

Wirtualny system elektryczny

Virtual electric system

Celem artykułu jest pierwsza symulacyjna weryfikacja założeń elektroprosumeryzmu. W artykule rozważa się przejście od modelu obecnego energetyki, poprzez bilansowanie wydzielonego obszaru sieci (klastra), do wirtualnego systemu elektrycznego (WSE) ze współdzieloną siecią i współdzieloną opłatą sieciową między wytwórcę i odbiorcę (roaming elektryczny). Artykuł poprzez koncepcje jak i użyte słownictwo bezpośrednio nawiązuje do artykułu profesora Jana Popczyka „Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050. Transformacja energetyki w trybie przełomowym” (*Energetyka 2020*, nr 5, s....).

Słowa kluczowe: elektroprosumeryzm, symulacyjna weryfikacja, wirtualny system elektryczny

The article aims at the first simulative verification of electroprosumerism assumptions. Considered is transition from the present model of the energy industry, through balancing of a separated network area (cluster) to the virtual electric system with the network and network fee shared among energy producers and customers (electrical roaming). The article, through its concepts and vocabulary, refers directly to Professor Jan Popczyk article: "From emergency measures in 2020 to electroprosumerism in 2050. Energy industry transformation in the breakthrough mode" (*Energetyka 2020*, nr 5, s....).

Keywords: electroprosumerism, simulative verification, virtual electric system

Słownik używanych pojęć

Elektroprosumeryzm – nowy sektor gospodarki, zastępujący całą współczesną energetykę paliw kopalnych – Wielkoskalową Energetykę Korporacyjną (WEK). Elektroprosumeryzm jest innowacją przełomową, która pozwoli pretendantom zdobyć cztery rynki elektroprosumeryzmu, zastępujące wszystkie rynki paliw kopalnych, mianowicie: 1° – rynek wschodzący 1 energii elektrycznej czasu rzeczywistego na infrastrukturze sieciowej nN-SN, 2° – rynek bezsieciowy urządzeń elektroprosumeryzmu, 3° – rynek bezsieciowy usług elektroprosumeryzmu, 4° – rynek offshore dla potrzeb korytarza infrastrukturalno-urbanistycznego północ-południe (kotwica).

Operator (WSE) – operator wykorzystujący inteligentną infrastrukturę do zarządzania dwoma procesami: alokacją bezpieczeństwa oraz współdzieleniem sieci. Pierwszy proces to odpowiedzialność operatora za bezpieczeństwo techniczne sieci (jest to odpowiedzialność opłacana rynkowo). Drugi proces to rynkowe współdzielenie (między rynek schodzący podmiotów zasiedziały i wschodzący rynek 1 pretendentów) istniejących zasobów KSE (sieciowych i w postaci systemowych usług bilansująco-regulacyjnych).

Ośłony kontrolne – osłona kontrolna służy generalnie do wydzielania charakterystycznej części infrastruktury elektroenergetycznej, umożliwiającej funkcjonowanie rynku energii elektrycznej.

Terminal STD – sieciowy terminal dostępowy to certyfikowane przez niezależny urząd certyfikacyjny urządzenie wyposażone we własne układy pomiarowe (liczniki), a także infrastrukturę silnoprądową (w tym energoelektroniczną), które posiada prosument (odbiorca, niezależny inwestor).

OIRE (WSE) – operator informacji rynku energii elektrycznej, który za pomocą jednolitego pod względem standardów systemu pozyskuje, gromadzi, przetwarza oraz udostępniania informacje pomiarowe energii elektrycznej. Operator OIRE (WSE) umożliwia wymianę informacji na rynku energii elektrycznej oraz w ramach integracji rynku detalicznego i rynku bilansującego, w obszarze danych pomiarowych; umożliwia także tworzenie sygnałów rynkowych dla operatora (WSE).

Roaming elektryczny – to koncepcja opłaty sieciowej, której istotą jest jej podział na dwie części: część, którą płaci odbiorca (w węźle poboru energii) i część, którą płaci wytwórca (w węźle wytwórczym), za każdym razem tylko za sieć do punktów spływu (czyli za sieć wykorzystaną fizycznie).

Wstęp

Tytułowy wirtualny system elektryczny (WSE) jest podstawowym (niezbędnym) elementem w transformacji elektroenergetyki do elektroprosumeryzmu [1]. Charakterystyczne dla elektroprosumeryzmu bezsieciowe rynki urządzeń i usług w obecnym pojmowaniu elektroenergetyki nie mają racji bytu, ponieważ polska energetyka WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna) jest mało zainteresowana wykorzystaniem lokalnych zasobów wpływających na działanie systemu KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny). Spowodowane jest to przede wszystkim tym, że kontrola tego typu rozwiązań z poziomu jednej (co najwyżej kilku) central dyspozycyjnych przerosłaby możliwości nawet najwydajniejszych systemów SCADA.

Jednocześnie, obecnie instalowane źródła muszą spełniać wymagania zgodne z IRiESD (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej), co przekłada się na konieczność implementowania w urządzenia kolejnych funkcjonalności. Tworzenie wymagań ma na celu ochronę sieci dystrybucyjnej, co jest uzasadnione, ale przyczynia się do tego, że innowacje wprowadzane są przez producentów urządzeń, a korzystają z nich operatorzy. Można więc postawić tezę, że to właśnie producenci będą coraz bardziej zainteresowani wprowadzeniem systemu (WSE), w którym wykorzystanie funkcjonalności urządzeń będzie można przenieść na znacznie wyższy poziom. Co więcej, wynikające z tych funkcjonalności korzyści nie będą zarezerwowane wyłącznie dla operatorów, ale będą z nich korzystać prosumenci, czyli właściciele urządzeń (ponoszący koszty ich zakupu).

Bilans energii

Bilansowanie energii jest największym wyzwaniem w każdym systemie elektroenergetycznym. W klasycznym podejściu zapotrzebowanie pokrywane jest przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) kontraktujące energię na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) oraz rynek techniczny (bilansujący), odpowiedzialny za utrzymanie częstotliwości w sieci, który obejmuje regulację pierwotną oraz wtórną, charakteryzującą się czasami reakcji poniżej 30 s oraz od 30 s do 5 min odpowiednio (regulacja trójna w węglowym KSE już została zunifikowana z bilansowaniem na TGE). Model ten dedykowany jest dla dużych źródeł (niezbyt licznych) oraz przepływowi energii zawsze w kierunku odbiorcy, a lokalna generacja za pomocą mikroźródeł traktowana jest jako zaburzenie.

Powiązane z takim modelem taryfy energii elektrycznej nie są w żaden sposób skorelowane z aktualną ceną na TGE, a dostęp do rynku energii zarezerwowany jest jedynie dla dużych przedsiębiorstw. W takim otoczeniu bardzo wyraźnie uwidacznia się jeden z podstawowych błędów poznawczych, mianowicie błąd nieadekwatności źródeł OZE [1], potocznie określane jako „a co jak słońce nie świeci, a wiatr nie wieje”. Uwzględnienie wymuszonej, ale dobrze prognozowanej produkcji źródeł OZE w celu zapewnienia pokrycia potrzeb elektrycznych wymaga na nowo zdefiniowania sposobu użytkownika (nie dostarczania) energii, która w elektroprosumeryzmie będzie jedynie energią elektryczną.

Bilans w klastrze

Wdrożenie systemu (WSE) wymaga poznania lokalnych uwarunkowań (tu na przykładzie klastra, ale ogólnie spółdzielni energetycznej, lokalnego obszaru bilansowania...) oraz mechanizmów, które wykorzystując te uwarunkowania będą adekwatne do potrzeb i pozwolą na lokalne zbilansowanie. W pierwszej kolejności rozważa się więc bilans energii w klastrze działającym na rzeczywistej wydzielonej części systemu w osłonie OK, tzn. obejmujący wszystkie punkty przyłączeniowe oraz sieć wydzielonego fragmentu systemu KSE. W kolejnym kroku funkcjonalności te zostaną rozszerzone i uzupełnione dla systemu (WSE).

Udział źródeł OZE z produkcją wymuszoną (źródła PV, elektrownie wiatrowe) w klastrach musi być duży, dlatego tak istotne staje się wprowadzenie mechanizmów użytkownika energii elektrycznej, które pomogą zmaksymalizować wykorzystanie energii w chwilach, gdy jest ona dostępna i ograniczyć, gdy występują deficyty. Dodatkowo koncentracja mikroinstalacji powoduje, że instalacje te nie mogą być dysponowane przez operatora OSD, ale zarządzane lokalnie i to w sposób zautomatyzowany.

Podstawą koncepcji takiego bilansowania jest wprowadzenie nowej architektury rynku obejmującej pięć osłon [1]:

- osłona OK1 jest osłoną na przyłączy nN (prosumenci),
- osłona OK2 jest osłoną przecinającą pola liniowe stacji transformatorowej SN/nN (spółdzielnie energetyczne),
- osłona OK3 jest wirtualną osłoną przecinającą pola przyłączeniowe źródeł oraz prosumentów/odbiorców (klastr),

- osłona OK4 jest osłoną przecinającą pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN,
- osłona OK5 przecina połączenia transgraniczne łączące KSE z UCTE.

Koncepcja bilansowania polega na tworzeniu profili niezbilansowania na osłonach kontrolnych od osłon OK1 aż po osłonę OK5.

W ogólnym przypadku bilans dla każdej osłony kontrolnej można opisać za pomocą równania (1):

$$E_{OK} |_{t(s,min,h,d,m,r)} = \sum E_p |_{t(s,min,h,d,m,r)} \pm \sum E_M |_{t(s,min,h,d,m,r)} + \sum E_o |_{t(s,min,h,d,m,r)} \quad (1)$$

gdzie:

$\sum E_p$ – energia generowana w źródłach,

$\sum E_M$ – energia magazynowana (pobierana lub oddawana),

$\sum E_o$ – energia odbiorów/odbiorników.

Bilans może być modelowany w różnych okresach w zależności od potrzeb. Dla przykładu, okres sekundowy (milisekundowy) konieczny jest dla stabilizowania napięcia i częstotliwości, minutowy (5-minutowy lub 15-minutowy) dla handlu energią pomiędzy podmiotami klastra, a roczny w zagadnieniach związanych z analizą kosztów funkcjonowania.

Klastrer w tendencji dąży do pełnego zbilansowania, a więc ograniczenia przepływów na klastrowej osłonie OK3. Rozważmy osiągnięcie zbilansowanie w czterech stanach, mianowicie:

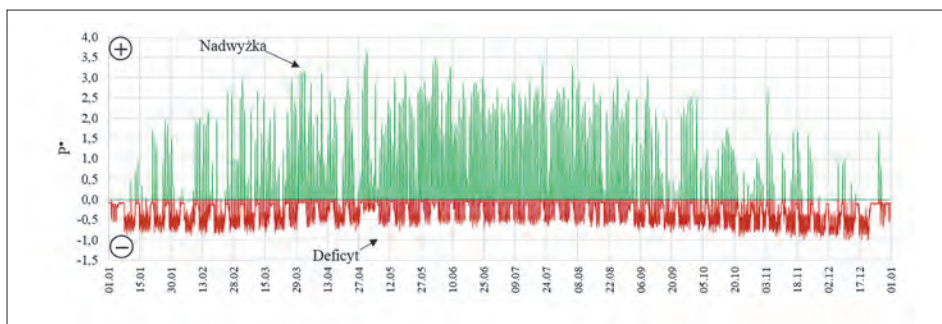
- 1) wykorzystanie źródeł PV,
- 2) struktura wytwórcza charakterystyczna dla obszarów miejsko-wiejskich i obejmująca technologie OZE, takie jak źródła PV, elektrownie wiatrowe (pojedyncze) oraz mikroelektrownie i elektrownie biogazowe,
- 3) wykorzystanie magazynów energii (akumulatorów) pracujących indywidualnie oraz jako wirtualny magazyn energii,
- 4) zmiana sposobu użytkowania energii (reakcja na sygnał cenowy).

Każdy kolejny stan jest rozwinięciem poprzedniego, tzn. wprowadza nowe funkcjonalności do już istniejących. Zakłada się dodatkowo, że w każdym stanie saldo rocznego bilansu jest równe zero (możliwa jest nadwyżka i deficyt energii). Analizę uogólnia się wprowadzając wielkości względne energii oraz mocy, odnosząc je do maksymalnej wartości energii i mocy (15-minutowej) zapotrzebowania bez źródeł:

$$E^* = \frac{E}{\max(E) |_{\sum E_p=0}}; P^* = \frac{P}{\max(P) |_{\sum E_p=0}} \quad (2)$$

Pozwala to na łatwe skalowanie wyników do rzeczywistego zużycia, a przez to łatwe szacowanie profilu oraz kosztów.

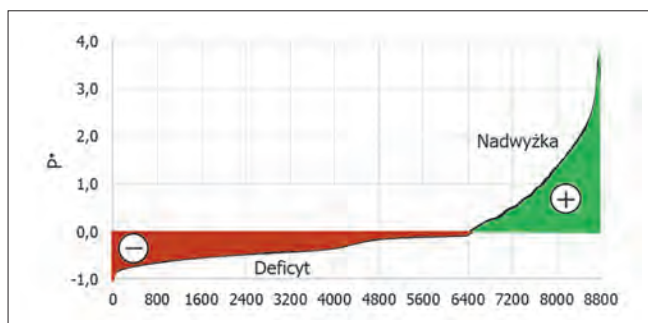
Na rysunku 1 przedstawiono bazowy profil niezbilansowania uzyskany na bazie rzeczywistych profili zapotrzebowania (roczne zapotrzebowanie 120 GWh, czas wykorzystania mocy szczytowej CWMS = 3500 h – charakterystyczny dla klastra obejmującego powiat) oraz produkcji w źródłach PV w roku 2019. Przedstawiony profil jest profilem bazowym wykorzystywanym w dalszych analizach.



Rys. 1.
Względny profil
niezbilansowania klastra

Na podstawie profilu bazowego wykreślono względny uporządkowany profil niezbilansowania (rys. 2), który pozwala na ocenę sposobu pokrywania potrzeb. Dąży się do zerowego salda, czyli w tendencji do wyeliminowania nadwyżek produkcji \oplus (wynikających z wymuszonej produkcji w źródłach OZE) oraz pokrycia deficytów \ominus . Inną sprawą jest konwencja znakowania \pm (plus-minus). W artykule (inaczej jak w energetyce WEK) konsekwentnie stosuje się w wypadku obciążenia i deficytu znakowanie $-$, a wypadku produkcji i nadwyżki znakowanie $+$. Inwersja potrzebna jest ze względu na konieczność koncentracji na deficycie energii na ostonach kontrolnych OK (w energetyce WEK chodzi o pełne pokrycie zapotrzebowania).

Przedstawiony pierwszy stan pokrywania potrzeb nie pozwala na wyeliminowanie deficytu (pomimo rocznego zbilansowania energii), a dodatkowo powoduje, że moc na ostonie jest ponad trzykrotnie wyższa od mocy zapotrzebowania. Może to prowadzić do pogłębienia błędu nieadekwatności źródeł OZE oraz wymusza inwestycje w sieci elektroenergetyczne (błąd poznawczy – syndrom sieciowy) [1].



Rys. 2. Względny uporządkowany profil niezbilansowania klastra

W stanie drugim potrzeby energetyczne pokrywa się za pomocą czterech podstawowych technologii OZE. Są to:

- 1) źródła PV (CWMS = 1000 h),
- 2) elektrownie wiatrowe lądowe najnowszych generacji (pojedyncza elektrownia o mocy powyżej 5 MW, CWMS > 3500 h),
- 3) elektrownie biogazowe rolniczo-uzylizacyjne klasy 1 MW z zasobnikiem gazu (CWMS \approx 8000 h),
- 4) mikroelektrownie biogazowe od 10 kW do 50 kW (CWMS \approx 8000 h).

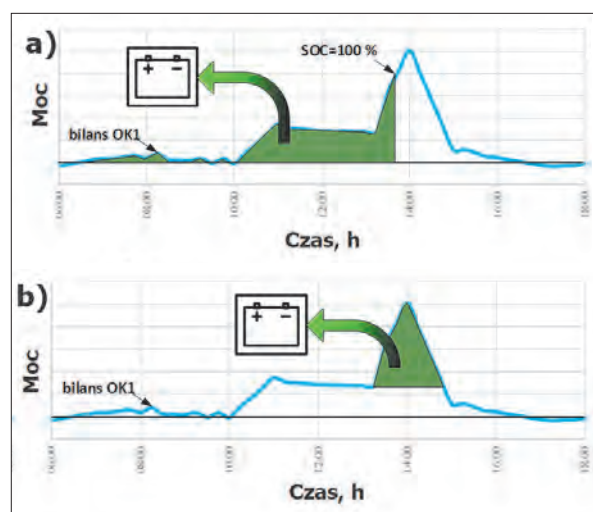
Wykorzystanie wielu technologii znacznie poprawiło zbilansowanie klastra ograniczając deficyt do 22%. Istotne jest zmniejszenie maksymalnej mocy na ostonie (rys. 5, tab. 1) do względnej wartości około 1,25 (zredukowano moc źródeł PV),

tym samym ograniczono konieczność inwestycji w sieć (błąd poznawczy – syndrom sieciowy).

W kolejnym, trzecim stanie wykorzystano akumulatory powiązane ze źródłami PV (struktura wytwórcza nie uległa zmianie) o pojemności wynoszącej 1 kWh na 1 kW zainstalowanej mocy w źródłach PV, które pracowały w dwóch trybach:

- stan 3a (rys. 3a), praca indywidualna – standardowy i najprostszy tryb pracy akumulatorów, w którym energia gromadzona jest w przypadku nadwyżki; w tym trybie sterowania wartości szczytowe mocy źródeł PV mogą nie być ograniczane;
- stan 3b (rys. 3b), wirtualny magazyn – w którym rozproszone (w powiązaniu ze źródłami PV) akumulatory sterowane są na podstawie prognozy bilansu w systemie (WSE); tryb ten wymaga prognozowania podaży (w powiązanych źródłach PV), natomiast pełne wykorzystanie wirtualnego magazynu możliwe jest dla prognozy zarówno podaży jak i popytu (bilansu).

W artykule wyniki uzyskano wykorzystując metodę bilansu energii.



Rys. 3. Sposób pracy akumulatorów
a) indywidualny magazyn – gromadzenie energii w przypadku nadwyżki,
b) wirtualny magazyn – sterowanie przez operatora (WSE)
w celu wyeliminowania deficytu ostony kontrolnej
(na podstawie prognozy bilansu)

Tryb 3b wymaga wprowadzenia operatora (WSE), który na podstawie pomiarów oraz modeli matematycznych wykorzystujących sztuczną inteligencję (szczególnie do prognozowania popytu [3, 4]) będzie mógł zarządzać wirtualnym magazynem.

W przeprowadzonej analizie zakłada się, że profil produkcji źródeł jest możliwy do prognozowania z dużą dokładnością w okresie 24 h (mniej dokładnie nawet w okresie 2, 3 dni) [5, 6]. Do prognozowania użyto heurystycznych metod wykorzystujących bazowe profile. Wynikiem metody jest godzinowy wektor energii pobieranej:

$$E_o|_h = [E_o^1, E_o^2, \dots, E_o^{24}] \quad (3)$$

w którym dla każdej godziny obliczane są wartości obciążenia na podstawie profili bazowych ośłon:

$$E_o^{T_h} = \sum_{h=1}^{T_h} O_i^{(h)}, T_h = [1, 2, \dots, 24] \quad (4)$$

Wirtualny magazyn, bez zwiększania pojemności, pozwolił na ograniczenie deficytu o 6 p.p., a dodatkowo wpłynął na obniżenie maksymalnej mocy do wartości mocy pobieranej w stanie bez źródeł OZE. Doposażenie infrastruktury klastra w system SCADA zmniejsza niezbilansowanie, jednak w dalszym ciągu deficyt występuje przez blisko 800 h w roku.

W stanie czwartym zmianie uległ sposób użytkowania energii elektrycznej. W stanach od 1 do 3 profil obciążenia nie zmieniał się, wykorzystano technologie do pokrycia zapotrzebowania, jednak założono, że podmioty w klastrze nie reagują na profil niezbilansowania (cena energii jest stała niezależnie od zmiennego kosztu produkcji uzależnionego od chwilowej struktury produkcji w źródłach) [7]. W stanie 4 wprowadza się klastrowego operatora (WSE), który wykorzystuje technologie wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi podmiotami (operatora informacji rynku energii OIRE), kompatybilnego z systemem SCADA. Wymiana informacji, ale również reakcja na zmianę ceny energii, musi być realizowana w sposób zautomatyzowany za pomocą sieciowych terminali dostępowych [8].

Do analizy wykorzystano prognozowane profile produkcji oraz zapotrzebowania klastra. Na podstawie zależności od (1) do (4) można napisać równanie pozwalające obliczyć dzienne saldo energii:

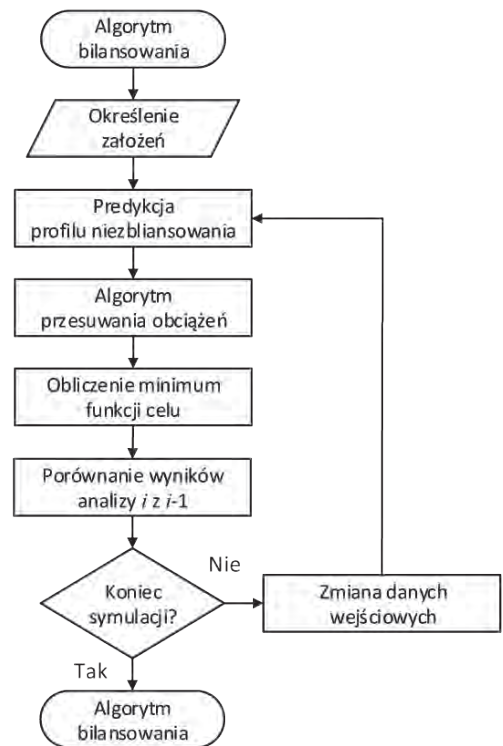
$$E_d^* = \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{i=1}^n (t, E_{OKi}^*) \quad (5)$$

Dla funkcji tej przeprowadza się procedurę optymalizacji uwzględniającą algorytm przesuwania obciążeń z ograniczeniami wynikającymi z podatności na zmianę energii wynoszącą 15% oraz maksymalnym horyzontem redukcji obciążenia 24 h. Uwzględniając ograniczenia, sformułowano funkcję celu minimalizującą występujące deficyty energii.

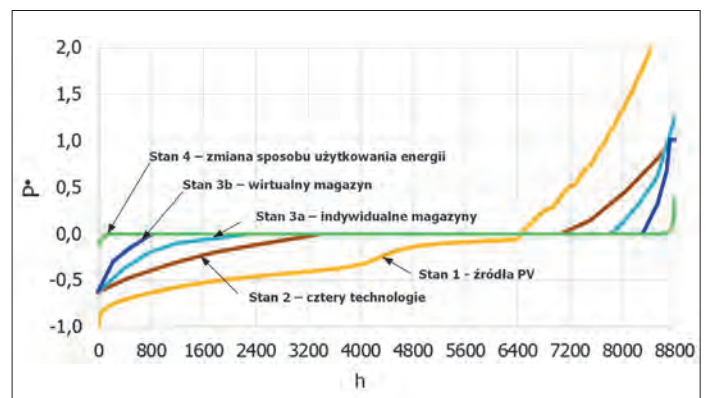
$$f(E_d^*) = f(t, E_{OKi}^*) = \min(D) \quad (6)$$

Algorytm uzyskania wyników w stanie czwartym przedstawiono na rysunku 4. Do minimalizacji funkcji celu wykorzystano heurystyczną procedurę optymalizacyjną przeszukiwania siatki.

Uzyskane wyniki pozwalają na zbilansowanie klastra w taki sposób, że występujący deficyt nie przekracza 1%. Maksymalna moc deficytu to 20% mocy pobieranej, a czas trwania nie przekracza 20 h (rys. 5, tab. 1).



Rys. 4. Algorytm kształtowania profilu (stan 4)



Rys. 5. Względne uporządkowane profile niezbilansowania klastra dla czterech stanów

Tabela 1

Względna struktura energii w podziale na źródła oraz bilans energetyczny klastra dla czterech analizowanych stanów

Wyszczególnienie	Stan				
	1	2	3a	3b	4
Źródła PV	1,00	0,32	0,32	0,32	0,32
Elektrownie wiatrowe	0,00	0,38	0,38	0,38	0,38
Elektrownie i mikroelektrownie biogazowe	0,00	0,30	0,30	0,30	0,30
Suma	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Bilans energetyczny					
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nadwyżka	0,70	0,22	0,12	0,06	0,01
Deficyt	-0,70	0,22	0,12	0,06	0,01

Bilans w systemie (WSE)

Bilansowanie klastra energetycznego prowadzone było „na miedzianej płytce” (bez uwzględnienia sieci elektroenergetycznej). Przechodząc do systemu (WSE) koszty sieciowe nie mogą być pomijane.

Do określenia opłaty sieciowej przyjęto uśrednione jednostkowe koszty operatorów OSD, mianowicie:

- 40 PLN/MWh – sieć WN,
- 60 PLN/MWh – sieć SN,
- 100 PLN/MWh sieć nN [9].

Koszty te sumują się, to znaczy dla taryfy G (nN) koszt opłaty sieciowej wynosi 200 PLN/MWh (bez podatków), ponieważ zakładają dostarczenie energii od elektrowni węglowej poprzez sieci WN, SN i nN.

Podstawą opłaty sieciowej jest analiza kosztów dostawy z uwzględnieniem poziomu napięcia, czyli fizycznego wykorzystania sieci przez wytwórcę i odbiorcę (tab. 2). Jeżeli zarówno odbiorca jak i wytwórca znajdują się w ciągu liniowym nN, nie angażują oni sieci SN oraz WN, dlatego opłata powinna być niższa. W koncepcji tej dochodzi do rynkowej rywalizacji pomiędzy umiejscowieniem źródeł oraz rozbudową sieci. W tendencji „włączając” źródła w osłony kontrolne systemu (WSE), możliwe blisko odbiorców.

Tabela 2

Analiza kosztów opłaty sieciowej (PLN/MWh) odpowiadająca fizycznemu wykorzystaniu sieci

Odbiorca \ Wytwórca	nN (gospodarstwa domowe, mikro i mali przedsiębiorcy)	SN (spółdzielnie mieszkaniowe, sektor MSP)	WN (przemysł energochłonny)
nN (źródła PV, mikroelektrownie biogazowe)	100	160	–
SN (elektrownie biogazowe, pojedyncze elektrownie wiatrowe lądowe)	160	60	100
WN (farmy wiatrowe, elektrownie offshore, elektrownie węglowe)	200	100	40

Strategia klastra może zakładać współdzielenie sieci (zgodnie z zasadą TPA+ [1]) lub budowę własnej. W przypadku własnej inwestycji w końcowej cenie energii elektrycznej uwzględnia się opłatę sieciową w sposób pokrywający koszt budowy i funkcjonowania linii.

Rozważmy koszty linii SN przy założeniu kosztu inwestycyjnego wynoszącego 400 tys. PLN/km, obejmującej linie kablowe (kabel 240 mm²) oraz roboty ziemne na terenie o niskim wskaźniku urbanizacji (powiat miejsko-wiejski). W oszacowaniu przyjęto dwa modele inwestycyjne:

- 1) model NI (niezależny inwestor) – w którym czas zwrotu inwestycji wynosi 12 lat,
- 2) model elektroprosumeryzmu – w którym czas zwrotu wynosi 25 lat (czas życia linii kablowych to co najmniej 40 lat).

Przyjęto moc szczytową 5 MW, a szacowanie wykonano dla dwóch wariantów rocznego czasu wykorzystania mocy szczytowej 1000 h (farma fotowoltaiczna) oraz 4000 h (klastr wiejsko-miejski). Odpowiada to przesłanej mocy 5 GWh i 20 GWh odpowiednio. Na podstawie założeń opracowano tabelę jednostkowego kosztu opłaty sieciowej dla nowej linii SN (tab. 3).

Tabela 3

Jednostkowe koszty sieci SN (bez marży) w dwóch modelach inwestycyjnych dla różnych czasów wykorzystania mocy szczytowej

Model	Czas zwrotu inwestycji, lata	Czas wykorzystania mocy szczytowej, PLN/MWh/km	
		1000 h	4000 h
Niezależny inwestor	12	6,7	1,7
Elektroprosumeryzm	25	3,2	0,8

Uzyskane koszty opłaty sieciowej są mniejsze od uśrednionych kosztów operatorów OSD (60 PLN/MWh) dla 9 km w modelu NI (1000 h) oraz 75 km w modelu elektroprosumeryzmu (4000 h). Wnioskiem z prostego oszacowania jest to, że opłacalność budowy nowej linii silnie zależy od sposobu jej użytkowania.

Należy podkreślić, że koszty budowy sieci na terenach zurbanizowanych drastycznie wzrastają lub ze względu na ograniczenia nie mogą być zrealizowane. W takim przypadku zwiększenie wykorzystania jest konieczne ze względów ekonomicznych, a nawet niezbędne w przypadku braku możliwości inwestycji. W tym kontekście istotny jest błąd poznawczy związany z syndromem sieciowym, w którym w przypadku problemów (obecnie spowodowanych głównie instalacjami PV o niskim czasie wykorzystania mocy szczytowej i współczynniku jednoczesności bliskim jedności) proponowanym rozwiązaniem jest konieczność rozbudowy sieci. Nie analizuje się innych metod, takich jak zarządzanie produkcją czy lokalne bilansowanie, bez których przejście do elektroprosumeryzmu będzie bardzo kosztowne (ze względu na konieczność zapewnienia dużej rezerwy mocy).

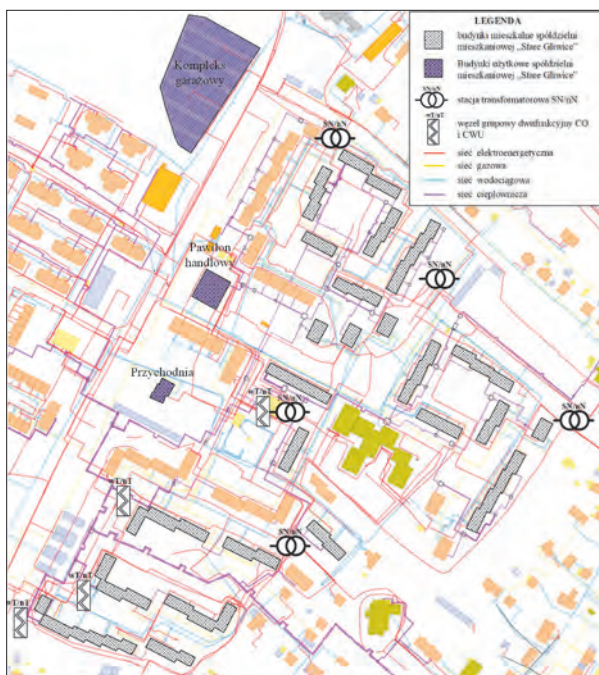
W systemie (WSE) konieczne jest rozważenie jeszcze jednego aspektu. W pierwszej analizie zakładano, że osłona OK była osłoną rzeczywistą, a cała energia dostarczana była wydzielonym rzeczywistym fragmentem sieci, pozbawiając podmioty możliwości rezygnacji z członkostwa w klastrze (nie jest to dopuszczalne). W systemie (WSE) osłona jest wirtualna, tzn. na jednym obszarze geograficznym mogą znajdować się podmioty powiązane z systemem (WSE) oraz nienależące do niego. W tym przypadku budowa drugiej sieci powodowałaby dublowanie infrastruktury, a przez to koszty byłyby jeszcze większe.

W kontekście tworzenia systemu (WSE) duże kompetencje i doświadczenie mają spółdzielnie mieszkaniowe, obecnie odpowiedzialne za rozliczenie dostaw wody, ciepła, a nawet energii elektrycznej w częściach wspólnych.

Funkcjonowanie i możliwość tworzenia spółdzielczego systemu (WSE) można pokazać na przykładzie spółdzielni mieszkaniowej „Stare Gliwice”. Spółdzielnia rozpoczęła w 2015 r. duży program termomodernizacyjny połączony z gruntowną modernizacją gospodarki ciepłowniczej (sposobem użytkowania ciepła grzewczego i CWU). Już w pierwszym etapie modernizacji (zrealizowanym) dane o aktualnym zużyciu energii są monitorowane i archiwizowane. Umożliwia to zarządowi i członkom (mieszkańcom) dostęp do aktualnych i archiwalnych profili ciepła

grzewczego i CWU. Inwestycją towarzyszącą było nabycie przez spółdzielnię sieci internetowej, która pozwala na łatwe przesyłanie informacji potrzebnych do monitorowania zużycia ciepła, a dodatkowo umożliwia spółdzielni świadczenie usług telekomunikacyjnych dla mieszkańców.

Budynki spółdzielni zasilane są z pięciu stacji transformatorowych SN/nN, a sieć nN jest współdzielona (częściowo) z innymi podmiotami (rys. 6). Na dachach istnieje potencjał instalacji źródeł PV, które mogą pokryć 25% rocznego zapotrzebowania energii elektrycznej. Spółdzielnia „Stare Gliwice” jest w dobrej sytuacji wyjściowej do utworzenia (w ramach sandboxu) systemu (WSE), w którym za dostawę energii elektrycznej byłby odpowiedzialny zarząd (rozszerzając, nie tworząc na nowo swoich kompetencji) poprzez powołanego operatora (WSE). Należy podkreślić, że istniejącą infrastrukturę monitorującą zużycie ciepła należy włączyć w spółdzielcze OIRE (WSE), co pozwoli doświadczenia w zmianie sposobu użytkowania energii cieplnej przenieść na zmianę użytkowania energii elektrycznej (w monizmie).



Rys. 6. Infrastruktura sieciowa WEK i spółdzielcza, do której przyłączone są budynki spółdzielni mieszkaniowej „Stare Gliwice”

Roaming elektryczny

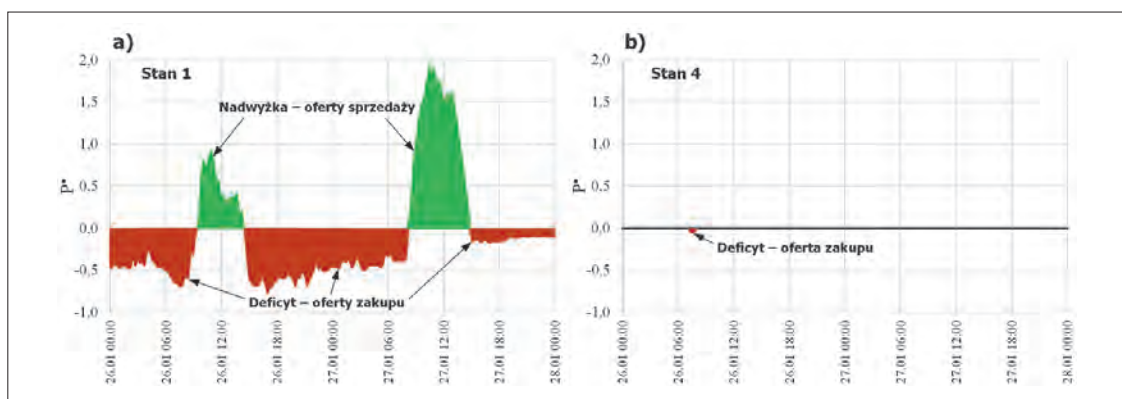
System (WSE) musi być wyposażony w terminale STD, pozwalające na zmianę użytkowania energii elektrycznej. Terminal taki, instalowany w osłonie każdego podmiotu aktywnego (pretendenta na rynku energii współodpowiedzialnego za bilans i bezpieczeństwo energetyczne) udostępnia dane pomiarowe oraz jest wyposażony w strażnika mocy z możliwością kontroli przepływu w sposób bierny (sterowanie odbiornikami) lub aktywny z pełną kontrolą przepływu na osłonie (przekształtniki). Funkcjonalności te pozwalają operatorowi (WSE) zarządzać bilansem energii na wirtualnej osłonie (WSE) oraz oferować nadwyżki energii i pokrywać deficyty. Wystawiania ofert sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z rynku wschodzącego 1, czyli wykorzystanie dostępnych zasobów rynku schodzącego, realizowane jest na podstawie prognozowanego profilu niezbilansowania.

System (WSE), w którym występują tylko źródła PV (stan 1 – tab. 1) ze względu na ich wymuszoną produkcję, będzie charakteryzował się okresami z nadwyżką oraz okresami z deficytem energii. Dla przykładu w prezentowanym na rysunku 7a okresie dwóch dni (26.01 i 27.01) deficyty i nadwyżki będą się wzajemnie przeplatały. Operator (WSE), mając do dyspozycji prognozę wystąpienia niezbilansowania, handluje z podmiotami rynku schodzącego.

W tendencji, ze względu na wykorzystanie innych technologii OZE, magazynów i zmianę sposobu użytkowania energii (stan 4, tab. 1), niezbilansowanie systemu (WSE) dąży do zera (rys. 7b). Jednak osiągnięcie zdolności do pełnego zbilansowania wymaga czasu, a redukcja przepływów na osłonie systemu (WSE) jest powiązana z trajektorią wygaszania źródeł węglowych WEK.

Należy podkreślić, że osłony niższego rzędu wewnątrz klastra (OK1, OK2) nie będą zbilansowane, konieczne są przepływy pomiędzy wieloma podmiotami w celu wykorzystania efektu synergii i pokrycia potrzeb energetycznych w elektroprzemysławie [11].

Brak powiązania geograficznego pomiędzy podmiotami systemu zmienia sposób użytkowania sieci (opłat za to użytkowanie). W roamingu elektrycznym proponuje się model współużytkowania sieci, gdzie opłaty byłyby dostosowane do obszaru, w którym sieć jest fizycznie (zgodnie z prawami fizyki) wykorzystywana [8], zarówno przez wytwórcę jak i odbiorcę. Wymaga to doposażenia terminali STD powiązanych z wirtualnymi



Rys. 7. Profil ofertowo-zakupowy na osłonie klastra: a) stan 1, b) stan 4

podmiotami (oderwanymi od wydzielonych obszarów) w systemy informacji geograficznej (GIS), pozwalające na określenie położenia. Dla takiej sytuacji bilans (5) musi uwzględniać dodatkowo zmienną zależną od miejsca przyłączenia X :

$$E_d^* = \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{i=1}^n (t, E_{OKi}^*, X) \quad (7)$$

W ogólnym przypadku (np. samochód elektryczny) miejsce przyłączenia może zmieniać się (korzystanie z różnych stacji ładowania). Koszty sieciowe w roamingu elektrycznym muszą być podzielone pomiędzy wytwórcę oraz odbiorcę energii.

Dla przykładu rozważmy prosumenta z dwoma lokalizacjami, przy czym w jednej ma instalację PV (punkt A), a w drugiej nie (punkt B). Obecnie, ze względu na prawo, energia w każdym punkcie rozliczana jest osobno. W roamingu elektrycznym prosument traktowany jest jak podmiot wirtualny. Wprowadzenie energii do sieci w punkcie A związane jest z opłatą sieciową adekwatną do wykorzystywanej sieci (sprzedaż sąsiedzka), analogicznie pobierana jest opłata za energię zużytą w punkcie B. Wstępnie proponuje się w takiej sytuacji podział opłaty sieciowej proporcjonalnie pomiędzy wytwórcę i odbiorcę energii. Należy podkreślić, że sumarycznie opłaty sieciowe będą takie same (część płaci wytwórca, a część odbiorca) pod warunkiem, że inwestycje w źródła będą uwzględniać lokalne potrzeby. W sytuacji niedostosowania podaży i popytu, opłaty zwiększą się.

Podsumowanie

Elektroprosumeryzm to koncepcja, w której użytkowanie energii elektrycznej nie ogranicza się jedynie do jej poboru (w przypadku odbiorców) i produkcji (w przypadku inwestorów). Konieczne staje się wykorzystanie zdolności bilansowania energii w każdej osłonie kontrolnej, co nie będzie możliwe bez dwóch bezsieciowych rynków urządzeń (terminal STD, przekształtniki...) i usług (instalacje, utrzymanie sieci...). Efekt synergii wielu rozwiązań pozwala na zbilansowanie systemu (WSE) i przyczyni się do zmniejszenia błędu nieadekwatności źródeł OZE (z produkcją wymuszoną) oraz syndromu sieciowego (tylko inwestycja w sieci pozwoli na zachowanie jej bezpieczeństwa).

Należy podkreślić, że analizy w artykule były prowadzone dla technologii, które są obecnie dostępne. Prowadzone prace rozwojowe nad magazynami energii (nie tylko w postaci energii elektrycznej) [12, 13] tworzą „róg obfitości” zasobów bilansujących, który w powiązaniu z coraz wydajniejszymi i dokładniejszymi systemami prognozowania bilansu oraz bezpiecznymi, zaawansowanymi technologiami wymiany informacji są podstawą działania systemów(WSE) i prowadzą do transformacji polskiej energetyki (całej) do Elektroprosumeryzmu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Popczyk J., *Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050. Transformacja energetyki w trybie przejściowym*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [2] Popczyk J., *Architektura transformacyjna rynku energii elektrycznej*, listopad 2017, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [3] Khan Z.A., Jayaweera D., *Approach for forecasting smart customer demand with significant energy demand variability*, 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG), Mirpur Azad Kashmir, 2018, pp. 1-5.
- [4] Yan G., Han T., Zhang W., Zhao S., *Short-Term Load Forecasting of Smart Grid Based on Load Spatial-Temporal Distribution*, IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT Asia), Chengdu, China 2019, pp. 781-785.
- [5] Hao-Ran Xue, Ling-Ling Li, Kuei-Hsiang Chao, Chao Fu., *Short-Term Wind Power Prediction Based on Improved Chicken Algorithm and Support Vector Machine*, International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C), 6-8 December 2018, Taichung, Taiwan.
- [6] Bottieau J., Vallée F., De Grève Z., Toubeau J.-F., *Leveraging provision of frequency regulation services from wind generation by improving day-ahead predictions using LSTM neural networks* IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 3-7 June 2018, Limassol, Cyprus.
- [7] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Pilsniak A., Sztymelski K., Wojcicki R., *Cenotwórstwo 2*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [8] Popczyk J., Bodzek K., Fice M.: *Wirtualny minisystem elektroenergetyczny*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [9] Popczyk J., Bodzek K., Dębowski K., Fice M., Wójcicki R., *Cenotwórstwo 1*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [10] Popczyk J., Bodzek K., W. Szczeciński, Wesołowski T., *Spółdzielnia energetyczna dopełniająca spółdzielnię/wspólnotę mieszkaniową oraz budownictwo deweloperskie: kluczowa prosumencka platforma transformacyjna energetyki w miastach*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [11] Popczyk J., Bodzek K., Grześkowiak J., *Wirtualny minisystem elektroenergetyczny*. Wielkopolska Południowa. <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [12] Crotagino F., Schneider G-S., Evans D.J., *Renewable energy storage in geological formations*, Journal of Power and Energy, Energy Sources and Carbon Sinks Underground, Volume 232, Issue 1, Luty 2018.
- [13] Bottenfield G., Hatipoglu K., Panta Y., *Advanced rail energy and storage: analysis of potential implementations for the State of West Virginia*, 2018 North American Power Symposium (NAPS), 9-11 Sierpień 2018, Fargo, ND, USA.

