

Elastyczność w sieci OSD jako kluczowy komponent transformacji energetycznej

Abstrakt: Zmiany w polityce klimatycznej, zarówno na szczeblu krajowym, jaki i europejskim, w tym wymaganie neutralności klimatycznej do roku 2050, przekładają się na intensyfikację procesów transformacji miksu elektorenergetycznego. W pracy przeprowadzono analizy ilościowe i jakościowe wybranych scenariuszy transformacji sektora mieszkaniowego w Polsce (łącznie około 50% zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną względem roku 2018). Do 2030 r. spodziewany jest istotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, co związane jest z znaczącymi nakładami na modernizację KSE. Niniejsza praca pokazuje strategię obniżenia kosztów modernizacji KSE poprzez przedstawienie różnych podejść do zwiększenia zasobów elastyczności w KSE. Wśród nich przedstawiona jest koncepcja lokalnego bilansowania, na które składa się: autokonsumpcja chwilowa oraz bilansowanie techniczne. Zaproponowane zostały niezbędne mechanizmy regulacyjne.

Słowa kluczowe: elastyczność, transformacja energetyczna, bilansowanie lokalne, usługa autobilansowania

Wstęp

Obecnie przyjęta strategia Unii Europejskiej (Europe Green New Deal) dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza wymaga jednolitych działań zawierających m.in. aspekty integracji sektorów, elektryfikacji ciepłownictwa i transportu, digitalizacji oraz budowania rozwiązań gospodarki obiegu zamkniętego. Inwestycje w efektywność energetyczną oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych dają dodatkowo szansę na wyeliminowanie kluczowego polskiego problemu środowiskowego, jakim jest zjawisko smogu¹.

¹ Polska zajmuje pierwsze miejsce pod względem przekroczenia średniorocznego stężenia rakotwórczego benzo(a)pirenu w Europie, którego emisje w 84% pochodzą z tzw. niskiej emisji, czyli ogrzewania gospodarstw domowych kotłami na paliwa stałe (PIE 2019). Szacuje się, że w Polsce w wyniku złej jakości powietrza, w szczególności wskutek stężenia pyłów PM 2,5, dochodzi do około 43 tys. przedwczesnych zgonów (EEA 2019). Zanieczyszczenie powietrza jest dla Polaków głównym problemem środowiskowym (*Special Eurobarometer...* 2020).

Zarówno obserwacja zachodzących trendów, jak i przeprowadzone w tej pracy obliczenia analityczne wskazują, że transformacja będzie skutkować m.in. głębszym sprzężeniem sektorów, w tym sektora ciepła i energii elektrycznej. W sektorze ciepłownictwa spodziewane jest odejście od kopalnych nośników energii na rzecz energii elektrycznej dostarczanej z lokalnych źródeł. Szybkość zachodzenia tego zjawiska jest kluczowa dla procesów ochrony klimatu i środowiska, w tym ochrony jakości powietrza, a przez to, pośrednio, także zdrowia i życia ludzi oraz innych istot żywych. W warstwie technicznej nie pozostanie to bez wpływu na Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), który bez przedsięwzięcia odpowiednich środków w zakresie zwiększenia elastyczności może stać się wąskim gardłem całej transformacji. W niniejszej pracy przeprowadzamy ilościową analizę obrazującą, jak w przyszłości może wyglądać miks energetyczny dla sektorów ciepła i energii elektrycznej, z uwzględnieniem sprzężenia tych sektorów, oraz jakie rozwiązania w zakresie elastyczności są w stanie sprawić, by zbyt powolny rozwój infrastruktury nie stał się utrudnieniem dla całego procesu.

W pracy nie skupiamy się na całej strukturze miksu, a tylko na jego lokalnym wymiarze. Zakładamy, że dopóki nie nastąpi przełom w technologiach magazynowania lub wodorowych, to u dużych odbiorców, np. zakładów przemysłowych, wciąż będzie występowało zapotrzebowanie na konwencjonalne jednostki wytwórcze. Powinny one być możliwie niskoemisyjne, przykład mogą stanowić elektrownie jądrowe. Tego typu źródła zostały pominięte w analizie – bierzemy pod uwagę tylko te źródła wytwórcze oraz tych odbiorców, którzy są podłączeni do infrastruktury średnich i niskich napięć (SN oraz nN) będącej w posiadaniu operatora sieci

dystrybucyjnej (OSD). To właśnie na poziomie tej infrastruktury spodziewane jest występowanie dużej liczby problemów związanych ze zmianą charakteru przepływów w sieci elektroenergetycznej. Nie oznacza to, że dużych konwencjonalnych jednostek w naszej analizie w ogóle nie ma. W modelach występują one w postaci agregatu szacowanego na bazie PEP 2040. W rezultacie mają one pewne założone parametry, np. emisyjność, i nie podlegają optymalizacji. Innymi słowy, zakładamy, że energia elektryczna z jednostek konwencjonalnych jest dostępna w KSE, ale jej wolumen jest ograniczony. Przy czym wąskim gardłem jest nie tyle brak jednostek wytwórczych, co infrastruktura dystrybucyjna.

Celem tej pracy jest:

- analiza ilościowa oraz jakościowa w zakresie przyszłej struktury lokalnego miksu energii oraz kosztów transformacji (rozdział: *Rozwój energetyki lokalnej w ujęciu krajowym*);
- analiza wpływu procesów transformacji na infrastrukturę KSE (rozdział: *Bilansowanie lokalne jako element niezbędny dla zachowania tempa transformacji*);
- analiza rozwiązań umożliwiających przeprowadzenie transformacji pomimo ograniczeń istniejących w KSE, w tym bardziej szczegółowe omówienie innowacyjnej koncepcji bilansowania lokalnego opartego o usługę autobilansowania (rozdziały: *Mechanizmy regulacyjne promujące bilansowanie lokalne, Usługa autobilansowania*).

Rozwój energetyki lokalnej w ujęciu krajowym

W tej części artykułu następuje oszacowanie ilościowe przyszłego miksu energii na bazie modeli matematycznych. Analiza wykonywana jest dla różnych scenariuszy. Scenariusze te odzwierciedlają różne decyzje w zakresie skali oraz tempa realizacji celów środowiskowo-klimatycznych. Kluczowe różnice pomiędzy parametrami scenariuszy dotyczą założonych ścieżek redukcji niskich emisji oraz redukcji CO₂. Rok 2030 wyznacza horyzont przeprowadzanej analizy.

Dla zdefiniowanych scenariuszy przeprowadzane jest zadanie optymalizacji, polegające na znalezieniu najtańszego miksu energii spełniającego zakładane cele redukcji. Miks energii uwzględnia sprzężenie sektorów ciepła i energii elektrycznej. Wynikiem modelowania są przewidywane zestawy optymalnych ekonomicznie zbiorów technologii.

Rozwiązanie problemu optymalizacyjnego umożliwia zarówno wskazanie technologii, dla których popyt będzie rósł, jaki i oszacowanie skali tego wzrostu. W rezultacie dostajemy krajowy plan transformacji sektora energetyki rozproszonej do roku 2030 w zakresie pokrycia lokalnego zapotrzebowania (bez „dużego” przemysłu). Analiza tego planu pozwala nam wychwycić technologie dominujące oraz nośniki energii niezbędne do działania tych technologii.

Wybrane scenariusze badawcze

Na potrzeby analizy stworzone zostały 4 scenariusze: bazowy (*business as usual*), minimum kosztów, umiarkowany oraz zero smogu. Są to scenariusze hipotetyczne, których zadaniem jest analiza możliwego zakresu kształtowania się kosztów systemu oraz stopnia penetracji rynku przez różne technologie rozproszone pod warunkiem dążenia na poziomie kraju do realizacji założonych w scenariuszach celów redukcji pyłów oraz redukcji CO₂.

W scenariuszu bazowym zakładamy brak inwestycji, czyli utrzymanie obecnego stanu miksu wytwórczego. W pozostałych trzech scenariuszach przeprowadzana jest optymalizacja polegająca na minimalizacji kosztów pokrycia zapotrzebowania przy narzuconych ograniczeniach emisyjnych. Scenariusze różnią się zakładanymi celami redukcji emisji w roku 2030, co przedstawia Tab. 1.

Tab. 1. Założenia dla scenariuszy w zakresie redukcji emisji

Scenariusz	Redukcja CO ₂ [%]	Redukcja pyłów [%]
Bazowy	0	0
Min. kosztów	brak ograniczenia	brak ograniczenia
Umiarkowany	30	50
Zero smogu	50	100

Model sektora lokalnej energetyki

Obszarem modelowania jest sektor energii elektrycznej, gazu i ciepłownictwa w ujęciu lokalnym. Wybrany sektor obejmuje wszystkie budynki jedno- i wielorodzinne oraz budynki handlowo-usługowe, biurowe i użyteczności publicznej – łącznie około 7,7 miliona budynków. W ujęciu globalnym model obejmuje około połowy krajowego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, odpowiednio 236 TWh oraz 71 TWh. Nie modelujemy sektora przemysłowego, zakładamy, że jego zapotrzebowanie energetyczne pokrywane jest ze źródeł wielkoskalowych.

Podstawową modelowania jest agregacja i podział wszystkich wybranych grup budynków na kategorie (strefy) różniące się obecnym stanem technologii wytwórczych oraz potencjałem ich zmiany, np. poprzez wymianę kotła na paliwo stałe i/lub przyłączenie do sieci ciepłowniczej. W modelu uwzględniono szeroki wachlarz technologii wytwórczych: kotły na paliwo stałe, biomasę, sektor ciepłowniczy, gaz oraz lokalne źródła odnawialne, takie jak panele fotowoltaiczne, wiatraki przydomowe oraz małe elektrownie wodne. Symulacja sektora wymaga dostarczenia dwóch typów danych.

Pierwszym typem danych są parametry modelowanych technologii: koszty oraz emisyjność. Dla każdej z technologii wytwórczych określono koszty inwestycyjne, w tym koszty przyłączy sieciowych, operacyjne oraz zmienne. Koszty inwestycyjne obejmują również koszty termomodernizacji. Zbiór technologii wytwórczych obejmuje zarówno indywidualne, jak i systemowe źródła ciepła (pompy ciepła, kotły na paliwo stałe, ciepłownie, elektrociepłownie, kotły gazowe itp.) oraz odnawialne źródła energii (panele fotowoltaiczne, wiatraki przydomowe, małe elektrownie wodne). Uwzględniono koszty rozbudowy zarówno źródeł wytwórczych, jak i infrastruktury – wszystkie są amortyzowane w perspektywie 20 lat.

Drugim rodzajem danych są parametry analizowanych obiektów mieszkalnych i użytkowych. Są to

m.in. obecnie stosowane technologie oraz możliwości instalacyjne w kontekście potencjalnych technologii przyszłych, liczba obiektów danego typu oraz godzinowy profil zapotrzebowania obiektu na prąd oraz ciepło, w tym ciepłą wodę. Na bazie współpracy z Krajową Agencją Poszanowania Energii (KAPE) zidentyfikowano roczne profile, o rozdzielczości godzinowej, zapotrzebowania na ciepło oraz energię elektryczną dla domów jednorodzinnych, wielorodzinnych, biur, lokali usługowych, jednostek samorządu terytorialnego. Są one podstawą do symulowania zachowań odbiorców w modelu.

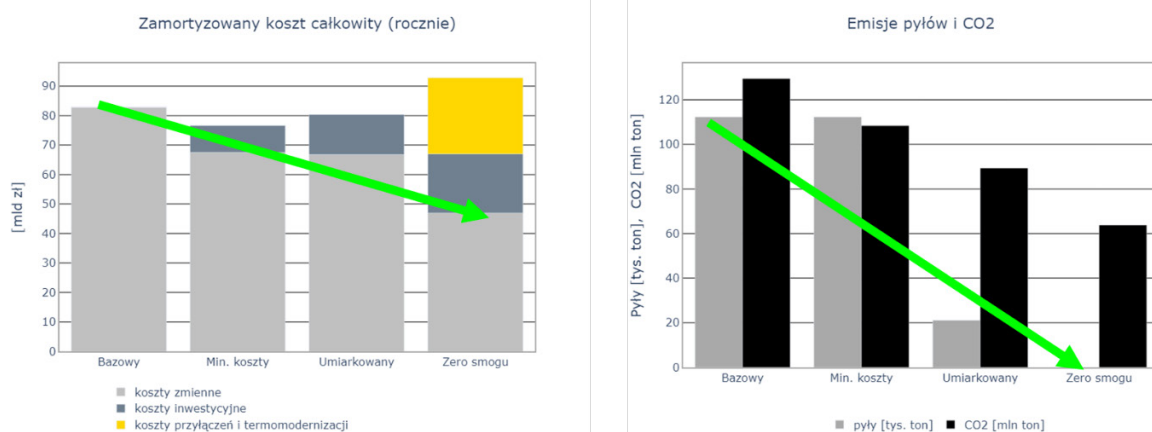
W modelu zakładamy możliwość pokrycia popytu na energię elektryczną albo ze źródeł wielkoskalowych (traktowanych jako agregat o zadanych parametrach), albo ze źródeł rozproszonych. Model nie optymalizuje źródeł wielkoskalowych, a identyfikuje jedynie ich stopień wykorzystania dla celów lokalnych. Oznacza to, że modelowane technologie rozproszone konkurują ceną z wielkoskalowymi źródłami systemowymi. Wolumen dostępny w technologiach wielkoskalowych jest ograniczony możliwościami KSE, w tym szczególnie ograniczeniami w sieci OSD.

Wyniki symulacji

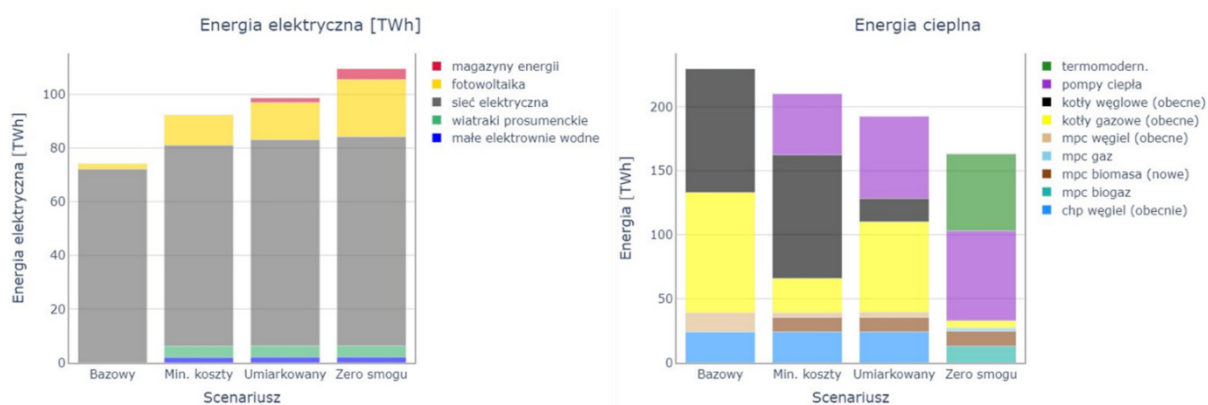
Model optymalizacyjny wykorzystuje metody programowania liniowego. Podstawowym wymogiem symulacji jest zaspokojenie zapotrzebowania na energię ciepłą, grzanie ciepłej wody użytkowej oraz energię elektryczną przez miks technologii wytwórczych. Optymalizacja przebiega w ujęciu godzinowym. Wykorzystujemy w tym celu roczne modelowe oraz rzeczywiste przebiegi zapotrzebowania na energię. Poszukujemy minimum kosztów niezbędnych do zaspokojenia potrzeb energetycznych przy jednoczesnym określeniu zewnętrznych ograniczeń emisyjnych dla symulacji poprzez parametry wybranych scenariuszy. Wyniki symulacji dla czterech scenariuszy zestawiono w Tab. 2 oraz przedstawiono na Rys. 1–3.

Tab. 2. Wyniki optymalizacji: koszty oraz emisje bez zamodelowanego systemu opustów

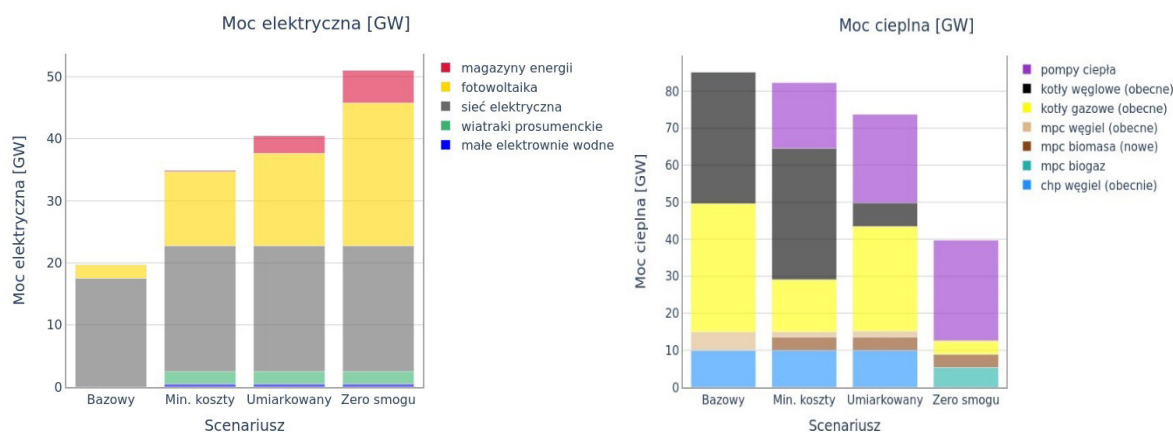
Scenariusz	Koszty [%]	CO ₂ [mln t]	Pyły [tys. t]
Bazowy	100	129	112
Min. koszty	93	108	112
Umiarkowany	97	89	21
Zero smogu	112	64	0



Rys. 1. Wyniki optymalizacji: koszty oraz emisje dla różnych scenariuszy założeń. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów



Rys. 2. Wyniki optymalizacji: produkcja energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów



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

Tab. 2 oraz Rys. 1 przedstawiają zestawienie kosztów oraz emisji. Tab. 2 przedstawia wartości w ujęciu procentowym względem scenariusza bazowego (*business as usual*) reprezentującego koszty systemu bez żadnych zmian miksu względem stanu dzisiejszego (dane na 2020 r.) – brak inwestycji. Rys. 1 pokazuje strukturę kosztów transformacji z uwzględnieniem kosztów zmiennych, inwestycyjnych oraz przyłączeń i termomodernizacji budynków oraz poziom emisji pyłów i CO₂. Rys. 2 i 3 przedstawiają strukturę optymalnego miksu technologicznego dla wybranych scenariuszy w kontekście energii oraz mocy.

Przedstawione powyżej wyniki symulacji obrazują działanie lokalnego systemu energetycznego bez wykorzystania systemu opustów oraz uwzględnienia wzrostu cen opłat za emisję (ETS). Oznacza to, iż jest to scenariusz zachowawczy i z tego powodu niekorzystny dla technologii odnawialnych. Trendy widoczne w tym scenariuszu występują z większym nasileniem w innych badanych scenariuszach, np. tych z aktywnym systemem opustów prosumenckich.

W przedstawionej analizie założono, że maksymalna moc pobierana przez lokalny system energetyczny z Krajowej Sieci Energetycznej (KSE) nie może wzrosnąć więcej niż o 25% w stosunku do stanu obecnego. Ograniczenie to jest istotne ze względu na wprowadzone do modelu limity rozbudowy technologii wytwórczych OZE oraz zapotrzebowanie pomp ciepła na energię elektryczną. Rozwiązanie bez tego ograniczenia mogłoby być niewykonalne w praktyce z punktu widzenia dostępności mocy w KSE. Ponadto zakładamy, że wzrost mocy o 25%, zarówno w kierunku importu, jak i eksportu energii, nie będzie powodował konieczności kosztownych inwestycji sieciowych na poziomie OSD. Wartość i podejście do tego ograniczenia wymaga pogłębionej dyskusji z OSD i OSP. Termomodernizacja, zarówno tzw. płytka, jak i WT 2021, przedstawiona jest podobnie do jednostek wytwórczych, natomiast wynik ten interpretowany jest jako zmniejszenie zapotrzebowania na energię produkowaną przez daną technologię wskutek przeprowadzenia termomodernizacji.

Rys. 2 i 3 wskazują na trend odłączania się od sieci ciepłowniczej i przechodzenia na inne technologie oraz dokonywania termomodernizacji. Wynika to z wysokich kosztów ciepła w przedsiębiorstwach energetyki cieplnej widocznych w przyjętej parametryzacji oraz emisyjności wytwarzania energii w systemie ciepłowniczym. Dla scenariusza zero smogu (50% redukcji CO₂) model wymusza zmianę źródeł wytwórczych na niskoemisyjne, wykorzystujące biogaz i biomasę. W świetle obecnych tendencji regulacyjnych w UE zmierzających do przyspieszenia obniżenia poziomu emisji gazów cieplarnianych warte rozważenia jest wykonanie podobnych symulacji z wykorzystaniem innych wartości parametrów emisyjności biomasy. Spodziewanym efektem takich analiz jest ekspansja pomp ciepła w sektorze ciepłowniczym, w tym także w sektorze ciepła systemowego, ze względu na ich efektywność energetyczną. Widoczna jest również redukcja znaczenia gazu jako paliwa, szczególnie dla scenariuszy umiarkowanego i zero smogu, ograniczających emisję CO₂ o 30% i 50%. Poza sektorem ciepłownictwa technologią dominującą stają się pompy ciepła. Powodem jest ich sprawność, szczególnie w zestawieniu z wykorzystaniem lokalnych źródeł OZE oraz magazynów energii, a także ograniczenie ze względów surowcowych potencjału rozbudowy kotłów na biomasę.

Przy obecnej parametryzacji, w szczególności z powodu wysokiej opłacalności pomp ciepła, wymagania środowiskowe na 50-procentową redukcję smogu oraz 30-procentową redukcję CO₂ spełnione są bez generowania dodatkowych kosztów. Innymi słowy, obecne koszty technologii oraz jej efektywność stanowią wystarczającą zachętę, aby ograniczać emisje do poziomu poniżej wzmiankowanych progów. Oznacza to także, że przy przyjętych założeniach scenariusz optymalnego miksu jest tańszy niż obecnie.

Na bazie aktualnej parametryzacji modelu wyniki pokazują zdecydowany rozwój technologii OZE, w tym zwłaszcza pomp ciepła. LCOH (*Levelized Cost of Heat*) dla pompy ciepła jest najniższy ze wszystkich technologii, co powoduje, że wypiera ona inne technologie

i w wynikach modelu dominuje miks energetyczny. Widoczny jest również dynamiczny wzrost mocy technologii wytwórczych OZE. Ilość powstających nowych mocy w panelach fotowoltaicznych oraz na farmach wiatrowych jest czuła na parametryzację tych technologii. Technologie te ze względu na korzystne LCOE przy obecnej parametryzacji osiągają swoje limity potencjału rozbudowy mocy wytwórczych.

Najbardziej istotnym trendem widocznym w wynikach symulacji jest elektryfikacja miksu energetycznego. Wynika ona z opisanej powyżej efektywności oraz konkurencyjności technologii OZE oraz pomp ciepła. Dla scenariusza zero smogu moc elektryczna niezbędna do zaspokojenia potrzeb energetycznych rośnie około dwuipółkrotnie w stosunku do stanu obecnego, z ~20 GW do ~50 GW. Zużycie energii elektrycznej w modelu rośnie z 71,7 TWh do ponad 110 TWh.

Należy podkreślić, że rezultat ten został osiągnięty pomimo braku w modelu systemu opustów oraz nieuwzględniania opłat za emisję – czyli warunków najmniej korzystnych dla zielonych technologii. Przeprowadzone symulacje uwzględniające mechanizm opustów prosumenckich pokazują osiągnięcie przez technologie wytwórcze OZE limitu potencjału mocy niezależnie od nałożonych ograniczeń emisyjnych. Dzieje się tak ze względu na ich wysoką konkurencyjność, zwiększaną dodatkowo przez mechanizm opustów. Rozwój KSE oraz gwałtowny przyrost mocy zainstalowanego OZE w scenariuszach zakładających ograniczenie emisji spowoduje szereg problemów technologicznych i finansowych. Istnieje cała gama rozwiązań umożliwiających ich zaadresowanie. Część z nich zostanie przedstawiona w kolejnych rozdziałach.

Bilansowanie lokalne jako element niezbędny dla zachowania tempa transformacji

Kluczowym wnioskiem z poprzedniej części artykułu jest nasilenie się procesu transformacji urządzeń grzewczych, dla których nośniki energii będą

ewoluowały od paliw kopalnych w stronę energii elektrycznej. Dopóki w sieciach dystrybucyjnych nie było rozproszonych jednostek wytwórczych, a sektor energii elektrycznej nie był sprzęgnięty z sektorem ciepła, to zapotrzebowanie w systemie charakteryzowało się stabilnymi przepływami mocy oraz dobrze zdefiniowanym kierunkiem tych przepływów – od wysokich do niskich napięć. W efekcie zwiększenia penetracji rozproszonych źródeł energii oraz pojawienia się elektrycznych urządzeń grzewczych, takich jak pompy ciepła, ta stabilność oraz kierunek rozptywu uległy zmianom, powodując przeciążanie się części elementów KSE. Rozwiązanie kłopotów z infrastrukturą mogłaby przynieść jej modernizacja, jednak rozbudowa sieci dystrybucyjnej, a tym bardziej przesyłowej, ma ze swojej natury dość istotne czasowe ograniczenia i jest raczej perspektywą wieloletnią.

Obecne regulacje spółdzielni energetycznych oraz prosumenckie wykorzystują ideę tzw. wirtualnego magazynu. Sama koncepcja wirtualnego magazynu niewątpliwie przyczyniła się do zauważalnego zwiększenia liczby rozproszonych źródeł wytwórczych, powodując tym samym istotny wkład w dekarbonizację sektora energii. Niestety, skutkiem ubocznym jest nasilenie zmian charakteru rozptyłów mocy w stronę mniej stabilnych (większa wariancja dobową i sezonową, większa amplituda zmian). Przyczyną jest m.in. wspomniane już zwiększenie liczby instalacji odnawialnych, zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz brak zachęt to lokalnego konsumowania wytworzonej energii. W rezultacie zbyt niskie tempo modernizacji w tym obszarze może, o ile nie wprowadzimy adekwatnych rozwiązań, skutkować spowolnieniem transformacji energetycznej.

Aby wyobrazić sobie skalę wyzwań stojących za koniecznością modernizacji sieci, wystarczy skupić się na jednym aspekcie – stacjach transformatorowych SN/nN (transformujących napięcie średnie na niskie). Takich stacji mamy w kraju około 260 tys. (Minister Energii 2017). Aby utrzymać bezpieczne poziomy napięcia, stacje transformatorowe powinny być wyposażone w automatykę pozwalającą na bezobsługową zmianę nastaw pracy transformatora. Obecnie

wykorzystywane transformatory takiej automatyki nie posiadają. Jaki byłby koszt niezbędnej modernizacji? W zależności od rodzaju stacji transformatorowej koszty wahają się od 50 tys. zł za najtańsze słupowe urządzenia do kilkuset tys. zł za bardziej zaawansowane urządzenia kontenerowe. Szacując ostrożnie konieczność wymiany 80% z nich, przy koszcie średnim 100 tys./stacja, daje to koszt rzędu 21 mld zł, którego pokrycie może być istotnym wyzwaniem dla budżetu państwa i nawet jeśli się wydarzy, to raczej nie wcześniej niż w perspektywie kilku/kilkunastu lat. Stacje transformatorowe SN/nN to tylko jeden z wielu elementów wymagających kosztownych modernizacji. Inne to np. nowe przyłącza, zabezpieczenia w sieci czy też przewody, które wymagają wymiany na takie o większych przekrojach. Forum Energii szacuje, że całkowity koszt niezbędnych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną w latach 2020–2040 wynosi ponad 140 mld zł (Forum Energii 2021).

W jaki sposób obecnie radzimy sobie z tego typu problemami? Jeszcze do niedawna problemy związane z przeciążaniem elementów w sieci były związane z siecią OSP, a w sieci OSD występowały sporadycznie, o ile w ogóle. Dlatego za procesy bilansowania technicznego odpowiadał wyłącznie operator krajowy, PSE, mając do dyspozycji szereg narzędzi, m.in. rynek bilansujący oraz system rezerw. Przy takim rozwiązaniu, z punktu widzenia innych uczestników rynku, system elektroenergetyczny postrzegany jest jako miedziana płyta, w której jedyne ograniczenie w rozptywie mocy wynika z warunków przyłączenia wydanych przez OSD lub OSP, a wszystkie problemy techniczne są rozwiązywane przez operatorów sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Mamy więc tutaj dwie przeciwstawne tendencje – z jednej strony operatorzy systemów dystrybucyjnych, chcąc zachować bezpieczeństwo systemu, mogą ograniczać wydawanie warunków przyłączeniowych bądź przedłużać procesy modernizacji, a z drugiej strony, mamy potrzebę efektywnej transformacji wymagającej podłączenia coraz większej liczby źródeł rozproszonych. Rozwiązanie bazujące na szybkiej modernizacji infrastruktury

jest trudne do przeprowadzenia i często niekorzystne z ekonomicznego punktu widzenia. Jest uzasadnione, abyśmy jako społeczeństwo nie ponosili całości tego kosztu, zwłaszcza tam, gdzie sytuacje krytyczne będą pojawiać się rzadko i przez relatywnie niewielki procent czasu.

Rozwiązań powyższego problemu jest kilka. Operatorzy mogą sami inwestować w elastyczność w postaci np. magazynów instalowanych w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych. Poza specyficznymi przypadkami takie rozwiązanie nie jest jednak preferowane – magazyny, aby mieć uzasadnienie ekonomiczne, powinny być wykorzystywane szerzej niż tylko do bilansowania technicznego. Innymi słowy, podmioty nimi zarządzające powinny móc prowadzić grę rynkową na tych wszystkich rynkach, gdzie jest to dla nich opłacalne. Takie zachowanie nie wpisuje się bezpośrednio w obowiązki operatora, odpowiedzialnego przede wszystkim za bezpieczeństwo dostaw. Dlatego innym obserwowanym w Europie trendem jest przypisanie operatorowi roli moderatora/kreatora rynku, na którym zamawia on pewnie usługi, w tym usługi świadczące przez magazyny energii. Taki moderator promuje pewne platformy do pozyskania elastyczności oraz występuje na nich jako strona popytowa, zamawiając np. usługi redukcji/zwiększenia mocy czynnej/biernej w danym obszarze. Przykładem takich rozwiązań na rynku EU są platformy Piclo, Noodles, Gopacs, Interflex itd. (Business Network Innovation 2019), na rynku polskim takie rozwiązania promuje Interdyscyplinarny Zakład Analiz Energetycznych wchodzący w skład Narodowego Centrum Badań Jądrowych. Działania te wykonywane są w ramach dwóch komplementarnych inicjatyw. Pierwszą jest budowa platformy Flexon służącej do pozyskiwania elastyczności w długim i średnim horyzoncie czasowym (tygodnie, lata). Projekt jest realizowany wspólnie z Tauron Dystrybucja w ramach projektu KlastER (Gospostrateg, NCBiR) (Narodowe Centrum Badań Jądrowych 2021). Drugą jest projekt OneNet (OneNet), gdzie w ramach polskiego demonstratora, wspólnie przez NCBJ, PSE S.A. i Energa, tworzona

jest platforma do zarządzania elastycznością w perspektywie krótkoterminowej (rynek bilansujący w zakresie rynku dnia następnego).

Taryfy dynamiczne są istotną propozycją regulacyjną powstałą w odpowiedzi nazmiany zachodzące po stronie popytowej, do których KSE potrzebuje się dostosować. Wprowadzenie taryf ma za zadanie niwelować problematyczne zjawiska związane z występowaniem globalnych szczytów zapotrzebowania, podczas których może brakować mocy wytwórczej i rezerw w KSE. Taryfy te, jakkolwiek istotne w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, nie rozwiązują problemów istniejących w sieci OSD, gdzie dokładna lokalizacja odbiorcy i wytwórcy energii stanowi o ograniczeniu technicznym. Sytuacje takie mogą zachodzić w sieciach niskich napięć o wysokim poziomie generacji PV oraz w sieci średniego napięcia z przeważającym lokalnym popytem nad lokalną podażą lub podczas prac remontowych.

Rozwiązaniem regulacyjnym, dotyczącym zarówno problemów w wymiarze czasowym, jak i lokalizacyjnym pracy sieci, jest koncepcja lokalnego bilansowania technicznego, które oznacza bilansowanie „tu i teraz”. Innymi słowy, jest to bilansowanie ograniczone do dobrze zdefiniowanego obszaru sieciowego, np. poniżej stacji transformatorowej SN/nN lub WN/SN. Obszar ten jest nazwany obszarem autobilansowania. Bilansowanie jest przeprowadzane w czasie rzeczywistym, co oznacza, że energia wytworzona w danym momencie na danym obszarze zostaje także w tym samym momencie skonsumowana na terenie tego obszaru. Koncepcja ta jest oparta na przyznaniu pewnych benefitów podmiotom (np. klastrów energii lub obszarom przemysłowym), które zgodzą się w skoordynowany sposób pełnić funkcje systemowe składające się na koncepcję lokalnego bilansowania. Te funkcje to lokalna autokonsumpcja chwilowa oraz lokalne bilansowanie techniczne. Dwie proponowane funkcje są niezależnymi zjawiskami fizycznymi – autokonsumpcja chwilowa generuje pożądane efekty w obszarze strat i jakości energii, zaś bilansowanie techniczne widoczne jest w wymiarze mocy i prowadzi do redukcji mocy szczytowych, co przekłada się

na zmniejszenie wykorzystania infrastruktury na styku obszaru, redukuje konieczność nowych inwestycji oraz umożliwia zwiększenie liczby instalacji OZE. Bilansowanie techniczne nie oznacza, że obszar ma obowiązek całkowicie się bilansować. Benefit w tym zakresie może być wprost proporcjonalny do poziomu bilansowania. W oparciu o dziś funkcjonujące regulacje (ustawa Prawo energetyczne i Rozporządzenie taryfowe) brakuje wystarczających mechanizmów, aby zachęcać OSD do ograniczania nakładów inwestycyjnych, które stanowią koszty uzasadnione działalności OSD. Klastrer energii lub inny podmiot, 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 ma mechanizmów, aby zachęcać odbiorców do obniżania kosztów uzasadnionych operatora. Lokalne bilansowanie techniczne stanowi niezbędny mechanizm umożliwiający współpracę pomiędzy OSD a stroną trzecią w celu obniżania kosztów rozwoju infrastruktury sieciowej oraz kosztów operacyjnych. Koncepcja regulacji umożliwiającej lokalne bilansowanie została opisana w rozdziale poniżej pod tytułem *Usługa autobilansowania*.

Koncepcja bilansowania lokalnego odchodzi więc od rozumowania opartego o reaktywne działania, w ramach którego np. OSD z poziomu platformy usług elastyczności zamawia pewne usługi w celu rozwiązania już napotkanych lub spodziewanych problemów. Idzie ona natomiast w stronę rozwiązania proaktywnego, w którym tworzone są odpowiednie mechanizmy w warstwie zarówno legislacyjnej, jak i technicznej, w sposób przeciwdziałający powstawaniu problemów w przyszłości.

Sumując, należy stwierdzić, że lokalne bilansowanie ogranicza przepływy do fragmentu sieci, zmniejsza przepływy energii przez sieć dystrybucyjną oraz przesyłową i tym samym zmniejsza straty. Przy czym nie chodzi tutaj o tzw. wirtualną samowystarczalność energetyczną, która skutkuje tym, że zużycie energii

w długim przedziale czasu (np. roku) bilansuje się do zera, tylko o przynajmniej częściowe zbilansowanie chwilowe. Odpowiednio wdrożone lokalne bilansowanie może potencjalnie zmniejszać nakłady inwestycyjne. Jednocześnie zwiększana jest samowystarczalność energetyczna obszarów, następuje aktywizacja lokalnych społeczności w obszarach energetycznych, środowiskowych i klimatycznych, tworzone są lokalne miejsca pracy, zachodzi rozwój gospodarki obiegu zamkniętego, tworzony jest dodatkowy, zamknięty obieg pieniężny poprzez wykreowanie zapotrzebowania na usługi dla lokalnych firm i przepływy pieniężne dla branż. Pieniądze zostają w lokalnej społeczności i mogą być również lokalnie refinansowane.

Mechanizmy regulacyjne promujące bilansowanie lokalne

Wspomniane w poprzedzającym rozdziale bilansowanie lokalne może zostać zaimplementowane w postaci szeregu rozwiązań dotyczących różnych podmiotów prawnych oraz będących właścicielami różnego typu obiektów podłączonych na różnych poziomach napięć oraz znajdujących się na różnych wielkościowo obszarach (Tab. 3).

Obecnie w sferze legislacyjnej przejawem energetyki prosumenckiej jest np. prosument indywidualny, spółdzielnia energetyczna lub klaster energii. Nie wszystkie z aktualnie istniejących regulacji spełniają pokładane w nich oczekiwania, a w części brakuje istotnych elementów pozwalających zbudować wokół nich modele biznesowe i rozwinąć przemysł. Część

z nich musi także ulec zmianie w kontekście regulacji unijnych, w tym zwłaszcza dyrektywy RED II oraz dyrektywy EMD².

To m.in. z konieczności wdrożenia RED II wynika wprowadzenie prosumenta zbiorowego, spółdzielni energetycznych, społeczności OZE, PPA (*power purchase agreement*) czy też sprzedaży sąsiedzkiej do polskiej legislacji. Z kolei z dyrektywy EMD wynikają postulaty dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) oraz aktywnego (grupowego) odbiorcy. W dyrektywie EMD są także wytyczne dotyczące dynamicznych cen energii elektrycznej oferowanych przez sprzedawców, którzy udostępniają zainteresowanym odbiorcom możliwość korzystania z cen na rynku typu SPOT.

Konieczność dostosowania krajowych regulacji jest więc też ogromną szansą na zaimplementowanie spójnych rozwiązań w obszarze bilansowania lokalnego pozwalających wygenerować szereg korzyści. Przedstawmy więc te rozwiązania nieco dokładniej.

Prosument oraz grupowy prosument

W zakresie prosumenta obecne rozwiązanie prawne oparte o tzw. wirtualny magazyn zdobyło dużą popularność w społeczeństwie, skutkując szybkim przyrostem domowych instalacji fotowoltaicznych.

² EMD – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. RED II – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Tab. 3. Modele biznesowe i kierunki rozwoju regulacji dla energetyki rozproszonej w Polsce

Typ/rozwiązanie prawne	Obszar sieci objęty rozwiązaniem – wielkość, liczba punktów poboru energii (PPE), poziomy napięcie
Prosument, linia bezpośrednia	Na ogół w ramach jednego obiektu, np. gospodarstwa domowego lub zakładu przemysłowego. Całość instalacji znajduje się za licznikiem odbiorcy – jeden PPE. Na ogół nN, możliwe SN, np. w obiektach przemysłowych
Zbiorowy prosument	Na sieci odbiorcy oraz na fragmencie sieci OSD rozprowadzonej w ramach jednego budynku. Na ogół w ramach jednego obiektu wielomieszkaniowego. Zawiera wiele PPE obsługujących np. różne mieszkania. Na ogół nN
Klaster, spółdzielnia energetyczna, społeczność energetyczna, parki technologiczne	Na sieci odbiorcy oraz na fragmencie sieci OSD poniżej jednego lub więcej transformatorów SN/nN lub WN/SN. Obejmuje wiele obiektów różnego typu na terenie powiatu lub gminy

Legislacja wydaje się w tym zakresie dobrze ugruntowana. Znane autorom propozycje legislacyjne dotyczące zbiorowego prosumenta także zawierają mechanizm wirtualnego magazynowania. W przyszłości konieczne będzie przynajmniej częściowe odejście od koncepcji wirtualnego magazynowania na rzecz bilansowania lokalnego, np. przy pomocy domowego magazynu. System wsparcia obejmujący obecnie instalacje PV mógłby w przyszłości obejmować dodatkowe kryteria, takie jak konieczność posiadania instalacji magazynowania czy też zobowiązanie właściciela do niewyprowadzania więcej mocy z obiektu niż jego moc przyłączeniowa przeskalowana tzw. współczynnikiem jednoczesności. Współczynnik jednoczesności jest wykorzystywany na etapie projektowania sieci i określa stopień jednoczesnego wykorzystania infrastruktury przez wielu odbiorców. Standardowo wynosi 0,3 dla sieci nN. Innymi słowy, obecna sieć dystrybucyjna była projektowana przy założeniu, że nie wszystkie obiekty będą pobierały maksymalną moc określoną jako moc przyłączeniową. To założenie – ze wszech miar słuszne w przypadku zainstalowanych odbiorów, kiedy to nie wszyscy mieszkańcy włączają jednocześnie pralki, czajniki czy telewizję – nie sprawdza się jednak w przypadku instalacji prosumenckich, w których występują okresy, kiedy równocześnie wiele instalacji z jednego obszaru generuje energię ze swoją maksymalną mocą. Ograniczenie wyprowadzanej mocy zgodnie ze współczynnikiem jednoczesności pozwoliłoby nie przeciążać infrastruktury i wygenerować zachęty do lokalnego magazynowania energii.

Linia bezpośrednia

Linie bezpośrednie³ stanowi linia łącząca instalację wytwórczą (położoną w pobliżu lokalizacji odbiorcy) z wewnętrzną siecią odbiorcy. Według dziś obowiązującej regulacji można taką instalację zbudować jako element aktywów wytwórczych odbiorcy. Natomiast budowa

linii bezpośredniej, za pośrednictwem której będzie sprzedawana energia elektryczna od wytwórcy do odbiorcy bez pośrednictwa systemu elektroenergetycznego, jest wykluczona przez wymogi ustawowe i praktykę URE. Obecnie tego typu inwestycje prowadzi się albo w modelu, gdzie właścicielem aktywów wytwórczych i odbiorczych jest ten sam podmiot, albo w oparciu o umowę dzierżawy/leasingu (ten drugi model jest nazywany w Polsce modelem fizycznego PPA). Pożądaną zmianą regulacyjną jest umożliwienie inwestowania w źródła wytwarzające energię przez podmioty trzecie i sprzedaży energii odbiorcy energii, a zatem zmiana lub ograniczenie obowiązku uzyskania koncesji na obrót i dystrybucję dla podmiotów sprzedających energię poprzez linię bezpośrednią. Uzasadnieniem jest dostawa energii w tym modelu poza systemem elektroenergetycznym – tytuł własności aktywów energetycznych lub otrzymanie warunków przyłączenia w żaden sposób nie różnicuje rzeczywistego wpływu danej instalacji OZE na system elektroenergetyczny.

Dla istniejących instalacji OZE położonych w bezpośredniej bliskości i przyłączonych już do systemu elektroenergetycznego powinna istnieć możliwość bezpośredniej sprzedaży energii z uwzględnieniem ulg wynikających z bezpośredniego sąsiedztwa. Jest szereg skutków takich działań. To m.in. poszerzenie możliwości oferowania budowy/rozbudowy aktywów energetycznych odbiorcy przez zewnętrznego inwestora, bez stosowania obejściowych formuł (np. leasing urządzeń energetycznych + usługa operacyjna), jak również ekonomicznie uzasadnione wsparcie istniejących instalacji OZE (np. MEW), które w większości wychodzą z systemu wsparcia zielonych certyfikatów. Kluczowa z punktu widzenia postulatów przedstawionych w tym artykule jest jednak zachęta do lokalnego bilansowania za licznikiem i tym samym odciążenia sieci elektroenergetycznej. Właściciel instalacji odbiorczej jest zainteresowany, aby energię wyprodukowaną za pomocą instalacji podłączonej linią bezpośrednią wykorzystać lokalnie i nie oddawać jej do sieci, gdyż tylko wtedy unika on całości opłat dystrybucyjnych. W rezultacie otrzymujemy oczekiwany efekt – odciążenie systemu elektroenergetycznego na skutek lokalnej konsumpcji.

³ Rozdział dotyczący linii bezpośredniej został oparty na raporcie *Lokalny Wymiar Energii* (Wawrzyniak 2021), w szczególności na rozdziale *Corporate PPA*, w tym *linia bezpośrednia* autorstwa Grzegorza Skarżyńskiego.

Klastry energii, spółdzielnie energetyczne, społeczności energetyczne, parki technologiczne

Odpowiednio zdefiniowana spółdzielnia energetyczna, klaster energii czy też przyszłe społeczności energetyczne mogą być kluczowym elementem wspierania koncepcji lokalnego bilansowania. Wymaga to jednak stworzenia spójnych reguł dla ich funkcjonowania, w tym zbudowania dla nich modeli biznesowych opartych o koncepcję lokalnego bilansowania.

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

Definicja **klastra energii** wprowadzona została do polskiego porządku prawnego Ustawą z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925). Formalnie klastrem energii określamy cywilnoprawne porozumienie, czyli zawartą przez uczestników umowę. Na chwilę obecną praktycznie jedyną regulacją klastra jest jego definicja określająca uczestników, obszar działania, napięcie sieci oraz reprezentującego go koordynatora. Legislacja krajowa oprócz definicji klastra energii nie reguluje żadnych zasad funkcjonowania, a w szczególności mechanizmów dotyczących rozliczeń członków klastra energii. Dotychczas w Polsce powstało ok. 200 inicjatyw klastrowych, z których 66 zostało certyfikowanych w konkursie dawnego Ministerstwa Energii na pilotażowe klastry energii. Obecnie większość klastrów energii nie prowadzi żadnych działań, ponieważ nie zostały określone zasady funkcjonowania klastrów, tj. mechanizmy rozliczenia, oraz – poza kilkoma wyjątkami – brakuje wsparcia dla projektów klastrowych. Klastry energii nie funkcjonują w Polsce na szerszą skalę i nie wnoszą istotnego wkładu w rozwój tutejszych odnawialnych źródeł energii.

Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw doprecyzowała i znacznie rozszerzyła zasady organizacji i funkcjonowania spółdzielni

energetycznych. **Spółdzielnia energetyczna (SE)** zdefiniowana jest w art. 2 pkt 33a Ustawy o OZE jako „spółdzielnia w rozumieniu Ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze (Dz.U. z 2018 r. poz. 1285) lub Ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz.U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej”. Spółdzielnie mają obecnie narzucony szereg wymagań, takich jak typ gminy, maksymalna liczba członków, maksymalna moc instalacji OZE, biogazu itd. Mają one także szereg przywilejów, takich jak możliwość korzystania z systemu opustów przeznaczonego wcześniej wyłącznie dla prosumentów ze współczynnikiem ilościowym do 0,6, co oznacza, że spółdzielnia może odebrać 0,6 z wygenerowanej w okresie rozliczeniowym nadwyżki energii bez dodatkowych kosztów, brak konieczności uiszczania opłat z tytułu rozliczenia energii oraz opłat za usługę dystrybucji, opłaty OZE, opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej, brak konieczności uzyskiwania świadectw pochodzenia w celu ich umorzenia, zwolnienie z obowiązków efektywności energetycznej, zwolnienie z podatku akcyzowego w zakresie energii wyprodukowanej i zużytej przez członków spółdzielni. Spółdzielnie mają częściowo zaimplementowaną koncepcję finansowania lokalnego poprzez zwolnienie z opłat przesyłowych energii autokonsumowanej w ramach spółdzielni.

W momencie pisania tego artykułu, według najlepszej wiedzy autorów, w kraju nie ma założonych spółdzielni energetycznych, chociaż autorzy mają informację, że działania w celu założenia takich struktur są podejmowane.

Dwa powyższe rozwiązania najprawdopodobniej będą w bliskiej przyszłości rozwijane w celu ich adaptacji do prawa europejskiego. W europejskiej

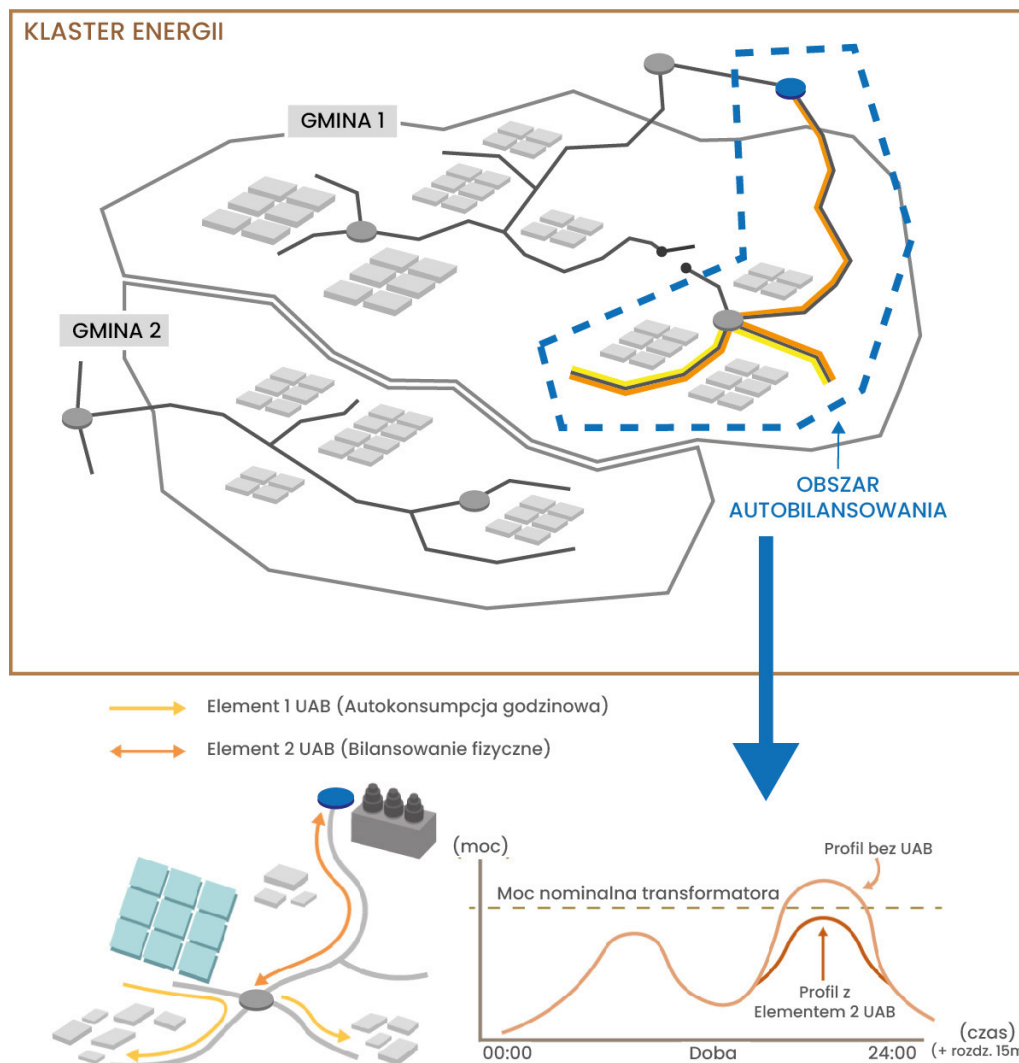
legislacji zostały zdefiniowane dwa mechanizmy: „Obywatelskich społeczności energetycznych” (dyrektywa EMD) oraz „Społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej” (dyrektywa RED II), które zgodnie z zobowiązaniami EU muszą zostać zaimplementowane na poziomie krajowym. Jak w związku z tym mogłaby wyglądać koncepcja rozwiązania, które dawałoby interesariuszom należącym do takich społeczności pewien spójny model biznesowy za to, że pełniliby by oni te dwie funkcje: **autokonsumpcję chwilową** oraz **bilansowanie techniczne**? Przykład takiej koncepcji, nazwanej usługą autobilansowania jest zawarty w kolejnym rozdziale.

Usługa autobilansowania

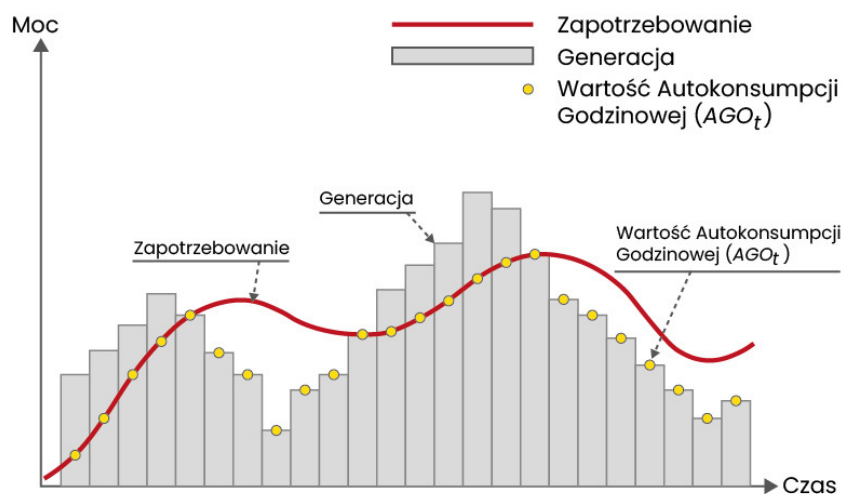
Proponowana usługa autobilansowania (UAB) ma na celu określenie konkretnej funkcji dla aktorów energetyki rozproszonej, którzy chcą stać się wartościowymi członkami krajowego systemu elektroenergetycznego. Tę funkcję można zdefiniować jednym kluczowym słowem – elastyczność. Przedstawiona propozycja usługi autobilansowania dla klastrów energii definiuje klaster energii jako nowy zasób elastyczności w KSE. Elastyczność jest zdefiniowana w wymiarze czasu (Kiedy zachodzi autokonsumpcja? Kiedy ograniczane są szczyty zapotrzebowania?) oraz przestrzeni (Które elementy sieciowe są odciążane? Gdzie poprawia się jakość energii?). Dostarczanie elastyczności przez klaster energii pozwala na stworzenie dodatkowego źródła przychodu dla energetyki lokalnej, 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 wniesionych korzyści. W tym celu proponuje się, by rekompensata za usługę autobilansowania była równa oszczędnościom OSD uzyskanym na kosztach uzasadnionych wskutek realizacji usługi.

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, czy SN/nN. Usługa autobilansowania wprowadza dwa niezależne elementy gratyfikacji związane z pełnieniem dwóch różnych funkcji systemowych, tj. **autokonsumpcji godzinowej** oraz **bilansowania technicznego**. Na Rys. 4 zaprezentowano przykładowy klaster energii, który zadeklarował obszar autobilansowania pod jednym z transformatorów WN/SN. Odbiorcy energii w obszarze autobilansowania dostają gratyfikację za autokonsumpcję godzinową spowodowaną przepływem energii od źródła do odbiorców (przepływ został na obrazku zaznaczony żółtą strzałką). Pomarańczowa strzałka oznacza przepływ przez transformator, który determinuje poziom bilansowania technicznego (tj. bilansowania fizycznego).

Poziom autokonsumpcji godzinowej jest wyznaczany co godzinę lub co 15 minut, jako minimum wartości sumarycznej z generacji i sumarycznego zapotrzebowania klastra w danym przedziale czasowym w oparciu o odczyty inteligentnych liczników (Rys. 5). Wartość ta służy do obliczenia rekompensaty za pierwszy element usługi autobilansowania. Autokonsumpcja godzinowa to element usługi, który nie wymaga sterowania źródłami klastra energii i w związku z tym jest możliwy do świadczenia przez rozwijające się klastry energii. Element ten stanowi niezbędny impuls nadający kierunek rozwoju energetyce rozproszonej – maksymalna rekompensata za jego realizację wynosi 30 zł/MWh.



Rys. 4. Schemat klastra energii. Klaster energii zawiera jeden lub więcej obszarów autobalansowania zdefiniowanych na bazie topologii sieci. W ramach obszarów autobalansowania wykonywana jest usługa autobalansowania składająca się z dwóch elementów: autokonsumpcji godzinowej i bilansowania technicznego

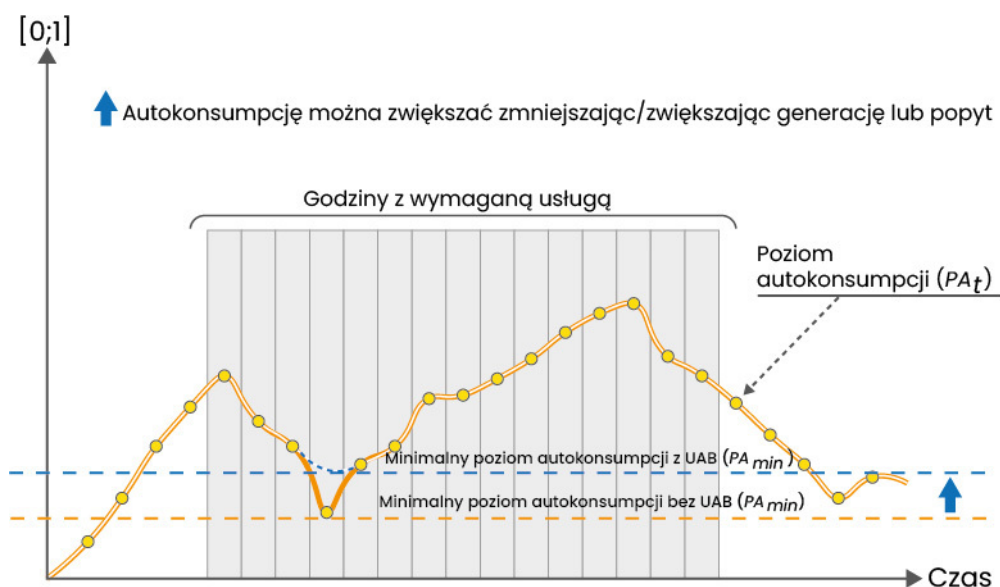


Rys. 5. Metoda wyznaczania wartości autokonsumpcji godzinowej (AGO_t) w obszarze autobalansowania w oparciu o profile zapotrzebowania (czerwona krzywa) i generacji (szary wykres barowy). Wartości autokonsumpcji godzinowej (żółte punkty) oznaczone są skrótem AGO_t

W bilansowaniu technicznym poziom zbilansowania jest wynikiem zsumowania profili zapotrzebowania i generacji dla PPE w obszarze autobilansowania w danym momencie. Suma ta jest widoczna jako profil obciążenia transformatora zasilającego dany obszar. Bilansowanie techniczne polega na odpowiednimysterowaniu odbiorów, jednostek wytwórczych oraz magazynów znajdujących się na obszarze autobilansowania w celu ograniczenia przepływów przez dany transformator lub inne kluczowe elementy infrastruktury sieciowej. Rekompensata za bilansowanie techniczne jest wyznaczana na podstawie minimalnego poziomu autokonsumpcji w danym okresie rozliczeniowym. Poziom ten jest wyrażany w bezwymiarowych jednostkach z przedziału od 0 do 1, gdzie 0 oznacza całkowity brak zbilansowania, a 1 oznacza 100% zbilansowania technicznego odbiorców i wytwórców (Rys. 6). Element drugi usługi autobilansowania 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. Zasadnicza różnica pomiędzy korzyściami wynikającymi z elementu pierwszego (autokonsumpcji) oraz

elementu drugiego (bilansowania technicznego) polega na tym, że w drugim przypadku dochodzi do stałego i przewidywalnego obniżenia szczytowego elementów sieciowych (Tab. 4).

W celu zrozumienia skutków wprowadzenia usługi autobilansowania przeprowadzono szereg badań symulacyjnych opartych o szczegółowy model techniczno-ekonomiczny modelowych klastrów energii (Cetnarski et al. 2021). Wskazują one, że świadczenie usługi autobilansowania stanowi bodziec do inwestowania w źródła elastyczności. Usługa autobilansowania zachęca klastry energii 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. Istnieje istotne prawdopodobieństwo, iż bez usługi autobilansowania klastry/społeczności energetyczne wytworzą nieelastyczne źródła OZE i nie wniosą oczekiwanych korzyści systemowych pozwalających na integrację systemową rosnącej liczby źródeł OZE. Rozwój klastrów energii/społeczności energetycznych bez usługi autobilansowania może prowadzić do wzrostu całkowitych kosztów społecznych poprzez zwiększenie zapotrzebowania na inwestycje w infrastrukturę sieciową.



Rys. 6. 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 techniczne

Tab. 4. Oszczędności OSD w wypełnianiu obowiązków ustawowych wynikające z usługi autobilansowania. Wskazane zostały obecne składniki taryfy dystrybucyjnej służące do pokrywania kosztów uzasadnionych OSD w obszarach działalności, na których koszty wpływ ma usługa autobilansowania

Czynność	Korzyści systemowe/społecznościowe	Element taryfy lub inne opłaty	Proponowana wartość wynagrodzenia
Autokonsumpcja godzinowa	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSD	stawka sieciowa stała i zmienna	15,70 [PLN/MWh]
	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSP	stawka sieciowa stała i zmienna	4,10 [PLN/MWh]
	obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych	stawka jakościowa	10,20 [PLN/MWh]
Bilansowanie techniczne	ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna	108 000 [PLN/MW/rok]
	Oszczędności na podatkach od nieruchomości w związku z ograniczeniem nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna	54 000 [PLN/MW/rok]

Podsumowanie

W najbliższych latach możemy spodziewać się wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE. Istotnym motorem tego wzrostu będzie zwiększający się udział źródeł ciepła zasilanych energią elektryczną, takich jak pompy ciepła czy klimatyzatory. Sieć elektroenergetyczna może stać się wąskim gardłem całego procesu transformacji. Modernizacja sieci, mimo że w pewnym zakresie jest konieczna, nie może stanowić jedyne rozwiązanie pozwalające na absorpcję rozproszonych źródeł energii. Dlatego potrzebne są komplementarne rozwiązania, takie jak rynki elastyczności oraz tworzenie obszarów będących w stanie w pewnym zdefiniowanym zakresie bilansować się lokalnie. Lokalne bilansowanie jest koncepcją dotyczącą „tu i teraz”, w której podmioty występujące na spójnym z punktu widzenia KSE obszarze, dostają benefity za pełnienie zdefiniowanych funkcji systemowych: chwilowej autokonsumpcji oraz lokalnego bilansowania technicznego odpowiedzialnego m.in. za ograniczenie przepływów na krytycznych elementach sieci. Taka koncepcja lokalnego bilansowania może być implementowana np. przy pomocy usługi autobilansowania. Symulacje pokazują, że pełnienie takiej usługi może dostarczać zachęt ekonomicznych do powstawania klastrów energii oraz planowanych społeczności energetycznych. Skutkiem wprowadzenia takiej usługi jest nie tylko rozwiązanie części problemów w rozwoju sieci elektroenergetycznej,

ale też zwiększenie udziału OZE, rozwój lokalnej współpracy, zwiększenie lokalnego i krajowego bezpieczeństwa energetycznego, skrócenie łańcuchów dostaw. Rozwiązania niezbędne w celu dostarczenia większej elastyczności będą także stanowiły istotny bodziec dla rozwoju polskiej innowacyjności.

Bibliografia:

- Business Network Innovation (2019), *Flexibility Framework & Mapping*, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/events/2019/191205_Flexibility%20Framework_full_public.pdf?Web=1 [dostęp: 19.05.2021].
- Cetnarski R., Pensky S., Wawrzyniak K. (2021), *Propozycja usługi autobilansowania (UAB)*, „Energetyka Rozproszona” 4: 19–39.
- European Environment Agency (EEA) (2019), *Air quality in Europe 10/2019*, <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2019> [dostęp: 24.05.2021].
- Forum Energii (2021), *Dynamiczne i sprawiedliwe. Przyszły kształt taryf sieciowych w Polsce*, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/taryfy> [dostęp: 19.05.2021].
- Minister Energii (2017), *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016 r.*, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-energii-elektrycznej> [dostęp: 19.05.2021].
- Narodowe Centrum Badań Jądrowych (2021), *Współpraca z Tauron Dystrybucja S.A. i rozwój systemu Flexon*, <https://www.ncbj.gov.pl/aktualnosci/wspolpraca-tauron-dystrybucja-sa-rozwoj-systemu-flexon> [dostęp: 19.05.2021].
- OneNet – One Network for Europe, <https://onenet-project.eu/> [dostęp: 19.05.2021].
- Polski Instytut Ekonomiczny (PIE) (2019), *Smog w Polsce i jego konsekwencje*, „Working Paper” 5, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2020/03/PIE-WP_5-2019.pdf [dostęp: 19.05.2021].
- Special Eurobarometer 501: Attitudes of European citizens towards the Environment* (2020), https://data.europa.eu/data/datasets/s2257_92_4_501_eng?locale=en [dostęp: 24.05.2021].
- Wawrzyniak K. (red.) (2021), *Lokalny wymiar energii*, https://www.er.agh.edu.pl/projekt-klaster/raporty/publikacje/#Lokalny_wymiar [dostęp: 19.05.2021].

DSO network flexibility – a key for efficient energy transformation

Abstract: Current changes in domestic and European climate policies, especially the goal for reaching climate neutrality up to 2050, drive the process of energy mix transformation in Poland. This article presents results of qualitative and quantitative analysis of the Polish residential sector's energy transformation for a given set of environmental scenarios. Residential sector is responsible for around 50% of a domestic demand for both heat and electrical energy. Before 2030 we expect a substantial increase in electrical energy demand which would require a costly power grid modernisation. We present a strategy and regulatory approach for optimal management of power grid investments based on incentivizing synchronization and balancing of local demand and generation. We point out the local balancing approach as one of the most promising concepts for enabling efficient and timely transformation towards climate neutrality of energy sector. We lay out the proposed regulatory changes needed to implement the local balancing mechanisms.

Keywords: flexibility, energy transition, local balancing, self-balancing service

Dr inż. Karol WAWRZYŃIAK

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



Mgr Ryszard CETNARSKI

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarny Zakład
Analiz Energetycznych (IDEA)
ryszard.cetnarski@idea.edu.pl



Mgr Sławomir WALKOWIAK

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarny Zakład
Analiz Energetycznych (IDEA)
slawomir.walkowiak@idea.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

