12. Czy przygotowaliście Państwo (lub jesteście w trakcie przygotowywania) oferty współpracy z klastrami energii?

Sytuacja wygląda nieco inaczej w odniesieniu do już istniejącej współpracy z konkretnymi klastrami, w tym przypadku 60% instytucji taką współpracę realizuje (Rys. 13).



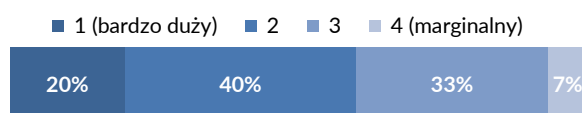
Rys. 13. Czy nawiązaliście Państwo współpracę z konkretnymi klastrami energii?

Najczęściej współpraca obejmuje wsparcie przy analizach prawnych, technicznych i organizacyjnych,

doradztwo organizacyjne, prezentowanie różnych rozwiązań podczas warsztatów, seminariów i konferencji, przygotowanie strategii i koncepcji technicznych czy wymianę doświadczeń i spostrzeżeń dotyczących uregulowań prawnych, potrzeb szkoleniowych i rozwiązań technicznych.

Klustry energii – opinie i rekomendacje

Większość instytucji uważa, że klustry energii mogą odegrać istotną rolę w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce (20% – bardzo dużą, 40% – dużą), jedynie 7% wskazało, że może być ona marginalna (Rys. 14).

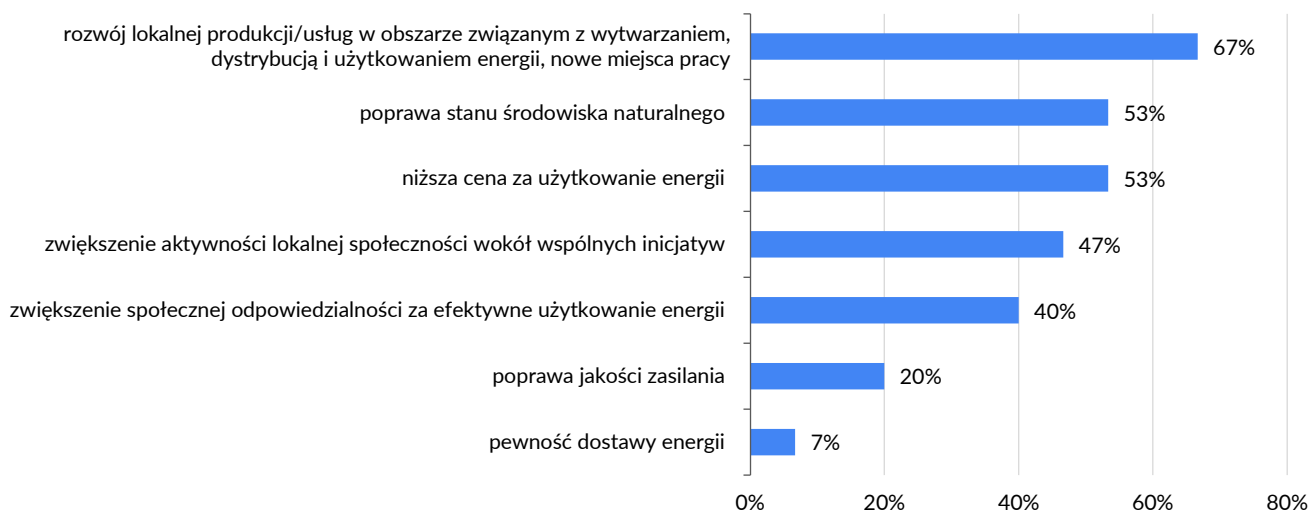


Rys. 14. Czy uważają Państwo, że klustry energii mogą odegrać istotną rolę w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce?

Według ankietowanych największą korzyścią dla lokalnych społeczności z tytułu funkcjonowania klastrów energii powinien być „rozwój lokalnej produkcji/usług w obszarze związanym z wytwarzaniem, dystrybucją i użytkowaniem energii, nowe miejsca pracy”. Taką odpowiedź wskazało 67% osób, po 53%

przypadło dla „poprawy stanu środowiska naturalnego” i „niższej ceny za użytkowanie energii”; z kolei „zwiększenie aktywności lokalnej społeczności wokół wspólnych inicjatyw” wskazało 47% ankietowanych, „zwiększenie społecznej odpowiedzialności za efektywne użytkowanie energii” – 40%, „poprawę jakości zasilania” – 20%. Jedynie 7% respondentów uważa, że klustry mogą zapewnić ciągłość dostaw energii (Rys. 15).

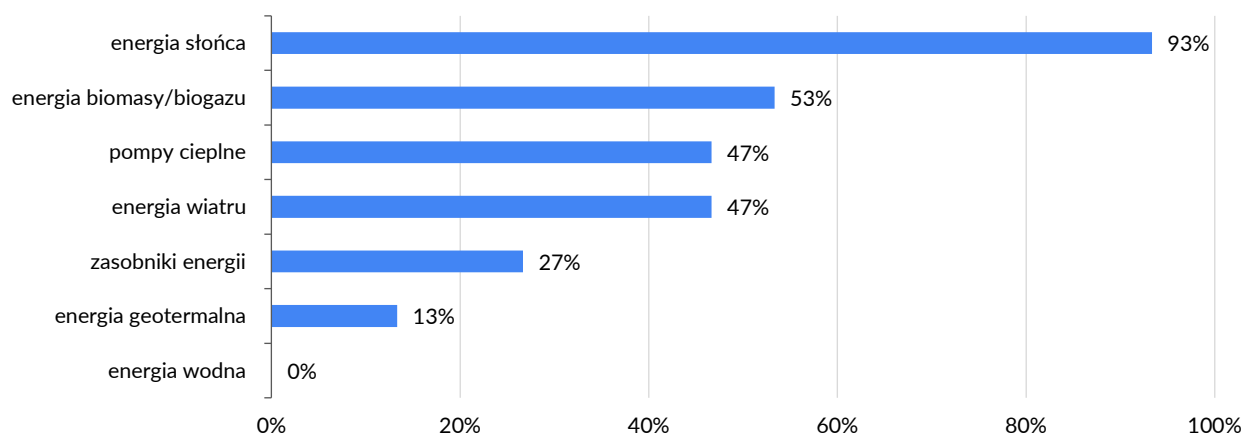
Na jednym z poprzednich wykresów (Rys. 5) pokazano, że 80% respondentów wybrało energetykę słoneczną jako obszar szczególnego zainteresowania. Opinia ta została potwierdzona w odpowiedzi na kolejne pytanie, w którym organizatorzy ankiety poprosili o wskazanie najkorzystniejszego dla rozwoju klastrów energii rozproszonego źródła energii. Aż 93% badanych wskazało na pierwszym miejscu właśnie energetykę opartą na energii słonecznej. Co więcej, zaobserwować można bardzo dużą różnicę między kolejnymi technologiami. Na drugim miejscu z wynikiem 53% znalazła się energia pochodząca z biomasy/biogazu, następnie po 47% pompy ciepła i energia wiatru, 27% zasobniki energii, 13% energia geotermalna. Co ciekawe, żadna instytucja nie wskazała energii pochodzącej z wody jako ekonomicznie i technicznie korzystnej dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii (Rys. 16).



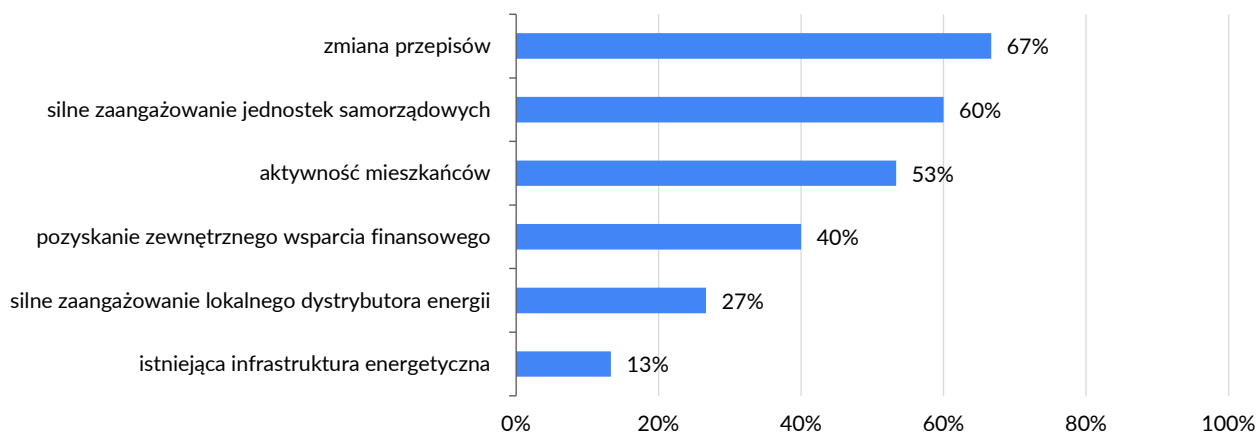
Rys. 15. Jakie korzyści lokalnym społecznościom powinny przynosić klustry?

Aby klaster energii odniósł sukces, oprócz optymalnych technologii pozyskiwania energii z rozproszonych źródeł, wskazano również inne czynniki. I tak, za bardzo istotny, wybrany przez 67% respondentów, czynnik uznano zmianę obowiązujących obecnie przepisów. Wielu respondentów podkreśla również, jak istotne dla sprawnego działania klastrów energii jest silne zaangażowanie jednostek samorządowych (60%) i aktywność mieszkańców (53%). Kolejnym ważnym determinantem sprawnego funkcjonowania i sukcesu klastrów jest pozyskanie zewnętrznego wsparcia finansowego (40%), w mniejszym stopniu silne zaangażowanie lokalnego dystrybutora energii (27%) oraz istniejąca infrastruktura energetyczna (13%) (Rys. 17).

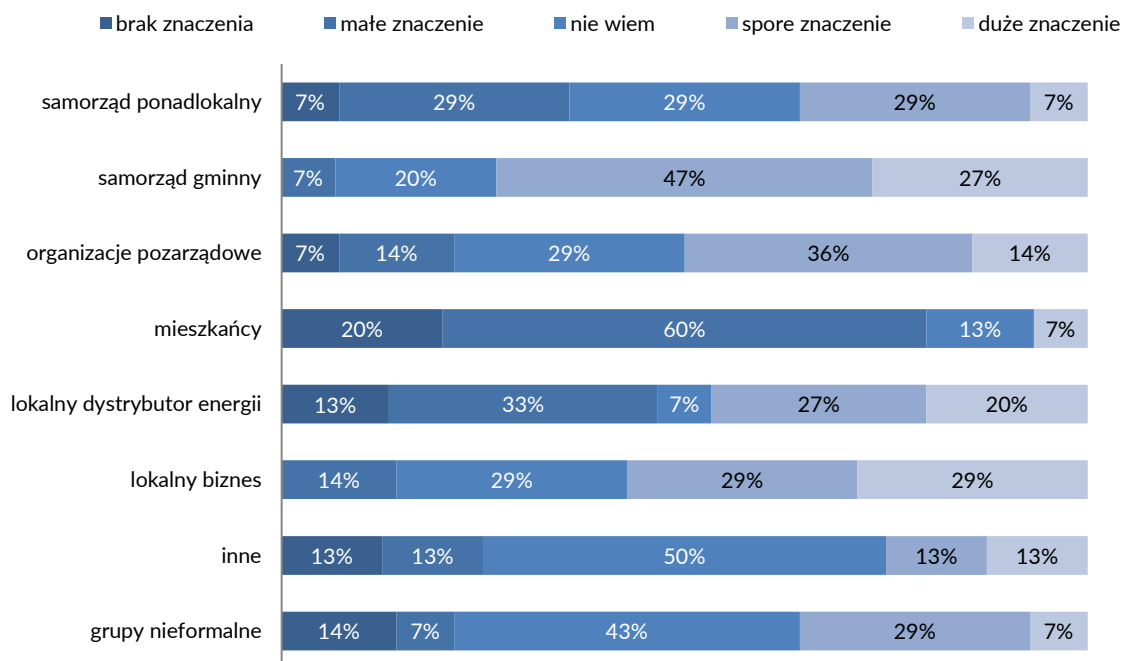
Według respondentów największym zainteresowaniem klaster energii cieszą się wśród lokalnego biznesu (29% – duże zainteresowanie i 29% – spore zainteresowanie), samorządu gminnego (27% i 47%), lokalnego dystrybutora energii (20% i 27%), organizacji pozarządowych (14% i 36%). Ciekawa jest opinia badanych na temat zainteresowania klastrami energii wśród lokalnych mieszkańców. Aż 60% badanych uważa, że jest ono małe, a 20% – bardzo małe (Rys. 18). Większość wyraża opinię, że głównym czynnikiem motywującym do udziału w klastrach energii są względy ekonomiczne, w tym redukcja kosztów energii (67% – duże znaczenie i 27% – spore znaczenie), jakość życia rozumiana jako komfort użytkowania energii (15% i 54%) oraz dbałość o poprawę stanu środowiska (20% i 40%) (Rys. 19).



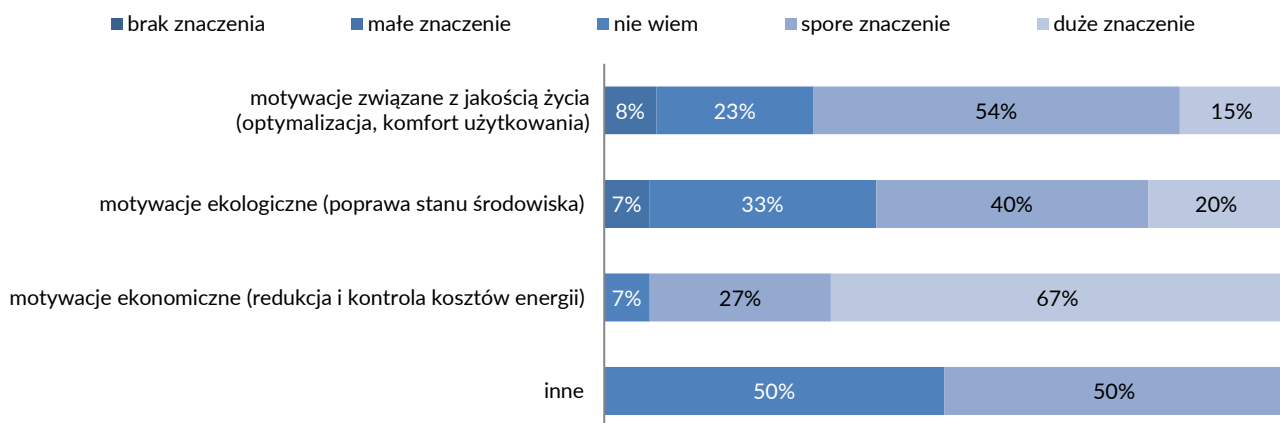
Rys. 16. Proszę wskazać rozproszone źródła energii, które Państwa zdaniem są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii



Rys. 17. Proszę wskazać elementy, które Państwa zdaniem składają się na sukces klastra energii



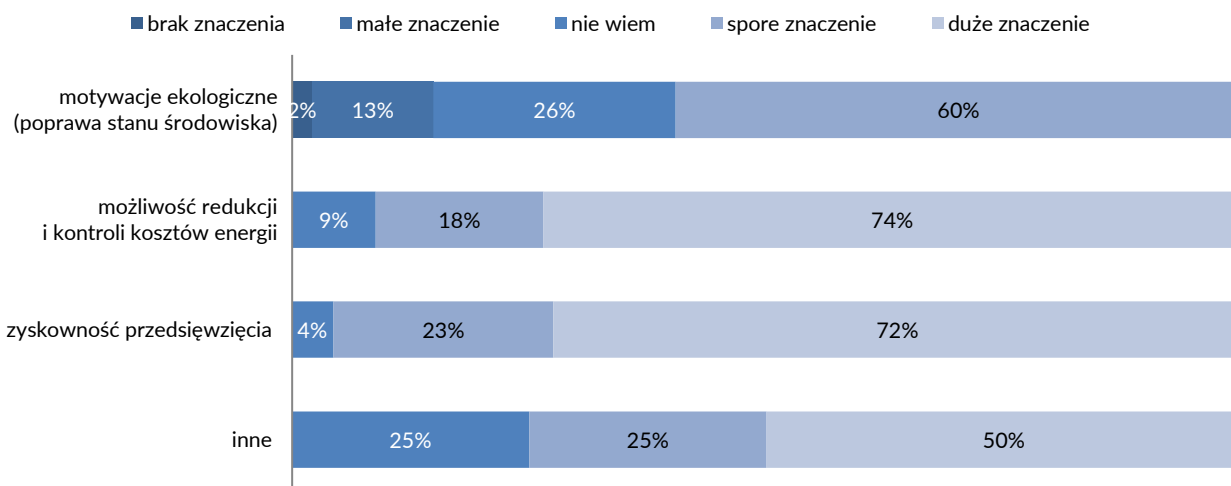
Rys. 18. Jak oceniają Państwo poziom zainteresowania klastrami energii w konkretnych grupach?



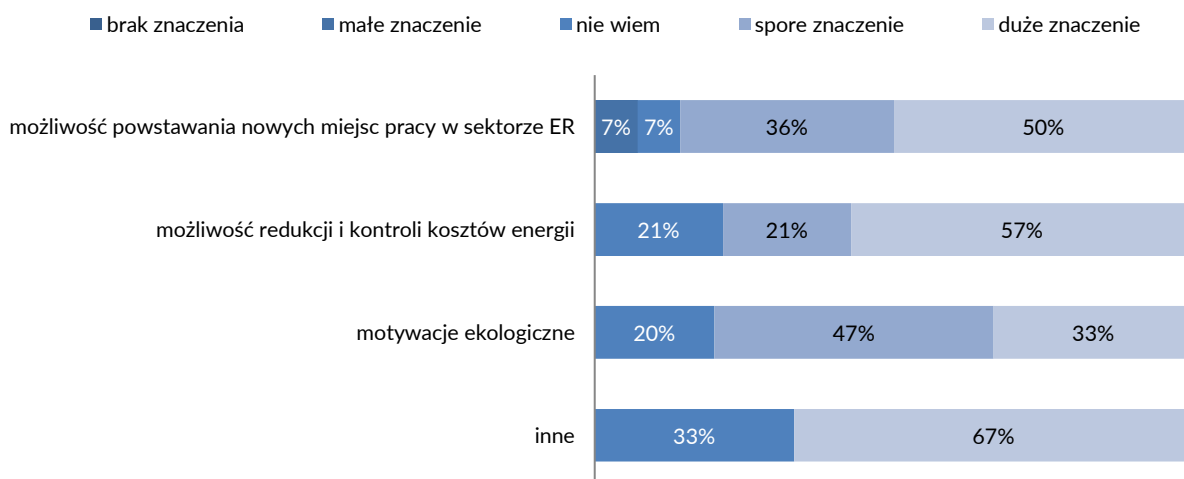
Rys. 19. Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania mieszkańców w działania klastra energii?

Przedsiębiorcy, angażując się w działania klastra energii, będą kierować się trochę innymi motywacjami. Respondenci uważają, że największe znaczenie będzie miała w ich przypadku możliwość redukcji i kontroli kosztów energii (duże znaczenie – 74% i spore znaczenie – 18%), jak również rentowność przedsięwzięcia (72% i 23%). Ważne są także motywacje ekologiczne, czyli poprawa stanu środowiska – 60%. W odpowiedzi „inne” znalazły się takie czynniki jak poprawa jakości dostawy energii, w tym ciągłość dostawy oraz decyzje polityczne ważne dla zarządów spółek Skarbu Państwa (Rys. 20).

Respondentów zapytano również o motywacje mogące mieć znaczenie dla zaangażowania jednostek samorządu terytorialnego w działania klastra energii. W tym przypadku wskazano głównie możliwość redukcji i kontroli kosztów energii (57% – duże znaczenie i 21% – spore znaczenie, „samorząd też jest konsumentem energii i niebagatelną różnicą w budżecie może być obniżenie ceny (energii)”), jak również możliwość powstania nowych miejsc pracy w sektorze ER (50% i 36%). Nie bez znaczenia są także względy ekologiczne (33% i 47%), wizerunkowe oraz finansowanie zewnętrzne (Rys. 21).



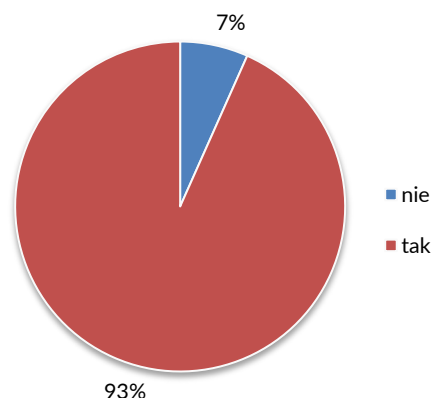
Rys. 20. Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania przedsiębiorców w działania klastra energii?



Rys. 21. Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania jednostek samorządu terytorialnego w działania klastra energii?

Znakomita większość polskich instytucji dostrzega potrzebę zmiany regulacji prawnych określających warunki funkcjonowania i rozwoju klastrów energii. Opowiedziało się za tym 93% badanych, zaledwie 7% stwierdziło, że zmiany nie są potrzebne (Rys. 22).

Proponowanymi zmianami są między innymi: „rozszerzenie zakresu prosumeryzmu”, „powinny być niższe taryfy przesyłowe w klastrze”, „konieczna jest ustawowa redefinicja klastra, która stanowi, że klastr jest samodzielnym podmiotem gospodarczym”, „klastr może przyjmować dowolną formę własności”, „nie musi formułować strategii, nie musi być akceptowany przez ME”.



Rys. 22. Czy widzą Państwo potrzebę zmiany regulacji prawnych określających warunki funkcjonowania i rozwoju klastrów energii?

Wyrażono także opinię, że w istniejącej definicji nie ma wyraźnych interesariuszy oraz brakuje

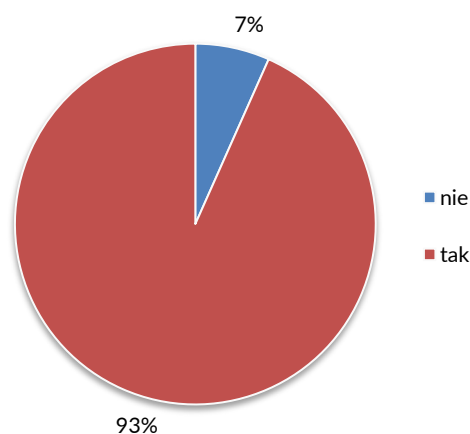
jasno sformułowanego celu, którym powinna być redukcja cen energii. Dyskusja wokół klastrów jest w zbyt dużym stopniu zdominowana dążeniem do pozyskania wsparcia finansowego. Inne opinie: „system rozliczeń w zakresie kosztów dystrybucji energii nie jest wyposażony w mechanizmy premiujące stabilne, lokalne źródła energii oraz działania w zakresie zarządzania popytem/podażą energii w czasie rzeczywistym”, należy zagwarantować „stabilność ram prawnych umożliwiającą długoterminowe planowanie”, „dostęp do istniejących sieci dystrybucyjnych i przesyłowych oraz danych pomiarowych on-line”, „ograniczyć formalności związane z przygotowaniem inwestycji”, „ustalić zasady współpracy z energetyką zawodową”, „ułatwić możliwość budowy własnej infrastruktury dystrybucyjnej”, „ograniczyć trudności w zakresie uzyskiwania warunków przyłączeniowych nowych źródeł OZE”, „umożliwić sprzedaż sąsiedzką nadwyżek energii”. Zwrócono uwagę na postępującą nadal monopolizację rynku energii przez duże grupy energetyczne oraz angażowanie w budowę klastrów środków finansowych pochodzących z tych grup („co zaburza rzeczywisty obraz rynku klastrów, w tym ich potrzeb i możliwości”). Brak podmiotowości prawnej klastrów energii utrudnia zawieranie umów biznesowych, stwarza konieczność stosowania ustawy o zamówieniach publicznych w umowach pomiędzy członkami klastra, a także konieczność spełnienia przez koordynatora klastra wymogów koncesyjnych, tak jak dla podmiotu działającego na terenie całego kraju. Są to, zdaniem respondentów, czynniki utrudniające funkcjonowanie tej formy wspólnoty energetycznej.

Wśród innych czynników respondenci zwracają uwagę na: „brak rzeczywistego zaangażowania jednostek administracji w działania organizacyjne i legislacyjne związane z budową klastrów”. Poza rozdaniem klastrów certyfikatów nie zaistniały żadne dalsze działania – brak źródeł finansowania dostosowanych do specyfiki klastrów, brak odpowiednich uregulowań prawnych, w tym niestabilność prawa,

brak rozwiązań legislacyjnych definiujących miejsce klastrów energii w Krajowym Systemie Energetycznym, brak długoterminowej strategii klastrów i spójności obecnych działań, nadal istniejące duże zaangażowanie finansowe państwa w energetykę konwencjonalną, brak kultury wdrażania pilotaży, akceptacji dla błędów w czasie ich wdrażania i ich replikacji w przypadku sukcesu.

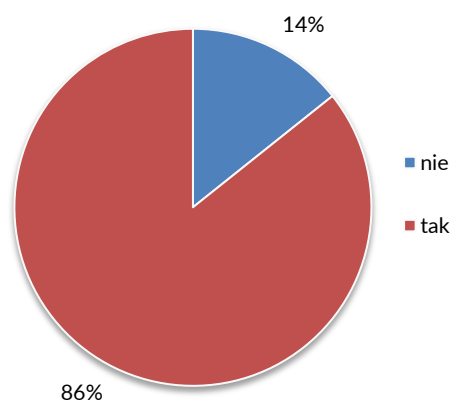
Możliwość współpracy

Prawie wszystkie instytucje biorące udział w badaniu ankietowym wyraziły chęć współpracy z konsorcjum realizującym projekt „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)” (93% ankietowanych, Rys. 23).



Rys. 23. Czy Państwa instytucja jest zainteresowana współpracą z konsorcjum realizującym projekt „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)”?

Respondenci pragną dzielić się swoją wiedzą ekspercką w zakresie różnych technologii z obszaru ER, edukować, są gotowi zaangażować się w działania organizacyjne, pomoc przy formułowaniu regulacji prawnych, jak również wspierać doradczo w zakresie finansów i ekonomii oraz wykorzystywanych w klastrach technologii. Zdecydowana większość respondentów jest zainteresowana współpracą w celu promocji i rozwijania energetyki rozproszonej w ramach szerokiego porozumienia interesariuszy (Rys. 24).



Rys. 24. Czy Państwa instytucja jest zainteresowana współpracą w celu promocji i rozwijania energetyki rozproszonej w ramach szerokiego porozumienia interesariuszy?

Podsumowanie

Opinie i rekomendacje polskich instytucji zaangażowanych w rozwój energetyki rozproszonej w Polsce są niezwykle ważne w odniesieniu do przyszłości klastrów energii i promocji ER w naszym kraju. W tekście starano się nie komentować opinii respondentów, ograniczając się wyłącznie do przedstawienia wyników ankiety. Jest to już trzecia ankieta zrealizowana w projekcie „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)”, w poprzednich dwóch poznaliśmy spojrzenie na poruszaną tematykę z perspektywy twórców (koordynatorów) klastrów i operatorów lokalnych sieci dystrybucji energii. Interesy każdej z grup bardzo często się różnią, jednak wśród udzielanych odpowiedzi wyłania się wspólny mianownik: brak akceptacji dla istniejących uwarunkowań prawnych, w których funkcjonują utworzone wspólnoty energetyczne, i oczekiwanie realnego wsparcia finansowego dla podejmowanych działań z programów i źródeł zewnętrznych.

Bibliografia:

Klasy energii – szanse i bariery rozwoju. Podsumowanie badania ankietowego (2019), „Energetyka Rozproszona” 1: 5–14.

Piech K., Hanzelka Z., Ciesielka E. (2020), Klasy energii – szanse i bariery rozwoju. Podsumowanie badania ankietowego. Część 2: Operatorzy sieci dystrybucyjnych, „Energetyka Rozproszona” 2: 9–36.

Energy clusters – opportunities and barriers to development

Summary of the survey

Part 3: Institutions interested in the development of distributed energy in Poland

Abstract: In the third survey conducted as part of the KlastER project (www.er.agh.edu.pl), representatives of institutions, organizations, associations, foundations, etc. actively working for the development of distributed energy in Poland were asked to express their opinions and expectations regarding energy clusters, as well as broadly understood distributed energy (ER). The summary of the survey results is presented in the paper.

Keywords: energy cluster, survey, development barriers

Mgr inż. Krzysztof Piech

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Elektrotechniki, Automatyki,
Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
kpiech@agh.edu.pl



Prof. Zbigniew Hanzelka

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Elektrotechniki, Automatyki,
Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
hanzel@agh.edu.pl



Dr inż. Paweł Dybowski

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Elektrotechniki, Automatyki,
Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
dybowski@agh.edu.pl



Energetyka Rozproszona

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



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

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

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

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

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autorzy

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii



Propozycja usługi autobilansowania (UAB)

Abstrakt: Energetyka rozproszona rozwija się w szybkim tempie i potrzebuje rozwiązań legislacyjnych, które wesprą jej działanie i jednocześnie nie obciążą kosztowo reszty społeczeństwa. Niniejszy artykuł przedstawia i opisuje rozwiązanie, które pozwoli osiągnąć te cele. Usługa autobilansowania promuje pożądane zjawiska sieciowe w obszarze przesyłu i dystrybucji energii. Zjawiska te wynikają z jednoczesności występowania popytu i podaży na energię w określonym, lokalnym obrębie sieci nazwanym obszarem autobilansowania. Proponuje się, by rekompensata za usługę autobilansowania była uznana za koszt uzasadniony ponoszony przez OSD, ponieważ jej realizacja prowadzi do wykonania zadań ustawowych OSD. Usługa autobilansowania składa się z dwóch niezależnych elementów: autokonsumpcja godzinowa generuje pożądane efekty w obszarze energii, redukując starty przesyłowe, zaś bilansowanie fizyczne prowadzi do redukcji mocy szczytowych, co przekłada się na oszczędności w obszarze inwestycji sieciowych. Usługa autobilansowania zachęca do inwestycji w elastyczne źródła energii oraz sterowania elastycznymi jednostkami w sposób najbardziej korzystny z punktu widzenia sieci, czyli poprzez niwelację szczytów własnego zapotrzebowania. Przeprowadzono badanie symulacyjne, na podstawie szczegółowego modelu klastra energii, wskazujące na efekty ekonomiczne i technologiczne wprowadzenia proponowanej regulacji. Wyniki badania pokazują, że w przypadku wprowadzenia usługi klastry uzyskują istotną zachętę do inwestycji w magazyny energii i inne źródła elastyczności.

Słowa kluczowe: usługa autobilansowania, UAB, OZE, klastry energii, energetyka rozproszona

Proponowana usługa autobilansowania (UAB) ma na celu stworzenie dodatkowego źródła przychodu dla energetyki lokalnej, w tym klastrów energii, jednocześnie nie obciążając kosztowo społeczeństwa. Innymi słowy: usługa autobilansowania nie jest projektowana jako system wsparcia. Filozofią proponowanej usługi jest znalezienie korzyści systemowych i społecznych, stworzonych przez energetykę lokalną, a następnie wynagrodzenie usługodawcy, w tym przypadku klastra energii, w stopniu odpowiednim do przyniesionej korzyści. W tym celu proponuje się, by rekompensata za usługę autobilansowania była równa oszczędnościom OSD uzyskanym na kosztach uzasadnionych wskutek realizacji usługi. Możliwość świadczenia usługi autobilansowania na danym obszarze nie wyklucza z góry funkcjonowania innych rozwiązań regulacyjnych na tym samym obszarze – współpraca różnych rozwiązań będzie prawdopodobnie możliwa na podstawie analizy proponowanych rozwiązań.

Usługa autobilansowania została zaprojektowana w celu wniesienia następujących korzyści systemowych:

- a) zwiększenie liczby źródeł rozproszonych, w tym odnawialnych w KSE,
- b) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów,
- c) poprawa krajowego bezpieczeństwa energetycznego,
- d) ograniczenie nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,
- e) zmniejszenie kosztów bilansowania systemu, poprzez:
 - zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,
 - obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciami źródłami,
- f) tworzenie lokalnych miejsc pracy, w tym aktywizacja lokalnych społeczności w obszarach energetycznych, środowiskowych i klimatycznych,
- g) zwiększenie współpracy lokalnej poprzez wykreowanie zapotrzebowania na usługi dla lokalnych firm,
- h) pobudzenie potencjału innowacyjności poprzez kreowanie rozwiązań do bilansowania popytu i podaży na energię/moc w czasie rzeczywistym.

Mechanizm działania usługi

Niniejszy rozdział przedstawia kluczowe założenia dla usługi autobilansowania. W pierwszym kroku opisane zostały dwie funkcje usługi autobilansowania, czyli konkretne zachowania np. klastra energii w obszarze generacji i zużycia energii, są to: autokonsumpcja

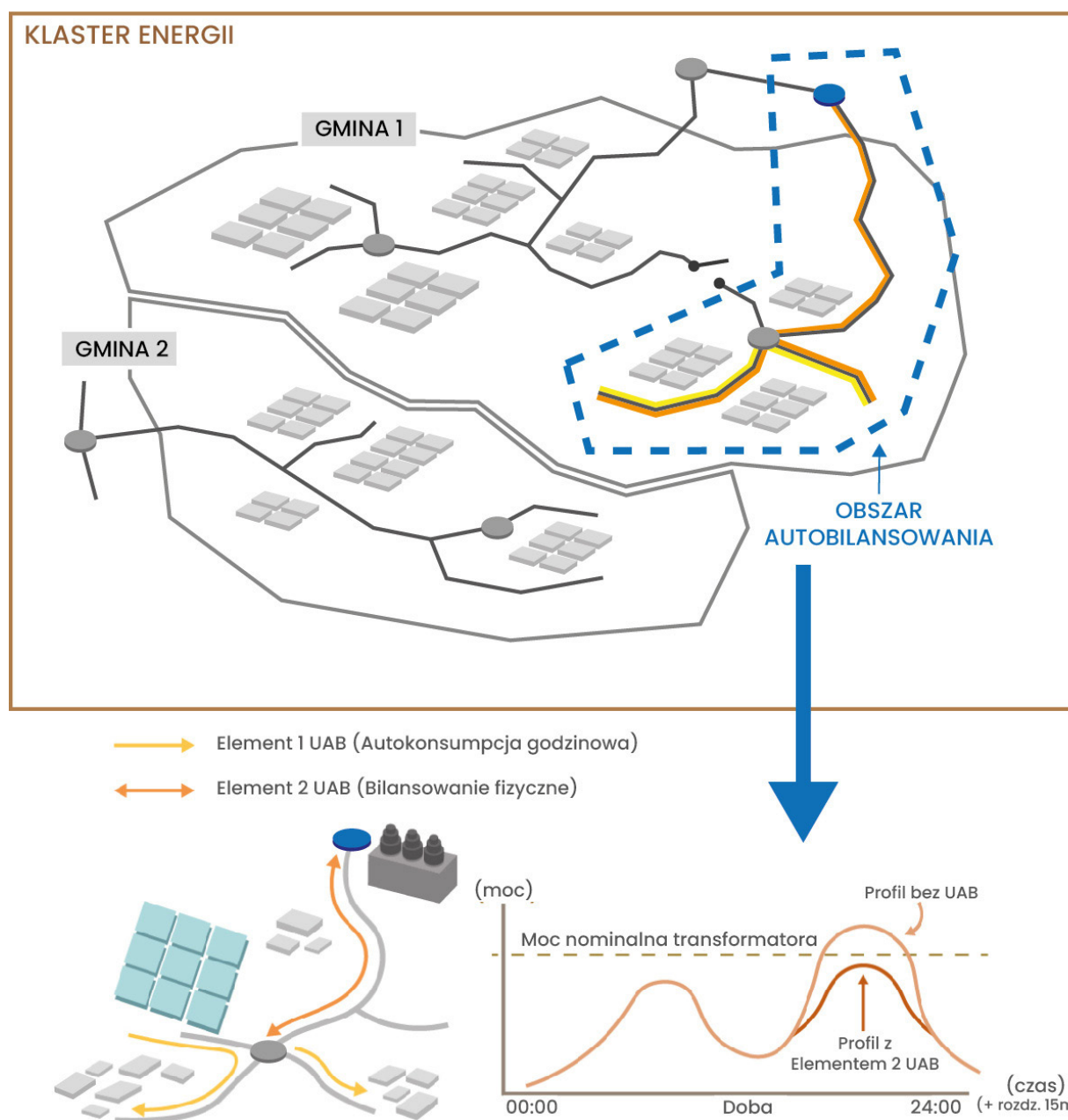
godzinowa i bilansowanie fizyczne. Dla obu funkcji przedstawione są korzyści czerpane przez OSD w wyniku wykonywania tych funkcji przez klastry energii. W dalszej części znajduje się propozycja zmiany rozporządzenia taryfowego, która umożliwi OSD wynagrodzenie klastra za świadczenie usługi autobilansowania. W kolejnej sekcji przedstawiona jest niezależność usługi autobilansowania od regulacji dotyczących obrotu energią. Dalej opisane zostały wymagania w obszarze trwałości i stabilności rocznej i sezonowej zachowań klastra konieczne do wytworzenia trwałych oszczędności po stronie OSD.

Usługa autobilansowania gratyfikuje, i tym samym motywuje do powstawania, pożądane zjawiska sieciowe w obszarze przesyłu i dystrybucji energii. Zjawiska te wynikają z jednoczesności występowania popytu i podaży na energię na określonym lokalnym obszarze sieci. Obszar ten został nazwany **obszarem autobilansowania** i jest zdefiniowany jako lista punktów poboru energii (PPE) zasilanych w typowym układzie przez jeden i ten sam transformator WN/SN lub SN/nN. Nie jest wymagane, by w skład obszaru autobilansowania wchodziły wszystkie PPE zasilane z danego transformatora. Wynagrodzenie za usługę jest zróżnicowane w zależności od tego, czy jest ona świadczona na obszarze WN/SN lub SN/nN. Usługa autobilansowania wprowadza dwa niezależne elementy gratyfikacji związane z pełnieniem dwóch różnych funkcji systemowych, tj. **autokonsumpcji godzinowej** oraz **bilansowania fizycznego**. Dwie proponowane funkcje są niezależnymi zjawiskami fizycznymi, autokonsumpcja godzinowa generuje pożądane efekty w obszarze strat i jakości energii, zaś bilansowanie fizyczne widoczne jest w wymiarze mocy i prowadzi do redukcji mocy szczytowych, co przekłada się na zmniejszenie wykorzystania infrastruktury i redukuje konieczność nowych inwestycji. Ze względu na niezależność zachodzenia tych dwóch zjawisk oraz niezależność wynikających z nich korzyści systemowych proponuje się, aby klastry energii mógł pełnić te dwie funkcje również niezależnie i addytywnie. W konsekwencji umożliwiałby się powstawanie klastrów pełniących jedynie funkcję autokonsumpcji godzinowej lub

klastrów pełniących zarazem funkcję autokonsumpcji oraz bilansowania fizycznego. Ponieważ dla wykonywania autokonsumpcji godzinowej nie jest niezbędne, aby klastry posiadały źródła elastyczności, zakłada się, że będzie ona stanowiła podstawę działania w początkowym etapie rozwoju klastra. Gdy klastry będą wykształcały kolejne źródła i kompetencje, uzyska możliwość pełnienia kolejnej funkcji – bilansowania fizycznego – oraz uzyskania wynikającej z niej dodatkowej gratyfikacji finansowej.

Rys. 1 przedstawia przykładowy klastry, który zadeklarował obszar autobilansowania pod jednym z transformatorów WN/SN. Odbiorcy energii w obszarze autobilansowania dostają gratyfikację za autokonsumpcję godzinową (element 1) spowodowaną przepływem energii od źródła (w danym przypadku PV) do odbiorców (przepływ został na obrazku zaznaczony żółtą strzałką). Pomarańczowa strzałka zaznacza przepływ przez transformator, który jest związany z bilansowaniem fizycznym (element 2) w obszarze autobilansowania. Prawy dolny rysunek pokazuje 15-minutowy bilans mocy dla obszaru autobilansowania oraz przykład zmiany profilu obciążenia transformatora wskutek świadczenia elementu 2 usługi autobilansowania. Oba elementy usługi mogą być świadczone jedynie przez odbiorców i wytwórców zlokalizowanych na tym samym obszarze autobilansowania.

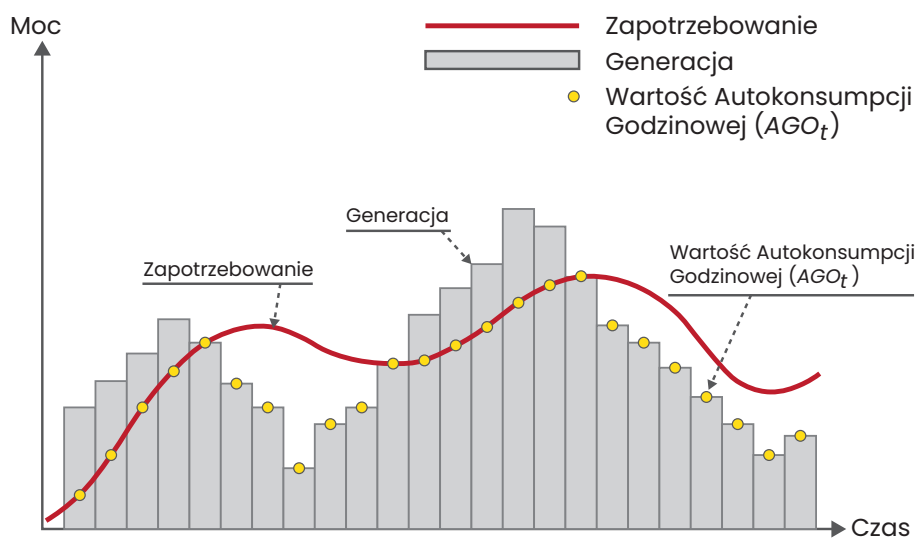
Przykładowe mechanizmy zrzeszenia i powstawania klastrów energii powinny wpisywać się w wymagania dyrektyw Unii Europejskiej RED II oraz EMD (społeczności działające w zakresie OZE, obywatelskie społeczności energetyczne itp.). Nie ma obowiązku, żeby wszystkie podmioty przyłączone do sieci w danym obszarze były członkami klastra energii lub obszaru autobilansowania, a co za tym idzie, by świadczyły usługę autobilansowania. Innymi słowy, w ramach jednego klastra energii oraz jednego obszaru bilansowania, zlokalizowanego przykładowo poniżej stacji GPZ (Główny Punkt Zasilania), najprawdopodobniej będą działały podmioty zrzeszone w celu świadczenia usługi autobilansowania, jak również inni pasywni oraz aktywni odbiorcy energii lub producenci.



Rys. 1. Schemat klastra energii. Klaster energii zawiera jeden lub więcej obszarów autobilansowania zdefiniowanych na podstawie topologii sieci. W ramach obszarów autobilansowania wykonywana jest usługa autobilansowania składająca się z dwóch elementów: autokonsumpcji godzinowej i bilansowania fizycznego

Autokonsumpcja godzinowa to funkcja pełniona potencjalnie przez wszystkich członków obszaru autobilansowania. Gratyfikacja za tę funkcję należy się każdemu członkowi obszaru, którego profil zapotrzebowania przynajmniej częściowo pokrywany jest przez źródła członkowskie na sieciowym obszarze autobilansowania. Funkcja ta jest skierowana do nowych i rozwijających się klastrów energii, i stanowi niezbędny impuls nadający kierunek rozwojowi energetyce rozproszonej.

Autokonsumpcja godzinowa jest zdefiniowana jako minimum z sumarycznego zapotrzebowania oraz sumarycznej generacji w danej godzinie. Autokonsumpcja jest wyrażona w jednostkach energii [kilowatogodzinach]. Autokonsumpcję godzinową wyznacza się na podstawie wzoru, który został podany w dalszej części artykułu (wzór nr 4). Przykładowy poziom autokonsumpcji został zaznaczony żółtymi punktami na Rys. 2.



Rys. 2. Metoda wyznaczania wartości autokonsumpcji godzinowej (AGO_t) w obszarze autobilansowania na podstawie profili zapotrzebowania (czerwona krzywa) i generacji (szary wykres barowy). Wartości autokonsumpcji godzinowej (żółte punkty), oznaczone jako (AGO_t), są zdefiniowane we wzorze nr 4. Wartość (AGO_t) jest wyznaczana co godzinę lub co 15 minut, jako minimum wartości sumarycznej z generacji i sumarycznego zapotrzebowania klastra w danym przedziale czasowym na podstawie odczytów inteligentnych liczników. Wartość autokonsumpcji godzinowej służy do obliczenia rekompensaty za element 1 UAB

Z punktu widzenia sieci autokonsumpcja przynosi następujące korzyści: oszczędności na stratach technicznych w sieci OSD, oszczędności na stratach technicznych w sieci OSP, obniżenie kosztu zakupu usług regulacyjnych. W Tab. 1 zostały przedstawione dane oszczędności i ich przykładowe wartości liczbowe w przeliczeniu na MWh energii auto-konsumowanej.

Metoda wyznaczenia wysokości rekompensaty opłaty sieciowej dla poszczególnych członków klastra energii realizujących element 1 usługi autobilansowania została opisana w dalszej części artykułu.

Bilansowanie fizyczne jest skutkiem chwilowego zsumowania profili zapotrzebowania i generacji dla PPE w obszarze autobilansowania. Suma ta jest widoczna jako profil obciążenia transformatora zasilającego dany obszar. Bilansowanie fizyczne polega

na odpowiednim wysterowaniu odbiorów, jednostek wytwórczych oraz magazynów znajdujących się na obszarze w celu ograniczenia przepływów przez dany transformator lub inne kluczowe elementy infrastruktury sieciowej. Zasadnicza różnica pomiędzy korzyściami wynikającymi z elementu nr 1 (autokonsumpcji) oraz elementu nr 2 (bilansowania fizycznego) polega na tym, że w drugim przypadku dochodzi do stałego i przewidywalnego obniżenia szczytowego obciążenia elementów sieciowych. Wynika to z faktu, że wynagrodzenie za bilansowanie fizyczne liczone jest nie dla każdej godziny osobno, tylko w skali całego okresu rozliczeniowego stanowiącego jeden rok lub inny okres istotny z punktu widzenia operatora (np. sezon letni). Metoda wyliczenia poziomu bilansowania fizycznego przedstawiona została w dalszej części artykułu.

Tab. 1. Korzyści systemowe będące rezultatem autokonsumpcji godzinowej

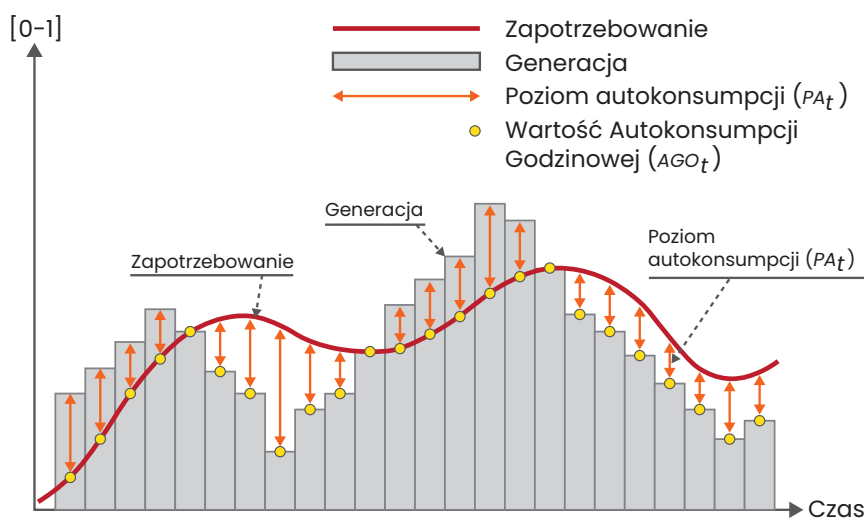
Czynność	Korzyści systemowe/społecznościowe	Element taryfy lub inne opłaty	Proponowana wartość wynagrodzenia [zł/MWh]
Autokonsumpcja godzinowa	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSD	stawka sieciowa stała i zmienna	15,70
	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSP	stawka sieciowa stała i zmienna	4,10
	obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych	stawka jakościowa	10,20

W efekcie bilansowania fizycznego maleje konieczność rozwoju infrastruktury sieciowej na i wokół stacji transformatorowej definiującej dany obszar, co potencjalnie ogranicza kosztowne inwestycje sieciowe. Uniknięte koszty inwestycyjne są rozłożone na zmienną opłatę sieciową w analogiczny sposób jak zrealizowane koszty inwestycyjne. Uwzględnienie kosztów unikniętych jako kosztów uzasadnionych wymaga zmiany rozporządzenia taryfowego, co jest proponowane po to, by wykreować podstawę funkcjonowania klastrów energii, nie generując jednocześnie dodatkowych kosztów po stronie operatora systemu dystrybucyjnego. Wysokość unikniętych kosztów inwestycyjnych stanowi jednocześnie maksymalny poziom rekompensaty za wykonaną usługę dla klastra energii – w przeciwnym wypadku bardziej opłacalne byłyby inwestycje sieciowe. Metoda wyznaczania wysokości wynagrodzenia za bilansowanie fizyczne przedstawiona jest w dalszej

części artykułu. Wskutek realizacji elementu 2 UAB, bilansowania fizycznego, generowany jest szereg korzystnych zjawisk ekonomiczno-społecznych – zmniejszane są koszty uzasadnione funkcjonowania systemu (pokrywane w taryfach przez społeczeństwo).

Koszty te są niezbędne do dostosowania sieci energetycznej do warunków pracy z wysokim udziałem źródeł OZE, zwiększane jest bezpieczeństwo energetyczne obszaru oraz wspierany jest lokalny rozwój gospodarczy. Przykładowe bilansowanie odbiorców i wytwórców w obszarze autobilansowania zostało przedstawione na Rys. 3.

Element 2 usługi autobilansowania, bilansowanie fizyczne, przekłada się na zmniejszenie poziomu maksymalnych przepływów w punkcie styku (stacja transformatorowa) obszaru bilansowania z pozostałą częścią sieci OSD. Korzyści wynikające z takiego zmniejszenia przedstawione są w Tab. 2.



Rys. 3. Metoda wyznaczania poziomu autokonsumpcji (PA_t) obszaru autobilansowania. Poziom autokonsumpcji to bezwymiarowa liczba z przedziału od 0 do 1, wyznaczana jako stosunek wartości chwilowej generacji i zapotrzebowania w danym przedziale czasowym (pomarańczowe strzałki, oznaczone jako PA_t) we wzorach nr 8 i 9). 0 oznacza brak zbilansowania, a 1 oznacza 100% zbilansowania fizycznego obszaru. Wartość ta reprezentuje stopień wykorzystania i obciążenia infrastruktury przesyłowej i stanowi element wyceny elementu 2 UAB: bilansowania fizycznego

Tab. 2. Korzyści systemowe wynikające ze zwiększenia poziomu zbilansowania

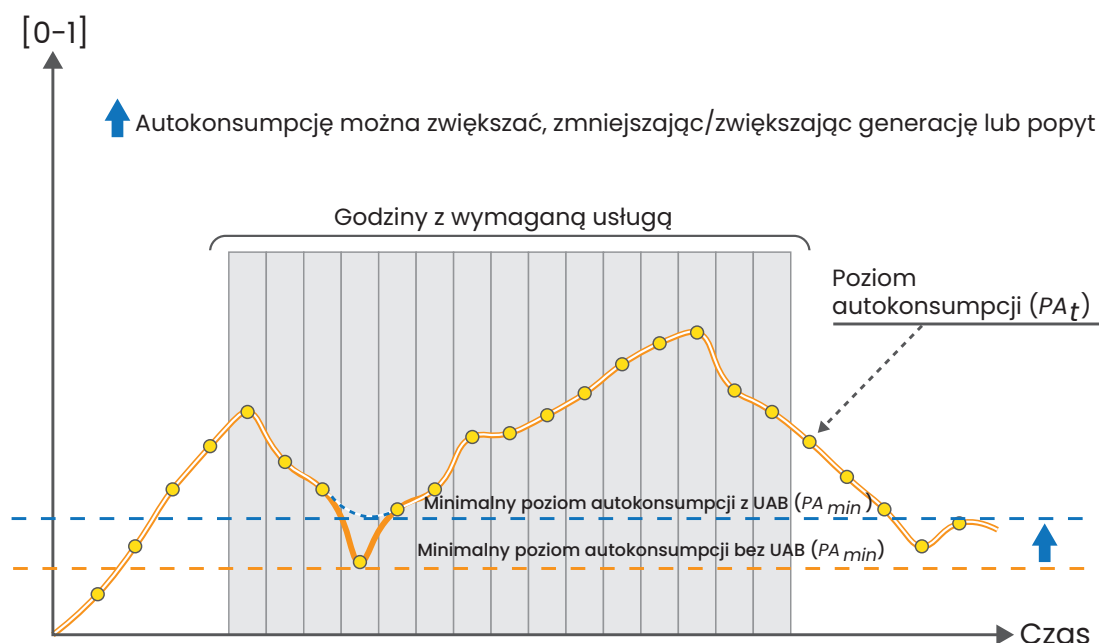
Czynność	Korzyści systemowe/społecznościowe	Element taryfy lub inne opłaty	Proponowana wartość wynagrodzenia [zł/MW/rok]
Bilansowanie fizyczne	ograniczenie = nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna	108 000
	oszczędności na podatkach od nieruchomości w związku z ograniczeniem nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna	54 000

Podstawą do wyliczenia wynagrodzenia w danym przypadku jest najmniejszy poziom autokonsumpcji zarejestrowany w obszarze autobilansowania w danym okresie rozliczeniowym. Innymi słowy, w celu wyliczenia korzyści brany jest pod uwagę poziom autokonsumpcji w godzinie z najmniejszą autokonsumpcją. Proponuje się, aby tylko wybrane okresy doby, potencjalnie problematyczne w wymiarze obciążenia sieci (np. godziny szczytu dziennego z wysokim zapotrzebowaniem obszaru), były brane pod uwagę przy wyliczeniu minimalnego poziomu autokonsumpcji. Rozważanie tylko niektórych godzin pozwoli otrzymać systemowe korzyści z istnienia obszaru autobilansowania, ponieważ największa potrzeba w zwiększeniu przepustowości systemu następuje obecnie właśnie w tych godzinach. Ograniczenie godzin stanowiących podstawę wyliczeń pozwoli jednocześnie uniknąć sytuacji, przy której niski poziom generacji w którejś godzinie w nocy spowoduje zniwelowanie wynagrodzenia za usługę. Szczegółowa metoda wyliczenia poziomu bilansowania fizycznego i wynikającego z niego poziomu

wynagrodzenia dla członków obszaru autobilansowania przedstawiona jest w dalszej części artykułu.

Rys. 4 przedstawia przykładowy dzień i wyliczony dla niego przykładowy minimalny poziom autokonsumpcji. Zaznacza się, że minimalny poziom autokonsumpcji wyznaczany jest jako jedna wartość dla całego okresu rozliczeniowego dla elementu 2 UAB stanowiącego rok lub inny długoterminowy okres.

Usługa autobilansowania stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. Sposób pokrywania kosztów działalności OSD jest uregulowany na podstawie Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym”.



Rys. 4. Ilustracja metody wyznaczenia minimalnego poziomu autokonsumpcji (PA_{min}). Minimalny poziom autokonsumpcji to jedna wartość dla całego okresu rozliczeniowego (minimum z wartości PA_t), która służy do wyliczenia rekompensaty za element 2 UAB: bilansowanie fizyczne. Poziom autokonsumpcji i jego minimalna wartość w okresie rozliczeniowym (PA_{min}) wyrażane są w bezwymiarowych jednostkach z przedziału od 0 do 1, gdzie 0 oznacza brak zbilansowania, a 1 oznacza 100% zbilansowania fizycznego odbiorców i wytwórców. Element 2 UAB stanowi zachętę do zwiększenia minimalnego poziomu autokonsumpcji, co przekłada się na zmniejszenie mocy szczytowych (*peak shaving*) w kierunku zarówno importu, jak i eksportu energii, obciążających infrastrukturę przesyłową i wymuszających kosztowne inwestycje

Zgodnie z nim za koszty uzasadnione uznaje się koszty rozbudowy sieci, pokrycia strat sieciowych i zakupu usług systemowych. W obecnej sytuacji prawnej, kiedy w wyniku działania konkretnego podmiotu (np. klastra energii) maleją starty sieciowe oraz unikana jest konieczność prowadzenia inwestycji, obniżają się koszty uzasadnione OSD, a co za tym idzie – opłaty sieciowe maleją po równo dla wszystkich odbiorców danego OSD. Obniżka opłat sieciowych zachodzi w równej wysokości tak dla odbiorców bezpośrednio generujących tę obniżkę, jak i dla odbiorców, którzy nie mieli na nią wpływu. W konsekwencji takiej konstrukcji rozporządzenia taryfowego nie występują ekonomiczne bodźce zachęcające strony trzecie (np. klastry energii) do działań prowadzących do powstawania oszczędności po stronie OSD, ponieważ te oszczędności zostaną rozdystrybuowane na wszystkich odbiorców, również tych poza klastrem. W efekcie klastrów energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności, nie uzyska znaczącej obniżki na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Również z punktu widzenia OSD, który chciałby zachęcać strony trzecie (np. klastry energii) do inwestycji wpływających na koszt funkcjonowania OSD, sytuacja ta jest nieoptymalna – **OSD nie posiada narzędzi, aby zachęcać odbiorców do obniżania kosztów uzasadnionych**. Proponuje się, aby wliczyć do kosztów uzasadnionych rekompensatę wypłacaną w wyniku świadczenia usługi autobilansowania, ponieważ usługa ta realizuje obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne. Usługa autobilansowania ma na celu przekierowanie oszczędności (unikniętych kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii. Bez usługi autobilansowania klastrów nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do wykonania inwestycji i działań generujących oszczędności po stronie OSD. Bez usługi autobilansowania OSD tak czy inaczej będzie musiało wykonać alternatywne inwestycje sieciowe, których koszt pokryty zostanie przez

społeczeństwo w postaci opłat sieciowych. Opłaty te trafią do podmiotów realizujących inwestycje sieciowe na zlecenie OSD. Proponuje się, aby ten koszt i opłaty mogły trafić do klastrów energii w formie rekompensaty za usługę autobilansowania uznanej jako koszt uzasadniony w art. 45 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.

Zaznacza się, że transakcje kupna i sprzedaży energii nie są niezbędne pomiędzy aktorami w klastrze, aby dochodziło do fizycznej synchronizacji (zbilansowania) profili popytu i podaży. Przykładowo, lokalny odbiorca energii może dostosować swój profil odbiorczy i podażać za generacją sąsiadującej farmy fotowoltaicznej bez jednoczesnego kupowania energii z danej farmy. Farma nie musi zawierać umowy i sprzedawać energii do tego odbiorcy, aby energia fizycznie została skonsumowana lokalnie – wynika to z fizyki rozptyłów energii w sieci drzewiastej. Dlatego proponuje się, by rekompensata za usługę autobilansowania była niezależna od handlowego wymiaru obrotu energią i wynikała jedynie z fizycznego bilansu wytwarzania i poboru energii pomiędzy członkami obszaru autobilansowania. Konsekwencją przedstawionej propozycji jest zjawisko, w którym przykładowo farma fotowoltaiczna może być jednocześnie członkiem klastra energii oraz sprzedawać energię w systemie aukcyjnym na giełdę energii. Jako że opłaty sieciowe, których dotyczy rekompensata usługi autobilansowania, ponoszone są przez odbiorców energii, zakłada się, że odbiorcy ci będą dzielić się oszczędnościami na opłacie sieciowej ze źródłami wytwórczymi wchodzącymi w skład klastra. Proponuje się, by zasady podziału rekompensaty za wykonaną usługę autobilansowania pomiędzy wytwórców a odbiorców w klastrze określone były indywidualnie na podstawie umowy pomiędzy członkami klastra.

Podmiot realizujący UAB może w zależności od wariantu realizować wyłącznie funkcję autokonsumpcji godzinowej, której celem jest redukcja zapotrzebowania na energię, lub też autokonsumpcję godzinową wraz z bilansowaniem fizycznym, której celem jest **redukcja zapotrzebowania zarówno na moc, jak i energię** (Tab. 3). Realizacja wyłącznie bilansowania fizycznego nie jest możliwa, gdyż w takim przypadku zawsze występuje autokonsumpcja godzinowa.

Tab. 3. Różnice pomiędzy autokonsumpcją godzinową a bilansowaniem fizycznym

Funkcja systemowa	Redukcja zapotrzebowania na energię	Redukcja zapotrzebowania na moc	Obszar świadczenia usługi
Autokonsumpcja godzinowa	TAK (z zobowiązaniem lub bez niego)	NIE	wszystkie PPE w klastrze
Bilansowanie fizyczne	TAK jako rezultat redukcji zapotrzebowania na moc	TAK (z zobowiązaniem lub bez niego)	jedynie PPE znajdujące się w klastrze i jednocześnie w tym samym obszarze autobilansowania

Implementacja do porządku prawnego każdej z tych funkcji może w zależności od wariantu wymagać/nie wymagać podjęcia przez podmiot zobowiązania do utrzymania zadanego poziomu autokonsumpcji oraz bilansowania fizycznego. W przypadku obowiązkowej autokonsumpcji oznacza to, że klastr ma np. zadany minimalny procentowy poziom autokonsumowanej energii w stosunku do energii pobieranej. Brak wywiązania się z tego zobowiązania skutkuje brakiem benefitów lub nawet karami. W przypadku obowiązkowego bilansowania fizycznego gratyfikacja jest udzielana tylko w przypadku, kiedy bilansowanie następowało w trybie ciągłym, tzn. pewien minimalny poziom autokonsumpcji był utrzymany przez cały okres rozliczeniowy. Brak dotrzymania zobowiązania skutkuje ponownie brakiem benefitów lub także karą. W wariantcie ze zobowiązaniem do utrzymania minimalnego poziomu autokonsumpcji może dodatkowo zostać wprowadzony tzw. strażnik mocy pozwalający w automatyczny sposób odłączyć część odbiorców w momentach, w których dotrzymanie poziomu autokonsumpcji jest zagrożone i stanowi ryzyko dla operatora.

Długofalowo wariant ze zobowiązaniem jest wariantem preferowanym, gdyż tylko on pozawala

de facto na uniknięcie ponoszenia kosztów inwestycyjnych przez OSD. Biorąc jednak pod uwagę niezbędny okres przejściowy, w którym społeczności/klastry dostają przestrzeń do zaadaptowania swoich systemów zarządzania do potrzeb regulacji, sugeruje się wpięrow wprowadzenie na okres 5 lat regulacji w wariantcie bez kar. W rezultacie w okresie przejściowym klastr może, ale nie musi, wpisywać się w funkcję bilansowania fizycznego, nie składa deklaracji o minimalnym poziomie autokonsumpcji, i tym samym nie ponosi żadnych konsekwencji. Po okresie przejściowym rekomendowana jest implementacja wariantu z obowiązkową deklaracją minimalnego poziomu autokonsumpcji w wyznaczonych przedziałach doby.

W Tab. 4 przedstawiono listę korzyści będących wynikiem świadczenia usługi autobilansowania, zidentyfikowanych na bazie wstępnego rozpoznania dokonanego w projekcie KlastER (realizowanym w ramach programu GOSPOSTRATEG). Dodatkowo przedstawiono elementy na rachunkach dla odbiorców końcowych energii, które obecnie służą do pokrycia kosztów uzasadnionych operatora systemu dystrybucyjnego częściowo pomniejszanych w wyniku działania usługi autobilansowania.

Tab. 4. Korzyści systemowe z lokalnego bilansowania oraz obecny sposób finansowania tych funkcji

Czynność	Korzyści systemowe/społecznościowe	Element taryfy lub inne opłaty
Stałe zwiększenie minimalnego poziomu autokonsumpcji (zmniejszenie przepływów na styku z siecią)	ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna
Stałe zwiększenie minimalnego poziomu autokonsumpcji (zmniejszenie przepływów na styku z siecią)	oszczędności na podatkach od nieruchomości w związku z ograniczeniem nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna
Jednoczesna produkcja i zużycie energii w ramach obszaru autobilansowania (autokonsumpcja)	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSD	stawka sieciowa stała i zmienna
Jednoczesna produkcja i zużycie energii w ramach obszaru autobilansowania	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSP	stawka sieciowa stała i zmienna
Jednoczesna produkcja i zużycie energii w ramach obszaru autobilansowania	obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych	stawka jakościowa

Wstępna wycena wartości usługi

Wstępna wycena wartości usługi ma na celu spełnienie dwóch zadań: tworzenie propozycji metodologii wyceny usługi oraz określenie, czy istnieje prawdopodobieństwo ekonomicznej zasadności usługi. Przedstawione poniżej wartości stanowią jedynie próbę oszacowania korzyści z funkcjonowania obszaru autobilansowania i nie są wartościami końcowymi. Końcowe i obowiązujące wartości proponuje się ustalić w wyniku współpracy szerszego grona interesariuszy, w tym operatorów systemu, regulatorów oraz samych klastrów energii. Kluczowym założeniem jest takie zaprojektowanie usługi, aby nie obciążać reszty społeczeństwa dodatkowymi kosztami, a jednocześnie wspierać lokalne inicjatywy energetyczne. W tym celu proponuje się, by rekompensata za usługę autobilansowania była równa oszczędnościom OSD uzyskanym na kosztach uzasadnionych unikniętych wskutek pozyskania usługi. Proponuje się, aby wycena rekompensaty za świadczenie usługi i dobranie parametrów wyceny odzwierciedlały średni oczekiwany efekt, jaki wniosą klastry energii świadczące usługę. Niezależnie od sytuacji sieciowej na danym obszarze, wszystkim klastrum powinna przysługiwać ta sama średnia wycena. Takie rozwiązanie spowoduje, że na obszarach o wysokim zapotrzebowaniu na rozbudowę infrastruktury klastry energii dostaną mniejsze wynagrodzenie niż faktyczna wartość wniesiona dla OSD. Z kolei na obszarach niewymagających inwestycji klastry zostaną wynagrodzone w stopniu przewyższającym wniesione przez nie oszczędności.

Pomysł opiera się na założeniu, że przy średniej wycenie zniwelują się wydatki niedoszacowane i przeszacowane, więc OSD wyjdzie na zero. Rozwiązanie to jest proponowane w celu stworzenia prostego, szybkiego i ogólnie dostępnego modelu biznesowego dla sektora energetyki rozproszonej, który nie obciąży kosztowo społeczeństwa ani OSD.

W Tab. 5 przedstawione zostały wstępne wartości współczynników zdefiniowane dla usługi autobilansowania w ramach szeregu wywiadów z OSD oraz posiadanej wiedzy eksperckiej.

Rekompensata opłaty za świadczenie usługi dystrybucji z uwzględnieniem elementu 1 UAB, czyli poziomu autokonsumpcji obszaru autobilansowania, jest naliczana w każdym okresie rozliczeniowym, indywidualnie na rachunku każdego odbiorcy będącego członkiem danego obszaru autobilansowania. Rekompensata obniża zmienną opłatę sieciową odbiorcy o wartość:

$$\sum_t \text{Koszty uniknięte}_{\text{straty}} \cdot PU_t \quad (1)$$

oraz opłatę jakościową odbiorcy o wartość:

$$\sum_t \text{Koszty uniknięte}_{\text{jakościowe}} \cdot PU_t \quad (2)$$

Niżej podano objaśnienia wzorów (1) i (2).

t – jest indeksem godzinowym, reprezentującym wszystkie godziny w danym okresie rozliczeniowym. Dla każdej godziny dostępne są dane z liczników energii. Suma po godzinach t liczona jest dla wszystkich godzin w okresie rozliczeniowym.

Tab. 5. Przykładowe współczynniki kosztowe usługi autobilansowania. Powtarzające się element ze wzoru są sumowane do wyliczenia rekompensaty za świadczenie usługi autobilansowania

Korzyści	Stawka	Współczynnik we wzorach (1), (2) i (5)
Zmniejszenie amortyzacji w związku z ograniczeniem nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	108 000 zł/MW/rok	$\text{Koszty uniknięte}_{\text{inwestycyjne}}$
Oszczędności na podatkach od nieruchomości w związku z ograniczeniem nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	54 000 zł/MW/rok	$\text{Koszty uniknięte}_{\text{inwestycyjne}}$
Oszczędności na stratach technicznych z sieci OSD	15,70 zł/MWh	$\text{Koszty uniknięte}_{\text{straty}}$
Oszczędności na stratach technicznych z sieci OSP	4,10 zł/MWh	$\text{Koszty uniknięte}_{\text{straty}}$
Obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych	10,20 zł/MWh	$\text{Koszty uniknięte}_{\text{jakościowe}}$

Koszty uniknięte_{straty} – oszczędności na stratach technicznych zachodzących na poziomach dystrybucji i przesyłu energii, jakie operator uzyskuje w efekcie lokalnej autokonsumpcji energii. Koszty strat technicznych są opłacane przez odbiorców energii poprzez zmienną opłatę sieciową pobieraną przez operatora. Stawka ta wyrażona jest w złotych za kilowatogodzinę [zł/kWh].

Koszty uniknięte_{jakościowe} – oszczędności operatora systemu dystrybucyjnego uzyskiwane wskutek zmniejszenia konieczności zakupu usług regulacyjnych na potrzeby obszaru autobilansowania. Koszty zakupu usług regulacyjnych są opłacane przez odbiorców energii i przekazywane do operatora w ramach opłaty jakościowej. Stawka ta jest wyrażona w złotych za kilowatogodzinę [zł/kWh].

PU_t – proporcjonalny udział członka obszaru autobilansowania w autokonsumpcji energii zachodzącej na poziomie całego obszaru. Wartość ta wyznaczana jest według wzoru (3) i (4).

$$PU_t = AGO_t \cdot \frac{Ep_t}{Esp_t} \quad (3)$$

$$AGO_t = \min(Esp_t, Esw_t) \quad (4)$$

Zmienne z wzorów (3) i (4) objaśniono poniżej.

AGO_t – autokonsumpcja godzinowa obszaru autobilansowania, wyrażana w kilowatogodzinach. Zmienna ta oznacza ilość energii jednocześnie (tzn. w tej samej godzinie) wytwarzanej i konsumowanej lokalnie na obszarze autobilansowania.

Ep_t – energia pobrana w ramach jednego PPE w danej godzinie.

$Esp_t = \sum_{i=1}^N Ep_t$ – suma energii pobranej w danej godzinie przez wszystkie PPE wchodzące w skład obszaru autobilansowania.

Ew_t – energia wytworzona lub zredukowana przez jeden punkt poboru energii w danej godzinie w ramach jednego PPE. Metodę wyznaczania poziomu redukcji zapotrzebowania na energię proponuje się wyznaczać na podstawie analogicznej metody stosowanej w usłudze Demand Side Response (DSR).

$Esw_t = \sum_{i=1}^N Ew_t$ – suma energii wytworzonej w danej godzinie przez wszystkie PPE wchodzące w skład obszaru autobilansowania.

N – liczba punktów poboru energii (PPE) w danym obszarze.

Proponuje się, aby rozliczenia klastra energii dokonywane były w dwóch etapach:

- Etap 1: Rozliczenie indywidualne pomiędzy odbiorcami obszaru autobilansowania a OSD. Rozliczenie to uwzględnia obniżkę na opłatach sieciowych wynikającą z zasad świadczonej usługi opisanych we wzorach (1), (2), (3) i (4), rozliczaną proporcjonalnie do zużycia każdego odbiorcy PU_t . Przykładowe rozliczenie za element 1 usługi autobilansowania (godzinowa autokonsumpcja) pomiędzy odbiorcami w klastrze a OSD przedstawione jest w Tab. 6.
- Etap 2: Wewnętrzne rozliczenie pomiędzy odbiorcami a wytwórcami klastra. Etap ten jest opcjonalny, aczkolwiek wydaje się praktycznie niezbędny. Wynika on z tego, że całość wynagrodzenia za świadczoną usługę autobilansowania przez członków klastra trafia do odbiorców w postaci obniżek na opłatach dystrybucyjnych. Zatem wytwórcy energii nie odniosą korzyści finansowych z uczestnictwa w klastrze energii, o ile nie dojdzie do podziału korzyści uzyskanych na etapie 1 przez odbiorców. Proponuje się, aby umożliwić dodatkowy etap wewnętrznych rozliczeń pomiędzy członkami klastra, według zasad zdefiniowanych w umowie klastra, indywidualnie negocjowanych podczas powoływania klastra.

Proponowany sposób wyceny funkcji bilansowania fizycznego wynika z następującego rozumowania: w teoretycznym przypadku całkowitego fizycznego zbilansowania obszaru w trybie ciągłym (we wszystkich godzinach okresu rozliczeniowego) poziom autokonsumpcji wynosiłby 100% dla każdej godziny, co oznacza, że minimalny poziom autokonsumpcji też jest równy 100%. W rezultacie, o ile klastry wzięłyby na siebie odpowiedzialność za swoje bezpieczeństwo w kontekście np. rezerw, można zredukować istotnie potrzebną infrastrukturę dystrybucyjną.

Tab. 6. Przykładowe rozliczenie za element 1 UAB: autokonsumpcja godzinowa dla obszaru składającego się z dwóch odbiorców energii oraz źródła wytwarzania. Autokonsumpcja zachodzi na poziomie całego obszaru autobilansowania i liczona jest w każdej godzinie niezależnie. W sytuacji, gdy obszar równoważy swój popyt generacją na własnym obszarze w stu procentach w danej godzinie, członkom obszaru przysługuje maksymalna obniżka na zmiennej opłacie sieciowej w wysokości 30 zł/MWh. W godzinach, kiedy poziom zbilansowania obszaru spada, proporcjonalnie pomniejsza się poziom wynagrodzenia, osiągając zero, gdy kłaster nie wytwarza lub nie pobiera energii. Wynagrodzenie za autokonsumpcję godzinową przydzielane jest członkom obszaru bilansowania w zależności od proporcji ich własnego zużycia energii w stosunku do zużycia całego obszaru w godzinach, w których występowała autokonsumpcja. Przykład obejmuje jedną jednostkę wytwórczą oraz dwa odbiory

Godzina t	Sumaryczne wytwarzanie w klastrze [kWh]	Pobór przez odbiorcę 1 [kWh]	Obniżka na opłatach dystrybucyjnych odbiorcy 1 [zł]	Pobór przez odbiorcę 2 [kWh]	Obniżka na opłatach dystrybucyjnych odbiorcy 2 [zł]
t = 1	0	0	0	15	0
t = 2	10	10	0,30	0	0
t = 3	10	5	0,15	5	0,15
t = 4	10	10	0,20	5	0,10
Suma na koniec okresu rozliczeniowego	30	25	0,65	25	0,25

Niemniej jednak zasadne wydaje się utrzymanie pewnego poziomu opłat sieciowych, np. części opłaty dystrybucyjnej zmiennej, gdyż uczestnicy klastra wykorzystują do dystrybucji energii wewnątrz klastra sieć OSD oraz korzystają np. z usług regulacyjnych. Załóżmy, że koszty te są równe a_i , całkowitych kosztów zmiennych, gdzie a_i przyjmuje wartości z przedziału [0–1], np. 0,5. Przy takim rozumowaniu rekompensatę z uwzględnieniem elementu 2 UAB, czyli bilansowania fizycznego, można wyznaczyć w poniższy sposób. Rekompensata ta pomniejsza zmienną opłatę sieciową odbiorcy o wartość:

$$\sum_t \text{Koszty uniknięte}_{\text{inwestycyjne}} \cdot Ep_t \quad (5)$$

$$\text{Koszty uniknięte}_{\text{inwestycyjne}} = PA_{\min} \cdot a_i \cdot \text{stawka zmienna dystrybucyjna odbiorcy} \quad (6)$$

Objaśnienia zmiennych wzorów (5) i (6) podano poniżej:

$\text{Koszty uniknięte}_{\text{inwestycyjne}}$ – wartość unikniętych inwestycji powstała wskutek fizycznego i stałego w czasie zbilansowania obszaru, prowadzącego do obniżenia szczytowych mocy obciążających infrastrukturę sieciową. Wyrażana jest w złotych za megawatogodzinę [zł/MWh]

Ep_t – energia pobrana przez indywidualnego członka obszaru autobilansowania w godzinie t.

a_i – współczynnik korygujący, odzwierciedlający zjawisko, że nawet w sytuacji osiągnięcia stuprocentowej minimalnej autokonsumpcji na danym obszarze autobilansowania część infrastruktury sieciowej będzie

niezbędna dla funkcjonowania działających w jej ramach podmiotów i w rezultacie OSD wciąż będzie ponosił koszty amortyzacji tej infrastruktury. Współczynnik jest bezwymiarową liczbą z zakresu [0–1]. Wartość współczynnika może się różnić zarówno dla poszczególnych grup taryfowych, jaki i dla obszarów przyłączonych na średnim lub niskim napięciu. Wskazane jest analityczne wyznaczenie wartości współczynnika korygującego na bazie analizy danych OSD.

PA_{\min} – minimalny poziom autokonsumpcji reprezentujący godzinę w okresie rozliczeniowym, w której obszar autobilansowania w największym stopniu obciążał infrastrukturę sieciową OSD. Reprezentuje poziom autokonsumpcji obszaru autobilansowania w godzinie o najniższej autokonsumpcji. PA_{\min} jest bezwymiarową liczbą z przedziału [0–1], np. 0,5. Wyznaczany dla danego okresu rozliczeniowego według następującego wzoru:

$$PA_{\min} = \min \{PA_t\} \text{ spośród } t \text{ należących do zbioru godzin } T \quad (7)$$

We wzorze (7) PA_t oznacza poziom autokonsumpcji całego obszaru autobilansowania w godzinie t, w bezwymiarowych jednostkach pomiędzy wartościami 0 a 1. Wartość 0 zmiennej PA_t oznacza, iż w danej godzinie obszar autobilansowania nie bilansował swojej produkcji i zużycia energii w jakimkolwiek stopniu. Wartość 1 oznacza, że zapotrzebowanie i wytwarzanie energii na obszarze bilansowania były sobie równe. Wartości pomiędzy 0 a 1, np. 0,5, oznaczają proporcję, w jakiej obszar autobilansowania bilansował się,

opierając się na własnych źródłach, a w jakim stopniu wymagał dostaw energii i utrzymania mocy w KSE.

We wzorze (7) T oznacza zbiór godzin pomiędzy 9:00 a 22:00 w zadanym okresie rozliczeniowym, dla których zapotrzebowanie na energię elektryczną obszaru (E_{sp_t}) lub wytwarzanie energii na danym obszarze autobalansowania (E_{sw_t}) jest wyższe niż wartość progowa wynosząca 25% sumy mocy umownych wszystkich odbiorców klastra. Zmienne E_{sp_t} i E_{sw_t} są zdefiniowane we wcześniejszej części artykułu.

Dla tych t , dla których $E_{sp_t} > E_{sw_t}$, czyli dla godzin, w których w ramach klastra występuje przewaga popytu nad podażą:

$$PA_t = E_{sw_t} / E_{sp_t} \quad (8)$$

Dla tych t , dla których $E_{sp_t} \leq E_{sw_t}$, czyli dla godzin, w których w ramach klastra występuje przewaga podaży nad popytem:

$$PA_t = E_{sp_t} / E_{sw_t} \quad (9)$$

Powyższe rozróżnienie okresów na te, w których przeważa popyt, i te, w których przeważa podaż, jest niezbędne, aby osiągnąć efekt stabilizacji przepływu mocy przez infrastrukturę OSD w obu kierunkach, czyli z klastra i od klastra.

Proponuje się, żeby rekompensata za świadczenie elementu 2 usługi była naliczana osobno dla każdego PPE znajdującego się w ramach danego obszaru autobalansowania i dla całości energii pobranej przez PPE w danym okresie rozliczeniowym. Takie rozwiązanie nie wyklucza możliwości dzielenia się benefitami przez członków klastra w sposób wewnętrznie przez nich ustalony. Przykładowy sposób rozliczenia elementu 2, ilustrujący mechanizm działania wzorów (5) i (6), znajduje się w Tab. 7. Dla przykładu przyjęto następujące założenia: stawka zmienna dystrybucyjna wynosi 140 zł/kWh, a_i wynosi 0,5. Przykład ilustruje sytuację, gdy minimalny poziom autokonsumpcji PA_{min} wynosi 0,1.

Znajdująca się poniżej Tab. 8 podsumowuje proponowaną wycenę korzyści przypisanych do elementu 1 oraz 2.

Tab. 7. Przykładowe rozliczenie za element 2 UAB: bilansowanie fizyczne. Liczone jest według wzoru: minimalny poziom autokonsumpcji w okresie rozliczeniowym (0,1) * współczynnik korygujący (0,5) * stawka zmienna dystrybucyjna odbiorcy (140 zł/MWh) * sumaryczne zużycie energii w okresie rozliczeniowym. Maksymalna rekompensata za bilansowanie fizyczne wynosi 70 zł/MWh w sytuacji pełnego zbilansowania obszaru w każdej godzinie w okresie rozliczeniowym. Przykład obejmuje jedną jednostkę wytwórczą oraz dwa odbiory

Godzina t	Sumaryczne wytwarzanie w klastrze [kWh]	Pobór odbiorcy 1 (grupa taryfowa G 11) [kWh]	Pobór odbiorcy 2 (grupa taryfowa G 11) [kWh]	Poziom autokonsumpcji [zł]	Wynagrodzenie za element 2 UAB dla odbiorcy 1 [zł]	Wynagrodzenie za element 2 UAB dla odbiorcy 2 [zł]
$t = 1$	2	10	0	0,2	$0,1 * 0,5 * 0,14 \text{ zł/kWh} * 10 \text{ kWh} = 0,07$	0
$t = 2$	10	2	0	0,2	0,014	0
$t = 3$	10	1	1	0,2	0,007	0,007
$t = 3$	2	10	10	0,1 (minimalny)	0,07	0,07
Suma na koniec okresu rozliczeniowego	22	23	12	0,1	0,287	0,077

Tab. 8. Porównanie cech dla dwóch elementów usługi autobalansowania: autokonsumpcji godzinowej i bilansowania fizycznego

Element	Domyślny klucz podziału	Możliwość stosowania innego klucza podziału	Maksymalna wartość wynagrodzenia
Element 1: autokonsumpcja godzinowa	proporcjonalnie do udziału w autokonsumpcji godzinowej obszaru dla danego odbiorcy	TAK (w ramach umowy pomiędzy członkami klastra)	30 zł/MWh
Element 2: bilansowanie fizyczne	proporcjonalnie do ilości zużytej energii dla danego odbiorcy w okresie rozliczeniowym	TAK (w ramach umowy pomiędzy członkami klastra)	50% obniżki na opłacie sieciowej przy 100% autokonsumpcji w każdej godzinie roku (ok. 70 zł/MWh); estymowana prawdopodobna wartość – ok. 15 zł/MWh

Wyniki studium przypadku

Celem przeprowadzonego badania symulacyjnego jest ocena skutków wprowadzenia usługi autobilansowania według propozycji przedstawionych w niniejszym dokumencie. Badanie odpowiada na pytanie, czy proponowana usługa autobilansowania, sparametryzowana i wyceniona w sposób przedstawiony powyżej, stanowi wystarczający bodziec ekonomiczny i potencjalny model biznesowy dla rozwijającej się energetyki rozproszonej w Polsce. W tym celu przeprowadzono eksperyment symulacyjny w dwóch scenariuszach: gdy występuje oraz gdy nie występuje możliwość świadczenia usługi autobilansowania w klastrach energii. W obu scenariuszach postawiono **zadanie optymalizacji miks energetycznego** możliwego do wykształcenia w klastrze energii. Następnie, na bazie analizy wyników, starano się odpowiedzieć na następujące pytania: Czy świadczenie usługi jest ekonomicznie opłacalne? Jakie inwestycje są potrzebne do jej realizacji? W jaki sposób sterować elastycznymi jednostkami w przypadku świadczenia usługi autobilansowania?

Narzędziem wykorzystanym do badania symulacyjnego jest autorski system ARA (Automated Regulatory Assistant). Zadaniem systemu ARA jest analiza ekonomiczna skutków wprowadzania nowych regulacji w obszarze energetyki rozproszonej. System ARA uwzględnia szczegółowe uwarunkowania techniczne, ekonomiczne i regulacyjne istniejące w obszarze energetyki rozproszonej. Dla przedstawionej analizy założono strukturę odbiorców w klastrze oraz zamodelowano możliwość inwestycji w źródła PV oraz magazyny energii. Wyniki analizy wskazują na różnice

w optymalnym ekonomicznie miksie wytwórczym i w elastyczności klastra, w różniących się uwarunkowaniach (scenariuszach) legislacyjnych.

Schemat przeprowadzonego badania symulacyjnego znajduje się na Rys. 5.

W dalszej części artykułu szczegółowo przedstawiono założenia i parametry użyte do wygenerowania wyników w przedstawionym studium przypadku. Zaznacza się, że minimalny poziom autokonsumpcji oraz poziom wykonania elementów usługi autobilansowania nie jest narzucony odgórnie, ale stanowi wyniki optymalizacji ekonomicznej.

Klaster w stanie początkowym składa się z samych odbiorów energii – bez istniejących źródeł wytwarzania. Określone są dostępne inwestycje w nowe źródła wytwarzania. Wynikiem badania jest identyfikacja najbardziej opłacalnych źródeł dla klastra, co potencjalnie wskazuje, w jaki sposób będą rozwijały się klastry energii w badanych scenariuszach regulacyjnych. Początkową strukturę klastra energii przyjętą w obecnym badaniu przedstawiono w Tab. 9.

Dodatkowe, istotne dla badania parametry wyglądają następująco:

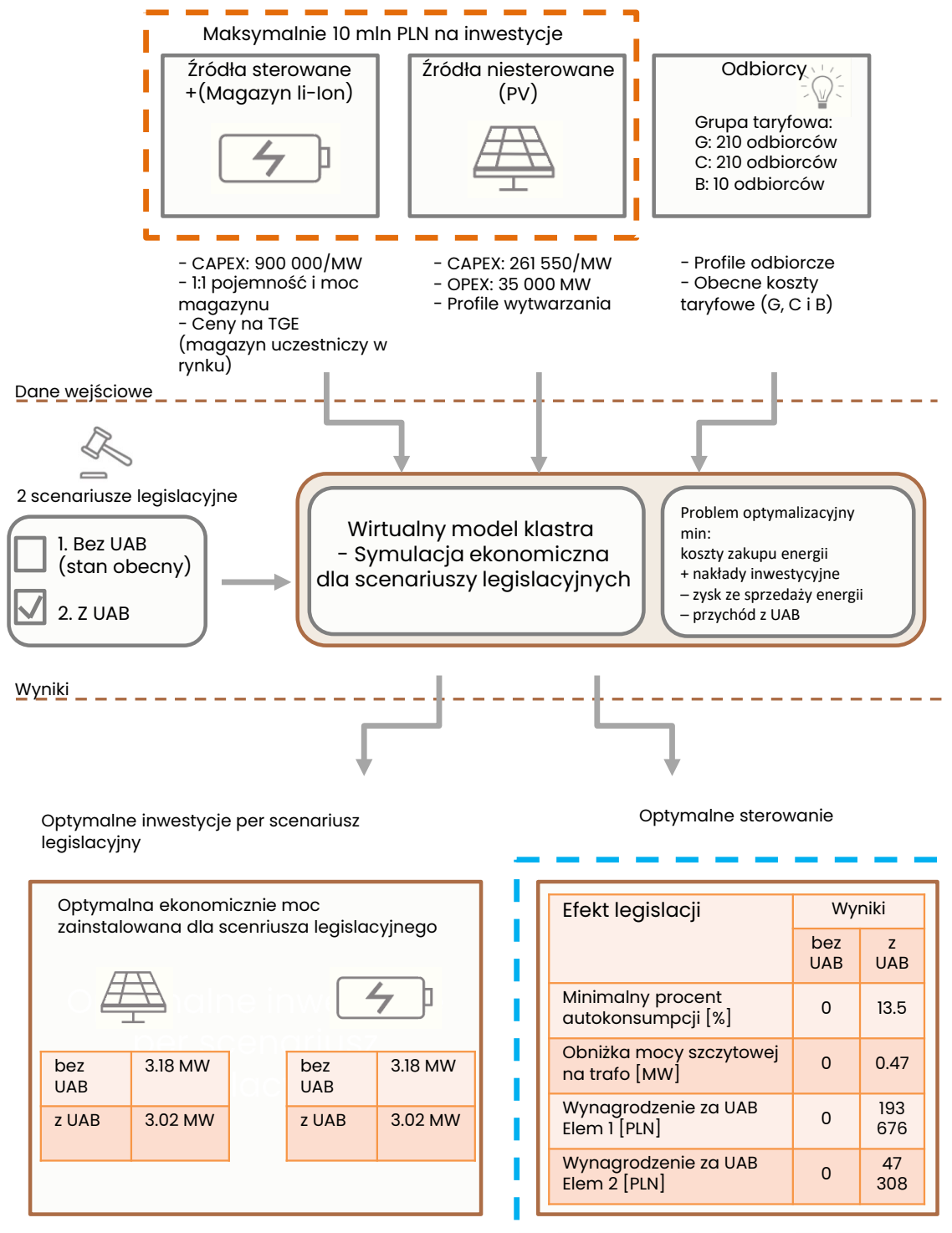
- współczynnik korygujący a_i wynosi 0,5;
- rzeczywista jednoczesna moc odbiorców klastra, wynikająca z dynamiki i jednoczesności profili godzinowych poszczególnych symulowanych odbiorców, wynosi 3,24 MW;
- wartość progowa wynosi 2,86 MW (25% od sumy mocy umownych [11,44 MW]).

W dalszej części tekstu przedstawione zostaną dostępne źródła wytwarzania i elastyczności dla symulowanego klastra oraz ich parametry ekonomiczne.

Tab. 9. Struktura popytu w klastrze referencyjnym

Rodzaj odbiorców (grupy taryfowe)	Liczba odbiorców	Indywidualne roczne zapotrzebowanie na energię [MWh]	Średnie szczytowe zapotrzebowanie na moc dla odbiorców w danej grupie [MW]	Sumaryczne zapotrzebowanie na energię [MWh]
G	210	2,4	0,02	500
C	210	2,4	0,019	500
B	10	1300	0,8	13 000
Zagregowany	430	-	4,47	14 000

Badanie symulacyjne efektów legislacji



Rys. 5. Schemat studium przypadku wykonanego z wykorzystaniem systemu Automated Regulatory Assistant (ARA) w celu oszacowania efektów regulacji usługi autobalansowania na modelowym klastrze energii. Bez usługi autobalansowania przewiduje się, że klastry energii nie będą miały wystarczających bodźców ekonomicznych do inwestycji w źródła elastyczności, takich jak magazyny energii. Wyniki studium przypadku pokazują, że proponowana usługa autobalansowania stanowi wystarczający bodziec ekonomiczny do inwestycji w magazyny energii dla przedstawionego studium przypadku. W scenariuszu bez usługi model dobrał inwestycję PV o mocy 3,18 MWp oraz brak inwestycji w magazyny energii. W scenariuszu z usługą powstało 3,08 MWp PV oraz 308 kW mocy w magazynach energii

Dla ustalenia uwagi i łatwości interpretacji wyników założono, że klastr może składać się z jednej farmy PV oraz wielu rozproszonych magazynów energii. Wielkość, czyli innymi słowy moc zainstalowaną w dostępnych źródłach, dobiera optymalizator – nie są to wielkości narzucone odgórnie. **Maksymalny budżet na inwestycje, jakim w badaniu dysponował klastr, określono na 10 mln zł.**

Poniżej zostały przedstawione dodatkowe założenia, w szczególności w obszarze modelowanych transakcji obrotu energią, przyjęte do wygenerowania liczbowych wyników z symulacji (Tab. 10 i Tab. 11).

Rys. 6 przedstawia optymalne inwestycje dla modelowego klastra energii w dwóch scenariuszach legislacyjnych: z usługą autobilansowania oraz bez niej.

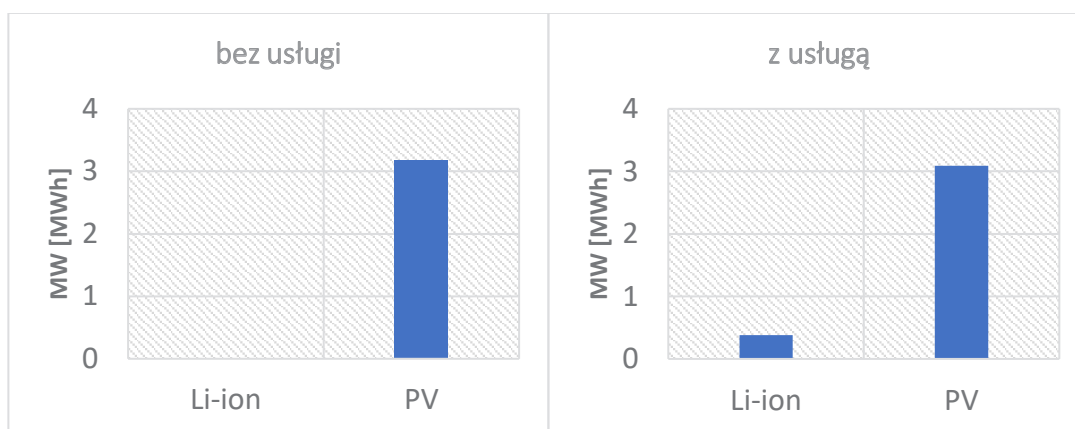
W obu scenariuszach regulacyjnych (z usługą autobilansowania oraz bez niej) opłacalna okazuje się inwestycja w źródła PV. W scenariuszu bez usługi model dobierał inwestycję PV o mocy 3,18 MWp. Bez możliwości świadczenia usługi autobilansowania nie występują obecnie wystarczające bodźce inwestycyjne i legislacyjne do inwestowania w przydomowe magazyny energii, co potwierdzają otrzymane wyniki. Z kolei w scenariuszu z usługą powstało 3,08 MWp instalacji PV i opłacalne okazały się magazyny energii o łącznej pojemności 380 kWh oraz łącznej mocy wynoszącej 308 kW. W scenariuszu regulacyjnym z usługą autobilansowania optymalizator zdecydował, że największe korzyści ekonomiczne uzyskane zostaną w przypadku utrzymania minimalnego poziomu autokonsumpcji na poziomie 0,106.

Tab. 10. Struktura generacji w klastrze referencyjnym

	CAPEX [zł/MW]	OPEX [zł/MW]	Var Cost [zł/MWh]
Farma PV	2 615 500	35 000	0
Magazyny przydomowe (dofinansowanie na poziomie ~50%)	900 000	0	0

Tab. 11. Opis i źródła danych wykorzystanych do przeprowadzenia studium przypadku

	Dozwolone mechanizmy obrotu energią	Założony profil
Odbiorcy	energia kupowana po cenach taryfowych	profil standardowy (ENEA) + szum
Wytwórcy	PV – energia sprzedawana po cenach systemu aukcyjnego	reprezentatywny dla Polski profil PV
Magazyny	<ul style="list-style-type: none"> energia sprzedawana po cenach TGE, możliwość magazynowania energii w celu świadczenia usługi autobilansowania 	profil działania magazynu jest wynikiem przeprowadzonej optymalizacji



Rys. 6. Wyniki symulacji ARA. Optymalne kosztowo inwestycje, w dwóch scenariuszach legislacyjnych: z usługą autobilansowania oraz bez niej. W scenariuszu z usługą autobilansowania inwestycja w magazyny energii jest opłacalna ekonomicznie z punktu widzenia klastra energii. W scenariuszu bez usługi optymalizator ekonomiczny wskazuje na inwestycje jedynie w instalacje fotowoltaiczne, bez inwestycji w źródła elastyczności

Poziom ten przekłada się na obniżenie szczytu zapotrzebowania obszaru o 308 kW, czyli moc zainstalowaną magazynów działającą w celu obcinania szczytów. Minimalny poziom autokonsumpcji w scenariuszu bez usługi autobilansowania nie jest gwarantowany, ponieważ odbiory i źródła elastyczności mogą znajdować się w różnych miejscach w sieci, nie istnieją również zachęty do chwilowego zbilansowania. W związku z tym założony minimalny poziom autokonsumpcji dla scenariusza bez usługi wynosi 0.

Szczegółowe wyniki przedstawione są zbiorczo w Tab. 12.

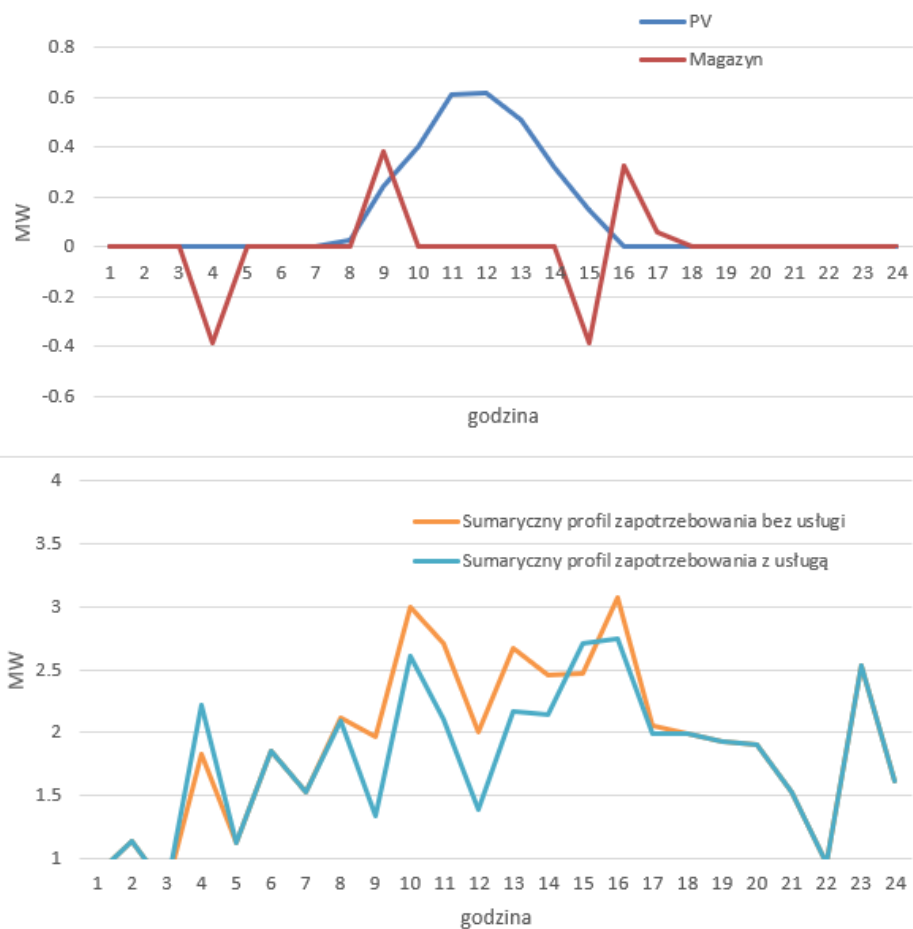
Przykładowa realizacja usługi autobilansowania widoczna jest na wykresie godzinowego bilansu energetycznego klastra przedstawiającym profile wytwórców, odbiorców oraz magazynów energii.

Rys. 7 przedstawia godzinowe profile zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców (sumaryczny profil dla wszystkich odbiorców w klastrze), jednostek wytwórczych oraz magazynów energii (również profil sumaryczny) dla przykładowego dnia zimowego w scenariuszu z usługą autobilansowania. Na rysunku przedstawiono profil całkowitego zapotrzebowania na moc obszaru autobilansowania (linia pomarańczowa) oraz tego samego zapotrzebowania na moc zredukowanego wskutek świadczenia usługi autobilansowania (linia niebieska). Wykres w pierwszym rzędzie ilustruje

godzinową generację fotowoltaiki oraz magazynów energii odpowiedzialnych za zwiększenie poziomu minimalnej autokonsumpcji w ramach świadczonej usługi autobilansowania. Ujemne wartości profilu magazynu reprezentują ładowanie się, zaś dodatnie – rozładowywanie się magazynu. Wykres w drugim rzędzie pokazuje, iż szczyty zapotrzebowania na moc ulegają obniżeniu wskutek świadczenia usługi autobilansowania. Można zaobserwować, że gdy zapotrzebowanie zbliża się do szczytowego zapotrzebowania obszaru, w scenariuszu z usługą (np. godziny o numerach 8, 13 i 37) magazyn zaczyna działać w sposób niwelujący szczyty (*peak shaving*). Praca magazynu energii pozwala zwiększyć minimalny poziom autokonsumpcji i tym samym uzyskać dodatkowe przychody w ramach wynagrodzenia za świadczoną usługę autobilansowania. W godzinie 32 zapotrzebowanie również było bliskie szczytowemu, natomiast występowała wtedy wystarczająca generacja ze źródeł PV, co spowodowało, że w tej godzinie magazyn energii nie był potrzebny do zbilansowania obszaru. Przewidujemy, iż w sytuacji obniżania cen na magazyny energii oraz rozwoju technologii IT pozwalających na integrację rozproszonych zasobów elastyczności w celu świadczenia usług systemowych, krzywa przepływu przez transformator będzie obniżać się w większym stopniu, generując dodatkowe zyski oraz przynosząc dodatkowe korzyści dla KSE.

Tab. 12. Wyniki aplikacji ARA dla dwóch scenariuszy regulacyjnych (bez usługi i z usługą)

	Bez usługi	Z usługą
Moc PV [MW]	3,18	3,09
Moc magazynu [MW]	0	0,38
Wartość inwestycji [zł]	10 mln	10 mln
Minimalny procent autokonsumpcji [%]	0	10,6
Obniżka mocy szczytowej na stacji transformatorowej [MW]	0	0,38
Wynagrodzenie za UAB element 1 [zł]	0	87 900 (~6,8% opłat dystrybucyjnych)
Wynagrodzenie za UAB element 2 [zł]	0	37 200 (~2,8% opłat dystrybucyjnych)
Szacunkowe całkowite opłaty dystrybucyjne odbiorców klastra [zł]	1 300 000	1 300 000 – 87 900 – 37 200 = 1 174 900
Szacunkowy całkowity koszt zakupu energii z sieci [zł]	7 700 000	7 700 000
Szacunkowy całkowity koszt operacyjny klastra (pomniejszony o przychody ze sprzedaży energii oraz świadczenia usług) [zł]	6 570 000	6 470 000
Okres zwrotu z inwestycji [lata]	9,03	8,32



Rys. 7. Wynik symulacji ARA, profile godzinowe pracy magazynów energii (czerwona krzywa), generacji PV (niebieska krzywa), profilu sumarycznego zapotrzebowania obszaru autobilansowania w scenariuszu bez usługi (pomarańczowa krzywa) oraz w scenariuszu z usługą (błękitna krzywa). W scenariuszu legislacyjnym z usługą dochodzi do obniżenia szczytów zapotrzebowania

Świadczenie usługi autobilansowania stanowi nowy bodziec do inwestowania w źródła elastyczności. Usługa autobilansowania zachęca lokalne społeczności energetyczne do inwestycji w **elastyczne źródła** energii oraz **sterowania** elastycznymi jednostkami w sposób **ekonomicznie korzystny z punktu widzenia sieci**, czyli poprzez niwelację szczytów własnego zapotrzebowania, potencjalnie wymuszających kosztowne inwestycje po stronie OSD.

Równie istotne jest to, że proponowana legislacja dla usługi autobilansowania stanowi zachętę do rozwoju innowacyjnych technologii i form współpracy w obszarach IT i energetyki odnawialnej. Promocja innowacyjnych rozwiązań odbywa się nie poprzez bezwarunkowe dofinansowanie wybranych technologii, a przez postawienie wymagających warunków przed usługodawcami i klastrami energii. Konieczna jest synchronizacja

i niwelacja profili wytwórczych i odbiorczych na danym obszarze – czyli właśnie realizacja usługi lokalnego autobilansowania w wymiarze fizycznych rozptyłów mocy. Przedstawiona legislacja stanowi zatem istotny krok w kierunku tworzenia zdecentralizowanego systemu energetycznego opartego o lokalne społeczności oraz innowacyjne – na dzień dzisiejszy – technologie.

Przedstawione powyżej wyniki badania prowadzą do następujących wniosków:

- Świadczenie usługi autobilansowania stanowi nowy bodziec do inwestowania w źródła elastyczności. Usługa autobilansowania zachęca obszar do inwestycji w **elastyczne źródła** energii oraz do **sterowania** elastycznymi jednostkami w sposób **najbardziej korzystny z punktu widzenia sieci**, czyli poprzez niwelację szczytów własnego zapotrzebowania.

- Bez nowych bodźców inwestycyjnych nowe źródła elastyczności nie będą posiadały wystarczającej zachęty finansowej do powstawania. Istnieje istotne prawdopodobieństwo, iż bez usługi autobilansowania klastry wytworzą nieelastyczne źródła OZE i nie wniosą oczekiwanych korzyści systemowych pozwalających na integrację systemową rosnącej liczby źródeł OZE. Rozwój klastrów energii bez usługi autobilansowania może prowadzić do wzrostu całkowitych kosztów społecznych poprzez zwiększenie zapotrzebowania na inwestycje w infrastrukturę sieciową.

Autobilansowanie a regulacje europejskie

W zależności od woli legislatora podmiot realizujący usługę autobilansowania może być wpisany w kontekst społeczności energetycznej (Dyrektywa IMD 2019/944) lub w kontekst społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej (Dyrektywa RED II 2018/2001). Różnice oraz elementy wspólne obu społeczności prezentuje Tab. 13.

W świetle implementacji usługi kluczowa różnica pomiędzy wyżej wymienionymi wariantami dotyczy źródła energii możliwej do rozliczenia w ramach autokonsumpcji. W przypadku gdy autokonsumpcja dotyczy tylko konsumpcji energii wytworzonej w jednostkach OZE, usługa ta wpisuje się w ramy społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej Dyrektywy RED II. Natomiast w przypadku, gdy autokonsumpcja dotyczy energii wytworzonej dowolnej technologii, wpisuje się w regulację społeczności energetycznej (SE) z Dyrektywy IMD.

Bez względu na wariant, który wybierze ustawodawca, należy zwrócić uwagę na konieczność posiadania osobowości prawnej, zarówno przez obywatelskie społeczności energetyczne, jak i społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej. W obecnym kształcie klastry nie posiada takiej osobowości.

Zidentyfikowane ryzyka i środki zaradcze

Wskutek rozmów i konsultacji z przedstawicielami interesariuszy w obszarze planowanej regulacji, w szczególności z reprezentantami OSD, zidentyfikowano wymienione poniżej ryzyka i zaproponowano opisane rozwiązania.

Czy koszty pokrycia UAB po stronie OSD powodują przeniesienie ich skutków na pozostałe podmioty przyłączone do sieci OSD?

Jest to kwestia odpowiedniej parametryzacji/wyceny usługi. Proponowana jest statystyczna i średnia wycena UAB: część klastrów będzie dostawała mniej niż faktycznie przynoszą oszczędności dla OSD, a część więcej. Parametryzacja powinna być dobrana tak, by OSD mogły wyjść na zero, a inni uczestnicy systemu nie byli obciążani dodatkowymi kosztami.

Czy oferowanie w każdym obszarze tej samej wyceny dla UAB będzie generowało powstawanie klastrów „zbędnych” z punktu widzenia OSD?

Takiej możliwości nie można wykluczyć, natomiast istnieje równie istotne ryzyko, że wyznaczanie obszarów przez OSD mogłoby generalnie spowolnić rozwój energetyki rozproszonej na poziomie krajowym. Proponujemy, by wynagrodzenie dla danego obszaru reprezentowało średnią wartość unikniętych kosztów inwestycyjnych, tak żeby przepłacone obszary niewymagające inwestycji równoważyły niedopłacone obszary, gdzie faktycznie zachodzi potrzeba inwestycji. Dzięki temu cały proces będzie uproszczony, OSD nie będzie ponosił negatywnych skutków finansowych, a energetyka rozproszona w Polsce uzyska istotny impuls do rozwoju oraz rozpocznie się niezbędny proces transformacji krajowego systemu energetycznego.

Czy z uwagi na strukturę sieci dystrybucyjnej i wzajemne powiązanie jej części, uzyskanie wskazanych efektów będzie dużo bardziej prawdopodobne na obszarach poniżej stacji SN/nN niż na obszarach poniżej stacji WN/SN?

Tab. 13. Różnice w wymaganiach dyrektyw RED II oraz IMD w kontekście podmiotów energetyki rozproszonej

	Obywatelska społeczność energetyczna (SE) Dyrektywa IMD 2019/944, art. 16	Społeczność energetyczna działająca w zakresie energii odnawialnej (SOZE) Dyrektywa RED II 2018/2001, art. 22
Cel istnienia	główny cel to zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców, a także obszarów lokalnych, na których społeczność prowadzi działalność	podstawowym celem – zamiast przyniesienia zysków finansowych – jest przyniesienie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych jej udziałowcom, członkom lub lokalnym obszarom, na których ona działa
Członkostwo	otwarte i dobrowolne	otwarte i dobrowolne
Uprawnienia decyzyjne	wyłącznie dla tych członków lub udziałowców, którzy nie prowadzą działalności komercyjnej na dużą skalę i dla których sektor energetyczny nie jest obszarem podstawowej działalności gospodarczej	brak wytycznych
Dostęp do systemów wsparcia	brak wytycznych	zapewnione uczestnictwo w dostępnych systemach wsparcia na równych warunkach z dużymi uczestnikami
Podmiotowość prawna	zależna od implementacji krajowej, np. forma stowarzyszenia, spółdzielni, spółki osobowej, organizacji nienastawionej na zysk albo małego lub średniego przedsiębiorstwa, pod warunkiem że podmiot ten, działając we własnym imieniu, może wykonywać prawa i podlegać obowiązkom	<ul style="list-style-type: none"> zależna od implementacji krajowej; podmiot prawny którego udziałowcy lub członkowie są osobami fizycznymi, MŚP lub organami lokalnymi, w tym gminnymi; wymaganie, aby podmiot prawny był niezależny i skutecznie kontrolowany przez udziałowców lub członków zlokalizowanych w niewielkiej odległości od projektów dotyczących energii odnawialnej będących własnością tego podmiotu prawnego i przez niego rozwijanych
Współpraca z OSD	tak, w celu ułatwienia przesyłu energii elektrycznej w obrębie obywatelskich społeczności energetycznych, za sprawiedliwą rekompensatą, którą ocenia organ regulacyjny	tak, konieczność współpracy OSD ze SOZE w celu ułatwienia transferów energii w ramach społeczności
Opłaty i procedury	niedyskryminacyjne, sprawiedliwe, proporcjonalne i przejrzyste	niedyskryminacyjne, sprawiedliwe, proporcjonalne i przejrzyste
Struktury transgraniczne	możliwe, zależne od sposobu wprowadzenia regulacji krajowych	możliwe, zależne od sposobu wprowadzenia regulacji krajowych
Dostęp do rynków energii	bez dyskryminacji – wszystkie rynki energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem agregacji	bez dyskryminacji – wszystkie rynki energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem agregacji
Bilansowanie	ponoszą odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, muszą być podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub oddelegować odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943	ponoszą odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, muszą być podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub oddelegować odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943
Opłaty sieciowe	ponosi opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci oraz energii elektrycznej zużywanej z sieci	SOZE powinny mieć możliwość wymiany między sobą energii, która jest produkowana przez instalacje należące do ich społeczności; członkowie społeczności nie powinni jednak być zwolnieni z odpowiednich kosztów, opłat i podatków, które byłyby w podobnej sytuacji ponoszone przez odbiorców końcowych niebędących członkami społeczności lub producentów albo kiedy do tych transferów wykorzystuje się infrastrukturę sieci publicznej
Podział energii oraz rozliczenia	uprawnienie do ustalenia wewnątrz obywatelskiej społeczności energetycznej podziału energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez jednostki wytwórcze będące własnością społeczności	uprawnienie do podziału, w ramach danej SOZE, energii odnawialnej wyprodukowanej przez jednostki produkcyjne będące własnością tej społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej
Prawo do zarządzania sieciami dystrybucyjnymi	możliwe, zależne od sposobu wprowadzenia regulacji krajowych	brak wytycznych; w rezultacie możliwe, zależne od sposobu wprowadzenia regulacji krajowych
Inne prawa członków	członkowie nie tracą praw i obowiązków jako odbiorcy będący gospodarstwami domowymi lub odbiorcy aktywni	konsumenci/prosumenci powinni zachować swoje prawa jako konsumenci, w tym prawo do zawarcia umowy z wybranym dostawcą i zmiany dostawcy

Należy zaznaczyć, że sieć SN ma strukturę promieniastą, ale domyślnie rozpiętą, czyli w stanie normalnym drzewiastą. Dlatego wydaje się, że również dla obszaru zdefiniowanego względem stacji WN/SN możliwe będzie określenie rozptyłów mocy wynikających z działania klastra oraz ich wpływu na elementy infrastruktury OSD.

Istotne jest również to, że infrastruktura OSD jest utrzymywana nie tylko na stanie w pełni sprawnej sieci, ale również na stanach awaryjnych, tzw. N-1. Obszary autobilansowania mogą być korzystne zarówno w standardowym układzie pracy sieci, jak i w stanach awaryjnych. Proponowana jest także podwójna parametryzacja: większe wynagrodzenia dla obszarów SN/nN niż dla obszarów WN/SN.

Czy zjawisko, kiedy na danym obszarze sieciowym nie wszystkie podmioty przyłączone do sieci OSD są członkami klastra, niweluje korzyści wnoszone przez podmioty świadczące usługę autobilansowania?

Dostrzeżone jest ryzyko, że zachowanie odbiorców poza klastrem energii będzie głównym powodem, dla którego OSD będzie prowadził niezbędne inwestycje. Gratyfikacja za świadczenie usługi autobilansowania stanowi zachętę dla podmiotów w sieci OSD pozostających poza klastrem, by do klastra dołączać i tym samym niwelować konieczność inwestycji. Proponowany mechanizm UAB jest skierowany w głównej mierze właśnie do tych podmiotów, które jeszcze w klastrze nie funkcjonują, ale z sieciowego punktu widzenia wskazane jest, aby do niego przystąpiły.

Dodatkowo należy zauważyć, że nawet częściowe ograniczenie na danym obszarze wynikające z zachowania członków klastra energii może (choć nie musi) dać pozytywny efekt z punktu widzenia OSD.

Czy przy braku dopełnienia warunków lub zaprzestaniu świadczenia usługi autobilansowania przez klastr, OSD pozostanie z niewykonanymi inwestycjami i poniesie z tego powodu negatywne konsekwencje? Z tego powodu proponuje się, aby UAB wprowadzany był w pięcioletnim okresie przejściowym. Podczas pierwszych pięciu lat od wprowadzenia możliwości świadczenia usługi klastry nie muszą deklarować do

OSD minimalnego poziomu autokonsumpcji planowanego na następny rok. Jest to okres, w którym klastry szukają sposobu na zwiększanie tego poziomu oraz wykonują niezbędne inwestycje. W tym okresie weryfikowana jest również wartość wnoszona przez klastry energii z punktu widzenia OSD oraz odpowiednio dobierany parametr a_i – współczynnik korygujący. W kolejnym okresie, czyli po pierwszych pięciu latach funkcjonowania UAB, wprowadzane są dodatkowe wymagania w stosunku do klastrów energii. Deklarują one swój minimalny poziom autokonsumpcji i w kolejnych latach muszą go utrzymać. W przeciwnym wypadku klastry zgadzają się na niedostarczenie mocy (klastry będą posiadały strażników mocy) oraz poniesienie kar umownych, co niweluje negatywne konsekwencje niedotrzymania umowy przez klastry.

Podsumowanie

W przedstawionym artykule została zarysowana i przeanalizowana propozycja wdrożenia usługi autobilansowania. Z wykonanych badań wynika, że świadczenie proponowanej usługi będzie stanowić potencjalnie wystarczającą zachętę do inwestowania w źródła elastyczności energii oraz do lokalnego bilansowania popytu i podaży. Zjawiska motywowane przez usługę autobilansowania są szczególnie istotne w kontekście planu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, co będzie wymagało istotnego wzrostu poziomu elastyczności systemu opartego o OZE. Ponadto usługa autobilansowania jest bodźcem finansowym do rozwoju innowacyjnych rozwiązań polegających na lokalnym bilansowaniu w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem inteligentnych sieci. Usługa autobilansowania definiuje rolę klastrów energii w KSE jako dostawców elastyczności składającej się z lokalnych, rozproszonych i społecznych zasobów. Podkreśla się, że zasadniczym mechanizmem usługi autobilansowania jest wykonanie przez operatora alternatywnych działań w stosunku do obecnie podejmowanych, w celu wywiązania się z zobowiązań ustawowych.

Tab. 14. Ilościowy szacunek wpływu wprowadzenia proponowanej regulacji na stawkę zmienną sieciową. Maksymalny negatywny wpływ został oszacowany w oparciu o maksymalną wartość rekompensaty dla klastra energii podzieloną przez wolumen energii dystrybuowanej w analogiczny sposób, w jaki amortyzowane są inne koszty uzasadnione funkcjonowania OSD. Zaznacza się, iż przewidywany wpływ wprowadzenia usługi na stawkę zmienną sieciową wynosi 0 zł/MWh

Suma opłat za usługę autobilansowania dla przykładowego klastra energii (zł)	Liczba klastrów energii	Wolumen energii dystrybuowanej OSD	Przewidywany wpływ na stawkę zmienną opłaty sieciowej	Maksymalny negatywny wpływ na stawkę zmienną opłaty sieciowej
240 984 zł	1	51.7 TWh	0 zł/MWh	0.005 zł/MWh
240 984 zł	100	51.7 TWh	0 zł/MWh	0.466 zł/MWh

Innymi słowy, kwota, którą operator przeznaczy na rekompensatę klastrów energii w zamian za usługę bilansowania, i tak zostałaby opłaconą przez odbiorców energii, z tą różnicą, że płaciliby oni za rozwój infrastruktury sieciowej, a nie rozwój lokalnych rozproszonych społeczności energetycznych. Usługa autobilansowania pomniejsza koszt inwestycji sieciowych, zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych i zakupu usług systemowych, a w efekcie obniża opłaty ponoszone przez całe społeczeństwo. Pomniejszenie części kosztów funkcjonowania OSD jest równe rekompensacie dla klastra energii za wykonanie usługi autobilansowania, dlatego opłata sieciowa nie powinna rosnać wskutek powstawania klastrów energii. Realną zmianę w stawce zmiennej opłaty sieciowej wskutek wprowadzenia usługi autobilansowania do kosztów regulowanych OSD szacuje się na 0 zł. Jedynie w mało prawdopodobnej sytuacji, gdyby usługa autobilansowania nie wносиła przewidywanych korzyści dla OSD, opłata sieciowa mogłaby wzrosnąć. Tab. 14 prezentuje ten negatywny scenariusz, w którym wzrost opłaty sieciowej oszacowano na około 0,46 zł/MWh. Maksymalny negatywny wpływ został oszacowany na podstawie maksymalnej wartości rekompensaty dla klastra energii podzieloną przez wolumen energii dystrybuowanej w analogiczny sposób, w jaki amortyzowane są inne koszty uzasadnione funkcjonowania OSD. Zaznacza się, iż przewidywany wpływ wprowadzenia usługi na stawkę zmienną sieciową wynosi 0 zł/MWh

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

Proposal of autobalancing service

Abstract: Distributed energy is developing at a high pace and needs new legislative solutions that will support it, while at the same time not place a big financial burden on the rest of society. This article presents and describes a potential solution that aims to address these goals. Autobalancing service rewards and incentivizes certain behavior of participants that is desirable from the point of view of the network. The types of actions that are incentivized by autobalancing service are described in detail in this article and are based on simultaneous occurrence of electricity demand and generation in a well defined area of distribution grid. Two independent types of elements of the autobalancing service are postulated: (i) balancing of energy, and (ii) balancing of power. These two elements are responsible for different system functions. Autobalancing service is incentivizing service providers to invest in flexible energy resources as well as operating them in such a manner that is most useful from the point of view of electrical grid. Simulations that took into account technical and economical aspects of operation of energy clusters were conducted. Results indicate that introduction of the autobalancing service would be a sufficient incentive for clusters to invest in energy storage and provide flexibility resources to the grid operator.

Keywords: autobalancing service, UAB, RES, microgrids, distributed energy resources

Ryszard CETNARSKI

specjalista ds. analizy danych
Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarne Zakład Analiz
Energetycznych (IDEA)
ryszard.cetnarski@idea.edu.pl



Serhiy PENSKYY

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarne Zakład Analiz
Energetycznych (IDEA)
serhiy.pensky@idea.edu.pl



Dr inż. Karol WAWRZYŃIAK

kierownik zakładu
Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarne Zakład Analiz
Energetycznych (IDEA)
karol.wawrzyniak@ncbj.gov.pl



Energetyka Rozproszona

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



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

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

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

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

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autorzy

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii



Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości energii elektrycznej oraz pracę agregatów w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

Abstrakt: Duża koncentracja jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych w nisko obciążonej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia często ma negatywny wpływ na parametry jakości energii elektrycznej, co skutkuje automatycznym wyłączaniem się falowników oraz utrudnia służbom energetycznym prowadzenie prac eksploatacyjnych z wykorzystaniem agregatów prądotwórczych. W artykule wyjaśniono i przedstawiono wpływ jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW na wartość skuteczną napięcia i asymetrię prądową i napięciową oraz omówiono współpracę agregatu prądotwórczego z mikroinstalacjami. W artykule zaprezentowano również wyniki pomiarów skuteczności łagodzenia negatywnego wpływu mikroinstalacji na parametry napięcia za pomocą transformatora symetryzującego oraz szeregowego transformatora dodawczego, z niezależną regulacją napięcia w poszczególnych fazach.

Słowa kluczowe: mikroinstalacje fotowoltaiczne, wzrosty i asymetria napięć, agregat prądotwórczy, transformator symetryzujący, szeregowy transformator dodawczy

Postęp technologiczny, konieczność ograniczania emisji substancji szkodliwych do atmosfery, rosnące ceny energii elektrycznej oraz obecność licznych rządowych programów wsparcia instalacji fotowoltaicznych, takich jak np. Mój Prąd (2020), Prosument 2 (2020) lub Czyste Powietrze (2020), powoduje, że obserwowany jest gwałtowny wzrost przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych do sieci dystrybucyjnych. W konsekwencji w sieciach spółek dystrybucyjnych tworzą się liczne obszary z dużą koncentracją mikroinstalacji. Dotyczy to głównie sieci wiejskich, które charakteryzują się niskim obciążeniem w godzinach okołopołudniowych, znacznymi długościami obwodów oraz niskimi przekrojami przewodów. To wszystko, w połączeniu z wysokim współczynnikiem jednoczesności wprowadzanej energii do sieci (często bliskim jedności), powoduje, że mikroinstalacje fotowoltaiczne nawet małej mocy

(rzędu 2 kW) znacząco wpływają na wartość skuteczną napięcia oraz asymetrię prądową i napięciową (dotyczy to głównie instalacji jednofazowych), co często skutkuje ich automatycznym wyłączaniem się na skutek zadziałania automatyki zabezpieczeniowej.

Poza problemami z poprawną pracą mikroinstalacji, na które skarżą się prosumenci, również operatorzy systemów dystrybucyjnych obserwują coraz więcej problemów z prowadzeniem prac eksploatacyjnych w sieciach dystrybucyjnych za pomocą agregatów prądotwórczych. Zasilenie stacji transformatorowej SN/nn za pomocą agregatu, do której przyłączono mikroinstalacje fotowoltaiczne o znacznej mocy w stosunku do mocy agregatu, może spowodować wyłączenie lub w najgorszym przypadku awarię urządzenia. Rejestrowana przez spółki energetyczne rosnąca liczba takich przypadków powoduje problemy z zapewnieniem ciągłości zasilania dla odbiorców zasilanych z fragmentów sieci objętych pracami eksploatacyjnymi, co często skutkuje wydłużeniem czasu prowadzonych prac lub koniecznością przeniesienia ich prac na inny dzień. Ponadto częste wyłączanie i włączanie agregatu może spowodować uszkodzenie mikroinstalacji oraz odbiorników zasilanych z danej stacji transformatorowej SN/nn.

W niniejszym artykule omówiono i przedstawiono rezultaty badania wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW na wybrane parametry jakości energii elektrycznej. Analizie poddano również przypadek współpracy agregatu prądotwórczego z mikroinstalacjami oraz zaprezentowano

wyniki pomiarów skuteczności łagodzenia negatywnego wpływu mikroinstalacji na parametry napięcia za pomocą transformatora symetryzującego oraz szeregowego transformatora dodatkowego, z niezależną regulacją napięcia w poszczególnych fazach.

Wpływ jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia i asymetrię napięć i prądów

W celu ukazania wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia wykonano symulację promieniowej sieci niskiego napięcia dla trzech przypadków. W pierwszym przypadku założono, że do jednej fazy przyłączono sześć jednofazowych odbiorników o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$. W drugim przypadku założono, że zamiast sześciu jednofazowych odbiorników do tej samej fazy przyłączono sześć jednofazowych mikroinstalacji również o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$. Z kolei w trzecim przypadku założono, że sześć jednofazowych mikroinstalacji pracuje z trzema różnymi współczynnikami mocy $\cos \varphi$, tj. $\cos \varphi = 1$, $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind.}}$ (o charakterze indukcyjnym) oraz

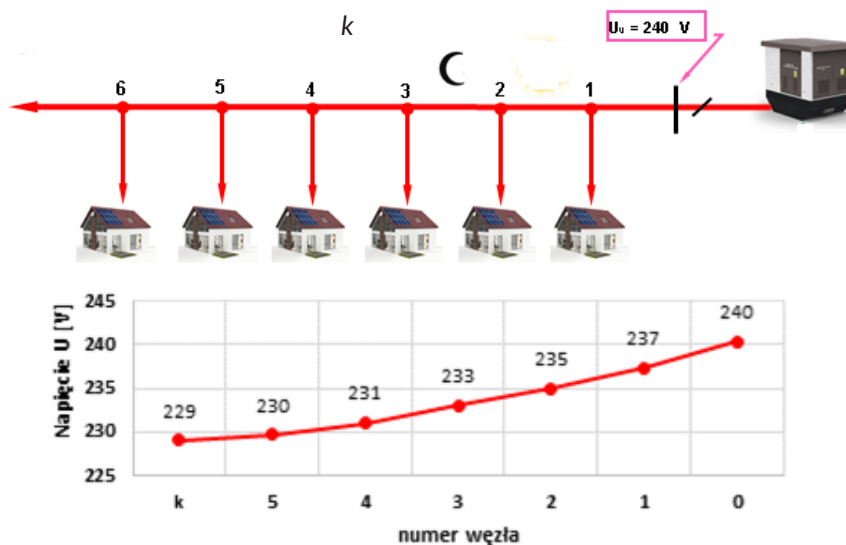
$\cos \varphi = 0,95_{\text{poj.}}$ (o charakterze pojemnościowym). Parametry elementów sieci niskiego napięcia przyjętych do symulacji zestawiono w Tab. 1.

Tab. 1. Zestawienie parametrów elektrycznych elementów sieci niskiego napięcia przyjętych do symulacji wartości skutecznych napięć fazowych w promieniowej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

Trójfazowe źródło napięcia	
Napięcie nominalne U_n	15 kV
Moc zwarciova S_k	100 MVA
Stosunek X/R	7
Transformator SN/nn Dyn	
Moc znamionowa S_n	100 kVA
Rezystancja uzwojeń sprawdzona na stronę niskiego napięcia R_T	0,03 Ω
Reaktancja uzwojeń sprawdzona na stronę niskiego napięcia X_T	0,07 Ω
Linia niskiego napięcia Al. $4 \times 50 \text{ mm}^2$	
Rezystancja jednostkowa R_L	0,58 Ω/km
Reaktancja jednostkowa X_L	0,30 Ω/km
Liczba odcinków p	6
Długość odcinka l	0,10 km

Przypadek 1

W przedstawionym na Rys. 1 przypadku prąd płynie od stacji transformatorowej do poszczególnych odbiorników i wywołuje spadki wartości skutecznej napięcia pomiędzy poszczególnymi węzłami.



Rys. 1. Profil wartości skutecznych napięć wzdłuż jednej fazy obwodu, do którego przyłączono sześć jednofazowych odbiorników o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$

To powoduje, że wartości skuteczne napięć w kolejnych węzłach sieci zmniejszają się. Zakładając, że wartość skuteczna napięcia w stacji transformatorowej Sn/nn jest stała, to wartość skuteczną napięcia w węźle k można wyznaczyć z zależności:

$$U_k = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} \Delta U_{(k-1)k} = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} I_{(k-1)k}^c R_{(k-1)k} \quad (1)$$

gdzie:

U_0 – wartość skuteczna napięcia po stronie niskiego napięcia transformatora, V,

$\Delta U_{(k-1)k}$ – spadek wartości skutecznej napięcia pomiędzy węzłami $(k-1)k$, V,

$I_{(k-1)k}^c$ – wartość skuteczna składowej czynnej prądu pomiędzy węzłami $(k-1)k$, A,

$R_{(k-1)k}$ – rezystancja linii niskiego napięcia pomiędzy węzłami $(k-1)k$, Ω .

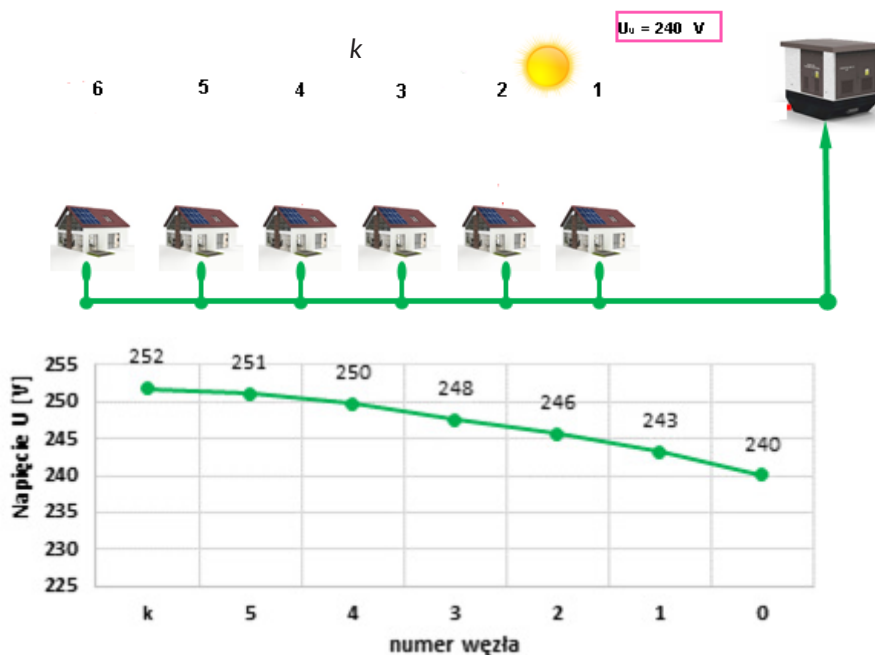
Przypadek 2

Przypadek z Rys. 2 pokazuje, że po zastąpieniu jednofazowych odbiorników mikroinstalacjami takiej samej mocy profil wartości skutecznych napięć wzdłuż

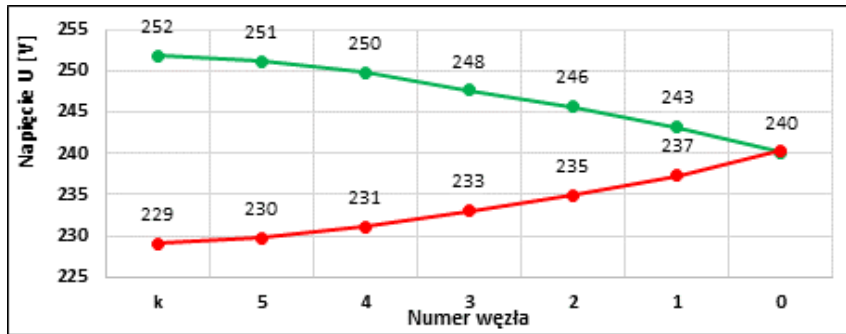
fazy obwodu wygląda zupełnie inaczej. Wartości skuteczne napięć w każdym kolejnym węźle zwiększają się i osiągają maksymalną wartość na końcu obwodu. W porównaniu do przypadku 1 (Rys. 1) zmienił się kierunek przepływu prądu. Prąd nie płynie już od stacji transformatorowej w kierunku poszczególnych odbiorców, tylko od prosumentów w kierunku stacji transformatorowej. To powoduje, że spadki wartości skutecznej napięcia pomiędzy poszczególnymi węzłami zmieniają znak, przez co dodają się one do wartości skutecznej napięcia w stacji transformatorowej. Zakładając, że wartość skuteczna napięcia w stacji transformatorowej jest stała, to wartość skuteczną napięcia w węźle k można wyznaczyć z zależności:

$$\begin{aligned} U_k &= U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} -\Delta U_{(k-1)k} = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} -I_{(k-1)k}^c R_{(k-1)k} = \\ &= U_k = U_0 + \sum_{k=1}^{k=n} \Delta U_{(k-1)k} \end{aligned} \quad (2)$$

Na Rys. 3 zestawiono profile wartości skutecznych napięć wzdłuż rozpatrywanej fazy obwodu, dla przypadku poboru i generacji energii przez sześć jednofazowych odbiorników i mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2$ kW i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$.



Rys. 2. Profil wartości skutecznych napięć wzdłuż jednej fazy obwodu, do którego przyłączono sześć jednofazowych mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2$ kW i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$



Rys. 3. Zestawienie profili wartości skutecznych napięć dla przypadku poboru i generacji energii przez sześć jednofazowych odbiorników i mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2$ kW i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$

Na podstawie Rys. 3 można stwierdzić, że na największe zmiany wartości skutecznej napięcia są narażeni odbiorcy i prosumenci zlokalizowani na końcu obwodu. W przedziałach czasu, w których nie ma generacji, wartości skuteczne napięć z dużym zapasem mieszczą się w dopuszczalnych limitach. Natomiast w chwili poprawy warunków nasłonecznienia wartości skuteczne napięć mogą natychmiast osiągnąć lub nawet przekroczyć górną dopuszczalną granicę wartości skutecznej napięcia, tj. 253 V, określoną w Rozporządzeniu systemowym (*Rozporządzenie Ministra Gospodarki...* 2007) i normie (PNK 2010).

Przypadek 3

Jak można zauważyć na Rys. 4, regulacja mocy biernej przez mikroinstalacje wpływa na wartości skuteczne napięć w poszczególnych węzłach sieci. Praca mikroinstalacji ze współczynnikiem mocy

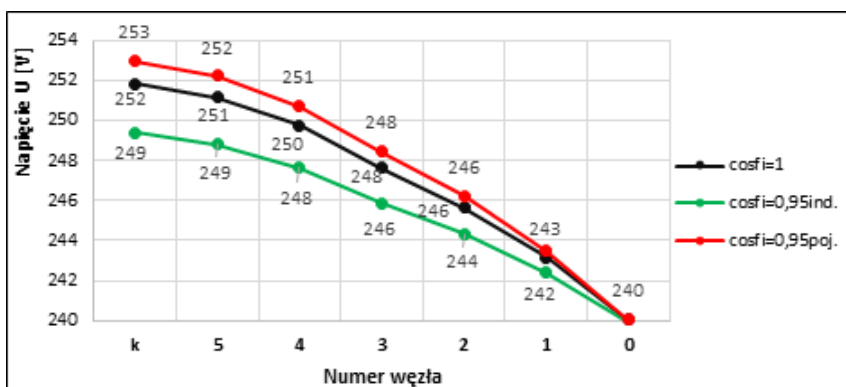
$\cos \varphi = 0,95_{ind.}$ (pobór mocy biernej indukcyjnej) powoduje obniżenie wartości skutecznych napięć we wszystkich węzłach sieci, w stosunku do wartości skutecznych napięć otrzymanych przy pracy tych mikroinstalacji ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi = 0,95_{poj.}$ (pobór mocy biernej pojemnościowej) i $\cos \varphi = 1$. Uwzględniając wpływ mocy biernej na wartość skuteczną napięć w poszczególnych węzłach sieci, wartość skuteczną napięcia w węzle k można wyznaczyć z zależności:

$$U_k = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} \Delta U_{(k-1)k} = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} [I_{(k-1)k}^c R_{(k-1)k} - I_{(k-1)k}^b X_{(k-1)k}], \quad (3)$$

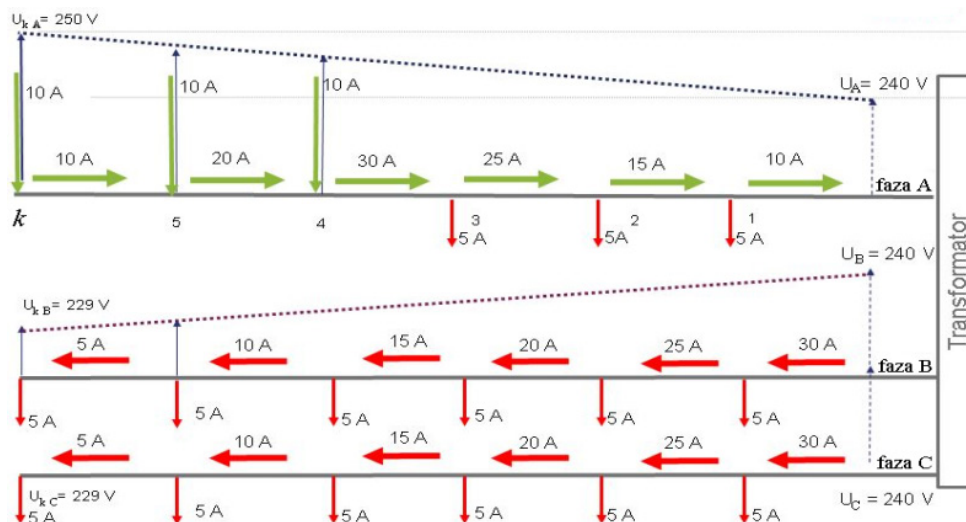
gdzie:

$I_{(k-1)k}^b$ – wartość skuteczna składowej biernej prądu pomiędzy węzłami $(k-1)k$, A,

$X_{(k-1)k}$ – reaktancja linii niskiego napięcia pomiędzy węzłami $(k-1)k$, Ω .



Rys. 4. Profile wartości skutecznych napięć wzdłuż jednej fazy obwodu, do którego przyłączono sześć jednofazowych mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2$ kW i współczynniku mocy $\cos \varphi$ zmieniającym się od $0,95_{poj.}$ do $0,95_{ind.}$



Rys. 5. Przykładowy rozpyły prądów oraz profili wartości skutecznych napięć w układzie trójfazowym z jednofazowymi odbiornikami (czerwone strzałki) i mikroinstalacjami (zielone strzałki) przyłączonymi niesymetrycznie do poszczególnych faz

Z kolei na Rys. 5 przedstawiono przykładowy rozpyły prądów oraz profile wartości skutecznych napięć w układzie trójfazowym z jednofazowymi odbiornikami i mikroinstalacjami, obrazujący typową sytuację występującą w okresach największego nastłonecznienia w sieciach niskiego napięcia, z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji przyłączonych niesymetrycznie pomiędzy poszczególne fazy.

Rys. 5 pokazuje, że niesymetrycznie przyłączone jednofazowe mikroinstalacje mają wpływ nie tylko na występowanie wzrostów wartości skutecznych napięć, ale również na asymetrię prądową i napięciową w układzie trójfazowym.

Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia w sieciach niskich napięć jest bardzo dobrze opisany w literaturze przedmiotu. Autor artykułu zachęca Czytelników do zapoznania się z odpowiednimi publikacjami (Jędrzychowski et al. 2018; Kacejko et al. 2017; Kacejko et al. 2018).

Wymagania stawiane mikroinstalacjom w zakresie regulacji mocy biernej

Zgodnie z obowiązującymi dokumentami (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019) mikroinstalacje

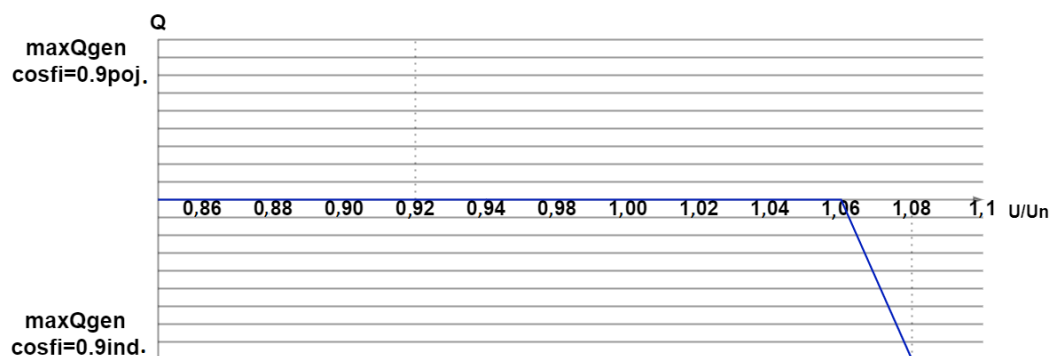
muszą być zdolne do pracy w następujących trybach sterowania mocą bierną:

- sterowanie mocą bierną w funkcji wartości skutecznej napięcia na zaciskach generatora $Q = f(U)$ – jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej $\cos \varphi = f(P)$ – jako tryb alternatywny,
- sterowaniem współczynnikiem mocy ustawionym na stałe w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind.}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj.}}$ – jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja mają być możliwe z poziomu falownika. Wymagana jest również ochrona falownika przed nieuprawnioną ingerencją w tryby sterowania, tak aby ich zmiana nie mogła być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019).

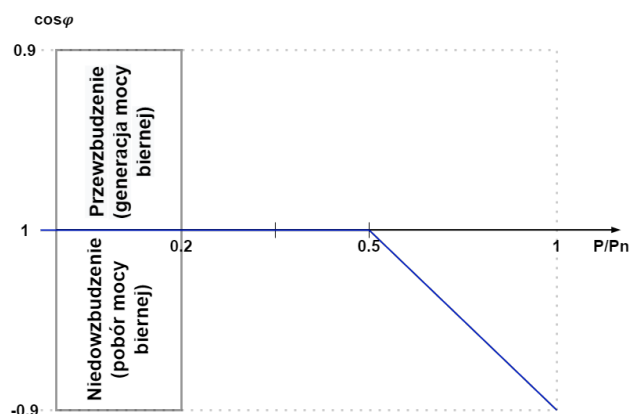
W trybie podstawowym $Q = f(U)$ sterowanie mocą bierną ma odbywać się zgodnie z charakterystyką przedstawioną na Rys. 6.

Charakterystyka przedstawiona na Rys. 6 wymaga, aby przy wzroście wartości skutecznej napięcia na zaciskach falownika od 6% do 8% napięcia znamionowego, falownik zaczął w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej w celu ograniczenia wzrostu wartości skutecznej napięcia powodowanego generacją mocy czynnej P .



Rys. 6. Wymagana charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji wartości skutecznej napięcia $Q = f(U)$ dla jednofazowych mikroinstalacji w trybie podstawowym (TAURON 2019a; TAURON 2019b)

W trybie alternatywnym $\cos\varphi = f(P)$ sterowanie współczynnikiem mocy ma odbywać się według charakterystyki przedstawionej na Rys. 7.



Rys. 7. Wymagana charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej $\cos\varphi = f(P)$ w trybie alternatywnym (TAURON 2019a; TAURON 2019b)

Według charakterystyki przedstawionej na Rys. 7 po przekroczeniu przez mikroinstalację połowy jej mocy znamionowej falownik powinien w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej, zmniejszając współczynnik mocy $\cos\varphi$ od 1 do 0,9. Ponadto dokumenty (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019) wymagają, aby każda mikroinstalacja była wyposażona w dwa stopnie zabezpieczeń nadnapięciowych:

- pierwszy stopień ($U>$) – jeśli 10-minutowa średnia wartość skuteczna napięcia (wyznaczana w oknie przesuwym składającym się z próbek napięcia agregowanych 3-sekundowo) przekroczy 253 V, to instalacja musi zostać odłączona od sieci w czasie do 3 sekund,

- drugi stopień ($U>>$) – jeśli chwilowa wartość skuteczna napięcia przekroczy 264,5 V, to instalacja musi zostać odłączona od sieci w czasie wynoszącym od 0,1 s do 0,2 s.

Ponowne włączenie mikroinstalacji jest dopuszczalne przy spełnieniu warunku, który mówi, że wartość skuteczna napięcia w sieci musi zawierać się w przedziale 195,5–253 V, przy minimalnym czasie obserwacji wynoszącym 60 sekund (PKN 2019).

Współpraca agregatu prądotwórczego z mikroinstalacjami

W celu minimalizacji czasu przerw w dostawie energii elektrycznej spółki energetyczne, podczas licznie prowadzonych prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej, często korzystają z agregatów prądotwórczych, którymi zapewniają ciągłość dostaw energii do odbiorców. W związku z powszechnym wykorzystywaniem agregatów w takich sytuacjach spółki energetyczne zadają sobie pytanie, czy bezpieczne jest zasilanie stacji transformatorowych SN/nn z agregatów, dla których poziom wprowadzanej energii do sieci jest na tyle duży, że występuje nadprodukcja energii, która jest przesyłana w kierunku agregatu?

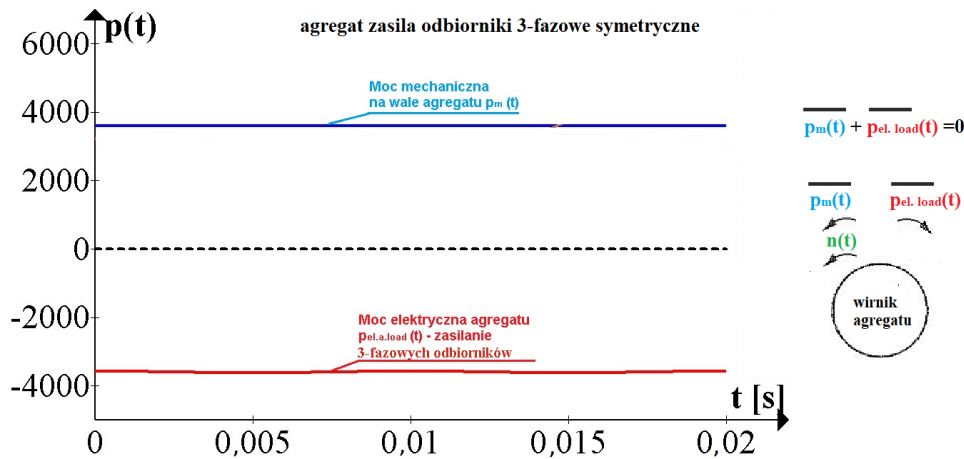
Aby spróbować odpowiedzieć na to pytanie, w pierwszej kolejności przeanalizowany zostanie przebieg chwilowej mocy elektrycznej $p_{el}(t)$ na wyjściu prądnicy synchronicznej, w przypadku zasilania przez nią trójfazowych odbiorników symetrycznych i niesymetrycznych.

Rys. 8 pokazuje, że w przypadku zasilania przez prądnicę synchroniczną trójfazowych symetrycznych odbiorników, chwilowa moc elektryczna $p_{el}(t)$ na wyjściu agregatu jest stała w czasie i równa chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$, co oznacza, że układ znajduje się w równowadze. W związku z tym agregat pracuje poprawnie, bez drgań i wibracji.

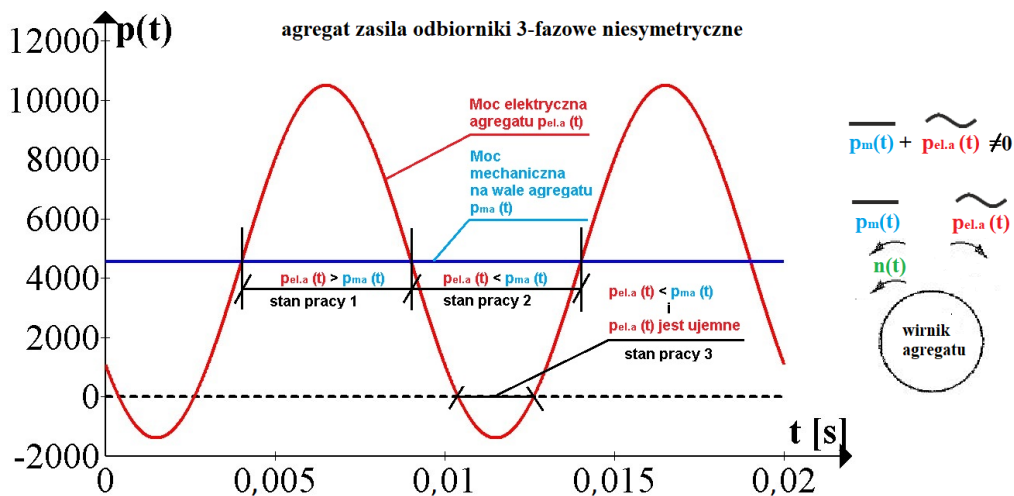
Z kolei Rys. 9 pokazuje, że w przypadku zasilania przez maszynę synchroniczną trójfazowych odbiorników niesymetrycznych (w tym jednofazowych mikroinstalacji) chwilowa moc elektryczna $p_{el}(t)$ ma charakter oscylacyjny i nie jest równa chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$, która nadal jest stała w czasie.

W pojedynczym okresie napięcia zasilającego możemy wyróżnić trzy stany pracy:

- stan pracy 1 – jest to stan, w którym $p_{el}(t)$ jest większa od $p_m(t)$, co powoduje hamowanie wirnika maszyny,
- stan pracy 2 – jest to stan, w którym $p_{el}(t)$ jest mniejsza od $p_m(t)$, co powoduje przyspieszanie wirnika maszyny,
- stan pracy 3 – jest to stan, w którym $p_{el}(t)$ jest mniejsza od $p_m(t)$, a $p_{el}(t)$ zmienia znak. Zmiana znaku $p_{el}(t)$ powoduje, że powstaje moment, który próbuje obrócić wirnik w kierunku przeciwnym do jego aktualnego kierunku obrotu.



Rys. 8. Przebieg chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$ na wale agregatu oraz chwilowej mocy elektrycznej $p_{el}(t)$ w przypadku zasilania odbiorników trójfazowych symetrycznych



Rys. 9. Przebieg chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$ na wale agregatu oraz chwilowej mocy elektrycznej $p_{el}(t)$ w przypadku zasilania odbiorników trójfazowych niesymetrycznych, w tym jednofazowych mikroinstalacji

Przeprowadzona analiza teoretyczna pokazuje, że agregat może mieć problemy z poprawną pracą w warunkach dużej asymetrii, co może skutkować powstawaniem drgań i wibracji w układzie, a to z kolei może doprowadzić do wyłączenia agregatu poprzez zadziałanie zabezpieczenia przed pracą asymetryczną lub w przypadku niezadziałania automatyki może skutkować jego uszkodzeniem.

Instalacje fotowoltaiczne i sieć dystrybucyjna niskiego napięcia na terenie gminy Ochotnica Dolna

Gmina Ochotnica Dolna od pięciu lat prowadzi intensywne działania na rzecz ochrony środowiska oraz poprawy bezpieczeństwa energetycznego regionu przez sukcesywny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w swoim bilansie energetycznym. I tak, w 2015 r. na terenie gminy powstała farma fotowoltaiczna zasilająca jedną z oczyszczalni ścieków o mocy znamionowej 200 kW wraz z systemem magazynowania energii w technologii litowo-jonowej o pojemności 120 kWh. Tego samego roku powstała również instalacja fotowoltaiczna na budynku Zespołu Szkolno-Przedszkolnego o mocy znamionowej 22 kW, a na dachach domów jednorodzinnych zabudowano 120 sztuk instalacji fotowoltaicznych o mocy znamionowej 2 kW, służących do grzania ciepłej wody użytkowej (bez możliwości oddawania nadwyżek energii do sieci dystrybucyjnej). Gmina nie poprzestała na dotychczasowych działaniach i w 2017 r. w ramach programu priorytetowego Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej „Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii” zbudowano na dachach domów jednorodzinnych kolejne 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy znamionowej 2 kW służących do grzania wody, tym razem z możliwością oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci dystrybucyjnej. Tym sposobem niemal 1/3 budynków całej gminy ma instalacje fotowoltaiczne, dzięki którym ich mieszkańcy zaspokajają część swoich potrzeb energetycznych (Gmina Ochotnica Dolna 2019).

Z kolei na Rys. 10 przedstawiono lokalizację 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych rozmieszczonych na terenie gminy Ochotnica Dolna.



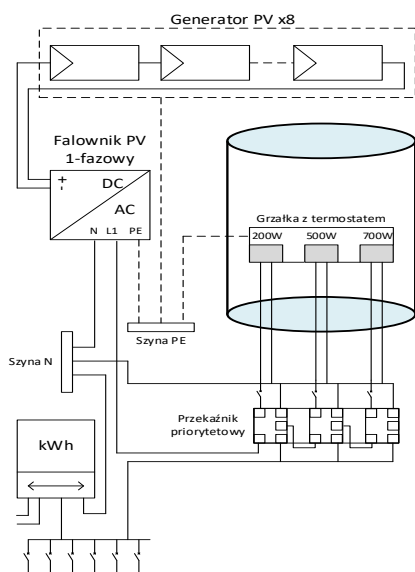
Rys. 10. Lokalizacja 726 jednofazowych mikroinstalacji (żółte punkty) na terenie gminy Ochotnica Dolna

Układ podłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznych do wewnętrznej instalacji elektrycznej odbiorców

Wszystkie 726 jednofazowych mikroinstalacji zostało zaprojektowanych w taki sposób, aby w pierwszej kolejności energia elektryczna dostarczana z paneli fotowoltaicznych poprzez falownik była wykorzystywana na potrzeby grzania ciepłej wody użytkowej w bojlerze. W tym celu tzw. przełącznik priorytetowy decyduje o włączeniu poszczególnych modułów grzałek na podstawie pomiaru temperatury wody w zbiorniku. W przypadku gdy woda osiągnie zadaną temperaturę, przełącznik priorytetowy wyłącza grzałki i włącza falownik na instalację wewnętrzną odbiorcy. Jeśli odbiorca ma do tej fazy przyłączone odbiorniki energii elektrycznej, to będą one zasilone z instalacji fotowoltaicznej, a nadwyżki energii zostaną oddane do sieci dystrybucyjnej. W skład każdej z 726 mikroinstalacji wchodzi (Gmina Ochotnica Dolna 2019):

- 8 paneli polikrystalicznych, każdy o mocy 250 W,
- przełącznik priorytetowy,
- grzałka z termostatem i modułami 200 W, 500 W i 700 W,
- jednofazowy falownik o mocy 2 kW.

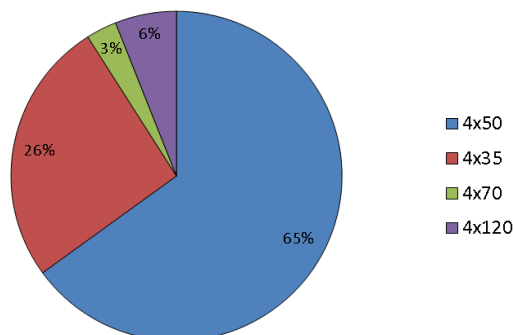
Schemat podłączenia pojedynczej mikroinstalacji przedstawiono na Rys. 11.



Rys. 11. Schemat podłączenia pojedynczej jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 2 kW z bojlerem oraz instalacją odbiorczą i siecią dystrybucyjną niskiego napięcia

Sieć dystrybucyjna niskiego napięcia na terenie gminy Ochotnica Dolna

Obwody sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, do której zostały przyłączone jednofazowe mikroinstalacje, są w większości wykonane przewodami aluminiowymi o przekroju $4 \times 50 \text{ mm}^2$. Długości obwodów zawierają się w przedziale 200–950 metrów. Na Rys. 12 przedstawiono dane statystyczne dotyczące struktury sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia zlokalizowanej na terenie gminy.



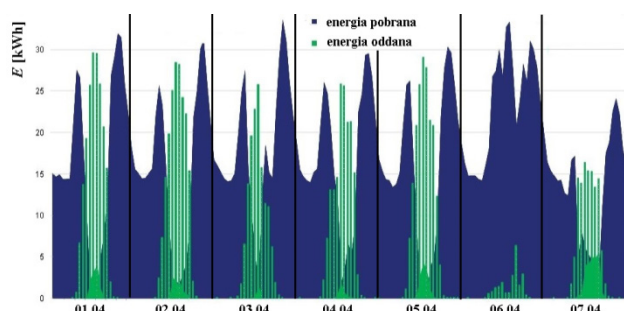
Rys. 12. Przekroje przewodów sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia zlokalizowanej na terenie gminy Ochotnica Dolna

Gmina Ochotnica Dolna została zelektryfikowana na początku lat 70. ubiegłego wieku (Ligęza, Ziemianek 2015). Przekroje przewodów oraz długości obwodów zostały dobrane przez projektantów do jednokierunkowego przepływu energii, z uwzględnieniem współczynników jednoczesności zawierających się w przedziale 0,2–0,07 (w zależności od liczby odbiorców zasilanych z danego obwodu). Do momentu zabudowy mikroinstalacji w 2017 r., do operatora systemu dystrybucyjnego sporadycznie wpływały reklamacje odbiorców na parametry jakościowe dostarczanej energii. Niestety, duża koncentracja jednofazowych mikroinstalacji spowodowała, że w godzinach największego nasłonecznienia większość generowanej energii jest oddawana do sieci dystrybucyjnej (w tych godzinach występuje małe zapotrzebowanie odbiorców na energię), co oznacza, że współczynnik jednoczesności dla generacji jest praktycznie równy 1. Praca sieci dystrybucyjnej w warunkach dla niej nieprzewidzianych powoduje częste problemy ze wzrostami wartości skutecznej napięcia i asymetrią napięciową, co skutkuje automatycznym wyłączaniem się inwerterów oraz licznymi skargami prosumentów do zakładu energetycznego.

Analiza danych pomiarowych z prosumenckich oraz bilansujących liczników energii elektrycznej

Dane odczytane z liczników bilansujących zlokalizowanych w stacjach transformatorowych SN/nn, dla których udział instalacji fotowoltaicznych wynosi powyżej 35%, pokazują, że w okresach największego nasłonecznienia występuje nadprodukcja energii elektrycznej. Przykładowy tygodniowy bilans energii czynnej pobranej i oddanej dla pewnej stacji transformatorowej SN/nn o 48-procentowym udziale jednofazowych mikroinstalacji został przedstawiony na Rys. 12. Bilanse energetyczne dla innych stacji transformatorowych SN/nn, z przybliżonym lub większym udziałem instalacji fotowoltaicznych, wyglądają bardzo podobnie.

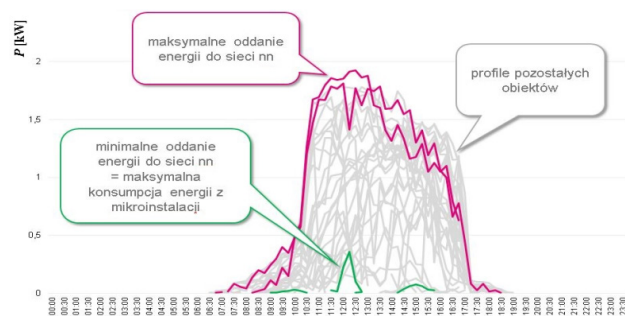
Na podstawie Rys. 13 można zauważyć, że w godzinach największego nasłonecznienia energia generowana jest większa niż energia pobierana, co skutkuje przepływem energii ze strony niskiego napięcia przez transformator SN/nn w kierunku sieci średniego napięcia.



Rys. 13. Godzinowy bilans energii czynnej E pobranej i oddanej dla pewnej stacji transformatorowej o 48-procentowym udziale jednofazowych mikroinstalacji za dni 1–7 kwietnia 2019 r.

Z kolei na Rys. 14 przedstawiono profile generowanej mocy czynnej wszystkich prosumentów z tej samej stacji transformatorowej SN/nn o 48-procentowym udziale jednofazowych mikroinstalacji.

Na podstawie Rys. 14 można zauważyć, że prosumenci w małym stopniu wykorzystują energię dostarczaną im przez jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne, stąd znaczna jej część jest oddawana do sieci dystrybucyjnej.

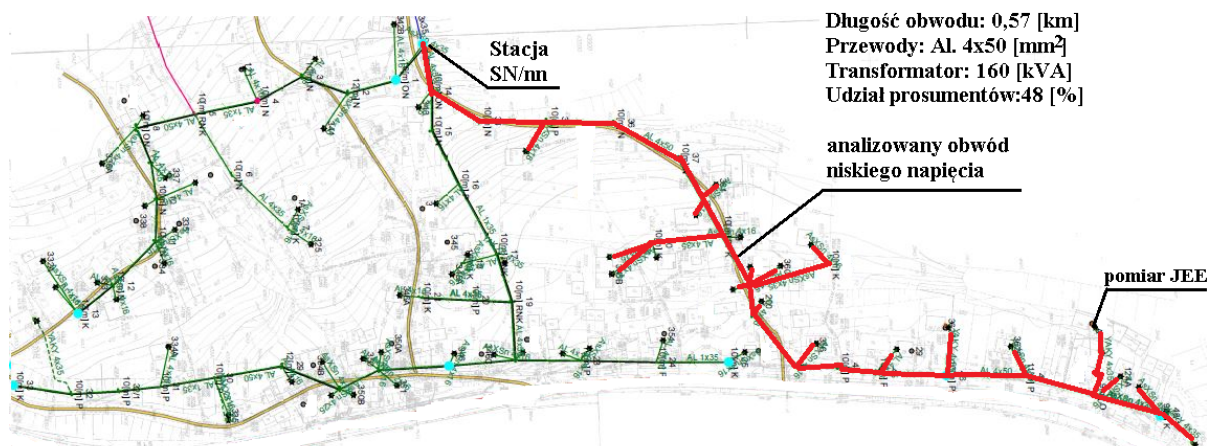


Rys. 14. Zbiorcze zestawienie profili generowanej mocy czynnej przez prosumentów przyłączonych do pewnej stacji transformatorowej SN/nn o 48-procentowym udziale mikroinstalacji

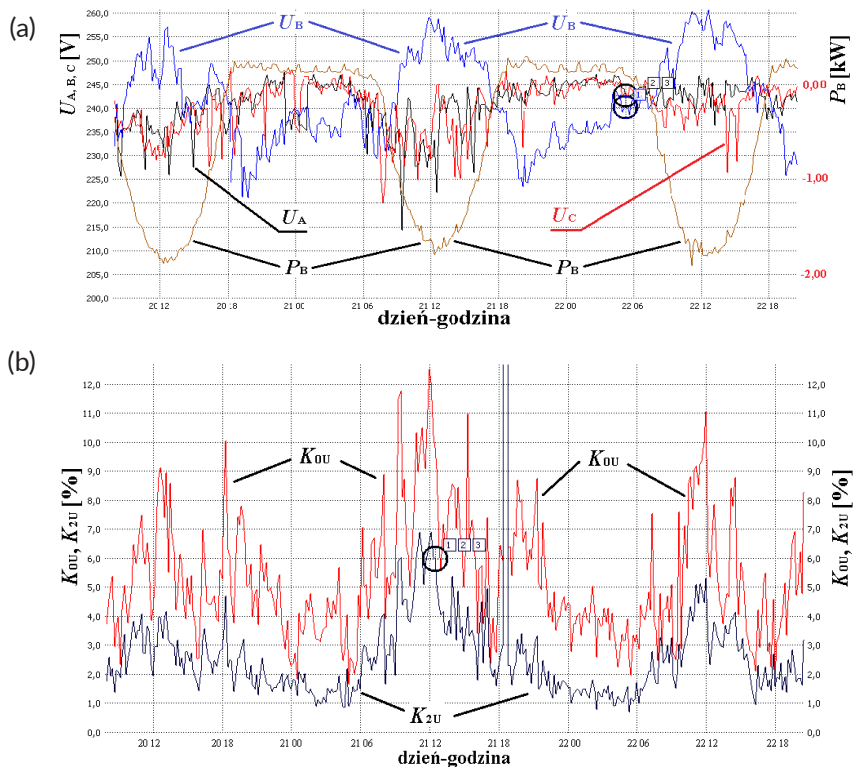
Analiza danych pomiarowych z analizatorów parametrów jakości energii elektrycznej – wpływ na pracę sieci

W celu sprawdzenia wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry jakości energii elektrycznej wybrano pewną sieć dystrybucyjną niskiego napięcia o 48-procentowym udziale mikroinstalacji. Mapę układu sieci niskiego napięcia przedstawiono na Rys. 15.

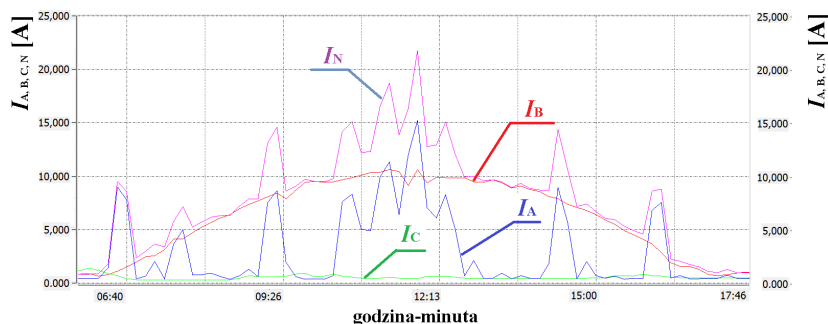
Pomiary parametrów jakości energii elektrycznej wykonano analizatorem klasy A, w złączu kablowym u jednego z ostatnich prosumentów na obwodzie. Na Rys. 16–18 przedstawiono wybrane wyniki pomiarów za okres 20–22 kwietnia 2019 r.



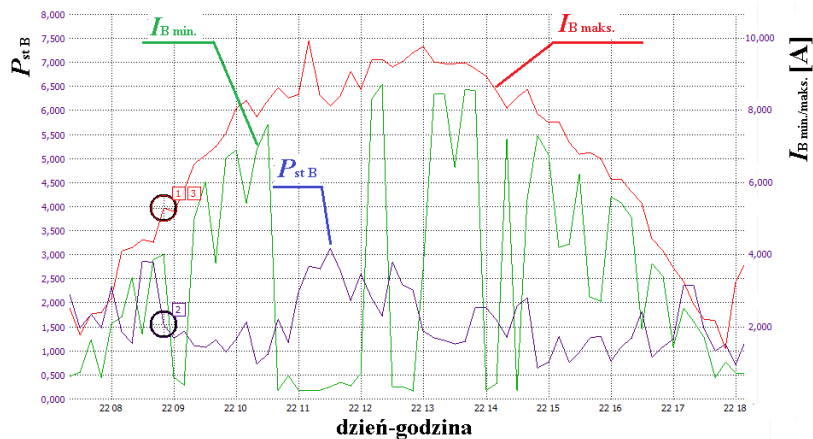
Rys. 15. Mapa wybranego do pomiarów obwodu sieci niskiego napięcia z 48-procentowym udziałem mikroinstalacji



Rys. 16. Wykres maksymalnych (agregacja 200 ms) wartości skutecznych napięć fazowych (a) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej K_{0u} i przeciwnej K_{2u} napięcia (b) zmierzonych na przyłączy do prosumenta



Rys. 17. Wykres wartości skutecznych prądów fazowych składowej podstawowej $I_{A,B,C}$ i prądu w przewodzie neutralnym I_N (agregacja 10 minut) zmierzonych na przyłączy prosumenta



Rys. 18. Wykres zmian współczynnika P_{st} dla fazy B i prądu składowej podstawowej maksymalnej I_{Bmax} i minimalnej I_{Bmin} (agregacja 200 ms)

Wyniki pomiarów przedstawione na Rys. 16 pokazują, że duża liczba mikroinstalacji o małej mocy jednostkowej przyłączona do jednej fazy układu trójfazowego powoduje wzrosty wartości skutecznej napięcia i współczynników asymetrii ponad wartości dopuszczalne. Sytuacja taka występuje w przypadku niezbilansowania ilości energii oddawanej do sieci dystrybucyjnej z ilością energii pobieranej przez odbiorców w danym przedziale czasu. Szczególnie wysokie wartości przyjmuje współczynnik składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia K_{0U} , dla którego nie ma określonych limitów w regulacjach krajowych i międzynarodowych (*Rozporządzenie Ministra Gospodarki...* 2007; PKN 2010; Robak et al. 2014). Wysoki poziom składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia wynika z przepływu znacznej wartości skutecznej prądu przewodem neutralnym I_N . Z kolei Rys. 16 przedstawia sytuację, w której podczas oddawania energii do sieci przez mikroinstalację przyłączoną do fazy B i jednoczesnym poborze energii na fazach A i C, wartość skuteczna prądu w przewodzie neutralnym I_N jest w pewnych przedziałach czasu dużo większa od wartości skutecznych prądów fazowych $I_{A,B,C}$. Dzieje się tak, ponieważ przepływ prądu przewodem neutralnym N powoduje spadek napięcia na impedancji tego przewodu, co prowadzi do przesunięcia środka ciężkości gwiazdy napięć fazowych i skutkuje wysokim udziałem składowej symetrycznej kolejności zerowej w napięciu zasilającym (Beharrysingh 2014). W związku z dokonanymi obserwacjami konieczne wydaje się opracowanie limitów udziału tej składowej w napięciu zasilającym, ponieważ jej wysoka zawartość jest związana z niesymetrycznym przyłączaniem jednofazowych mikroinstalacji do sieci niskiego napięcia, przez co znacząco wpływa na asymetrię i wzrosty wartości skutecznej napięcia.

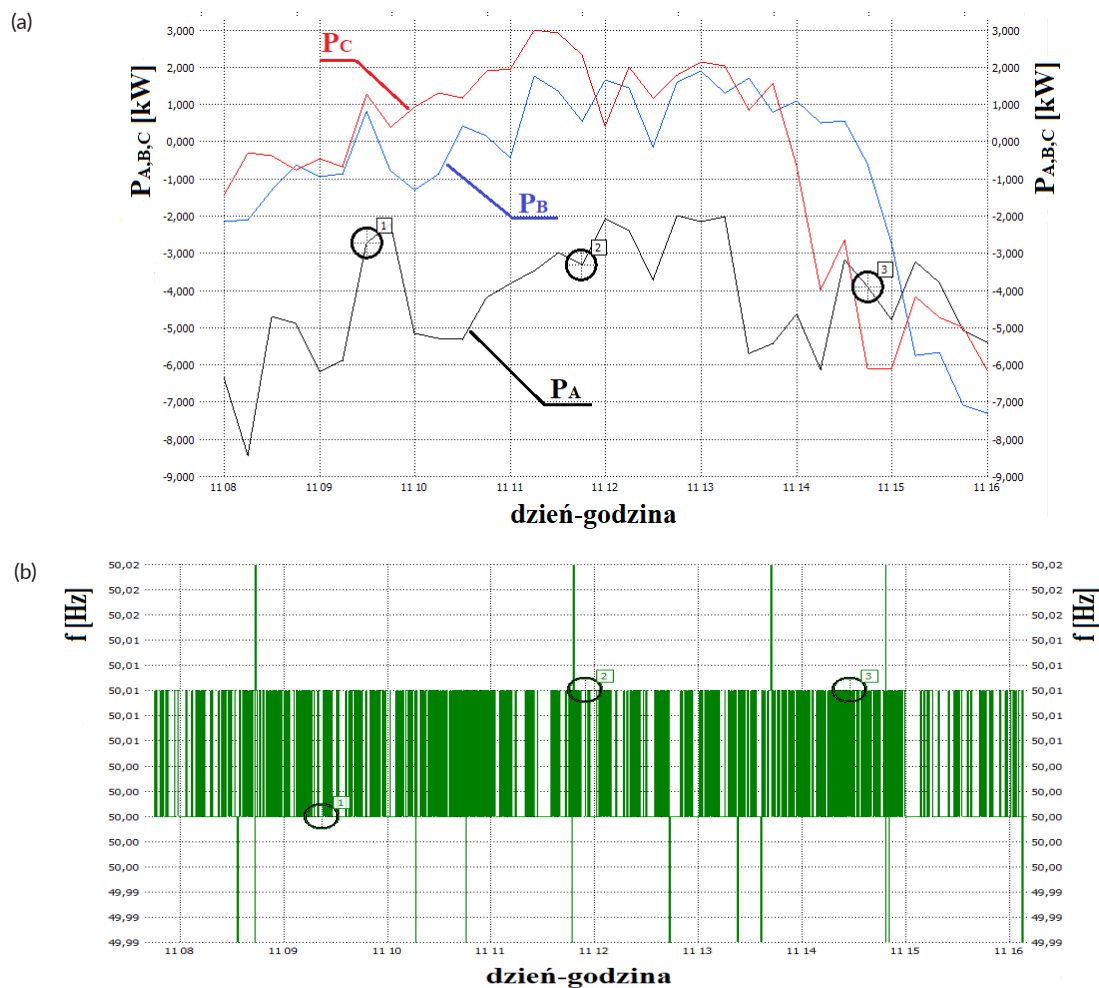
Mikroinstalacje mogą mieć również wpływ na wahania napięcia w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, co zostało pokazane na Rys. 18. Wzrost współczynnika P_{st} , zwłaszcza w godzinach 11.00–13.00, związany jest z dużą zmiennością prądu prosumenta,

powodowaną dynamicznie zmieniającymi się warunkami nasłonecznienia. Należy mieć również na uwadze, że na wzrost współczynnika P_{st} mają także wpływ pozostałe jednofazowe mikroinstalacje oraz inne odbiorniki przyłączone do tej fazy obwodu niskiego napięcia.

Analiza danych pomiarowych z analizatorów parametrów jakości energii elektrycznej – wpływ na pracę agregatu

W celu weryfikacji, czy w warunkach rzeczywistych agregat może zasilac stację transformatorową SN/nn z dużym udziałem mikroinstalacji, podczas prowadzenia prac eksploatacyjnych na jednym z ciągów liniowych SN zasilono stację transformatorową SN/nn z 30-procentowym udziałem prosumentów z agregatu prądotwórczego o mocy 630 kVA. Rezultaty pomiarów wykonanych na wyjściu agregatu przedstawiono na Rys. 19.

Na Rys. 19a można wyróżnić przedziały czasu, w których energia w fazie A przepływała w kierunku agregatu, podczas gdy energia w fazach B i C przepływała w kierunku odbiorników. Widoczne są również takie przedziały czasu, w których we wszystkich trzech fazach energia płynęła w kierunku agregatu (przejście z pracy prądnicowej do pracy silnikowej agregatu). Pomimo wystąpienia takich stanów pracy agregat pracował poprawnie, bez słyszalnych drgań i wibracji. Potwierdzeniem poprawnego stanu pracy agregatu jest również Rys. 19b, na którym nie widać zmian częstotliwości (prędkości obrotowej wirnika). Agregat w takich warunkach pracował poprawnie, ponieważ moc agregatu była dużo większa od poziomu mocy generowanej przez mikroinstalacje. Duża bezwładność masy wirnika powodowała, że zmienny chwilowy moment elektryczny powodujący naprzemiennie hamowanie i przyspieszanie wirnika był na zbyt niskim poziomie, aby mógł spowodować zakłócenia w pracy urządzenia.



Rys. 19. Wykres mocy czynnej (agregacja 10 minut) (a) oraz częstotliwości (b) zmierzonej 6 czerwca 2019 r. na wyjściu agregatu zasilającego stację transformatorową SN/nn o 30-procentowym udziale prosumentów

Niemniej jednak autor spotkał się z licznymi relacjami pracowników zakładów energetycznych, którzy zgłaszali problemy z poprawną pracą agregatów zasilających stacje transformatorowe SN/nn, zwłaszcza z udziałem trójfazowych mikroinstalacji o mocach powyżej 10 kW. Pracownicy najczęściej sygnalizowali problemy agregatu z utrzymaniem częstotliwości sieci (prędkości obrotowej), przez co pobudzeniu ulegało zabezpieczenie nadczęstotliwościowe i po upływie krótkiej chwili agregat ulegał wyłączeniu. Wyjaśnieniem takiego zachowania się agregatu jest jego przejście w stan pracy silnikowej, co powoduje, że chwilowy moment elektryczny działa w tym samym kierunku, co chwilowy moment mechaniczny, a to powoduje dodatkowe napędzanie wirnika agregatu, co skutkuje wzrostem jego prędkości obrotowej i częstotliwości generowanego napięcia. Doświadczenia

autora wskazują na graniczny udział generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje w stosunku do mocy pozornej agregatu, wynoszący ok. 15–20%. Po przekroczeniu tej granicy często zaczynają się problemy z poprawną pracą agregatu.

Zakłady energetyczne odnotowują coraz większą liczbę problemów z pracą agregatów w warunkach dużej koncentracji mikroinstalacji przyłączonych do stacji transformatorowych SN/nn, stąd pilnie poszukują sposobów ich rozwiązania. Po zastosowaniu agregatu większej mocy (przewymiarowaniem agregatu), innym sposobem na utrzymanie poprawnej pracy agregatu jest podniesienie wartości skutecznej napięcia na regulatorze do wartości powyżej np. 245 V. To powinno spowodować, że część mikroinstalacji fotowoltaicznych zlokalizowanych zwłaszcza na końcówkach obwodów

ulegnie wyłączeniu na skutek zadziałania zabezpieczenia nadnapięciowego. W ten sposób można by częściowo ograniczyć poziom generowanej mocy czynnej i przepływu energii w kierunku agregatu. Operatorzy sieciowi są jednak ostrożni i mają uzasadnione obawy dotyczące stosowania tego sposobu wpływania na poziom generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje, ponieważ w przypadku uszkodzenia urządzeń elektrycznych odbiorców (nawet niespowodowanego podwyższonym poziomem napięcia w sieci) narażają się na reklamacje i pozwody odszkodowawcze.

Innym, znacznie bezpieczniejszym sposobem wpływania na poziom generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje byłaby regulacja częstotliwości pracy agregatu. Zgodnie z normą (PNK 2019) każda mikroinstalacja powinna posiadać zaimplementowany tzw. tryb LFSM-O (ang. *Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency*), tj. tryb pracy, w którym poziom generowanej mocy czynnej zmniejsza się w sposób liniowy w odpowiedzi na wzrost częstotliwości w sieci powyżej progu 50,2 Hz. Obecnie operatorzy sieciowi prowadzą rozmowy z producentami agregatów, które mają na celu rozeznanie możliwości implementacji w agregatach trybu regulacji częstotliwości w zakresie 50–52 Hz. Wydaje się, że ograniczanie poziomu generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje w ten sposób byłoby bezpieczne zarówno dla sieci, jak i dla zasilanych z niej odbiorców.

Łagodzenie negatywnego wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci poprzez działania inwestycyjne oraz lokalne usługi systemowe

W celu łagodzenia i przeciwdziałania negatywnemu wpływowi mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry jakości energii elektrycznej, spółki dystrybucyjne mogą podejmować różne działania inwestycyjne.

Mogą one polegać m.in. na:

- wymianie istniejących elementów infrastruktury energetycznej (przewodów linii dystrybucyjnych oraz transformatorów SN/nn) na elementy o większej zdolności przesyłowej,
- budowie dodatkowych obwodów sieci dystrybucyjnej oraz stacji transformatorowych SN/nn w celu skracania istniejących ciągów liniowych,
- instalowaniu kondycjonerów poprawiających wybrane parametry jakości energii elektrycznej. Do takich urządzeń można zaliczyć m.in.: transformatory SN/nn z podobciążeniową regulacją zaczepek (OLTC), transformatory symetryzujące o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, szeregowo transformatory dodawcze, dynamiczne stabilizatory napięcia (DVR), filtry aktywne (APF), układy typu STATCOM,
- opomiarowaniu odbiorców i prosumentów inteligentnymi licznikami lub analizatorami jakości energii elektrycznej, w celu prowadzenia bieżącego monitoringu pracy sieci dystrybucyjnych.

Intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii, technologii magazynowania energii, rosnąca liczba pojazdów elektrycznych oraz wymagania narzucone przez UE (*Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/944... 2019*) dotyczące sukcesywnego zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym bilansie zużycia energii elektrycznej powodują, że obecnie spółki energetyczne pracują nad wykorzystaniem tzw. usług elastyczności sieci dystrybucyjnych. W literaturze przedmiotu nie ma jednoznacznej definicji elastyczności sieci, ponieważ pojęcie to ewoluje wraz z rozwojem prac nad tym zagadnieniem. Przez elastyczność sieci często rozumie się zdolność systemu elektroenergetycznego do reagowania w czasie rzeczywistym na zmiany zapotrzebowania i generacji energii elektrycznej przez źródła wytwórcze (*Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/944... 2019*; Mataczyńska et al. 2019). Elastyczność może mieć charakter pierwotny, co oznacza, że sieć dystrybucyjna (charakteryzująca się wysokim poziomem zautomatyzowania oraz wysoką obserwowalnością) jest źródłem elastyczności, jak i wtórny, będący odpowiedzią użytkowników

systemu dystrybucyjnego na skierowane do nich bodźce (np. usługi DSR, magazynowanie energii, regulacja mocy biernej, ograniczenie generacji energii z instalacji wytwórczej w określonych godzinach doby itp.) (Mataczyńska et al. 2019).

Z punktu widzenia operatora systemu dystrybucyjnego wykorzystanie usług elastyczności sieci w założeniach ma skutkować m.in.:

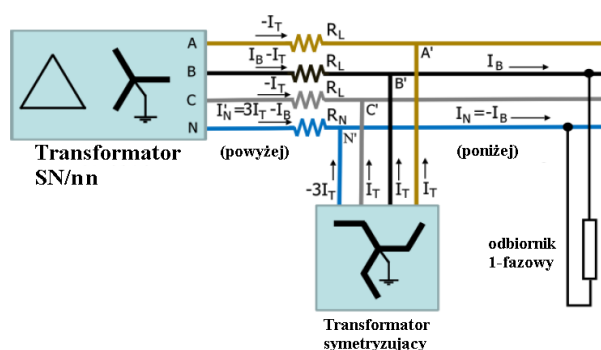
- zwiększeniem efektywności lokowania środków finansowych przeznaczanych na modernizację sieci, poprzez odsunięcie w czasie lub ograniczenie modernizacji sieci o dużym potencjale elastyczności (zwłaszcza wtórnej) i przeniesienie środków na modernizację sieci o niskim potencjale elastyczności pierwotnej,
- zwiększeniem efektywności prowadzenia ruchu sieciowego, np. poprzez rekonfigurację układu pracy sieci tak, aby minimalizować przeciążenia elementów sieci lub maksymalizować liczbę obszarów samobilansujących się,
- poprawą parametrów jakości energii elektrycznej skutkującą zwiększeniem przyłączanych mikroinstalacji.

Niestety, działania inwestycyjne wiążą się z koniecznością przeznaczania przez spółki dystrybucyjne dużych środków finansowych celem ich wdrożenia. Co jest istotne i często podkreślane przez operatorów, wielkość tych środków jest niewspółmierna do czasu pracy mikroinstalacji i czasu występowania problemów związanych z wyłączeniem się mikroinstalacji. W związku z tym operatorzy pokładają duże nadzieje w usługach elastyczności (zwłaszcza elastyczności wtórnej), które stanowiłyby doraźną formę rozwiązywania problemów pogarszającej się jakości dystrybuowanej energii elektrycznej oraz zwiększałyby efektywność środków przeznaczanych na działania inwestycyjne.

Przewiduje się, że rynkowe pozyskiwanie przez OSD lokalnych usług elastyczności może przyczynić się do zmniejszenia zakresu modernizacji sieci lub przesunięcia w czasie terminu jej wykonania, a zaoszczędzone w ten sposób środki finansowe będzie można przeznaczyć na inne cele inwestycyjne o wyższym priorytecie.

Poprawa wybranych parametrów jakości energii elektrycznej poprzez zastosowanie transformatora symetryzującego

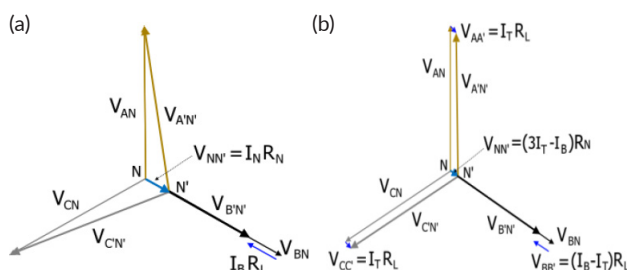
Jednym ze sposobów kompensacji asymetrii prądów i napięć w sieciach trójfazowych czteroprzewodowych zasilających jednofazowe odbiorniki i odnawialne źródła energii jest zainstalowanie na problematycznym obwodzie tzw. transformatora symetryzującego. Transformator symetryzujący jest to trójfazowy transformator o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, który przyłącza się równolegle w wybranym miejscu sieci. Urządzenie to konstrukcyjnie jest bardzo podobnie do tradycyjnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn i zasadniczo różni się tylko tym, że nie posiada uzwojenia wtórnego (Beharrysingh 2014). Zasada symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego została przedstawiona na Rys. 20.



Rys. 20. Przykład obrazujący zasadę symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego (Beharrysingh 2014)

Przed podłączeniem transformatora symetryzującego cały prąd odbiornika jednofazowego I_B płynie fazą B i wraca do transformatora dystrybucyjnego SN/nn przewodem neutralnym N. Przepływ prądu I_B powoduje spadek wartości skutecznej napięcia w fazie B oraz w przewodzie neutralnym N. Skutkuje to przesunięciem środka ciężkości gwiazdy wektorów napięć, co w konsekwencji powoduje, że wartości skuteczne napięć fazowych nie są sobie równe (Rys. 21a) (Beharrysingh 2014).

Włączenie transformatora symetryzującego powoduje, że część prądu I_N wracającego przewodem neutralnym N płynie przez transformator symetryzujący (dzieje się tak, ponieważ połączenie uzwojeń transformatora w zygzak charakteryzuje się małą impedancją dla składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu), a następnie jest równomiernie rozdzielana na poszczególne fazy. Powoduje to, że zmniejsza się spadek wartości skutecznej napięcia w fazie B , ponieważ zmniejszeniu uległ prąd płynący tą fazą ($I_B - I_T$) oraz zmniejsza się spadek wartości skutecznej napięcia w przewodzie neutralnym N o wyrażeniu $3I_T - I_B$ (Beharrysingh 2014). Dzięki temu napięcia fazowe stają się bardziej symetryczne (Rys. 21b).



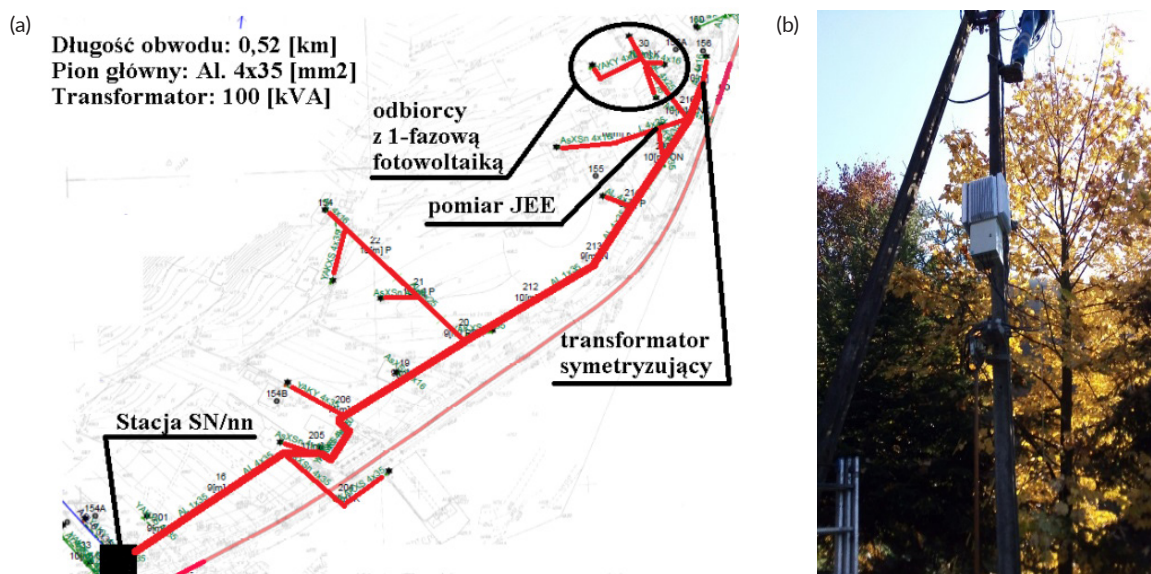
Rys. 21. Gwiazda napięć fazowych przed włączeniem (a) i po włączeniu (b) transformatora symetryzującego (Beharrysingh 2014)

Skuteczność symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego zależy od

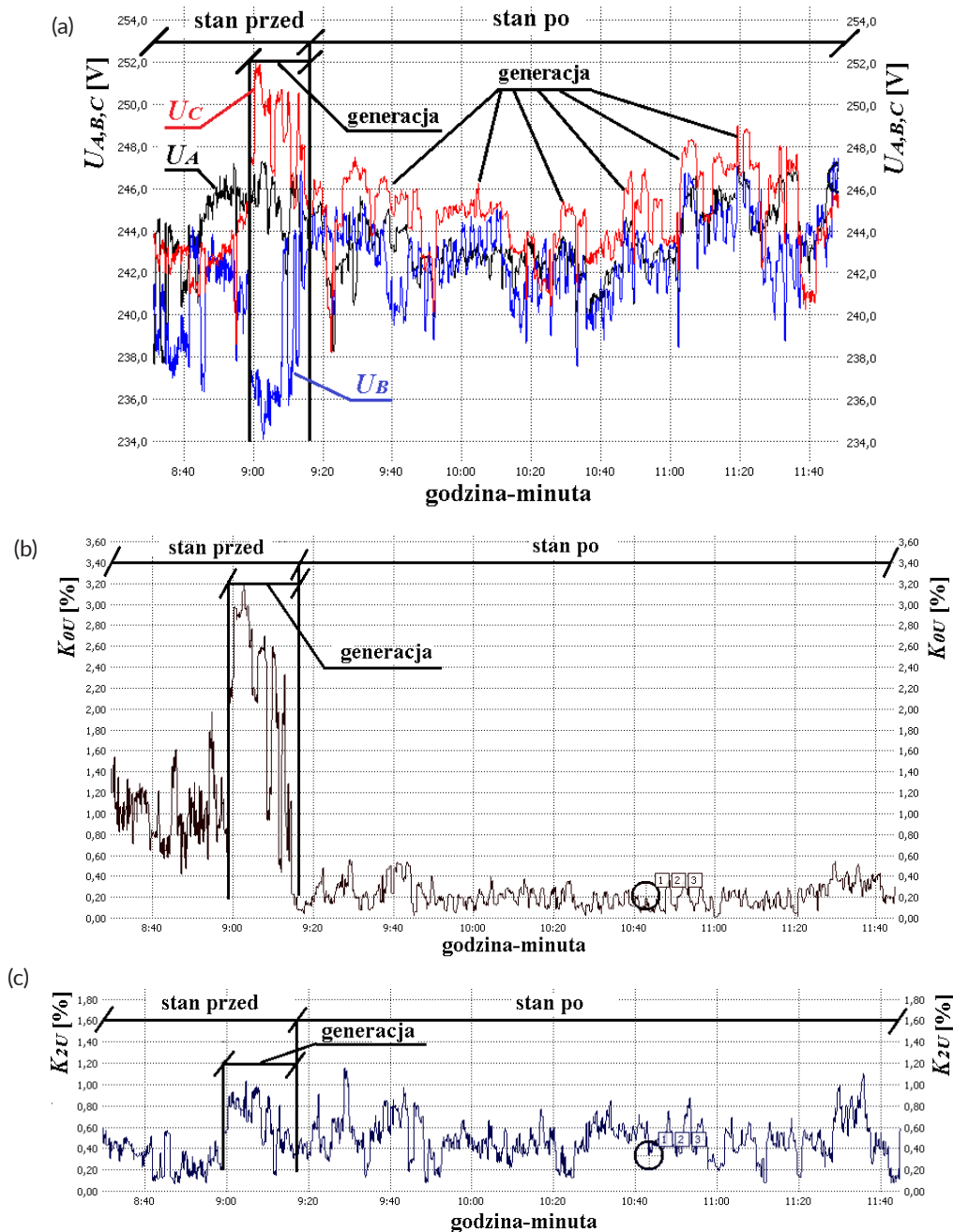
stosunku impedancji przewodu neutralnego i impedancji uzwojeń transformatora symetryzującego. Im większy będzie ten stosunek (im mniejsza będzie impedancja uzwojeń transformatora symetryzującego), tym większa część prądu wracająca przewodem neutralnym N będzie płynęła przez transformator symetryzujący i będzie rozdzielana na poszczególne fazy przez to urządzenie (Beharrysingh 2014).

W celu przeprowadzenia pilotażu urządzenia wybrano pewną sieć niskiego napięcia zlokalizowaną na terenie gminy Ochotnica Dolna, której układ przedstawiono na Rys. 22a.

Na lokalizację transformatora symetryzującego wybrano ostatni słup ciągu głównego obwodu. Pomiar wskaźników jakości energii elektrycznej wykonano za pomocą analizatora w jednym ze złączy kablowych, powyżej urządzenia symetryzującego. W celu uwidocznienia krótkotrwałych zmian napięcia zmniejszono czas uśredniania mierzonych parametrów z 10 minut do 10 sekund. Pomiar został przeprowadzony w dniach 12 października–13 listopada 2018 r., a urządzenie symetryzujące zostało włączone pod napięcie 12 października 2018 r. o godzinie 9:15. Na Rys. 23 przedstawiono wyniki pomiarów zawężone do chwili wystąpienia generacji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i chwili włączenia urządzenia symetryzującego.



Rys. 22. Mapa układu sieci niskiego napięcia (a) oraz widok transformatora symetryzującego (b)



Rys. 23. Wykres wartości skutecznych napięć fazowych (a) i współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej K_{0U} (b) i przeciwnej K_{2U} (c) napięcia zawężony do godzin 8:40–11:40 z dnia 12 października 2018 r.

Na podstawie wyników przedstawionych na Rys. 23a można stwierdzić, że w chwili rozpoczęcia generacji energii elektrycznej przez jednofazowe instalacje fotowoltaiczne i po włączeniu symetryzatora napięcia fazowe stały się bardziej symetryczne, a współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia K_{0U} uległ zmniejszeniu poniżej 0,4% (Rys. 23b). Z wykresu napięć fazowych zarejestrowanych w dniu 12 października 2018 r. po godzinie 9:15

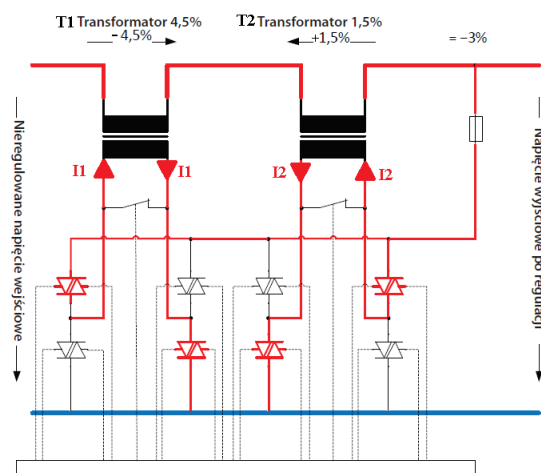
(chwila podłączenia symetryzatora pod napięcie) widoczna jest spora liczba przedziałów czasu, w których instalacje fotowoltaiczne oddawały energię elektryczną do sieci, ale nie powodowało to dużych wzrostów napięcia. Wyraźnie widać, że zakres zmienności napięcia w fazie, w której wystąpiła generacja, został ograniczony przez urządzenie symetryzujące. Urządzenie to niestety nie ma wpływu na składową symetryczną kolejności przeciwnej napięcia K_{2U} (Rys. 23c).

Poprawa wybranych parametrów jakości energii elektrycznej poprzez zastosowanie szeregowego transformatora dodawczego

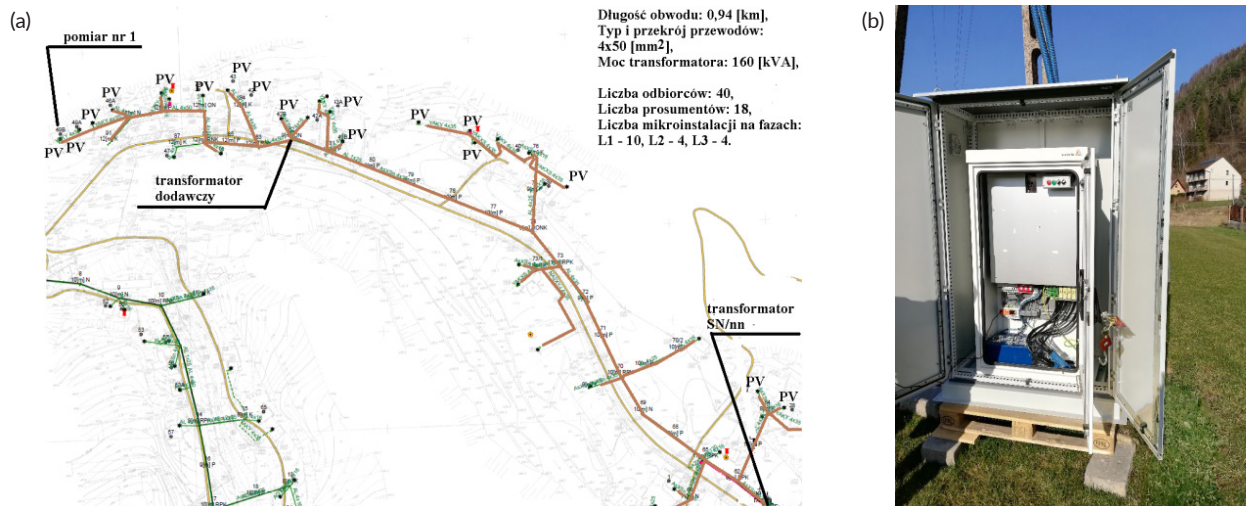
Szeregowy transformator dodawczy jest to urządzenie, które zwykle składa się z trzech jednofazowych jednostek regulacyjnych (po jednym na fazę), które mogą pracować wspólnie (urządzenie ogranicza wzrosty lub zapady napięcia) lub osobno (urządzenie ogranicza wzrosty lub zapady napięcia oraz kompensuje asymetrię napięć). Natomiast każda jednostka regulacyjna składa się z co najmniej dwóch transformatorów połączonych szeregowo, których odpowiednie sprzężanie i odsprężanie daje możliwość regulacji napięcia wyjściowego w górę lub w dół (A-Eberle 2019; Holt et al. 2018). Pożądana konfiguracja podłączania transformatorów jest ustalana przez regulator napięcia, który podejmuje decyzje na podstawie pomiaru wartości skutecznych trzech napięć fazowych na wejściu urządzenia. Sprzężanie i odsprężanie transformatorów odbywa się poprzez łączniki tyrystorowe, dzięki czemu podczas tego procesu nie pojawiają się przetężenia prądowe i przepięcia (A-Eberle 2019). Jednofazowy schemat szeregowego transformatora dodawczego przedstawiający przykład redukcji napięcia o 3% został przedstawiony na Rys. 24.

Transformator T1 ($\pm 4,5\%$) jest podłączony przez łączniki tyrystorowe w kierunku przeciwnym, w związku z czym odejmuje 10,35 V ($-4,5\%$ z 230 V) od napięcia wyjściowego. Z kolei transformator T2 ($\pm 1,5\%$) jest podłączony przez łączniki tyrystorowe w kierunku zgodnym i dodaje 3,45 V ($1,5\%$ z 230 V) do napięcia wyjściowego. Tym sposobem napięcie wyjściowe zostało obniżone o 6,9 V (3% z 230 V) do 223,1 V (A-Eberle 2019).

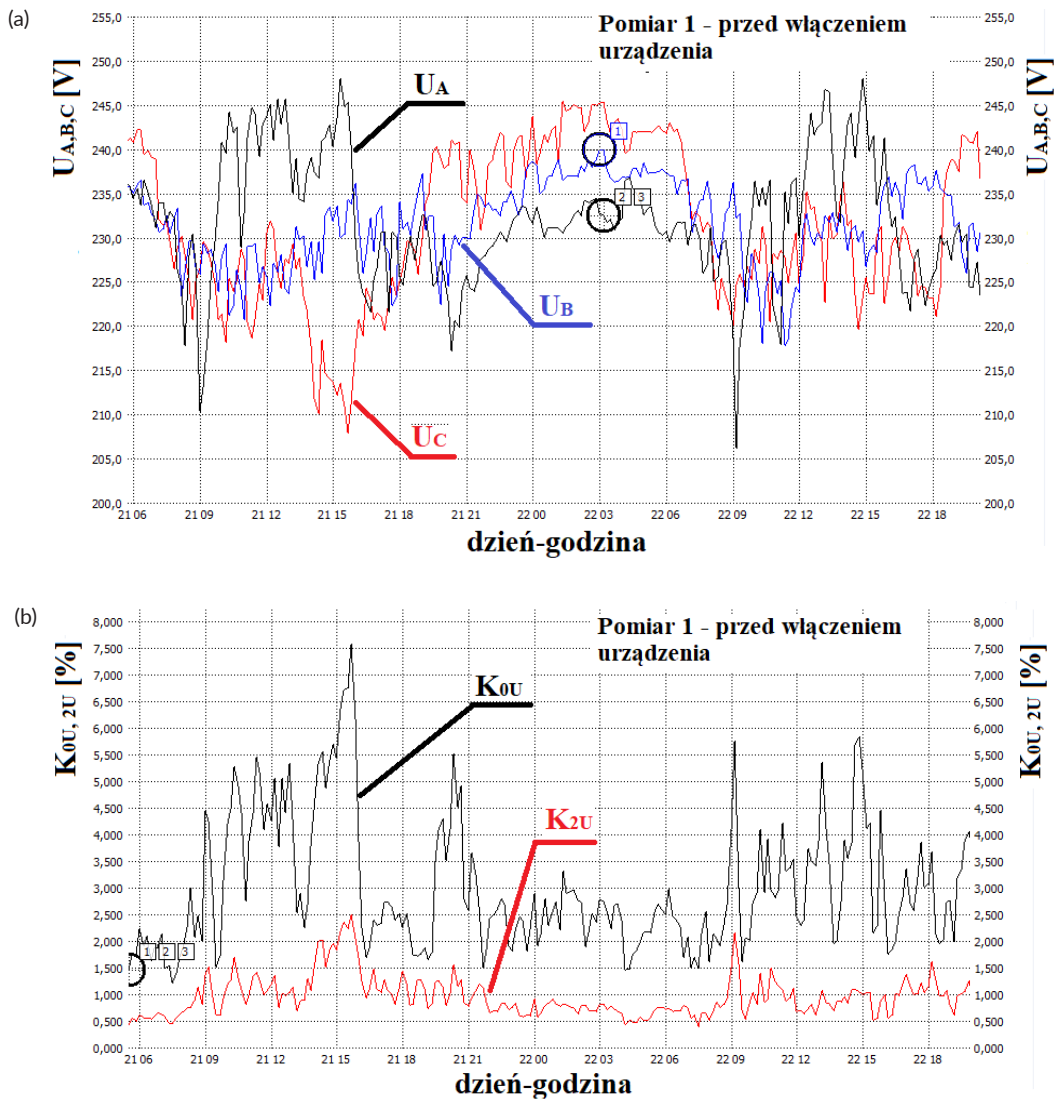
W celu przeprowadzenia pilotażu szeregowego transformatora dodawczego wybrano pewną sieć niskiego napięcia zlokalizowaną na terenie gminy Ochotnica Dolna, w której udział prosumentów wynosi 45%. Aby zweryfikować skuteczność ograniczania wzrostów i asymetrii napięć, wykonano dwa pomiary parametrów jakości energii elektrycznej analizatorami klasy A, na końcu obwodu i w miejscu zainstalowania urządzenia. Czas agregacji mierzonych parametrów został ustawiony na 10 minut. Pomiary wykonywano w okresie od 17 kwietnia do 1 września 2019 r., a transformator dodawczy w całym okresie pomiarowym był podłączony pod napięcie, poza dniami 21–22 kwietnia 2019 r., w godzinach 8:00–19:30. Mapę układu sieci niskiego napięcia wybraną do pilotażu przedstawiono na Rys. 25a. Z kolei na Rys. 26 i 27 przedstawiono pomiary wartości skutecznych napięć fazowych i współczynników składowych symetrycznych kolejności przeciwnej K_{2U} i zerowej K_{0U} napięcia przed i po włączeniu urządzenia.



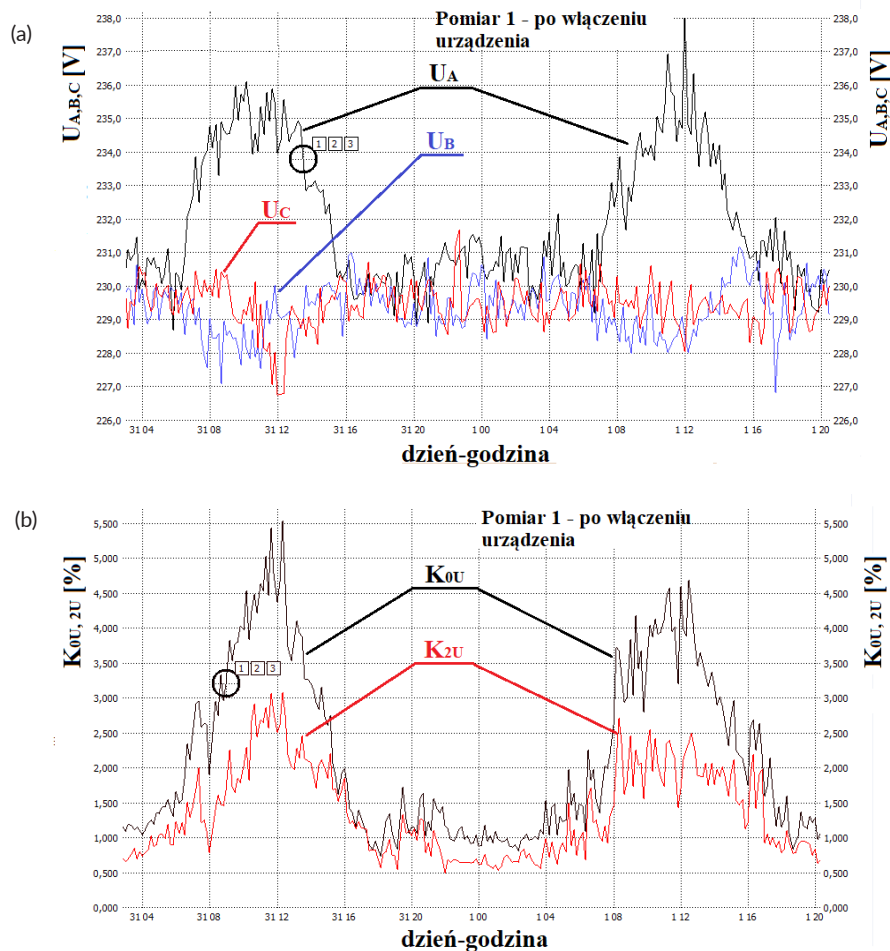
Rys. 24. Jednofazowy schemat szeregowego transformatora dodawczego przedstawiający zasadę redukcji napięcia o 3% (A-Eberle 2019)



Rys. 25. Mapa układu sieci niskiego napięcia (a) oraz widok szeregowego transformatora dodatkowego (b)



Rys. 26. Wykres wartości skutecznych napięć fazowych $U_{A,B,C}$ (a) oraz współczynników składowej symetrycznej kolejności przeciwnej K_{2U} i zerowej K_{0U} napięcia (b) przed włączeniem transformatora dodatkowego (21–22 kwietnia 2019 r.)



Rys. 27. Wykres wartości skutecznych napięć fazowych $U_{A,B,C}$ (a) oraz współczynników składowej symetrycznej kolejności przeciwnej K_{2U} i zerowej K_{0U} napięcia (b) po włączeniu transformatora dodatkowego (31 kwietnia–1 maja 2019 r.)

Przeprowadzone pomiary przedstawione na Rys. 26–27 wykazały, że szeregowy transformator dodatkowy ogranicza wzrosty napięcia w fazie, w której zachodzi generacja, oraz symetryzuje wartości skuteczne napięć fazowych. Niestety urządzenie to nie wpływa na kąty wektorów napięć fazowych, przez co – nawet pomimo znaczącej symetryzacji wartości skutecznych napięć fazowych – współczynnik składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia K_{2U} nie uległ redukcji. Nieznacznej redukcji uległ natomiast współczynnik składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia K_{0U} , którego wpływ na asymetrię napięć w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia ze znaczącym udziałem jednofazowych mikroinstalacji jest zdecydowanie większy niż składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia K_{2U} , i dla którego w regulacjach i normach

krajowych i międzynarodowych nie ma ustalonych dopuszczalnych limitów.

Podsumowanie

W niniejszym artykule omówiono wpływ jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia, asymetrię prądową i napięciową oraz pracę agregatu prądotwórczego zasilającego stację transformatorową SN/nn, z dużym udziałem prosumentów. W artykule przedstawiono również wyniki skuteczności łagodzenia negatywnego wpływu mikroinstalacji na wzrosty i asymetrię napięć za pomocą dwóch kondycjonerów, tj. transformatora symetryzującego oraz szeregowego transformatora dodatkowego.

W artykule wykazano, że im większy jest udział jednofazowych mikroinstalacji na obwodzie sieci niskiego napięcia, tym większe jest niezbilansowanie energii wprowadzanej z energią pobieraną, co istotnie wpływa na parametry jakości energii elektrycznej takie jak: wartość skuteczna napięcia (powstawanie wzrostów napięć), asymetria napięć i prądów (przepływ większego prądu w przewodzie neutralnym niż w przewodach fazowych) oraz wahania napięcia. Wykazano również, że duża koncentracja mikroinstalacji może mieć wpływ na nieprawidłową pracę agregatów prądotwórczych, które bardzo często są wykorzystywane przez spółki dystrybucyjne w czasie prowadzenia prac eksploatacyjnych w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii do odbiorców.

Intensywny rozwój mikroinstalacji oznacza dla wszystkich spółek dystrybucyjnych konieczność podejmowania szeregu działań zaradczych i ponoszenia przez nie dużych nakładów inwestycyjnych, które są niewspółmierne do przedziałów czasu, w których mikroinstalacje powodują przekraczanie dopuszczalnych limitów napięć. Istniejące sieci dystrybucyjne były projektowane z uwzględnieniem współczynników jednoczesności dla poboru energii, a jak wykazały pomiary przeprowadzone w sieciach na terenie gminy Ochotnica Dolna, współczynniki te są zupełnie inne dla generacji energii z mikroinstalacji (są one w przybliżeniu równe 1). To powoduje, że prosumenci zasilani ze stacji transformatorowych SN/nn z dużym udziałem mikroinstalacji, często zgłaszają do spółek dystrybucyjnych reklamacje dotyczące nieprawidłowej pracy ich instalacji PV. Kolejnym ważnym aspektem jest również częsty brak aktywowania charakterystyk w zakresie regulacji mocy biernej. Doświadczenia autora pokazują, że zdecydowana większość mikroinstalacji pracuje ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi = 1$. Z całą pewnością wprowadzenie ustawień do falowników zgodnie z dokumentem (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019) skutkowałoby rozwiązaniem części problemów zgłaszanych przez prosumentów.

Artykuł powstał w ramach projektu Gospostrateg1/385085/21/NCBR/2019 pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii” w ramach

I konkursu na projekty otwarte w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków”.

Bibliografia:

- A-Eberle (2019), <https://www.a-eberle.de/en/content/lvrsys™-3-phase-plastic-cabinet> [dostęp: 24.11.2019].
- Beharrysingh S. (2014), *Doctoral Thesis: Phase Unbalance on Low-Voltage Electricity Networks and its Mitigation Using Static Balancer*, Loughborough University.
- 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.
- Gmina Ochotnica Dolna, <http://www.ochotnica.pl> [dostęp: 15.12.2019].
- Holt M., Grosse-Holz G., Rehtanz C. (2018), *Line Voltage Regulation in Low Voltage Grids*, „CIRED Workshop”, Ljubljana: 1–4.
- Jędrzychowski R., Pijarski P., Adamek S., Sereja K. (2018), *Ocena wpływu generacji PV na skuteczność regulacji napięcia w sieciach niskiego napięcia*, „Rynek Energii” 3: 43–47.
- Kacejko P., Adamek S., Wanczer M., Jędrzychowski R. (2017), *Ocena możliwości opanowania podskoków napięcia w sieci nn o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi*, „Wiadomości Elektrotechniczne” 85 (9): 20–26.
- Kacejko P., Pijarski P. (2018), *Ograniczenie wzrostu napięcia spowodowane intensywnym rozwojem fotowoltaiki w sieci nn*, „Energia Elektryczna” 9: 1–11.
- Ligęza K., Ziemianek A. (2015), *Pozostałości po dawnych siłowniach wodnych na tle zmian morfologii potoku Ochotnica*, „Zeszyty Naukowe – Inżynieria Łądowa i Wodna w Kształtowaniu Środowiska” 12: 16–37.
- Mataczyńska E., Sikora M., Lewandowski W. (2019), *Wykorzystanie usług elastyczności przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Raport PGE Dystrybucja SA opracowany przez zespół ekspertów w ramach prowadzonych prac nad modelem wykorzystania usług elastyczności w spółce*, „Rynek Energii Elektrycznej REE 2019”: 1–9.
- Polski Komitet Normalizacyjny (PKN) (2010), Norma PN-EN 50160:2010, *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*, Warszawa.
- Polski Komitet Normalizacyjny (PKN) (2019), Norma PN-EN 50549-1:2019-02, *Wymagania dla instalacji generacyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych*, Warszawa.
- Program Czyste Powietrze, <https://czystepowietrze.gov.pl/> [dostęp: 28.08.2020].
- Program Mój Prąd, <https://mojprad.gov.pl/> [dostęp: 28.08.2020].
- Program Prosument 2, <http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/> [dostęp: 28.08.2020].
- Robak S., Pawlicki A., Pawlicki B. (2014), *Asymetria napięć i prądów w elektroenergetycznych układach przesyłowych*, „Przegląd Elektrotechniczny” 90 (7): 26.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 4 maja 2007 r., Dz.U. z 2007 r., poz. 623 z późniejszymi zmianami.
- TAURON Dystrybucja S.A. (2019a), *Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji*: 7–13.
- TAURON Dystrybucja S.A. (2019b), *Karta aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD) nr 7/2018 z dnia 18 kwietnia 2019 r.*: 15–22.

The impact of photovoltaic micro-installations on selected power quality parameters and the operation of the mobile power generation units in a low-voltage distribution network

Abstract: High concentration of single-phase photovoltaic micro-installations on a low-loaded low-voltage distribution feeder often has a negative impact on power quality parameters which leads to automatic photovoltaic inverters shutdown and obstructs distribution network maintenance using mobile power generation units. The paper presents the impact of 2 kW single-phase micro-installations on voltage profile and voltage and current unbalance in a low-voltage distribution network. The paper also discusses cooperation of a mobile power generation unit with micro-installations and presents the results of measurements of mitigation effectiveness of the negative impact of micro-instal-

lations on voltage quality using a balancing transformer and a series automatic voltage regulator with independent phase voltage regulation.

Keywords: photovoltaic micro-installations, voltage swells and unbalance, mobile power generation unit, balancing transformer, series automatic voltage regulator

Mgr inż. Łukasz Topolski
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Elektrotechniki, Automatyki,
Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Energoelektroniki i Automatyki
Systemów Przetwarzania Energii
topolski@agh.edu.pl



Energetyka Rozproszona

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



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

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

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

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

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autor

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii



Wojciech NOWAK

Układy poligeneracyjne do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu

Abstrakt: Najpopularniejszym rozwiązaniem trójgeneracyjnym jest skojarzenie generatora energii elektrycznej, najczęściej silnika gazowego, z węzłem odbioru ciepła oraz z absorpcyjnym agregatem chłodniczym wykorzystującym do produkcji wody lodowej wodę gorącą. Rozwiązania tego typu odznaczają się wysoką efektywnością energetyczną, jak również doskonałą elastycznością pracy, bowiem w okresie letnim nadwyżka produkowanego ciepła wykorzystywana jest przez agregat absorpcyjny do produkcji chłodu, przez co znacznej redukcji ulega zapotrzebowanie na energię elektryczną na cele chłodnicze. W pracy zaprezentowano system do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu z dodatkową funkcją odsalania wody oraz oczyszczania ścieków. System pozwala na osiągnięcie bardzo wysokiej efektywności energetycznej dzięki racjonalnemu wykorzystaniu ciepła odpadowego generowanego przez silniki Diesla.

Słowa kluczowe: poligeneracja, sorpcja, produkcja chłodu i wody pitnej

W ostatnim czasie coraz większym zainteresowaniem cieszą się rozwiązania trójgeneracyjne, będące skojarzeniem produkcji trzech źródeł energii, są to kolejno: energia elektryczna, ciepło oraz chłód w postaci wody lodowej. Najpopularniejszym rozwiązaniem trójgeneracyjnym jest skojarzenie generatora energii elektrycznej, najczęściej silnika gazowego, z węzłem odbioru ciepła oraz z absorpcyjnym agregatem chłodniczym wykorzystującym do produkcji wody lodowej wodę gorącą. Rozwiązania tego typu odznaczają się wysoką efektywnością energetyczną, jak również doskonałą elastycznością pracy, bowiem w okresie letnim nadwyżka produkowanego ciepła wykorzystywana jest przez agregat absorpcyjny do produkcji chłodu, przez co znacznej redukcji ulega zapotrzebowanie energii elektrycznej na cele chłodnicze. W okresie zimowym, gdy spada zapotrzebowanie na chłód, całość produkowanego strumienia wody gorącej wykorzystywana jest na cele ciepłownicze. Obszar wiedzy z zakresu silników wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej i ciepła użytecznego jest dość wysoki, w związku

z czym warto poświęcić uwagę urządzeniom sorpcyjnym wykorzystywanym do efektywnej produkcji chłodu przy wykorzystaniu ciepła jako źródła „zasilania” w zastępstwie energii elektrycznej.

Sorpcyjne agregaty chłodnicze

Najpopularniejszymi urządzeniami wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej są sprężarkowe agregaty chłodnicze wykorzystujące lewobieżny obieg chłodniczy i bazujące na energii elektrycznej jako głównym źródle zasilania. Energia elektryczna w tym przypadku wykorzystywana jest do napędu sprężarki zasilającej pary powstałe w parowniku i transportującej je po uprzednim sprężeniu do skraplacza, w którym pary ulegają kondensacji w wyniku doprowadzenia chłodu i odbierają ciepło skraplania par czynnika chłodniczego.

W przypadku zastosowania urządzeń sorpcyjnych zasada działania jest podobna do tej, którą reprezentują sprężarkowe agregaty chłodnicze bazujące na lewobieżnym obiegu chłodniczym, z tą jednak różnicą, że w zastępstwie sprężarki mechanicznej wykorzystywane są właściwości sorpcyjne, które w przypadku urządzeń chłodniczych możemy scharakteryzować jako „sprężarkę chemiczną”. Urządzenia te pracują w warunkach głębokiej próżni osiągającej ciśnienie absolutne na poziomie 0,8 kPa – w wyniku obniżonego ciśnienia woda odparowuje już w temperaturze 5°C, co pozwala na efektywną produkcję wody lodowej o parametrze 12/7°C. W wyniku zraszania rur wymiennika wodą destylowaną (czynnik chłodniczy) dochodzi do odbioru ciepła doprowadzonego obiegiem powrotnym wody lodowej, które zostaje wykorzystane do odparowania

zraszanego czynnika chłodniczego, w wyniku czego dochodzi do schłodzenia obiegu powrotnego wody lodowej z 12 do 7°C. Powstałe w ten sposób pary zostają pochłonięte na skutek następujących procesów:

- absorpcji (w przypadku wykorzystania absorpcyjnych agregatów chłodniczych),
- adsorpcji (w przypadku wykorzystania adsorpcyjnych agregatów chłodniczych).

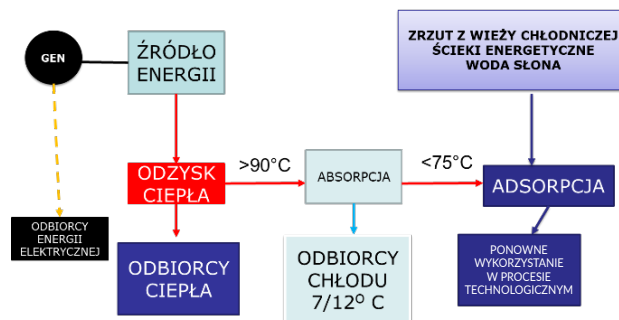
Adsorpcja to proces wiązania się cząsteczek, atomów lub jonów na powierzchni lub granicy faz fizycznych, powodujący lokalne zmiany stężenia. Adsorpcji nie należy mylić z **absorpcją**, która jest procesem wnikania do wnętrza fazy. W wyniku działania sił van der Waalsa (o dużym zasięgu oddziaływania) dochodzi do nagromadzenia się cząsteczek lub atomów jednej substancji na powierzchni ciała silnie higroskopijnego. Substancja adsorbowana zwana jest adsorbentem, natomiast ciało, na którym zachodzi proces, to adsorbent. Uwalniana podczas przemiany energia jest na poziomie entalpii kondensacji.

Układów kogeneracyjnych – oprócz wykorzystania do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu – można używać do produkcji wody odsolonej lub termicznego oczyszczania ścieków energetycznych. Mianem **poligeneracji** określa się produkcję w jednym procesie technologicznym kilku nośników w postaci:

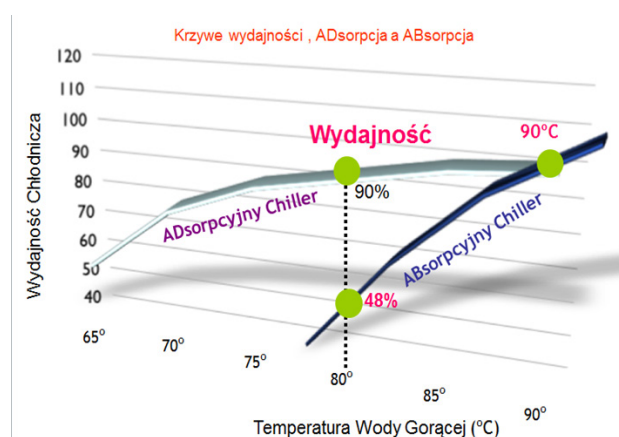
- ciepła,
- chłodu,
- energii elektrycznej,
- wody pitnej lub oczyszczania ścieków,
- nowych produktów (SNG, metanol, etanol, wódór, sprężone powietrze itd.).

Schemat poligeneracji sorpcyjnej przedstawia Rys. 1.

W przypadku gdy temperatura ciepła odpadowego/napędowego/solarnego jest niższa niż 90°C, efektywność przemawia na korzyść urządzeń adsorpcyjnych, podczas gdy dla temperatur powyżej tego poziomu znacznie wyższą efektywnością odznaczają się agregaty absorpcyjne, co widać na Rys. 2 (Zechik 2020).



Rys. 1. Poligeneracja sorpcyjna



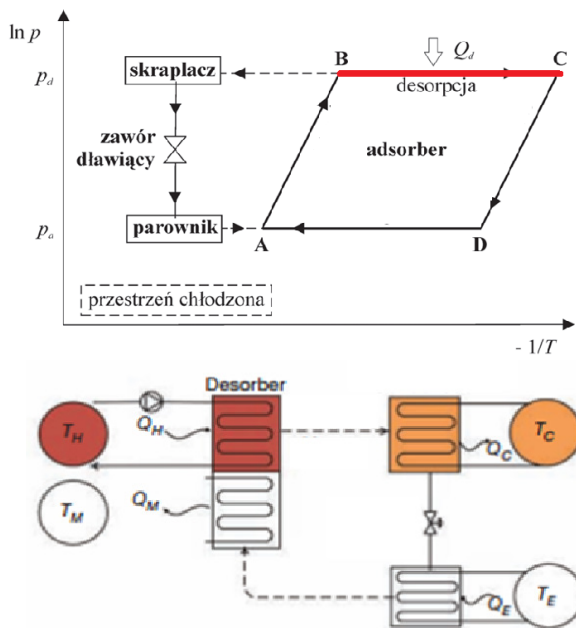
Rys. 2. Krzywe wydajności chłodziarek adsorpcyjnych i absorpcyjnych

Jak widać, wskazanym przedziałem temperaturowym dla układów adsorpcyjnych jest 80–90°C. Powyżej tej temperatury należy używać układów absorpcyjnych. Natomiast jedynym rozwiązaniem sorpcyjnym poniżej 80°C jest adsorpcja.

Absorpcyjne agregaty wody lodowej

Urządzenia te wykorzystują roztwór soli bromo-litowej, jako substancji charakteryzującej się bardzo silnym powinowactwem, do pochłaniania pary wodnej – roztwór ten jest w stanie pochłoniąć nawet 0,72 g pary wodnej na 1 g substancji. Pary powstałe w komorze parownika w wyniku odbioru ciepła z obiegu powrotnego wody lodowej zostają zaadsorbowane przez roztwór bromku litu, którego pierwotne stężenie wynosi do 62%. W wyniku pochłaniania par przez roztwór w komorze zwanej „absorberem” stężenie roztworu maleje do

układy. W wyniku dostarczania ciepła do adsorbera zachodzi proces desorpcji, czyli regeneracji złoża. Woda związana na powierzchni adsorbentu paruje i, w wyniku różnicy ciśnień pomiędzy układami, kierowana jest do skraplacza. Para trafiająca do skraplacza kondensuje w wyniku przekazania ciepła skraplania do obiegu wody chłodzącej połączonej ze skraplaczem. Skroplone pary, w wyniku sił grawitacji oraz różnicy ciśnień pomiędzy skraplaczem a parownikiem, trafiają do parownika.

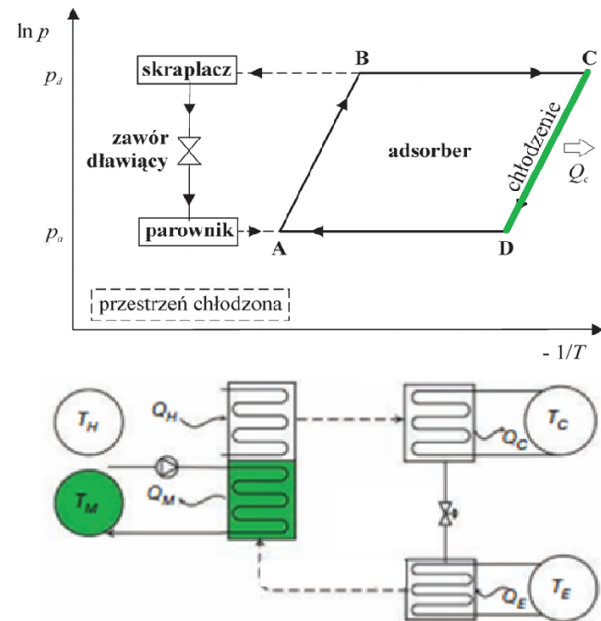


Rys. 5. Desorpcja, kondensacja

Desorpcja może być realizowana następująco:

- podgrzanie za pomocą doprowadzenia strumienia gorącego płynu (*thermal swing*);
- zmniejszanie ciśnienia przy stałej temperaturze, a następnie oczyszczanie w niskim ciśnieniu (*pressure swing*);
- oczyszczanie złoża nieadsorbującym, inertnym gazem w warunkach stałej temperatury i ciśnienia (przedmuchiwanie), przy czym ta metoda ma zastosowanie, gdy zaadsorbowane cząstki są słabo związane z adsorbentem;
- kolejna z metod jest analogiczna do powyższej, z tą różnicą, że podawany strumień gazu nie jest inertny. Zawiera cząstki pochłaniające zaadsorbowaną wcześniej substancję i oczyszczające adsorbent (*displacement desorption*).

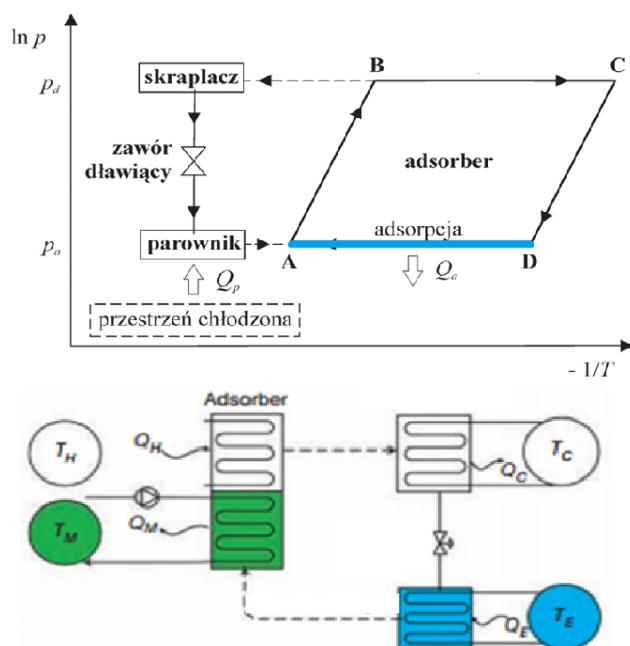
Schładzanie i rozprężanie to kolejny etap procesu, pokazany na Rys. 6. Po zregenerowaniu złoża adsorpcyjne jest ponownie izolowane i chłodzone obiegiem chłodzącym adsorber, celem przygotowania złoża do procesu adsorpcji. Schładzanie skutkuje spadkiem ciśnienia do wartości ciśnienia panującego w skraplaczu. Jest to proces ekspansji, analogiczny do rozprężania realizowanego w ramach chłodziarek sprężarkowych.



Rys. 6. Schładzanie i rozprężanie

W kolejnym etapie (Rys. 7) schładzany adsorber zostaje połączony z parownikiem, w którym panuje bardzo niskie ciśnienie. Ten fakt sprawia, że możliwe jest odebranie ciepła parowania w niskiej temperaturze. Ciepło pobierane z obiegu wodnego kierowane jest do parownika celem produkcji wody lodowej wykorzystywanej w dalszym etapie do klimatyzacji/chłodzenia. W wyniku poboru ciepła parowania zachodzi przemiana fazowa wody do postaci gazowej (para wodna). Powstała para adsorbowana jest przez złoże do momentu osiągnięcia równowagi adsorpcyjnej.

W ośrodku badawczym Solar Village nieopodal Rijadu (Arabia Saudyjska) firma New Energy Transfer wraz z KACST (King Abdulaziz City for Science and Technology) zainstalowała i uruchomiła największy na świecie system do sorpcyjnej produkcji wody lodowej z jednoczesną produkcją wody destylowanej.



Rys. 7. Parowanie, produkcja chłodu, adsorpcja

System bazuje na odzysku ciepła odpadowego oraz na pozyskiwaniu wody gorącej z ciepła solarne- go jako opcji pokazującej elastyczność funkcjonowania instalacji. Urządzenie jest w eksploatacji ponad 3 lata, w czasie których udowodniona została jego wysoka efektywność i możliwość pracy z ciepłem o temperatu- rze w przedziale 65–85°C, dzięki czemu układ może współpracować z konwencjonalnym polem solarnym oraz niskotemperaturowym ciepłem odpadowym po- przez niespotykany dotąd odzysk ciepła o temperatu- rze poniżej 90°C. Pomiar jakości produkowanej wody destylowanej potwierdziły zgodność z restrykcyjnymi limitami zawartości cząstek stałych, dzięki czemu pro- dukowany destylat po uzdatnieniu spełnia rolę wody pitnej. Jednocześnie system jest w stanie produkować chłód użyteczny w ilości ponad 1 MW. Dzięki temu in- stalacja potwierdza możliwość swojej implementacji do systemów trójgeneracyjnych, rozszerzając ich funkcję o dodatkowy produkt w postaci wody odsolonej.

Chłodziarka adsorpcyjna z funkcją odsalania

W Centrum Energetyki AGH pracuje unikalna w ska- li świata chłodziarka adsorpcyjna z funkcją odsalania

wody morskiej, wód kopalnianych oraz oczyszczania osadów ściekowych. Zdjęcia tej instalacji są przedsta- wione na Rys. 8.



Rys. 8. Chłodziarka adsorpcyjna z funkcją odsalania w Centrum Energetyki AGH

Chłodziarka adsorpcyjna AGH z funkcją odsala- nia pracuje w dwóch trybach:

- tryb chłodzenia, produkcja wody lodowej – 7/12°C,
- tryb odsalania – wydajność 40 kg/dobę.

Charakterystyka chłodziarki adsorpcyjnej:

- praca w próżni, ok. < 2 kPa,
- brak elementów ruchomych,
- małe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

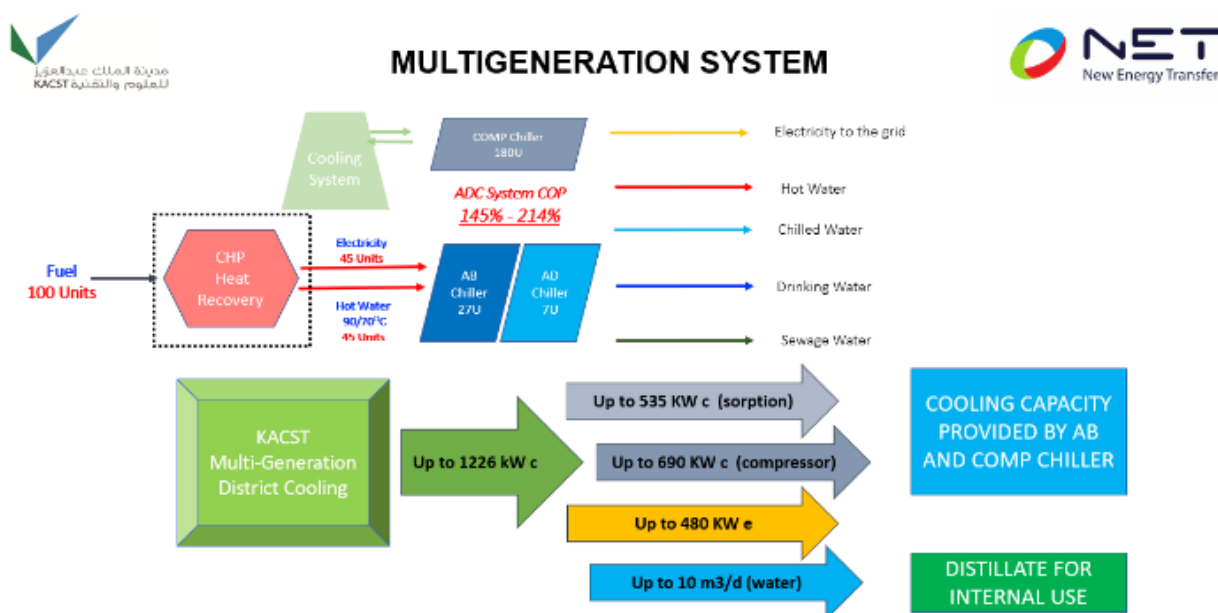
Do regeneracji złoża wypełnionego silikażelem może być zastosowana woda o temperaturze od 45 do 85°C. Możliwy jest proces odsalania wody i przy- gotowanie wody pitnej.

Układy poligeneracyjne

W świetle wyzwań związanych z koniecznością poprawy efektywności energetycznej układów funkcjonujących w skojarzeniu, powstała koncepcja układu poligeneracyjnego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu, z dodatkową funkcją odsalania wody morskiej/słonej/ścieków, która jest produkowana jednocześnie. Oznacza to rozszerzenie układu trójgeneracyjnego o dodatkową funkcję odsalania dzięki wykorzystaniu właściwości adsorpcyjnych agregatów chłodniczych. Poniżej zaprezentowany układ jest rozwiązaniem opatentowanym przez firmę New Energy Transfer oraz KACST (King Abdulaziz City for Science and Technology, Riyadh, Saudi Arabia), które zostało zamodelowane i zrealizowane na terenie Arabii Saudyjskiej.

Rys. 9 przedstawia w sposób poglądowy zasadę działania opatentowanej technologii skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu z dodatkową funkcją odsalania. W pierwszej fazie mamy do czynienia z silnikiem Diesla produkującym energię elektryczną, z którego odzyskiwane jest ciepło odpadowe w postaci wody gorącej o temperaturze 90°C. Woda gorąca może zostać wykorzystana do celów bytowych lub technologicznych, lub w pełni do zasilania adsorpcyjnego agregatu wody lodowej,

który w tym przypadku jest głównym źródłem odbioru ciepła. Woda gorąca ulega wstępnemu schłodzeniu w agregacie adsorpcyjnym z 90 do 75°C, następnie zostaje doprowadzona do agregatu adsorpcyjnego, który w tym przypadku jednocześnie produkuje wodę lodową oraz wodę odsoloną (destylat). Temperatura wody gorącej na wylocie z adsorpcyjnego agregatu chłodniczego jest temperaturą korespondującą ze spodziewaną temperaturą powrotu obiegu cieplnego trafiającego do systemu odbioru ciepła z silników Diesla. Energia elektryczna w głównej mierze zostaje wykorzystana do zasilania sprężarkowego agregatu chłodniczego, pozostała jej część służy do zasilania w energię elektryczną budynków w sąsiedztwie instalacji. W ten sposób uzyskany został w pełni zbilansowany układ do produkcji energii elektrycznej, wody gorącej, wody lodowej oraz wody odsolonej, bazujący na oleju lekkim, charakteryzujący się sprawnością na poziomie dochodzącym do 214% – co oznacza, że z 1 kW paliwa (energia chemiczna) uzyskuje się 2,14 kW chłodu (dodatkowo produkując na dobę 10 000 l wody destylowanej), podczas gdy konwencjonalny układ bazujący wyłącznie na agregatach sprężarkowych byłby w stanie osiągnąć maksymalnie 180% sprawności bez możliwości produkcji wody destylowanej (NET 2020).



Rys. 9. System „Multigeneration” – rysunek poglądowy

Zaprezentowany powyżej system do skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu z dodatkową funkcją odsalania wody oraz oczyszczania ścieków pozwala na osiągnięcie bardzo wysokiej efektywności energetycznej dzięki racjonalnemu wykorzystaniu ciepła odpadowego generowanego przez silniki Diesla zasilające powyższy układ. System został zaprojektowany głównie po to, aby zredukować do minimum zapotrzebowanie na energię elektryczną w ciągu dnia na cele chłodnicze, zaś unikalne połączenie urządzeń sorpcyjnych pozwala na znaczne ograniczenie ilości energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji tak chłodu, jak i wody odsolonej. Urządzenie jest bardzo elastyczne, o czym świadczy możliwość produkcji chłodu bez zapotrzebowania na energię elektryczną – bazując jedynie na ciepłe generowanym przez pole solarne skonfigurowane z systemem – jest ono wystarczające do pokrycia zapotrzebowania energetycznego chłodziarki absorpcyjnej i adsorpcyjnego urządzenia do produkcji chłodu, a także wody odsolonej. Finalna kalkulacja efektywności pokazuje, że z 1 kW energii chemicznej dostarczonej w postaci oleju lekkiego urządzenie jest w stanie wyprodukować ponad 2 kW chłodu (podczas gdy sprawność elektryczna generatora nie przekracza 45%).

Podsumowanie

Istnieje możliwość optymalizacji gospodarki ciepłno-energetycznej poprzez instalację systemu poligeneracyjnego. W każdym wypadku należy zwrócić szczególną uwagę na priorytetowe względem systemu odzysku ciepła zagospodarowanie ciepła produkowanego

przez źródło trójgeneracyjne w celu maksymalnego wykorzystania energii pierwotnej zawartej w paliwie. Zwiększona efektywność energetyczna procesów poligeneracyjnych przekłada się na oszczędności finansowe wynikające z mniejszej ilości dostarczanego do procesu paliwa oraz na możliwość czerpania zysków w postaci uzyskania certyfikatów wspierających wysokosprawną kogenerację.

Bibliografia:

- NET Sp. z o.o. – materiał firmy.
Wang K., Vineyard E.A. (2011), *New Opportunities for Solar Adsorption Refrigeration*, "ASHRAE Journal" 53 (9): 14–24.
Zechik – materiały reklamowe firmy.

Polygeneration systems for cogeneration of electricity, heat and cooling

Abstract: The most popular tri-generation solution is the combination of an electricity generator, most often a gas engine, with a heat collection node and an absorption chiller that uses hot water to produce chilled water. Solutions of this type are characterized by high energy efficiency, as well as excellent flexibility of operation, because during the summer the surplus heat produced is used by the absorption chiller to produce cooling, which significantly reduces the need for electricity for cooling purposes. The paper presents a system for cogeneration of electricity, heat and cooling with an additional function of water desalination and sewage treatment. The system allows to achieve very high energy efficiency through rational use of waste heat generated by diesel engines.

Keywords: polygeneration, sorption, cooling and drinking water production

Prof. dr hab. inż. Wojciech NOWAK
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Energetyki i Paliw
Centrum Energetyki AGH
wnowak@agh.edu.pl



Energetyka Rozproszona

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



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

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

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

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

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autor

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii



Narodowe Centrum
Badań i Rozwoju

Sieć SKER i jej otoczenie – analiza wzorców komunikacji i powiązań z wykorzystaniem analizy sieci społecznych

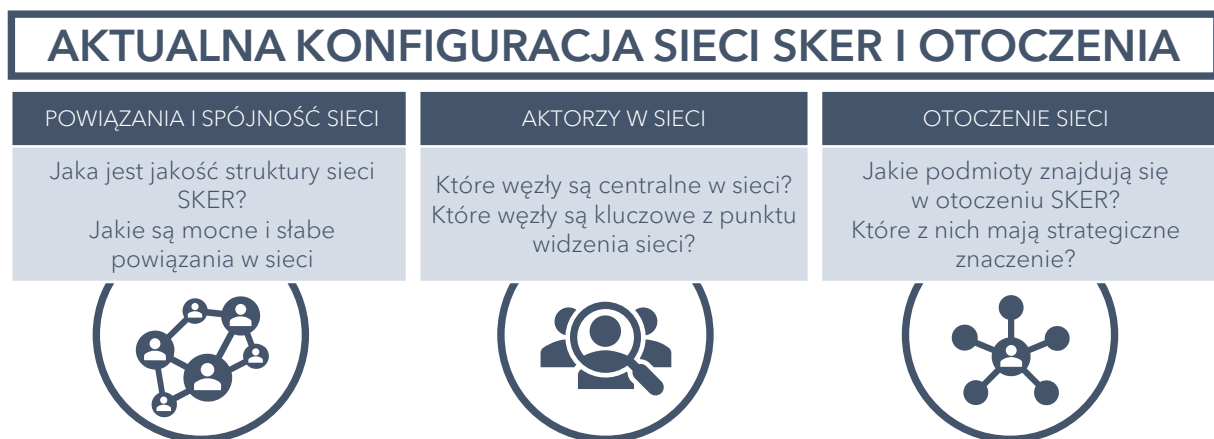
Abstrakt: Artykuł przedstawia główne wnioski z I edycji badania sieci społecznych w obrębie Sieci Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (SKER) oraz jej relacji z otoczeniem instytucjonalnym. Skupia się na relacjach pomiędzy członkami SKER i ich konsekwencjach dla komunikacji w organizacji, a także na najważniejszych aktorach poza jej strukturami, z którymi członkowie SKER aktywnie współpracują.

Słowa kluczowe: analiza sieci społecznych, SKER

Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (SKER) jest instytucją skupiającą ekspertów z różnych dziedzin działających w obrębie energetyki rozproszonej (ER). Zgodnie z założeniami, przedmiotem działalności sieci są diagnozy problemów społecznych, organizacyjnych, legislacyjnych, technicznych itp., istotnych dla implementacji polityki państwa w obszarze rozwoju klastrów energii oraz poszukiwanie i przedstawianie rekomendacji co do sposobów ich rozwiązywania. Sieć stanowi forum debaty publicznej otwarte na wszystkich interesariuszy, przez co staje się medium budowy środowiska wspierającego rozwój energetyki rozproszonej oraz klastrów energii w Polsce. Na

poziomie operacyjnym oznacza to prowadzenie działań badawczych i zorientowanych na opracowywanie rozwiązań, które realizowane są w szczególności w ramach zespołów tematycznych, jak również wypracowywanie całościowych założeń strategii, konsolidowanie środowiska i realizowanie działań komunikacyjnych, które odbywają się zarówno w ramach całej sieci SKER, jak i w relacji SKER – podmioty z obszaru ER w otoczeniu SKER.

Skuteczności realizacji tych celów sprzyjają określone konfiguracje i wzorce relacji w obrębie sieci tworzących ją członków. Przeprowadzona analiza sieci miała na celu przyjrzenie się relacjom, które istnieją między aktorami sieci, zarówno w układzie całej sieci, jak i tworzących ją zespołów roboczych. Badania zrealizowane zostały także w otoczeniu SKER, co pozwala zobrazować, jakiego typu podmioty je tworzą, jakie relacje łączą je z siecią SKER oraz czy w otoczeniu SKER istnieją podmioty o strategicznym znaczeniu. Szczegółowe pytania badawcze zostały przedstawione na Rys. 1.



Rys. 1. Kluczowe pytania w analizie sieci w projekcie KlastER

Z uwagi na to, że badanie przeprowadzone zostało w pierwszym roku działalności SKER, w którym relacje między członkami sieci dopiero się kształtowały, analiza sieci w projekcie KlastER miała przede wszystkim rolę eksploracyjną, tzn. nie była ukierunkowana na testowanie zbudowanych w oparciu o teorię hipotez dotyczących jej struktury. Przyjrzenie się wzorcom relacji w sieci oraz lokalizacji w jej obrębie szczególnie istotnych węzłów pozwalało wskazać zalecenia dotyczące dalszego kształtowania komunikacji w sieci, tak by zmaksymalizować szansę na skuteczną realizację jej celów. Stopień realizacji tych celów, a także efekty działań zmierzających do zagęszczenia i zintensyfikowania komunikacji w sieci, będzie można przeanalizować w II edycji badania, w której planowane jest powtórzenie analiz i porównanie zmiany parametrów sieci w czasie.

Efektom badania była baza danych obejmująca aktywne relacje między konkretnymi osobami reprezentującymi różne podmioty prywatne i publiczne. W artykule, ze względu na dążenie do zapewnienia anonimowości badanych, ograniczono się do przedstawienia danych zanonimizowanych (pozbawionych informacji o nazwiskach osób), wskazując jedynie podmiot, którego respondent jest lub był reprezentantem w momencie badania.

Taki sposób prezentacji wyników badania sieci istotnie ograniczania możliwości w zakresie prezentowania map relacji, wnioskowania i interpretacji uzyskanych wyników, ale jest konieczny ze względu na ochronę danych dotyczących osób badanych. Pozwala jednak na przedstawienie podstawowych informacji o parametrach sieci SKER i płynących z nich wniosków dotyczących relacji w obrębie SKER oraz aktywnych relacji z podmiotami w otoczeniu SKER. Szczegółowe mapy i pogłębione wnioski przedstawione zostały w raporcie z badania.

Metodologia badania

Do odpowiedzi na postawione pytania badawcze wykorzystano analizę sieci społecznych (SNA). Jej centralnym zagadnieniem jest wpływ wzorców relacji między uczestnikami sieci na ich działania (Wellman 1988: 20).

W tym celu dokonano zmapowania więzi pomiędzy poszczególnymi aktorami (nazywanymi też węzłami lub wierzchołkami sieci). W analizie posługiwano się pojęciem węzła zdefiniowanego na dwóch poziomach: indywidualnym, kiedy mowa o poszczególnych członkach SKER, oraz zagregowanym, kiedy wierzchołek stanowi organizacja lub jej wyodrębniona część (np. Politechnika Śląska, Zespół ds. ekonomicznych SKER). Analizowane więzi mogą mieć charakter symetryczny, kiedy dwóch aktorów wskazało na istnienie relacji między nimi (niezależnie od siebie), oraz niesymetryczny, gdy istnienie relacji między dwoma węzłami zadeklarował tylko jeden z nich.

W ankiecie opracowanej na potrzeby tego badania zastosowano połączenie dwóch podejść do gromadzenia danych w analizie sieci:

- Podejście socjometryczne – respondenci otrzymali zamkniętą listę węzłów sieci i spośród tej listy wskazywali węzły, z którymi łączą ich relacje. Lista wykorzystana w badaniu obejmowała 97 osób należących do sieci SKER.
- Podejście geocentryczne – respondenci sami wskazywali węzły, z którymi łączą ich relacje. To podejście zastosowano w pytaniu odnoszącym się do relacji z podmiotami spoza SKER, z którymi respondent utrzymuje kontakty w ramach obszaru energetyki rozproszonej.

W badaniu wykorzystano technikę wywiadu strukturyzowanego z wykorzystaniem CATI (*computer assisted telephone interview*). Dodatkowo opracowano narzędzie internetowe dla respondenta, które wspomagało uzyskiwanie precyzyjnych odpowiedzi poprzez wyświetlanie nazwisk członków sieci SKER wraz z podziałem na rady i zespoły robocze.

Badanie przeprowadzono w dwóch falach. W pierwszej udział wzięli członkowie SKER, wskazując swoje kontakty, zarówno wewnątrz sieci, jak i poza nią. Druga fala obejmowała osoby spoza SKER wskazane w pierwszej fali badania. Wywiady prowadzone były w okresie od sierpnia do września 2020 r.

W tym miejscu warto podkreślić i przypomnieć, że podobnie lub nawet silniej niż w innych badaniach

społecznych wyniki analizy sieci zależne są od stopy zwrotu (*response rate*) w badaniu, zwłaszcza w przypadku sieci o zdefiniowanym zakresie (jak SKER). W idealnej sytuacji odpowiedzi powinny być uzyskane od wszystkich członków sieci, co pozwoliłoby zmapować kompletne relacje w jej ramach. W przypadku tego badania liczba uzyskanych odpowiedzi w obrębie SKER wyniosła 83%. Takie dane pozwalają więc stosunkowo trafnie przybliżyć charakterystykę sieci SKER oraz wskazać w jej ramach kluczowe podmioty, mając oczywiście na uwadze, że dla części węzłów relacje zwrotne nie mogły zostać zmapowane.

Charakterystyka sieci SKER

Sieć tworzą węzły i łączące je relacje, inaczej nazywane więziami (De Nooy et al. 2018; Wasserman, Faust 1994). W przypadku tego badania węzłami są osoby będące członkami SKER, a w odniesieniu do ich otoczenia – są nimi podmioty lub ich przedstawiciele, z którymi członkowie SKER kontaktują się w obszarze energetyki rozproszonej. Wyniki badania wskazują, że członkowie sieci SKER są obecnie jeszcze relatywnie słabo skomunikowani. Patrząc jednak z punktu widzenia rozwoju sieci w przyszłości, widoczny jest duży potencjał sieci do zwiększenia gęstości interakcji odbywających się w jej ramach.

W Tab. 1 przedstawiono kluczowe charakterystyki sieci SKER. W układzie ukierunkowanym, czyli uwzględniającym niezależnie wskazania wszystkich węzłów (sieć S1) znajduje się 97 węzłów (liczba węzłów w SKER równa się liczbie osób będących członkami SKER w momencie badania), które połączone są 1053 relacjami. Przeciętna liczba wszystkich połączeń (przychodzących i wychodzących) jednego węzła z innymi wynosi 11, czyli średnio każdy członek SKER w ostatnich 12 miesiącach kontaktował się (sporadycznie lub regularnie) z 11 innymi osobami ze SKER.

Komplementarnym parametrem sieci jest jej gęstość, czyli proporcja obserwowanych relacji w sieci do wszystkich możliwych relacji. Im większa gęstość sieci, tym większe natężenie interakcji (usieciowienie sieci). Wzrost gęstości należy interpretować jako zwiększenie szans na przepływ informacji i zasobów wśród partnerów sieci, a co za tym idzie, dynamikę odtwarzania struktur sieci (Drożdżak et al. 2013). Przyjmując, że powiązania każdego węzła z każdym stanowiłyby 100%, w przypadku SKER gęstość relacji w sieci wynosi 11,3%. Jest to odsetek „aktywnych” – spośród wszystkich możliwych – powiązań między węzłami w ostatnich 12 miesiącach. Wskazuje to więc na relatywnie niskie ogólne skomunikowanie członków SKER z perspektywy SKER jako całej sieci.

Tab. 1. Kluczowe parametry sieci SKER S1 i SKER S2 (liczba wszystkich węzłów = 97)

Parametr sieci	Definicja	Sieć SKER S1 – wszystkie relacje (ukierunkowane)	Sieć SKER S2 – tylko relacje wzajemne (binarne)
Liczba węzłów powiązanych	liczba węzłów z co najmniej jedną relacją	97	60
Liczba relacji ogółem (<i>ties</i>)	liczba wszystkich relacji wskazanych przez członków SKER	1053	420
Średni stopień (<i>average degree</i>)	przeciętna liczba związków z innymi węzłami	10,9	4,3
Gęstość sieci (<i>density</i>)	iloraz liczby istniejących relacji do liczby wszystkich potencjalnych relacji w sieci	11,3%	4,5%
Wzajemność (<i>dyad reciprocity</i>)	stosunek związków zwrotnych do liczby wszystkich związków występujących w sieci	24,9%	100%
Średni dystans (<i>average distance</i>)	średnia odległość każdego węzła od wszystkich innych, z którymi jest powiązany	1,97	2,1
Fragmentacja (<i>fragmentation</i>)	proporcja par węzłów, które nie mogą się skomunikować w ramach istniejących powiązań w sieci	0,397	0,657

Oczywiście interpretując te wartości, należy mieć na uwadze, że analiza prowadzona była w odniesieniu do struktury, która ukonstytuowała się stosunkowo niedawno w projekcie KlastER. Ciekawe wyniki, z punktu widzenia oceny pracy SKER, przyniesie dopiero porównanie obecnego stanu z gęstością sieci po pewnym okresie realizacji projektu, które planowane jest w II fali badania. Choć wzrost gęstości sieci zawsze sprzyja szybkości wymiany informacji i zasobów w sieci, to gęstość nie zawsze musi być wysoka jako parametr całej sieci. Na przykład w sytuacji SKER gęstość powinna być wyższa w zespołach roboczych, które powinny bardziej intensywnie komunikować się wewnątrz. Jednocześnie, nawet wysoka gęstość w zespołach, ale słabe powiązanie między nimi, również da niższe wartości gęstości dla całej sieci.

Relatywnie niska gęstość relacji w sieci powiązana jest także z faktem, że w relacjach skierowanych (w których każdy wskazuje niezależnie na relacje z drugim węzłem), liczba możliwych relacji jest dwukrotnie wyższa niż w sieciach nieskierowanych. Istotne jest więc nie tylko samo występowanie czy kierunek relacji, ale także to, czy relacja jest odwzajemniona (Batorski, Dziarski 2009). W przypadku SKER relacje między węzłami są w niewielkim stopniu odwzajemniane. Wzajemność (*reciprocity*), jako stosunek związków zwrotnych w sieci do wszystkich związków, wynosi 25%. Pokazuje to ciekawą kwestię zróżnicowania w postrzeganiu danej relacji przez różne osoby, z których jedna wskazuje na fakt występowania komunikacji, ale druga nie potwierdza takiego faktu. Taka sytuacja może wynikać z wielu powodów¹, ale wydaje się, że jednym z nich może być różnica w ważności danej relacji dla dwóch osób. Osoba o mniejszym znaczeniu czy prestiżu w organizacji

będzie nadawała większą wagę relacji z ważniejszą osobą i nawet jeśli miała ona charakter incydentalny czy na pograniczu interesującego obszaru zawodowego, to wskaże tę osobę jako swój kontakt.

W analizowanej sieci istnieją węzły, które posiadają kilkukrotnie wyższą liczbę wskazań wychodzących niż przychodzących, co może wskazywać na różnicę w postrzeganiu swojej pozycji w sieci względem pozycji, która wynika ze wskazań innych węzłów.

SKER2 – to prezentacja tej samej sieci, tylko przedstawionej z wykorzystaniem wyłącznie relacji wzajemnych, czyli takich, w których obydwa węzły były zgodne i wskazywały na jej występowanie. Parametry dla tak zdefiniowanej sieci (wzajemna zgodność odnośnie do występowania faktu komunikacji bez względu na przypisane jej natężenie) przedstawia czwarta kolumna w Tab. 1 (SKER2).

W przypadku SKER2, ze wszystkich 97 węzłów w sieci, relacje posiada wyłącznie 60 węzłów, które powiązane są 420 relacjami wzajemnymi. Gęstość sieci wzajemnej wynosi więc jedynie 4,5%, czyli członkowie sieci SKER komunikują się tylko w obrębie 4,5% możliwych relacji. Średni dystans między węzłami wynosi nieco ponad 2, ale z kolei parametr opisujący fragmentację sieci wskazuje, że blisko 2/3 par węzłów nie jest w stanie się skomunikować w tej sieci (zakładając, że w sieci faktycznie istnieją tylko powiązania komunikacyjne wskazane przez obydwa węzły z pary). Poza głównym komponentem sieci, który skupia większość komunikacji między węzłami, istnieją węzły, które nie mają żadnej wzajemnej relacji z innymi węzłami, oraz komponent trzech węzłów, które komunikują się między sobą, ale są odizolowane od głównego fragmentu sieci (nie mają relacji z nikim spoza swojej grupy). Są to węzły należące do wspólnego zespołu Rady Koordynatorów Klastrow. Węzły nieujęte w analizie to węzły, które nie posiadają żadnej wzajemnej relacji z innym węzłem sieci – takie węzły stanowią ponad 1/3 węzłów SKER².

1 Część zróżnicowania odpowiedzi może wynikać z różnic w rozumieniu pytania, np. w odniesieniu do zakresu obszaru energetyki rozproszonej lub definicji słowa „kontaktować się”. Choć ustalenie zakresu, w jakim różnice w rozumieniu wyjaśniają wariację odpowiedzi, wymagałoby osobnych badań, wydaje się, że nie był to istotnie duży odsetek. Pytanie w ankiecie miało następujące brzmienie: Z którymi osobami z Sieci Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej kontaktował się Pan w obszarze energetyki rozproszonej w ostatnich 12 miesiącach? Możliwymi odpowiedziami były: nie kontaktowałem się, sporadycznie (1 raz w miesiącu lub rzadziej), regularnie.

2 W tej grupie są także członkowie SKER, którzy nie wzięli udziału w badaniu. Z uwagi na fakt, że w tej analizie brane pod uwagę były wyłącznie relacje wzajemne, nie mogli oni zostać włączeni do analiz, nawet jeśli byli wskazywani przez innych członków sieci.

Zarówno niska gęstość sieci, jak i wysoka wartość parametru fragmentacji, wskazują, że faktyczne szanse przepływu informacji i zasobów (np. wiedzy) w obrębie całej sieci SKER są relatywnie niskie.

Osoby o kluczowych rolach w SKER

Sieć SKER jest bardzo zróżnicowana w zakresie miar centralności tworzących ją węzłów – istnieją węzły centralne, dobrze usieciowane i skomunikowane z innymi, węzły słabiej skomunikowane oraz peryferyjne. Oznacza to, że rozprzestrzenianie się informacji lub czas oczekiwanego nadejścia informacji przepływających przez sieć optymalnymi ścieżkami będzie różna w zależności od położenia węzła, który rozpoczyna ten transfer w sieci (Borgatti 2005).

W ramach sieci SKER nie ma zupełnie odizolowanych węzłów, czyli takich, których nie łączyłaby co najmniej jedna relacja wychodząca lub przychodząca. Teoretycznie oznacza to, że wszyscy członkowie sieci mogą rozpocząć komunikację i współpracę. Różnic ich jednak będzie długość ścieżki, która dzieli ich od innego węzła. Analiza odległości, czyli dystansu geodezyjnego między węzłami (Tab. 2), wskazuje, że 11% par węzłów w sieci komunikuje się bezpośrednio, 40% relacji opiera się na dystansie 2 węzłów, 8% – 3 węzłów, a 40% to odsetek par węzłów, które nie mogą się skomunikować w SKER lub brakuje danych od węzłów, które potencjalnie wiązałyby te węzły. Wskazuje na to również parametr opisujący fragmentację (Tab. 1). Z kolei przeciętny średni dystans w sieci SKER1, czyli odległość każdego węzła od wszystkich innych w sieci wynosi 2 (Tab. 1).

W sieci SKER nie ma również węzłów w roli tzw. strażnika (*gatekeeper*), a więc w tym przypadku osoby, której położenie tworzyłoby jedyne połączenie pomiędzy różnymi częściami sieci. Istnieją jednostki, które posiadają unikatowe połączenia z innymi węzłami, ale nie mają one raczej strategicznego charakteru (ich wyłączenie z sieci wiązałoby się z przerwaniem pojedynczych relacji, a nie z rozerwaniem spójności sieci).

Tab. 2. Dystans geodezyjny między węzłami w SKER1

Dystans geodezyjny	Częstość	Proporcja [%]
1	1053	11,3
2	3723	40,0
3	795	8,5
4	46	0,5
NA	3695	39,7

Sieć SKER posiada elementy jądra sieci i obszarów peryferyjnych. Sieć wzajemna ma wyraźnie wyodrębniony trzon oraz peryferia sieci. Trzon sieci stanowi 16 węzłów, pozostałe węzły należą do peryferii sieci. Taka struktura sprzyja rozprzestrzenianiu informacji od węzłów kluczowych, ale utrudnia komunikację między węzłami peryferyjnymi oraz obniża szansę na pętlę zwrotną informacji. Przepływ informacji od dowolnego węzła z peryferii do innego peryferyjnego węzła może być albo utrudniony, albo niemożliwy w obrębie istniejących już relacji (taka sytuacja ma miejsce w odniesieniu do 2/3 węzłów). Jednocześnie charakter komunikacji w sieci SKER nie jest ograniczony w sensie formalnym i możliwe jest nawiązanie między węzłami nowych relacji, które pozwoliłyby zoptymalizować przepływ informacji lub innych zasobów między węzłami. Analiza wskazuje jedynie, że obecnie takie powiązania nie są jeszcze ustanowione i wykorzystywane do realizacji celów sieci.

Analiza miar centralności dla węzłów z jądra sieci wskazuje, że istnieją takie węzły, które mają wysokie wartości pośrednictwa (*betweeness*). Pośrednictwo obliczane jest jako iloraz liczby najkrótszych ścieżek między węzłami przechodzących przez dany węzeł i wszystkich najkrótszych ścieżek. Miarę tę interpretuje się często w odniesieniu do szybkości roznoszenia się informacji w sieci. W przypadku SKER mamy do czynienia z bardzo dużym zróżnicowaniem w zakresie miar centralności dla różnych węzłów. Oznacza to, że czas oczekiwanego nadejścia informacji przepływających przez sieć optymalnymi ścieżkami będzie zdecydowanie różnić się w zależności od położenia węzła inicjującego komunikację czy transfer – będzie szybki dla węzłów kluczowych, tworzących dobrze skomunikowany trzon sieci, a długi dla węzłów peryferyjnych (najczęściej członkowie mniej aktywnych zespołów).

Komunikacja członków poszczególnych zespołów

Interesujące z punktu widzenia dalszego modelowania struktury sieci w odniesieniu do planowanych prac sieci SKER może być też przyjrzenie się, w jakim stopniu poszczególne zespoły różnią się ze względu na kluczowe parametry sieci. Szczegółowe wartości parametrów w obydwu modelach przedstawione zostały w Tab. 3.

Najbardziej licznym zespołem w obrębie sieci SKER jest ZEKO, który składa się z 24 węzłów. Najmniej liczny jest ZSPO z liczbą węzłów 10. Liczba relacji w obrębie ZEKO jest również najwyższa spośród wszystkich i wynosi 234. Gęstość relacji w odniesieniu do wszystkich możliwych relacji w zespole wynosi 42%. To sytuuje ZEKO na wysokiej drugiej pozycji. Pod względem gęstości wyprzedza go ZLEG (47%). Jednocześnie, jeśli uwzględnimy tylko homogeniczne relacje (SKER2), to ZEKO – ze wskaźnikiem gęstości 24% – lokuje się już na pozycji lidera. Niezależnie jednak, czy analizowane są relacje ukierunkowane, czy homogeniczne, wyraźnie widać, że trzy zespoły: ZEKO, ZLEG i RPRO wyróżniają się gęstością relacji w porównaniu z pozostałymi zespołami. Pośrednie pozycje zajmuje ZTEC z gęstością relacji wzajemnych 12% i RN z gęstością 8%. Najmniejszą gęstość w obydwu modelach sieci uzyskała RKKE, co świadczy o relatywnie bardzo

słabym skomunikowaniu członków tego organu. Niską pozycję zajmuje także ZSPO, zwłaszcza jeśli uwzględnimy relacje wzajemne – tutaj gęstość także wynosi 2%, pomimo że sam zespół jest nieliczny, co teoretycznie ułatwia utrzymywanie bezpośrednich relacji między wszystkimi węzłami. Warto także zauważyć, że zespół ten wyróżnia także najmniej istniejących relacji wzajemnych łączących go z innymi węzłami SKER (zaledwie 8). Wskazuje to na fakt, że współpraca między węzłami w obrębie samego zespołu jest (na obecnym etapie) bardzo ograniczona, ale także skomunikowanie należących do niego węzłów z pozostałymi członkami SKER jest bardzo słabe. Co istotne, analiza sieci pozwala odtworzyć strukturę relacji, ale nie daje odpowiedzi dotyczących przyczyn takiej sytuacji – słabe skomunikowanie może wynikać z niskiej aktywności członków zespołu, może też wynikać z marginalizowania jego roli przez innych członków SKER, co wpływa na małą liczbę interakcji z przedstawicielami. Chcąc wyjaśnić takie różnice w skomunikowaniu między zespołami, warto przeprowadzić odrębne, pogłębione badanie jakościowe.

W przypadku RKKE słabej współpracy wewnętrznej towarzyszy nieco lepsze skomunikowanie z innymi członkami SKER (26 relacji wzajemnych). Natomiast liderem pod tym kątem jest RPRO, która powiązana jest 113 wzajemnymi relacjami z innymi członkami SKER. Drugą pozycję zajmuje Zespół Legislacyjny

Tab. 3. Parametry podsieci zespołów SKER dla relacji skierowanych (SKER1) i wzajemnych (SKER2)

Nazwa zespołu	Liczba wywiadów	Liczba węzłów	SKER1 (ukierunkowany)		SKER2 (wzajemny)		Liczba relacji wzajemnych z innymi węzłami SKER
			Liczba relacji	Gęstość [%]	Liczba relacji	Gęstość [%]	
Rada Naukowa (RNAU)	12	15	33	16	16	8	35
Rada Programowa (RPRO)	15	20	157	41	76	20	113
Rada Koordynatorów Kłastrów (RKKE)	19	20	31	8	6	2	26
Zespół ds. legislacyjnych (ZLEG)	11	15	99	47	48	23	96
Zespół ds. technicznych (ZTEC)	19	22	85	18	54	12	53
Zespół ds. ekonomicznych (ZEKO)	19	24	234	42	132	24	67
Zespół ds. społecznych (ZSPO)	8	10	16	18	2	2	8

z 96 powiązaniem w obrębie SKER. ZEKO, choć najlepiej współpracujący wewnętrznie, posiada mniej relacji z innymi węzłami spoza swojego zespołu niż RPRO i ZLEG – 67 powiązań.

Uzupełniając obraz aktywności zespołów pod względem ilościowych relacji, można przyrzeć się także ujęciu przez pryzmat intensywności relacji – ile węzłów z poszczególnych zespołów obecnych jest w sieci wierzchołków powiązanych regularnymi kontaktami (ocenionych w ten sposób przez obydwie strony). Jak można założyć, to w sieci powiązań regularnych odbywa się najbardziej intensywny przepływ informacji i wiedzy.

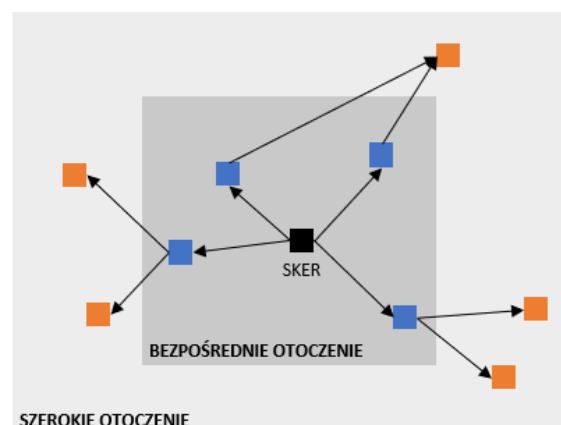
Można tutaj zauważyć kilka prawidłowości. Po pierwsze, ponownie wyraźnie widoczne jest słabe skomunikowanie ZSPO i RKKE. W pierwszym przypadku tylko dwa węzły obecne są w tej sieci, a wśród nich jeden powiązany jest tylko z koordynatorem własnego zespołu. Intensywna komunikacja odbywa się więc poza ZSPO. W przypadku RKKE obecne są trzy węzły, z których dwa posiadają 1–2 relacji. W przypadku RNAU obecne w sieci jest 8 węzłów, ale są one „rozsiane” po sieci i posiadają tylko jedną relację wewnętrzną, co wskazuje, że członkowie tego ciała są aktywni w sieci, ale niekoniecznie kontaktują się wzajemnie w sposób regularny. Zważywszy, że jest to ciało doradcze, osadzenie węzłów w intensywnych relacjach w różnych punktach sieci może nieść określone korzyści związane ze „zbieraniem” wiedzy z sieci. ZEKO i RPRO są licznie reprezentowane w sieci intensywnych relacji, co wynika z łączenia funkcji przez węzły najbardziej skomunikowane. W ZEKO widoczne jest także to, że część węzłów posiada intensywne relacje, ale tylko z członkami własnego zespołu (co potwierdza wcześniejsze wnioski o silniejszej komunikacji „do wewnątrz”). Najwięcej węzłów w sieci regularnej komunikacji posiada ZTEC (14).

Instytucje otaczające SKER

Jednym z głównych celów SKER jest „integracja i koordynacja działań wszystkich środowisk zaangażowanych w rozwijanie lokalnych inicjatyw

energetycznych w Polsce”. Aby móc go z powodzeniem realizować, w prace SKER powinny być włączone najważniejsze organizacje w sektorze, a sami aktorzy SKER powinni utrzymywać szerokie i silne związki z kluczowymi instytucjami działającymi w obszarze energetyki rozproszonej. Dlatego przyjrzenie się otoczeniu instytucjonalnemu SKER jest tak istotnym zagadnieniem.

Jak wynika z opisu metodologii badania, członkowie SKER zostali poproszeni o wskazanie osób oraz instytucji, z którymi w ostatnim roku współpracowali w kontekście energetyki rozproszonej. W ten sposób wyznaczono listę organizacji znajdujących się w bezpośrednim otoczeniu SKER. W drugim kroku próbka osób współpracujących ze SKER, ale nie będąca jego członkami, została poproszona o wskazanie swoich kontaktów w branży energetycznej. W ten sposób odtworzono szerokie otoczenie SKER. Różnice między bezpośrednim a szerokim otoczeniem SKER obrazuje Rys. 2.



Rys. 2. Definicja bezpośredniego i szerokiego otoczenia SKER

Wszystkie instytucje znajdujące się w otoczeniu SKER podzielono na 5 kategorii: administracja publiczna, biznes, jednostki badawcze, klastry i spółdzielnie oraz inne instytucje. Charakterystykę i liczebność poszczególnych grup przedstawia Rys. 3.

Najliczniejszą grupą w otoczeniu SKER są jednostki prowadzące działalność komercyjną. Członkowie sieci wskazali na utrzymywanie kontaktów z 84 organizacjami ze świata biznesu, w szerokim otoczeniu zidentyfikowano ich 142.



Rys. 3. Liczba instytucji znajdujących się w szerokim otoczeniu SKER w podziale na kategorie

W grupie organizacji związanych z biznesem są grupy energetyczne, takie jak Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Tauron Polska Energia, Grupa Energetyczna Centrum Enea czy Grupa Energetyczna Północ Energa. W tej grupie znalazły się również przedsiębiorstwa zajmujące się wdrażaniem rozwiązań energetyki odnawialnej, np.: Alternator, LMV Group, Innology, Greenway, WTT Polska. Kolejną podgrupę tworzą przedsiębiorstwa zajmujące się oprogramowaniem wykorzystywanym w rozwiązaniach energetycznych, takie jak Atende Software czy S-labs. Warto również zwrócić uwagę na obecność wśród wymienianych organizacji przedsiębiorstw publicznych, takich jak MPEC w Nowym Targu czy PEC Suwałki.

Kolejną ważną grupą w otoczeniu SKER są przedstawiciele administracji publicznej. W bezpośrednim otoczeniu wymieniono 47 instytucji zaliczonych do tej kategorii, a w otoczeniu szerokim 82 instytucje. Wśród nich najczęściej wskazywanymi aktorami są przedstawiciele jednostek rządowych, w szczególności Ministerstwa Klimatu oraz Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii. W bliskim i szerokim otoczeniu pojawiają się również urzędy centralne bezpośrednio związane z kwestiami energetyki i klimatu, takie jak Urząd Regulacji Energetyki czy Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, ale również takie, których działalność ma pośredni wpływ na branżę, np. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Zdecydowanie największą grupą instytucji publicznych obecnych w otoczeniu SKER są samorządy lokalne różnego poziomu: urzędy gmin, miast, powiatów czy województw. W sumie wymieniono aż 52 organizacje tego typu.

Wśród otoczenia SKER wskazane zostały jednostki naukowo-badawcze. Ich znaczącą większość stanowią uczelnie wyższe o profilu technicznym, np. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Politechnika Warszawska, Politechnika Wrocławska, oraz ogólnym, np. Uniwersytet Śląski, Uniwersytet Zielonogórski. Wśród instytucji, które prowadzą działalność badawczą, znalazły się również niezależne instytuty zajmujące się bezpośrednio tematyką energetyki, np. Instytut Energetyki, Instytut Energii Odnawialnej czy Instytut Zrównoważonej Energetyki, oraz takie, dla których energetyka nie jest centralnym tematem, np. Instytut Rozwoju Wsi i Rolnictwa, Instytut Badań Strukturalnych czy Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.

Zaledwie 16 aktorów znajdujących się w bezpośrednim otoczeniu SKER, a 22 w sieci szerokiej zostało zakwalifikowanych do kategorii „klustry i spółdzielnie”. Najczęściej wskazywanymi przez respondentów klastrami są Ostrowski Klaster Energii, Gorzowski Klaster Energetyczny oraz Krakowski Klaster Czyste Powietrze. Poza tym powtarzające się wskazania otrzymała Krakowska Elektrownia Społeczna. Niska reprezentacja tego typu partnerów w otoczeniu SKER zwraca uwagę w kontekście celów organizacji.

Do ostatniej grupy otoczenia SKER, zbierającej pozostałych aktorów, należą przede wszystkim przedstawiciele trzeciego sektora. Znajdują się w niej organizacje działające w obszarze energetyki i klimatu, takie jak Forum Energii, Krakowski Alarm Smogowy, Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, czy Polska Zielona Sieć, oraz

w obszarach z nimi pośrednio związanymi, np. Fundacja InStrat, Mazowiecki Klaster ICT czy Centrum im. Adama Smitha. Do grupy tej włączono również stowarzyszenia branżowe, np. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, oraz izby gospodarcze, np. Krajową Izbę Gospodarczą Elektroniki i Telekomunikacji czy Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie. Gęstość połączeń pomiędzy poszczególnymi aktorami w szerokim i bezpośrednim otoczeniu SKER obrazują Tab. 4 i Rys. 4.

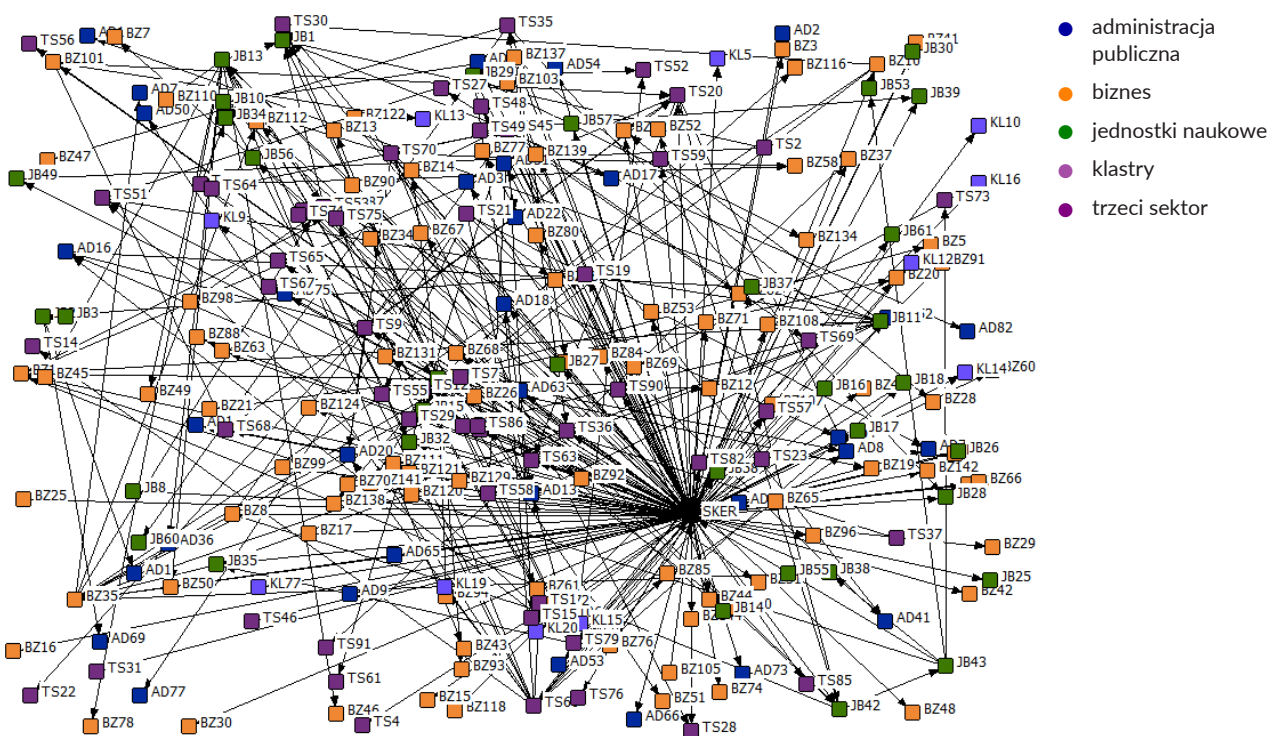
Instytucje o strategicznym znaczeniu dla SKER

Respondenci byli proszeni o wskazanie osób i instytucji, które ich zdaniem powinny być włączone w pracę SKER. Wskazania te miały dotyczyć zarówno jednostek, z którymi współpracują, jak i tych, z którymi nie utrzymują kontaktów, ale wiedzą o ich działalności. Sumując odpowiedzi dotyczące zarówno konkretnych osób, jak i samych instytucji, stworzono listę organizacji, z którymi według respondentów SKER powinien ściśle współpracować (Rys. 5).

Tab. 4. Liczba instytucji w otoczeniu SKER oraz liczba powiązań z tymi instytucjami

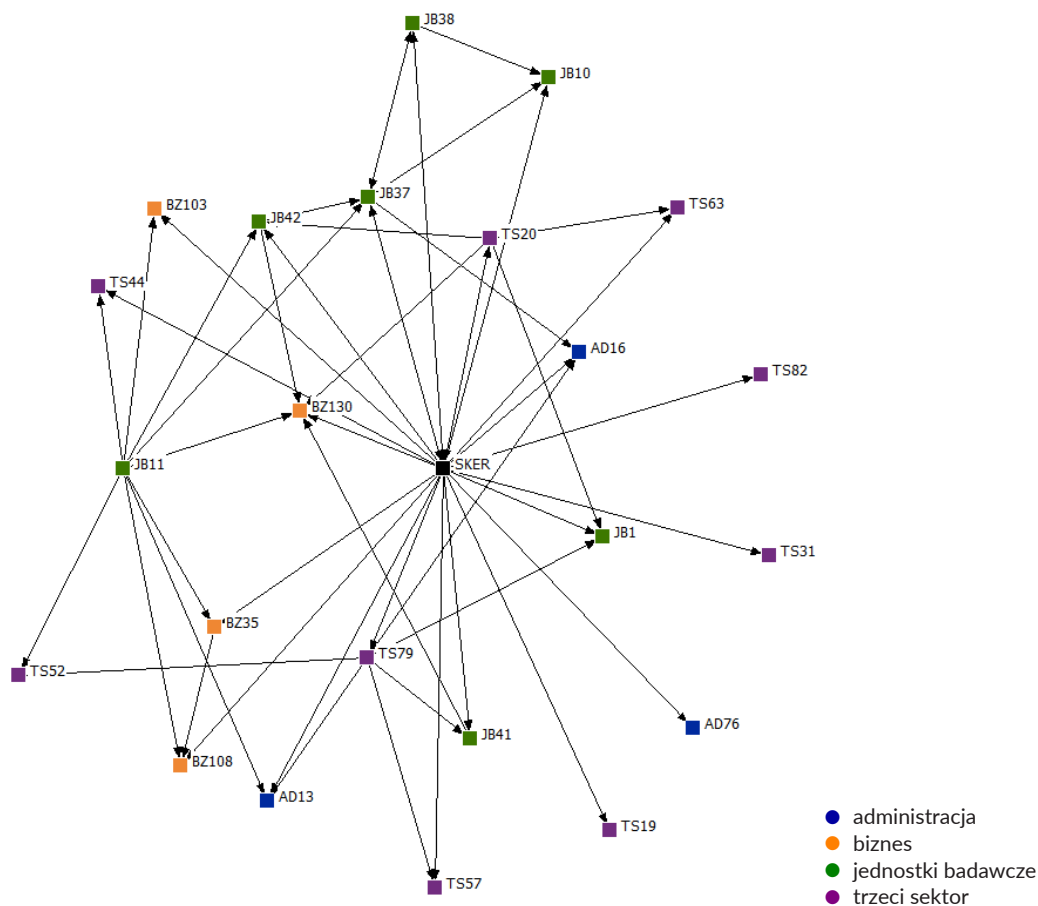
Kategoria instytucji	Liczba instytucji wskazanych przez członków SKER	Liczba instytucji wskazanych przez wszystkich respondentów	Liczba powiązań między SKER a tymi instytucjami*
Administracja	47	82	72
Biznes	84	142	127
Jednostki badawcze	39	55	74
Klaster i spółdzielnie	16	22	20
Inne organizacje	53	79	82
W sumie	239	380	377

* podana liczba mówi o liczbie powiązań między przedstawicielami SKER a instytucjami (jeśli dany przedstawiciel SKER wskazał na więcej niż jedno połączenie z daną instytucją, wciąż było to liczone jako jedna relacja)



Rys. 4. Mapa relacji SKER z otoczeniem instytucjonalnym (wyłącznie relacje wskazane jako częste)

Nazwa instytucji	Symbol	Liczba wskazań	
		jako ważne dla SKER	przychodzących od SKER
Ministerstwo Klimatu	AD13	28	19
Polskie Sieci Elektroenergetyczne	BZ108	15	7
Instytut Energetyki Odnawialnej	JB10	13	13
Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii	AD16	12	13
Tauron	BZ130	11	14
Polskie Towarzystwo Przesytu i Rozdziału Energii Elektrycznej	TS57	10	5
Politechnika Śląska	JB41	8	8
Politechnika Warszawska	JB42	8	11
Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie	JB1	6	15
Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	AD20	6	11
PGE	BZ103	6	3
Stowarzyszenie Energetyki Odnawialnej	TS63	6	5
Energa	BZ35	5	13
Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	TS20	5	8
Towarzystwo Obrotu Energią	TS79	5	2
Polska Izba Magazynowania Energii	TS44	5	4
Urząd Regulacji Energetyki	AD76	5	5
Politechnika Łódzka	JB38	4	5
Instytut Energetyki	JB11	4	2
Politechnika Lubelska	JB37	4	7
Fundacja In strat	TS19	4	6
Krajowa Izba Kłastrów Energii	TS31	4	3
Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	TS82	4	2
Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	TS52	4	7
Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	TS51	4	10
Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki	TS56	4	2
Ministerstwo Gospodarki	AD11	4	1



Rys. 5. Lista instytucji, które w obu falach badania zostały wskazane jako istotne do włączenia w prace SKER (powyżej trzech wskazań) oraz mapa relacji między tymi instytucjami a SKER

Spośród przedstawicieli administracji publicznej na liście kluczowych instytucji w otoczeniu SKER znalazły się trzy ministerstwa: Ministerstwo Klimatu (28 wskazań), Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii (12 wskazań) oraz nieistniejące już Ministerstwo Gospodarki (4 wskazania). Stosunkowo wielu członków SKER wskazało, że utrzymuje kontakty z przedstawicielami Ministerstwa Klimatu oraz Ministerstwa Rozwoju. W grupie przedstawicieli administracji publicznej za istotnych partnerów uznano również Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (6 wskazań) oraz Urząd Regulacji Energetyki (5 wskazań) – oba również dobrze zsieciovane ze SKER.

Warto zauważyć, że za najważniejszych partnerów SKER w obszarze administracji publicznej uznano instytucje, które zajmują centralne miejsce w tworzeniu i wdrażaniu prawodawstwa w obszarze energetyki. Wielość wskazań wiąże się z pewnością z rolą, jaką pełnią, ale również z ich pozycją w systemie. Instytucje działające lokalnie miały mniejsze szanse na bycie wskazanym przez respondentów, ponieważ współpracują z mniejszą grupą partnerów, nie znaczy to jednak, że ich działalność jest mniej istotna dla SKER. Dobrym przykładem są samorządy lokalne na wszystkich szczeblach administracyjnych. Jak przedstawiono wcześniej, w szerokim otoczeniu SKER wskazano 52 organizacje tego typu, z czego przynajmniej jedno wskazanie jako na ważnego partnera otrzymało 15 z nich. W sumie samorządy lokalne otrzymały 19 wskazań jako instytucje, z którymi SKER powinna utrzymywać kontakt, co jako zbiorczego partnera stawiałoby je na drugim miejscu zestawienia.

Wśród przedstawicieli biznesu, którzy powinni zostać zaangażowani w prace SKER, znalazły się wyłącznie duże, państwowe spółki: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (15 wskazań), Tauron (11 wskazań), PGE (6 wskazań) oraz Energa (5 wskazań). Energa oraz Tauron są dobrze zsieciovane ze SKER – utrzymywanie kontaktu z ich przedstawicielami deklaruje kolejno 13 i 14 członków SKER. Mniejsza ilość powiązań utrzymywana jest z PSE oraz PGE – kolejno 7 i 3 powiązania.

W przypadku jednostek badawczych za organizacje, które warto włączyć w prace SKER, uznano przede wszystkim uczelnie: Politechnikę Śląską (8 wskazań),

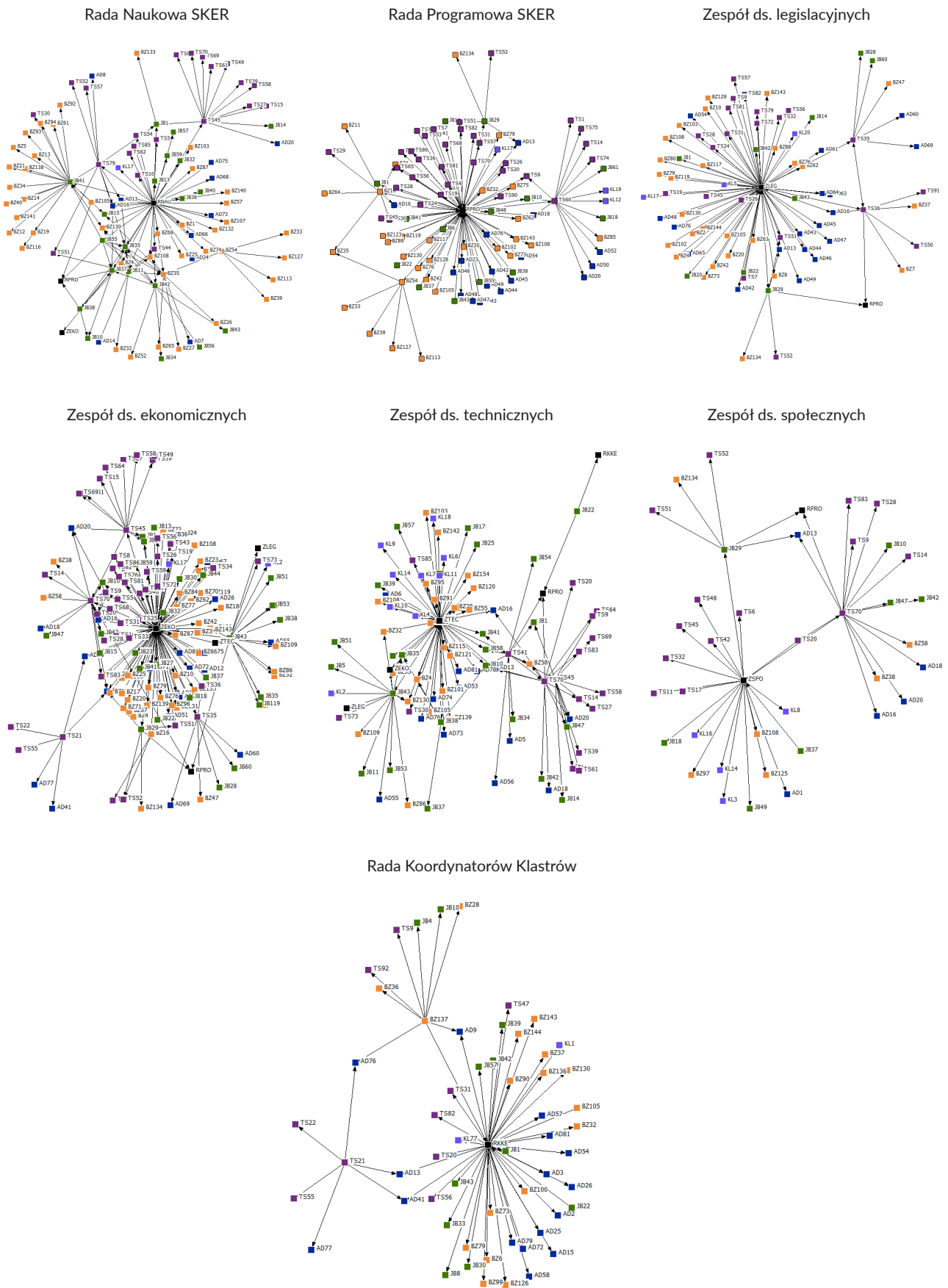
Politechnikę Warszawską (8 wskazań), Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie (6 wskazań), Politechnikę Łódzką (4 wskazania) oraz Politechnikę Lubelską (4 wskazania). Szczególnie dużo wskazań otrzymały również dwa niezależne instytuty: Instytut Energetyki Odnawialnej (13 wskazań) oraz Instytut Energetyki (4 wskazania). Wszystkie wymienione jednostki badawcze mają silne połączenia ze SKER.

Wśród organizacji trzeciego sektora za kluczowe uznano przede wszystkim stowarzyszenia: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (10 wskazań), Stowarzyszenie Energetyki Odnawialnej (6 wskazań), Towarzystwo Obrotu Energią (5 wskazań), Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego, Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej oraz Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki (po 4 wskazania). Za istotne uznane zostały również izby gospodarcze: Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Polska Izba Magazynowania Energii (po 5 wskazań) oraz Krajowa Izba Kłastrów Energii (4 wskazania).

Kontakty zewnętrzne poszczególnych zespołów SKER

Otoczenie poszczególnych zespołów funkcjonujących w ramach SKER różni się od siebie znacząco. Liczba instytucji znajdujących się w otoczeniu poszczególnych zespołów oraz liczba nawiązanych z nimi relacji została przedstawiona na Rys. 6 oraz w Tab. 5.

Najbardziej usieciovionym zespołem SKER pozostaje RPRO. Jej członkowie utrzymują kontakt z 62 organizacjami, w tym z 60 uznanymi za istotne dla prac SKER. Łącznie zadeklarowano utrzymywanie 84 relacji, co daje średnio niecałe 8 relacji na respondenta z tej grupy. W ramach tego zespołu obserwowanych jest najwięcej relacji przypadających na jednego respondenta z przedstawicielami trzeciego sektora. W sumie zespół utrzymuje kontakt z 20 organizacjami tego typu. Zespół ma również stosunkowo dużo powiązań z przedstawicielami administracji publicznej (2,2 relacji na respondenta) oraz biznesu (2,1 relacji).



Rys. 6. Mapy otoczenia instytucjonalnego poszczególnych zespołów działających w SKER

Tab. 5. Liczba instytucji w bezpośrednim otoczeniu poszczególnych zespołów oraz liczba powiązań w sieciach

		Ogółem			Administracja publiczna			Biznes			Jednostki badawcze			Klasy i spółdzielnie			Inne organizacje			
		N respondentów	N instytucji	N relacji	N relacji na respondenta	N instytucji	N relacji	N relacji na respondenta	N instytucji	N relacji	N relacji na respondenta	N instytucji	N relacji	N relacji na respondenta	N instytucji	N relacji	N relacji na respondenta	N instytucji	N relacji	N relacji na respondenta
Rada Naukowa	WSZYSCY	12	46	60	5,0	7	9	0,8	16	21	1,8	14	21	1,8	1	1	0,1	8	8	0,7
	WAŻNI	12	35	49	4,1	6	8	0,7	11	16	1,3	11	18	1,5	1	1	0,1	6	6	0,5
Rada Programowa	WSZYSCY	11	62	86	7,8	14	24	2,2	20	23	2,1	7	10	0,9	1	1	0,1	20	28	2,5
	WAŻNI	11	60	84	7,6	14	24	2,2	18	21	1,9	7	10	0,9	1	1	0,1	20	28	2,5
Zespół ds. legislacyjnych	WSZYSCY	10	63	73	7,3	16	21	2,1	22	23	2,3	5	7	0,7	3	3	0,3	17	19	1,9
	WAŻNI	10	52	62	6,2	12	17	1,7	18	19	1,9	4	6	0,6	1	1	0,1	17	19	1,9
Zespół ds. ekonomicznych	WSZYSCY	17	96	125	7,4	13	23	1,4	34	37	2,2	19	26	1,5	1	1	0,1	29	38	2,2
	WAŻNI	17	64	92	5,4	7	17	1,0	25	28	1,6	11	17	1,0	1	1	0,1	20	29	1,7
Zespół ds. technicznych	WSZYSCY	16	69	88	5,5	10	10	0,6	30	47	2,9	12	12	0,8	8	8	0,5	9	10	0,6
	WAŻNI	16	40	58	3,6	5	5	0,3	18	35	2,2	9	9	0,6	1	1	0,1	7	8	0,5
Zespół ds. społecznych	WSZYSCY	5	19	24	4,8	1	1	0,2	3	3	0,6	3	3	0,6	4	6	1,2	8	11	2,2
	WAŻNI	5	12	17	3,4	1	1	0,2	2	2	0,4	2	2	0,4	2	4	0,8	5	8	1,6
Rada Koordynatorów Klastrow	WSZYSCY	17	42	50	2,9	14	18	1,1	13	14	0,8	8	11	0,6	2	2	0,1	5	5	0,3
	WAŻNI	17	30	38	2,2	9	13	0,8	9	10	0,6	6	9	0,5	1	1	0,1	5	5	0,3
SKER	WSZYSCY	69	239	375	5,4	47	72	1,0	84	127	1,8	39	74	1,1	16	20	0,3	53	82	1,2
	WAŻNI	69	142	275	4,0	27	51	0,7	49	92	1,3	24	57	0,8	4	8	0,1	38	67	1,0

RNAU utrzymuje kontakt z 46 instytucjami, w tym 35 uznanymi za warte włączenia do prac SKER. Na tle pozostałych zespołów wyróżnia ją utrzymywanie silnych powiązań ze światem badań i nauki. Członkowie rady współpracują z 14 jednostkami badawczymi. Średnio na respondenta z tej grupy przypadają niemal 2 połączenia z tą grupą. Podobną skalę kontaktów obserwuje się między członkami Rady a przedstawicielami biznesu.

Zespołem tematycznym, którego członkowie utrzymują najwięcej kontaktów poza SKER, jest ZEKO. W sumie jego członkowie kontaktują się z 96 organizacjami, w tym 64 uznanymi na kluczowe. Łączy ich z nimi 125 powiązań, czyli średnio 7,4 relacji na respondenta. Zespół ten najsilniej współpracuje z przedstawicielami biznesu i trzeciego sektora, ma w swoim otoczeniu kolejno 34 i 29 organizacji tego

typu. W porównaniu do innych zespołów ma również dość mocne powiązania z administracją (1,4 relacji na respondenta) oraz z jednostkami badawczymi (1,5 relacji na respondenta).

Również stosunkowo mocnymi powiązaniem z otoczeniem może pochwalić się ZLEG. Jego członkowie pozostają w kontakcie z przedstawicielami 63 organizacji, w tym 52 istotnych dla działania SKER, utrzymując tym samym średnio 7,3 kontakty na respondenta. W porównaniu do pozostałych, w zespole tym obserwuje się wyraźnie wyższą średnią liczbę kontaktów utrzymywanych z administracją publiczną – w otoczeniu bezpośrednim zespołu wskazano 16 organizacji tego typu, utrzymując z nimi średnio 2,1 relacji na respondenta. Członkowie zespołu kontaktują się również ze stosunkowo dużą grupą przedstawicieli biznesu oraz trzeciego sektora.

Członkowie ZTEC utrzymują kontakt z 69 instytucjami, w tym 40 istotnymi dla pracy SKER. Nawiązali średnio 5,5 relacji na respondenta. Wśród ich kontaktów zdecydowanie największą grupą są przedstawiciele biznesu – stanowią niemal połowę wszystkich organizacji, z którymi współpracują. Choć ich kontakty z klastrami, podobnie jak w całej sieci, stanowią mniejszość, są jednak częstsze niż w pozostałych zespołach – w ich otoczeniu znajduje się 8 klastrów.

Zespołem tematycznym o najmniejszej liczbie kontaktów z otoczeniem jest ZSPO. Jego członkowie pozostają w kontakcie z 19 organizacjami, utrzymując średnio 4,8 kontaktu na respondenta. Największe natężenie kontaktów w ramach tej grupy obserwuje się w trzecim sektorze – utrzymywano kontakt z 8 jego przedstawicielami. Warto również zaznaczyć, że w otoczeniu wymieniono 4 klastry, co w porównaniu do innych zespołów stanowi wysoki wynik.

Zespołem o najmniejszej średniej liczbie kontaktów zewnętrznych jest RKKE. Jej przedstawiciele utrzymywali kontakt z 42 instytucjami za pomocą średnio 2,9 relacji na respondenta. Najwięcej, bo 1/3, organizacji w ich otoczeniu skategoryzowanych zostało jako administracja publiczna.

Zespoły i ich członkowie dysponują więc zróżnicowanym potencjałem w zakresie komunikacji z otoczeniem i potencjalnego transferu wiedzy, zarówno ze względu na liczbę węzłów w bezpośrednim otoczeniu, jak i dominujący typ podmiotów, z którymi utrzymują relacje.

Podsumowanie

Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej może pełnić ważną funkcję w procesie transformacji energetycznej. Jej powstanie, jak się wydaje, dobrze odpowiada na potrzeby wypełniania luk kompetencyjnych zidentyfikowane w badaniach studiów przypadku klastrów energii w Polsce oraz wzmacniania współpracy pomiędzy różnymi podmiotami działającymi na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej (Micek et al. 2021). Aby jednak SKER mogła te funkcje pełnić, sama musi cechować się skutecznością w budowaniu relacji

w ramach swoich struktur oraz w nawiązywaniu kontaktów z otoczeniem. Przeprowadzona analiza sieci była swego rodzaju oceną jakości więzi SKER i jej potencjału na początkowym etapie jej funkcjonowania.

Wyniki należy uznać za ostrożnie optymistyczne. Choć członkowie sieci są obecnie jeszcze relatywnie słabo skomunikowani, widoczny jest duży potencjał do zwiększenia gęstości interakcji odbywających się w jej ramach. Wszyscy członkowie sieci SKER mogą rozpocząć komunikację i współpracę, ponieważ w jej ramach nie ma zupełnie odizolowanych węzłów. Obserwuje się za to bardzo niski odsetek węzłów wzajemnych, które można interpretować jako dobrze ugruntowane. Sieć SKER jest scentralizowana – posiada jądro, które stanowią jednostki o licznych powiązaniach z pozostałymi. Taka struktura sieci sprzyja szybkości rozprzestrzeniania się informacji od węzłów kluczowych, ale może utrudniać komunikację między węzłami peryferyjnymi oraz obniżać szansę na obieg zwrotny informacji. W organizacjach opartych na wiedzy, w której istotny jest proces jej kreowania i współdzielenia, najbardziej sprzyjającą strukturą organizacji jest struktura płaska, w której liderzy są swoistymi węzłami wiedzy (Kawa, Matusiak 2017), ale nie monopolizują ścieżek przepływu informacji i transferu wiedzy w sieci.

Wyniki analizy wskazują, że SKER jest dość dobrze osadzona w swoim otoczeniu instytucjonalnym, obejmującym zarówno przedstawicieli biznesu, administracji różnych szczebli, trzeciego sektora, jednostek naukowo-badawczych, jak i klastry lub wspólnoty energetyczne. Z punktu widzenia wzmacniania potencjału lokalnego dla rozwoju energetyki rozproszonej pozytywnym wynikiem jest współpraca SKER z jednostkami samorządu terytorialnego i uznawanie tych jednostek za istotnych partnerów SKER.

Bibliografia:

- Batorski D., Zdziarski M. (2009), *Analiza sieciowa i jej zastosowania w badaniach organizacji i zarządzania*, „Problemy zarządzania” 7: 157–184.
- Borgatti S. (2005), *Centrality and Network Flow*, „Social Networks” 27: 55–71.
- De Nooy W., Mrvar A., Batagelj V. (2018), *Looking for Social Structure*, [w:] idem, *Exploratory Social Network Analysis with Pajek: Revised and Expanded Edition for Updated Software*, Cambridge University Press, Cambridge: 3–35.

- Drożdżak Z., Krupnik S., Łukasiewicz K. et al. (2013), *Sieci współpracy biznesu, nauki i samorządu w obszarach: inteligentne sieci energetyczne, budownictwo energooszczędne, biotechnologia, medycyna translacyjna*. Raport z badania, <http://www.ceapp.uj.edu.pl/documents/4628317/9512f204-8570-4295-86ba-fc2d1e62d447> [dostęp: 01.03.2021].
- Kawa A., Matusiak M. (2017), *Analiza relacji sieciowych w organizacji opartej na wiedzy*, „Problemy Zarządzania” 14: 98–119.
- Marin A., Wellman B. (2014), *Social Network Analysis: An Introduction*, [w:] *The SAGE Handbook of Social Network Analysis*, J. Scott, P.J. Carrington (red.), SAGE Publications Ltd., Londyn: 11–25.
- Micek D., Kocór M., Worek B. et al. (2021), *Społeczne uwarunkowania funkcjonowania klastrów energii w Polsce*. Raport podsumowujący analizę studium przypadku wybranych klastrów energii, <https://www.er.agh.edu.pl/projekt-klaster/raporty-publicacje/#Spo%C5%82eczne> [dostęp: 4.05.2021].
- Scott J., Carrington P.J., *The SAGE Handbook of Social Network Analysis*, J. Scott, P.J. Carrington (red.), SAGE Publications Ltd., Londyn.
- Wasserman S., Faust K. (1994), *Social Networks Analysis: Methods and Applications. Structural Analysis in the Social Sciences*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Wellman B. (1988), *Structural Analysis: From Method and Metaphor to Theory and Sub- Stance*, [w:] *Social Structures: A Network Approach*, t. 15 serii *Contemporary Studies in Sociology*, B. Wellman, S.D. Berkowitz (red.), Cambridge University Press, Cambridge, rozdz. 2: 19–61.

SKER Network and its institutional environment – analysis of communication schemes with use of social network analysis

Abstract: The article presents main conclusions from first edition of social network analysis on SKER and its institutional environment. It focuses on relations between SKER's members and their consequences on communication schemes within organization, as well as on the most important actors outside of its structures.

Keywords: social network analysis, SKER

Mgr Anna Szczucka

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
anna.szczucka@uj.edu.pl



Mgr Katarzyna Lisek

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
katarzyna.lisek@uj.edu.pl



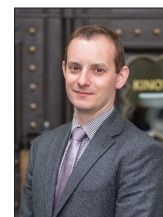
Dr hab. Barbara Worek, prof. UJ

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
b.worek@uj.edu.pl



Dr hab. Marcin Kocór, prof. UJ

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
marcin.kocor@uj.edu.pl



Mgr Dorota Micek

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
dorota.micek@uj.edu.pl



Energetyka Rozproszona

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



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

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

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

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

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autorzy

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii

