

EKONOMIKA PROSUMENCKIEJ PARTYCYPACJI W OSŁONACH KONTROLNYCH OK1, OK2 i OK3 NA RYNKU WSCHODZĄCYM ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ŚRODOWISKU KOSZTÓW KRAŃCOWYCH DŁUGOOKRESOWYCH i KOSZTÓW UNIKNIĘTYCH¹

Robert Wójcicki²

Chociaż *net metering* jest od połowy 2016 r. stosowany w praktyce (wprawdzie na razie w bardzo ograniczonym zakresie, to nie istnieje praktycznie w ogóle jego opis literaturowy. Zadaniem raportu jest wypełnienie tej luki, choćby tylko w części. z drugiej strony raport jest poświęcony zaprezentowaniu problematyki *net meteringu* jako mechanizmu rynkowego, który wchodzi w miejsce opłaty systemowo-sieciowej. Substytucja tej ostatniej opłaty za pomocą *net meteringu* zastosowana ogólnie na rynkach EP-NI jest jednym z kluczowych rozwiązań w procesie transformacji obecnego rynku energii elektrycznej do postaci mono rynku energii elektrycznej OZE (nowa koncepcja opłaty systemowo-sieciowej jako fundamentalna cecha rynku wschodzącego FC6 [3]). Jednak podkreśla się, że takie ogólne (powszechne) wykorzystanie *net meteringu* jest obecnie tylko koncepcją badawczą.³

Net metering jest usługą umożliwiającą wymianę barterową energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez podmiot (prosumenta, spółdzielnię energetyczną, klaster energii), z energią elektryczną pobraną przez ten podmiot w innym czasie. Na rys. 1 przedstawiono ogólną koncepcję *net meteringu*.

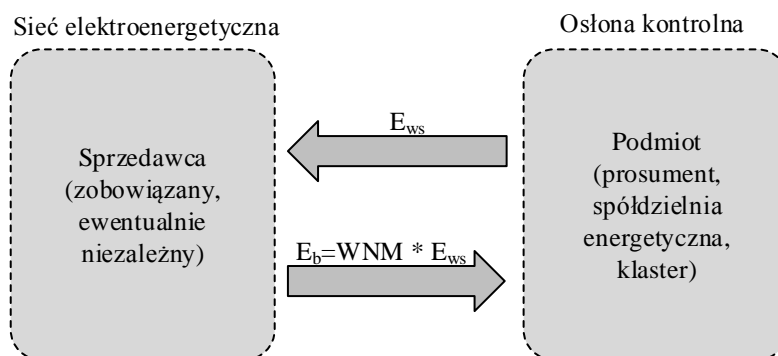
Podmiot posiadający umowę kompleksową ze sprzedawcą, może wprowadzić energię elektryczną (Ews) do sieci publicznej, poza swoją osłonę kontrolną (OK1, OK2 lub OK3), a następnie w innym czasie pobrać energię z sieci i wprowadzić do własnej osłony kontrolnej,

¹ do opracowania Raportu autor wykorzystał zasoby biblioteki BŻEP (<http://klaster3x20.pl>), głównie w postaci Raportów własnych, bez szczegółowego powoływania się na nie. Dane z Raportów własnych skonfrontował z danymi dostępnymi w otwartych bieżących zasobach internetowych. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to odwołania do siedmiu pierwszych Raportów Cyklu – w tym wypadku chodzi o potwierdzenie spójności danych we wszystkich Raportach. Po drugie, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autora w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi z kolei o ochronę praw autorskich innych autorów niż autor Raportu. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponosi tylko autor.

² Dr inż. Robert Wójcicki – Instytut Informatyki, Wydział Automatyki Elektroniki i Informatyki Politechniki Śląskiej.

³ Raport jest drugim w Cyklu Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050*, do którego jest dołączony, na zakończenie, zapis do „Księgi Szkockiej” (red. J. Popczyk). Księga stanowi zaproszenie skierowane do Tych Osób ze Środowiska CIRE, które chciałyby się włączyć w tworzenie, we współpracy z Zespołem autorskim Cyklu Raportów BŻEP, podstaw ekonomiki prosumenckiej.

jako energię bilansowaną E_b , skorygowaną przez wartość współczynnika WNM. Podmiotem tym może być prosument, spółdzielnia energetyczna, klastr energii lub inny podmiot, posiadający własne źródła wytwórcze i zawartą ze sprzedawcą umowę obejmującą *net metering*. Rozliczenie opłaty systemowo-sieciowej za energię pobieraną w *net meteringu* (E_b) przeniesione jest na sprzedawcę, który rozlicza ją z operatorem OSD. Okres czasu, w którym takie rozliczenie barterowe może być dokonane, ograniczony jest za pomocą okresu bilansowania, a współczynnik *net meteringu* WNM ogranicza energię elektryczną odbieraną w barterze w stosunku do energii wprowadzonej do sieci (1). Obecne prawodawstwo wprowadziło *net metering* tylko dla prosumentów.



Rys. 1. Net metering – ogólna koncepcja

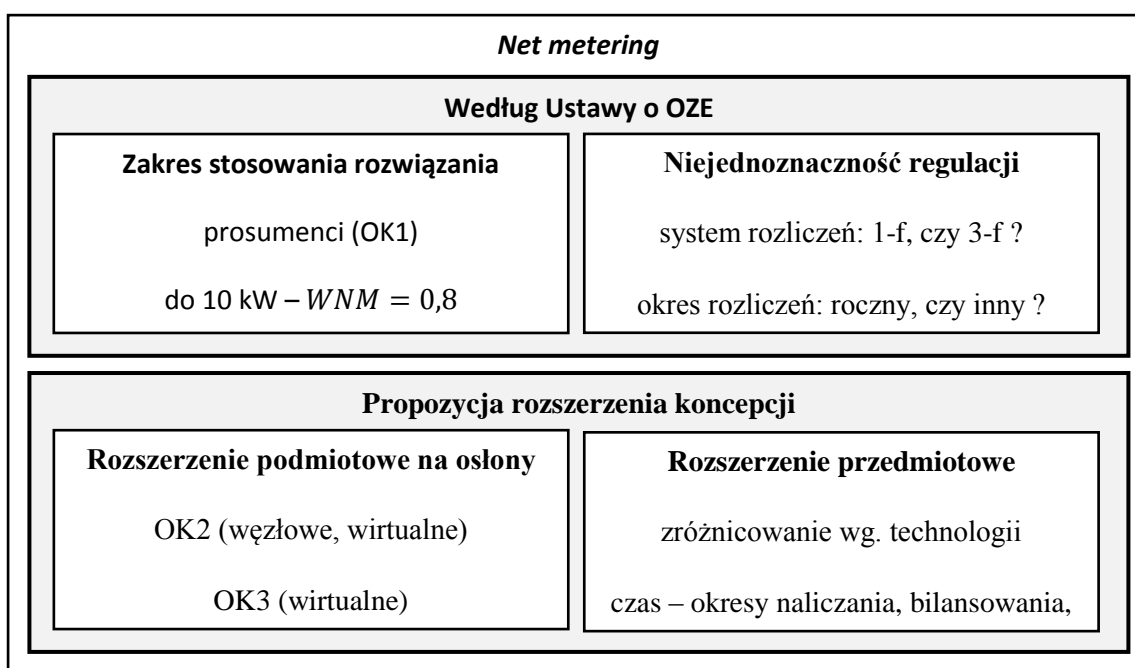
$$E_b = WNM * E_{ws} \quad (1)$$

Net metering jako koncepcja, a z drugiej strony jako przedmiot badawczy, wychodzi daleko, i to w wielu aspektach, poza zakres jego zastosowania wynikający z obowiązującej od połowy 2016 r. ustawy o OZE. Mianowicie, w aspekcie podmiotowym mechanizm jest opisany w (potencjalnym) zastosowaniu ogólnie na rynkach EP-NI. Czyli nie tylko w zastosowaniu do prosumentów z segmentu ludnościowego (obecna ustawa OZE). Także w zastosowaniu do prosumentów we wszystkich innych segmentach energetyki EP (z wyjątkiem segmentów AG3 – kolej oraz AG4 – wielki przemysł) [5] oraz w energetyce NI (elektrownie wirtualne). Również w zastosowaniu do klastrów i spółdzielni energii, w których współdziałają prosumenci, niezależni inwestorzy, a także operatorzy OSD. w aspekcie przedmiotowym z kolei przedstawia się w raporcie propozycje *net meteringu*, jako mechanizmu rynkowego o bardzo szerokim zakresie funkcji dostosowawczych (np. dostosowanie do różnych technologii) oraz bodźcowych (np. wprowadzenie szerokiej klasy *net meteringu* dynamicznego).

Pod względem doboru treści raport koncentruje się na opisie poznawczym i na modelowaniu *net meteringu* jako mechanizmu rynkowego, a także na badaniach symulacyjnych jego wydolności bodźcowej. Obszar badań obejmuje obszary przedstawione w raporcie [3] rys. 2, tj. instalacje prosumenckie z osłoną kontrolną OK1, spółdzielnie energetyczne na obszarach miejskich i wiejskich (OK2) oraz klastry energetyczne (OK3). Badania opisane w raporcie są ściśle uwarunkowane badaniami w ramach projektu badawczego poświęconego interfejsowi PME. Uczestnictwo autora raportu w tym projekcie, a także własne, prosumenckie doświadczenia z bezpośrednich relacji z operatorem OSD oraz sprzedawcą zobowiązanym mają istotny wpływ na charakter raportu.

NET METERING – SYNTEZA KONCEPCJI

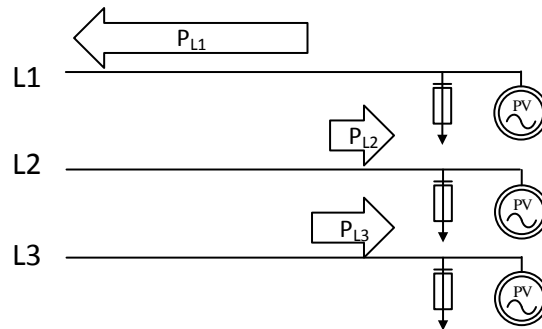
Net metering w istniejących polskich regulacjach prawnych. w styczniu 2016 r., uchwaloną w 2015 r. Ustawą o OZE [8], pierwszy raz w Polsce, wprowadzono mechanizm *net meteringu*, którym objęto prosumentów posiadających mikroinstalacje OZE o mocach do 40 kW. Pierwotnie mechanizm ten obejmował tylko saldowanie energii elektrycznej, bez pozostałych opłat zmiennych, lecz od 1 lipca 2016 r. został zmieniony na bilansowanie pełne, tzn. energii wraz z opłatami dystrybucyjnymi. Dla mikroinstalacji o mocach nie większych niż 10 kW zastosowano współczynnik *net meteringu* WNM równy 0,8 a 0,7 dla mikroinstalacji o mocach powyżej 10 kW. Tego rodzaju rozliczeniom podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci nie wcześniej niż na 365 dni przed dniem dokonania odczytu rozliczeniowego w bieżącym okresie rozliczeniowym. Po zakończeniu okresu rozliczeniowego, niewykorzystana w tym czasie energia elektryczna E_{ak} może zostać odebrana przez prosumenta w okresie bilansowania, czyli nie później niż w ciągu 365 dni od dnia wprowadzenia do sieci. Za dzień wprowadzenia energii do sieci przyjmowany jest przez sprzedawców dzień rozliczenia. Oprócz mechanizmu *net meteringu*, Ustawa o OZE wprowadziła również do polskiej energetyki nowe rodzaje podmiotów, takie jak spółdzielnia energetyczna oraz klaster energetyczny.



Rys. 2. Net metering: stan istniejący i propozycja koncepcji, opracowanie własne

Na świecie mechanizm *net meteringu* stosowany jest w różnych wariantach [9] od dawna. w Polsce ustawa o OZE została uchwalona po wielu latach prac, lecz nie można uznać, że jej obecny kształt jest spójny i ostateczny. Oprócz pojawiających się nowych wyzwań, doprecyzowania wymagają pewne, już istniejące, zapisy. Przykładowo, art. 4 punkt 1 ustawy o OZE głosi: *Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku ilościowym 1 do 0,7 z wyjątkiem*

mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW, dla których ten stosunek ilościowy wynosi 1 do 0,8. Zapis ten nie determinuje jasno algorytmu rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci, które może odbywać się na dwa sposoby: 1° prosument zawsze musi kupić część energii, nawet, gdy produkcja znacząco przekroczy jego zapotrzebowanie (rys. 6) lub 2° prosument może pokryć swoje całoroczne zapotrzebowanie za pomocą energii wygenerowanej w źródle OZE (rys. 7).



Rys. 3. Niezrównoważony pobór i generacja w instalacji wielofazowej

Kolejny niejasny zapis dotyczy przypadków, w których produkcja i pobór energii elektrycznej nie równoważy się na poszczególnych fazach (rys. 3). Rysunek przedstawia sytuację, w której energia ze źródła wprowadzana jest do sieci fazą L1, a pobierana z sieci przez odbiorniki fazami L2 i L3, przy czym zależność mocy na poszczególnych fazach przedstawia się wzorem (2).

$$P_{L1} > P_{L2} + P_{L3} \quad (2)$$

Ustawa stanowi (Rozdział 2, art. 4.2): *Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci przez prosumenta, na podstawie wskazań urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla danej mikroinstalacji, po uzyskaniu danych pomiarowych od operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przekazanych przez tego operatora w taki sposób aby ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii była rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji.* z zapisu jednoznacznie nie wynika, czy dla trójfazowych mikroinstalacji powinny być stosowane urządzenia pomiarowe, agregujące przepływ energii przepływającej wszystkimi fazami, a następnie zliczające energię zużytą lub wprowadzaną do sieci wzór (3) dla założenia (2), czy też sumowanie energii może się odbywać później – w systemie informatycznym OSD (5). Sumowanie w systemie informatycznym OSD może dopuszczać urządzenia pomiarowe zliczające niezależnie pobór i produkcję energii elektrycznej oddzielnie na poszczególnych fazach (4), a nie całkowity przepływ energii w punkcie PPE, co powoduje, że prosument może jednocześnie zużywać (E_p) i wprowadzać (E_{ws}) energię elektryczną do sieci, w przypadkach gdy źródło OZE i pobór podłączone są do różnych faz.

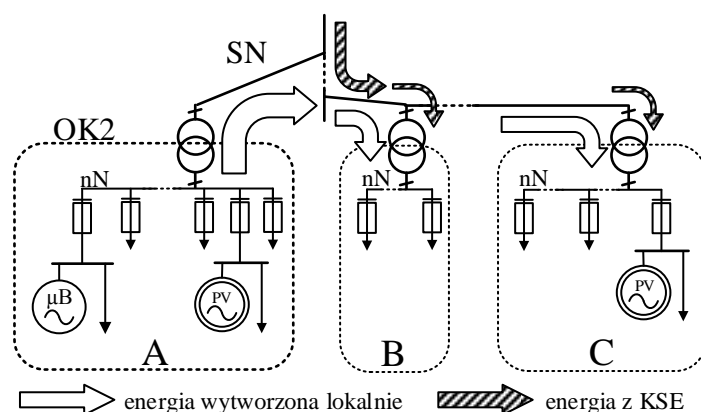
$$E_{ws} = E_{L1} - E_{L2} - E_{L3} \quad (3)$$

$$E_{wsi} = E_{L1} \quad E_{Pi} = E_{L2} + E_{L3} \quad (4)$$

$$E_{ws} = \sum_{i=0}^n E_{ws_i} \quad E_p = \sum_{i=0}^n E_{p_i} \quad (5)$$

Problem ten dotyczy również jednofazowych instalacji wytwórczych. Taka praktyka operatorów OSD utrudnia prosumentom zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne i zmusza ich do grupowania poboru na tej samej fazie, do której przyłączone jest źródło OZE. Kolejnym problemem jest rozliczanie prosumentów korzystających z taryf strefowych, które nie zawsze jest prowadzone w oparciu o wskazania urządzeń pomiarowych, lecz do rozliczeń stosowane są również innego rodzaju wyliczenia np. proporcjonalne.

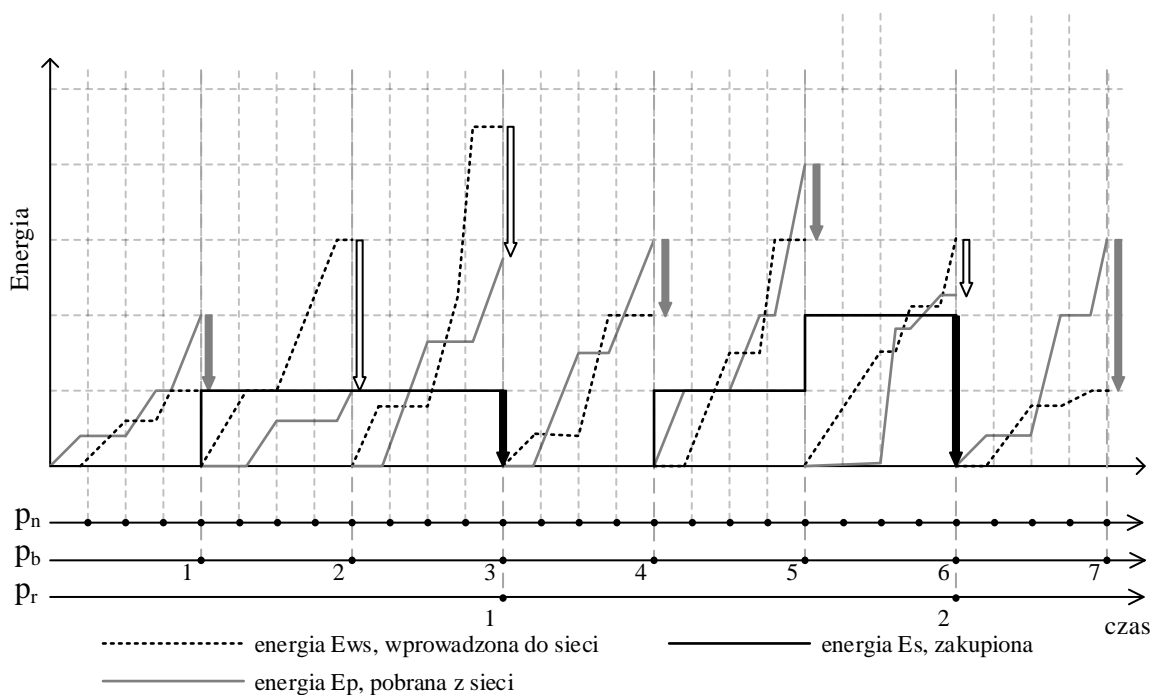
Rozszerzona koncepcja. w węźle przyłączeniowym mikrosieci wyposażonej w źródła OZE i generację rozproszoną, przepływ energii odbiega od typowego przepływu obserwowanego w tradycyjnych sieciach. Węzłem przyłączeniowym może być punkt poboru energii PPE dla instalacji prosumenckiej (OK1), stacja transformatorowa SN/nN dla spółdzielni energetycznej (OK2), lub przyłącza odbiorców/prosumentów do sieci nN-SN dla klastra energetycznego (OK3). Osłony kontrolne odseparowują infrastrukturę wewnętrzną i zewnętrzną mikrosieci czy instalacji prosumenckiej od sieci publicznej. w węzłach instalowane są urządzenia pomiarowe traktujące wnętrze mikrosieci, jako czarną skrzynkę - pojedynczego odbiorcę, rejestrujące przepływy energii w tym punkcie, a ignorujące przepływy wewnętrzne w mikrosieci. Gdy moc chwilowa generacji OZE wewnątrz mikrosieci jest mniejsza od bieżącego poboru, całość generowanej energii elektrycznej (E_w) zużywana jest przez wewnętrznych odbiorców/odbiorniki, a urządzenia pomiarowe zainstalowane na osłonie kontrolnej nie rejestrują generacji, lecz tylko zmniejszony bieżący pobór. w okresach, gdy generacja OZE zrównuje się z poborem, na osłonie kontrolnej panuje stan równowagi – energia nie wypływa poza osłonę kontrolną – mikrosieć pracuje w trybie semi on-grid. w dobrze zbilansowanej mikrosieci, dzięki wewnętrznym mechanizmom regulacyjno-bilansującym mikrosieci, zapewniającym współpracę pomiędzy źródłami wymuszonymi, bilansującymi i poborem, stan równowagi może utrzymywać się przez większą część czasu.



Rys. 4. Niezbilansowana mikrosieć on-grid z nadwyżką produkcji

W niezbilansowanej mikrosieci typu on-grid (rys. 4), w okresach, gdy generacja przekracza zapotrzebowanie oraz możliwości lokalnego magazynowania, część generowanej energii elektrycznej (E_w) pokrywa zapotrzebowanie odbiorników (E_o), ewentualnie magazynowana jest w lokalnych zasobnikach, a pozostały nadmiar wprowadzany jest do sieci poza osłonę

kontrolną. Tylko tą część generowanej energii elektrycznej rejestrują urządzenia pomiarowe osłony kontrolnej, jako energię wprowadzoną do sieci (E_{ws}). w takim przypadku mikrościeć przekształca się z odbiorcy w jednostkę wytwórczą. Wygenerowana energia rozplywa się w najbliższym sąsiedztwie mikrościeci i w dobrze zbilansowanej strukturze, jest na bieżąco lokalnie konsumowana przez pozostałych odbiorców. Wraz z rozwojem technologii OZE oraz wysycaniem sieci elektroenergetycznych infrastrukturą wytwórczą i magazynową wewnątrz osłon kontrolnych OK1, OK2, OK3 (rys. 16, 17 [1]), wzrastać będzie autonomizacja lokalnych obszarów bilansowania. Zmniejszeniu ulegną przepływy energii na węzłach brzegowych osłon kontrolnych, a tym samym zmniejszone zostaną straty powodowane przez przesył energii na duże odległości. Na rysunku 4 zaznaczono przepływ energii z mikrościeci a do B i C oraz zmniejszenie poboru energii z systemu KSE. Odbiorcy z sekcji sieci B oraz C, zużywający energię wprowadzoną lokalnie do sekcję sieci A, są obecnie obciążeni przez operatora OSD pełnymi opłatami systemowo-sieciowymi, takimi samymi jak w przypadku poboru energii pochodzącej z odległych źródeł. Jednak w rzeczywistości pobierający opłaty uniknęli szeregu strat i kosztów związanych z taką dostawą. Oprócz pełnienia roli stymulacyjnej dla rozwój energetyki rozproszonej, *net metering* może stać się jednym z mechanizmów uzmienniającym opłaty za usługi systemowo-sieciowe.



Rys. 5. Net metering procesy, znaczniki czasowe

Charakterystycznymi parametrami wpływającymi na działanie usługi *net meteringu* są: współczynnik *net meteringu* (WNM) oraz procesy: naliczania (p_n), bilansowania (p_b) rozliczeniowy (p_r) oraz związane z nimi okresy czasu (rys. 5). Współczynnik WNM określa energię elektryczną, która może zostać odebrana z jednostki energii wprowadzonej do sieci. w przypadku współczynnika równego 0,8, za każdą wprowadzoną do sieci 1 kWh prosument może odebrać w innym terminie tylko 0,8 kWh. Pozostała część energii elektrycznej wprowadzonej do sieci (w tym przypadku 0,2 kWh) przepada na rzecz sprzedawcy i traktowana jest, jako opłata za usługę. Przez proces naliczania (p_n) rozumiany jest proces,

w którym następuje zliczanie energii Ews - wprowadzonej do sieci („ładowanie” wirtualnego akumulatora) i energii Eb - pobranej z wirtualnego akumulatora z zadanymi współczynnikami (dynamiczny *net metering*, taryfa dynamiczna). z procesem tym związany jest okres czasu naliczania (NM_{ON}), przez który obowiązują zadane współczynniki WNM i cena energii w taryfie dynamicznej. Współczynnik WNM, którego wartość jest stała w czasie, zdefiniowany został, jako statyczny WNM natomiast, gdy jego wartość ulega zmianie w kolejnych okresach naliczania, został oznaczony, jako dynamiczny WNMd. Ustawa o OZE przewiduje statyczny współczynnik WNM. Proces bilansowania p_b i związany z nim okres bilansowania (NM_{OB}) określa cykle dokonywania operacji saldowania energii zgromadzonej w wirtualnym akumulatorze (energia E_{ak}) oraz pobranej z sieci spoza osłony kontrolnej (energia E_p). Na zakończenie okresu bilansowania niewykorzystana przez prosumenta energia przepada na rzecz sprzedawcy (biała strzałka). Nadmiar energii pobranej spoza osłony kontrolnej (E_p) ponad zmagazynowaną (E_{ak}) z uwzględnieniem współczynników WNM, staje się sumą cząstkową energii zakupionej od sprzedawcy (szare strzałki). Proces rozliczeniowy (p_r) kończy cykl rozliczeniowy, w którym sumowana jest energia zakupiona od sprzedawcy (czarne strzałki), za którą prosument musi zapłacić. Obecnie obowiązujące zapisy Ustawy o OZE niejasno określają sposób rozliczenia usługi *net meteringu* i mogą być interpretowane na różne sposoby.

Ze względu na obszar objęty bilansowaniem i poziom osłony kontrolnej, możemy wyróżnić dwa zasadnicze rodzaje *net meteringu*: 1° rzeczywisty - węzłowy, 2° wirtualny – algorytmiczny. Tabela 1 przedstawia rodzaje *net meteringu* dostępne dla poszczególnych rodzajów osłon kontrolnych. *Net metering* rzeczywisty obejmuje rzeczywiste węzły sieci. Dla prosumenta będzie to punkt PPE wyposażony w licznik rozliczeniowy (osłona kontrolna OK1) oddzielający instalację wewnątrzbudynkową od sieci. Dla spółdzielni energetycznej może to być stacja transformatorowa SN/nN z licznikiem rozliczeniowym (osłona OK2), wydzielająca wewnętrzną sieć nN zarządzaną przez spółdzielnię i wyposażoną przez niezależnych inwestorów we własne źródła wytwórcze, np. biogazowe, gazowe. Wirtualny *net metering* może obejmować zarówno spółdzielnię energetyczną, klaster, jak i wirtualną elektrownię.

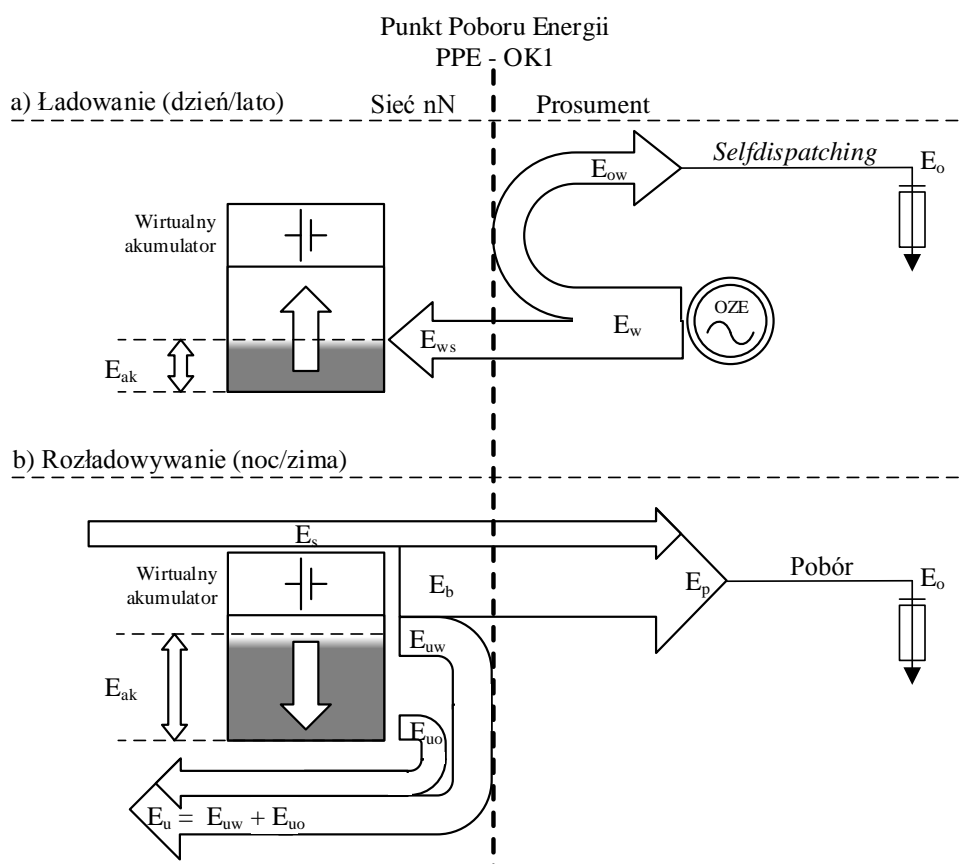
Tab. 1. Rodzaje *net meteringu* na osłonach kontrolnych

Lp.	Osłona kontrolna	<i>Net metering</i> rzeczywisty/węzłowy	<i>Net metering</i> wirtualny (algorytmiczny)
1	OK1	(+)	(-)
2	OK2	NI (μB), spółdzielnia	spółdzielnia
3	OK3	(-)	klaster, wirtualna elektrownia

Zasadę działania węzłowego *net meteringu* na prosumentckiej osłonie OK1 przedstawiają rysunki 6 oraz 7. w okresach nadprodukcji (rys. 6a), przykładowo w ciągu słonecznego dnia, źródło wytwórcze, którym zazwyczaj jest instalacja fotowoltaiczna, generuje energię E_w , której część (E_o) jest konsumowana lokalnie przez odbiorniki prosumenta. Nadwyżki produkcji wprowadzane są do sieci (E_{ws}). Energia wprowadzana przez prosumenta do sieci (E_{ws}) rejestrowana jest przez sprzedawcę w wirtualnym akumulatorze, jako energia zmagazynowana

Eak. „Akumulator” w rzeczywistości jest liczydłem w systemie teleinformatycznym sprzedawcy, inkrementowanym zgodnie z przyrostem energii E_{ws} rejestrowanej w liczniku energii elektrycznej, zainstalowanym w punkcie PPE prosumenta (osłona OK1).

Następnie (rys. 6b), w okresach, gdy źródło wytwórcze nie dostarcza wystarczającej energii elektrycznej aby pokryć zapotrzebowanie odbiorników prosumenta (np. noc, zima), zapotrzebowanie pokrywane jest przez energię elektryczną pobieraną z sieci. Jest ona rozliczana poprzez wymianę barterową energii elektrycznej wprowadzonej wcześniej do sieci i E_b „zmagazynowanej” w wirtualnym akumulatorze. Ewentualne niedobory pokrywane są przez sprzedaż energii E_s prosumentowi.



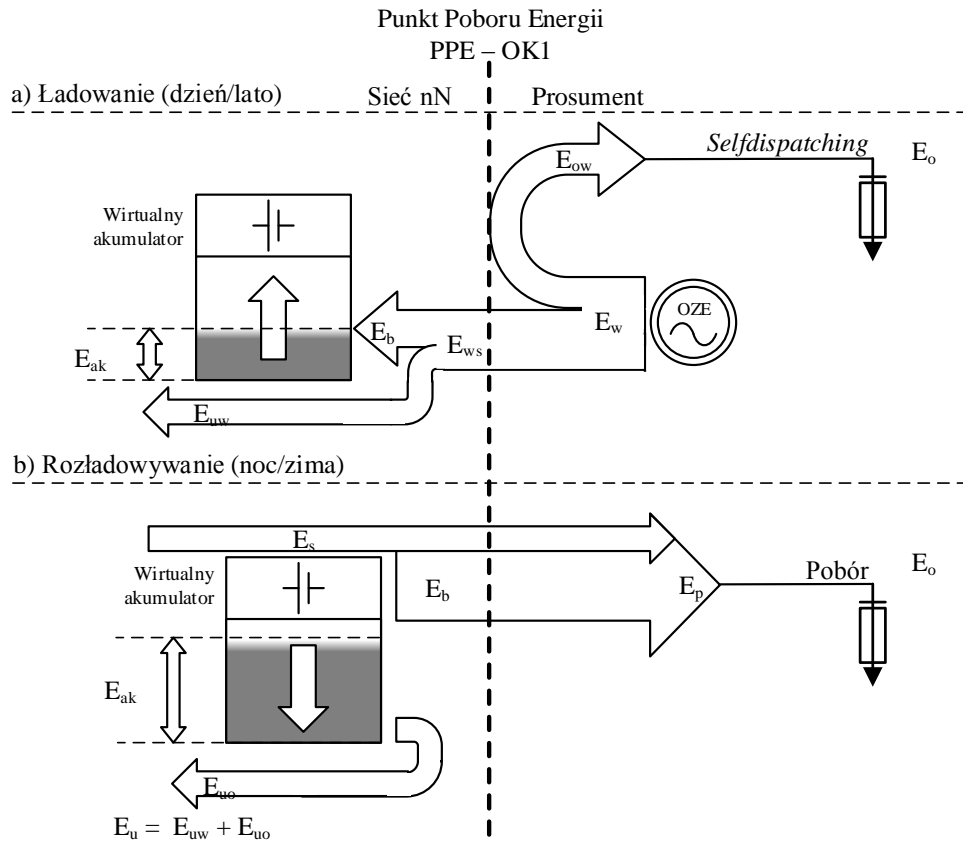
Rys. 6. Net metering prosumentki - prosument zawsze płaci

Wprowadzona do sieci energia elektryczna E_{ws} jest częściowo odzyskiwana przez prosumenta, poprzez pobór energii E_b , a część (E_u) jest przez prosumenta tracona i przepada na rzecz sprzedawcy. Dzieje się tak z częścią energii pobieranej z wirtualnego akumulatora na skutek działania współczynnika *net meteringu* WNM o wartości mniejszej niż 1 (energia E_{uw}), równanie (6), oraz z nadwyżkami, których prosument nie jest w stanie odebrać w okresie bilansowania – nadwyżki E_{uo} ponad zapotrzebowanie.

$$E_{uw} = (1 - WNM) * E_b \quad (6)$$

Tego rodzaju rozliczenie powoduje, że w każdym okresie rozliczeniowym prosument musi zapłacić za część pobranej energii elektrycznej, nawet gdyby zgromadził w wirtualnym

akumulatorze energię E_{ak} znacznie przekraczającą jego zapotrzebowanie w okresie bilansowania. Taki mechanizm zachęca prosumentów do wymiarowania mikroinstalacji poniżej lub w pobliżu ich zapotrzebowania na energię w okresie bilansowania. Roczny okres bilansowania zachęca prosumenta do takiego wymiarowania instalacji pv, aby pokrywała ona roczne zapotrzebowanie na energię. w wyżej przedstawionym schemacie rozliczeniowym prosument zawsze płaci za część energii pobranej z sieci.



Rys. 7. Net metering prosumencki - prosument nie zawsze płaci

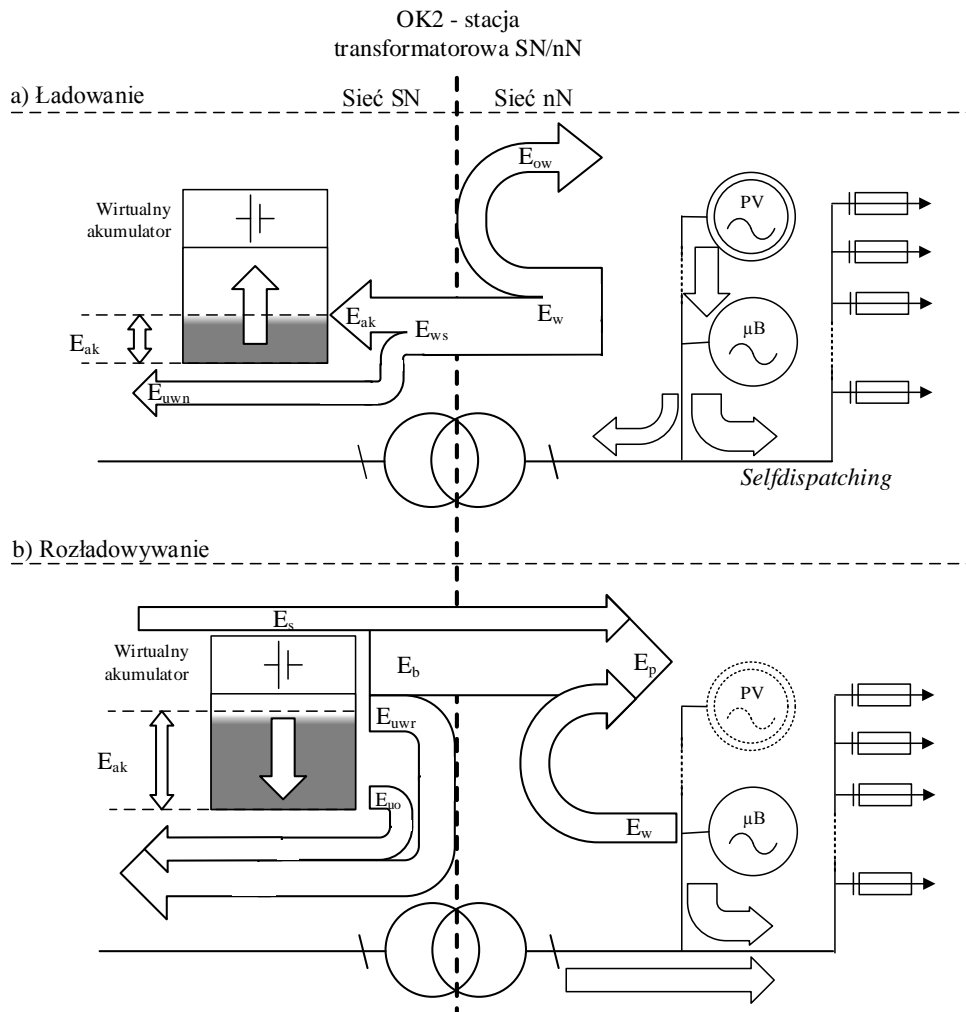
Rys. 7 przedstawia inny sposób rozliczania prosumenta. w tym przypadku współczynnik WNM redukuje energię elektryczną gromadzoną w wirtualnym akumulatorze. Część energii wprowadzonej do sieci E_{ws} , zgodnie z wartością współczynnika WNM, od razu przepada na rzecz sprzedawcy (E_{uw}), co przedstawia równanie (7). Podczas rozładowywania wirtualnego akumulatora, współczynnik WNM nie jest już stosowany.

$$E_{uw} = (1 - WNM) * E_{ws} \quad (7)$$

W tym trybie rozliczania *net meteringu*, gdy energia zgromadzona E_{ak} przekroczy energię pobieraną w okresie bilansowania spoza osłony kontrolnej (E_p), prosument może nic nie zapłacić za energię pobraną z sieci. w przypadku okresu bilansowania równego 365 dni, taki mechanizm zachęca prosumentów do wymiarowania mikroinstalacji nieco powyżej ich rocznego zapotrzebowania na energię.

Przypadek ogólny, uwzględniający zastosowanie dwóch współczynników *net meteringu*, stosownych podczas procesu ładowania i rozładowywania wirtualnego akumulatora, przedstawiony został na przykładzie rozliczenia węzłowego na poziomie osłony OK2. Na rys. 8

przedstawiono schemat spółdzielni energetycznej złożonej ze źródeł OZE (np. pv, mikrobiogazownia) oraz odbiorców. Przykładem takiej struktury może być spółdzielnia/wspólnota mieszkaniowa z własną stacją transformatorową SN/nN oraz własną wewnętrzną siecią dystrybucyjną nN doprowadzającą energię elektryczną do odbiorców końcowych – mieszkańców. w okresach obfitości (rys. 8a), pobór odbiorców zaspokajany jest z lokalnych źródeł OZE (E_o) - wygenerowana energia (E_w) na bieżąco zużywana jest przez odbiorców spółdzielni, a jej nadmiary (E_{ws}) wprowadzane są poprzez stację transformatorową do sieci SN.



Rys. 8. Net metering węzłowy spółdzielni energetycznej

Ładowanie wirtualnego akumulatora uwzględnia współczynnik naliczania zgromadzonej energii WNM_n , w taki sposób, że część energii wprowadzonej do sieci przepada na rzecz sprzedawcy (E_{uw_n}), a część (E_{ak}) zasila wirtualny akumulator, co przedstawiają wzory (8) i (9).

$$E_{uw_n} = (1 - WNM_n) * E_{ws} \quad (8)$$

$$E_{ak} = WNM_n * E_{ws} \quad (9)$$

W okresach niedoborów energii, gdy pobór przekracza moc lokalnej generacji źródeł OZE (rys. 8b), pobór jest zaspokajany z trzech źródeł: 1° E_w - lokalnej generacji OZE

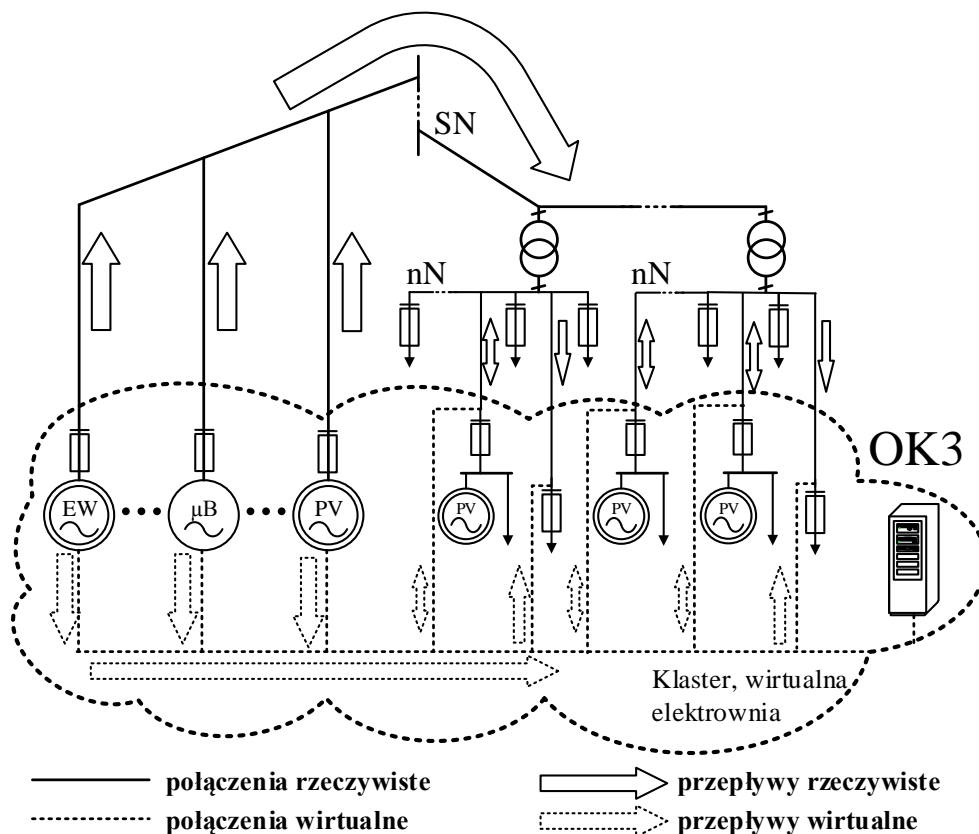
(np. mikrobiogazownia), 2° Eb - wirtualnego akumulatora oraz 3° Es - energii dostarczonej przez sprzedawcę. Podczas „rozładowywania” wirtualnego akumulatora uwzględniany jest współczynnik rozładowywania WNM_r, który zmniejsza ilość energii podlegającej bilansowaniu Eb zgodnie ze wzorem (10), a energia Eu_{wr} przepada na rzecz sprzedawcy.

$$Eb = WNM_r * E_{ak} \quad (10)$$

$$Eu_{wr} = (1 - WNM_r) * E_{ws} \quad (11)$$

Regulacja wartości współczynników NMW_n, NMW_r, naliczania-ładowania i rozładowywania wirtualnego akumulatora WAK, ma wymiar zarówno makro, jak i mikroekonomiczny.

Wirtualny/algorytmiczny *net metering* może być stosowany w rozproszonych strukturach mikrosieci takich jak spółdzielnie, klastry energetyczne oraz wirtualne elektrownie. w takiej strukturze nie wszyscy odbiorcy danego węzła przynależą do mikrosieci, co przedstawia rys. 9, gdzie mikrosieć została wydzielona chmurą, tworząc wirtualną strukturę. Składa się ona ze źródeł OZE NI (np. źródła biogazowe, wiatrowe, fotowoltaiczne) niezależnych inwestorów, indywidualnych instalacji prosumenckich oraz z tradycyjnych odbiorców energii elektrycznej. w rzeczywistej - fizycznej strukturze sieci, znajdują się również pozostali odbiorcy (poza chmurą), którzy nie przynależą do mikrosieci, lecz rozliczają się z innymi dostawcami energii elektrycznej.

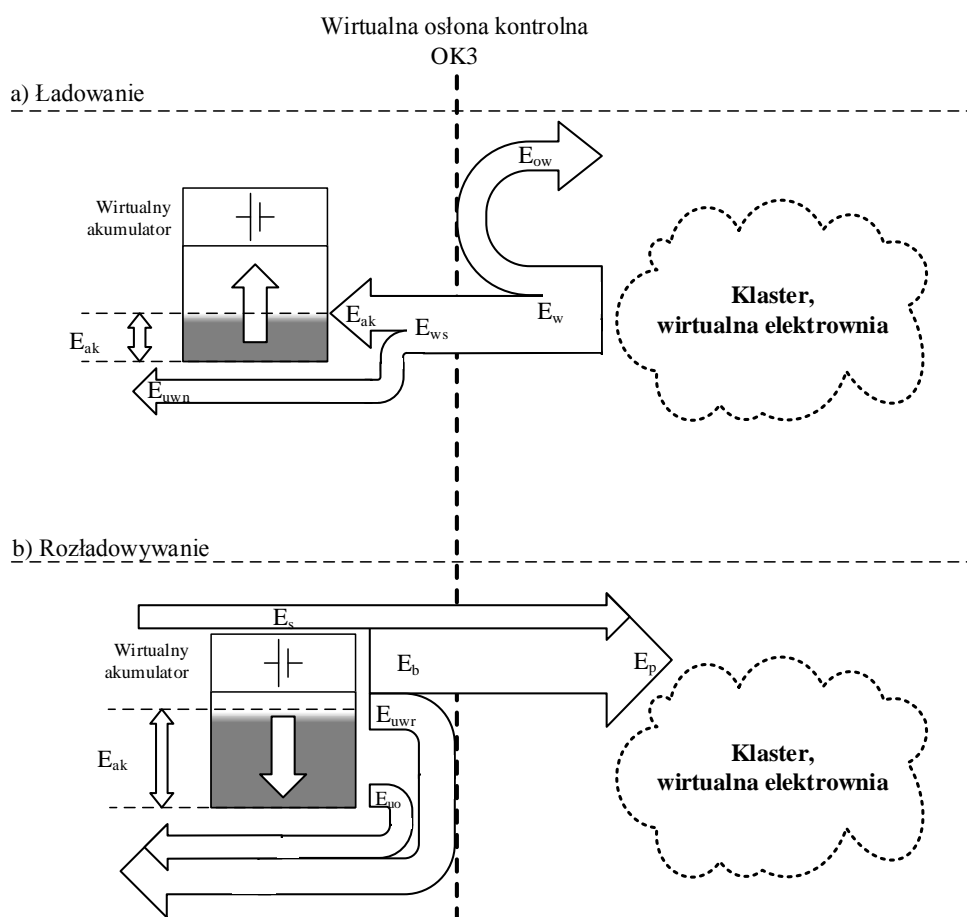


Rys. 9. Klaster, wirtualna elektrownia. Wirtualne i rzeczywiste przepływy energii

Mikrosiecią zarządza koordynator - operator OHT, którego rolą jest m.in. optymalne wykorzystanie zasobów mikrosieci oraz rozliczanie wszystkich jej abonentów – zarówno odbiorców, prosumentów jak i właścicieli źródeł wytwórczych – niezależnych inwestorów.

Abonenci objęci są dwukierunkową komunikacją z systemem IT operatora OHT. Zapewnia ona zdalne odczyty urządzeń pomiarowych oraz przesyłanie komunikatów sterujących i innych informacji w kierunku od operatora OHT do abonentów, dzięki czemu możliwe jest prowadzenie usług regulacyjnych i bilansujących sieci w czasie rzeczywistym. Jedną z takich usług może być usługa wirtualnego *net meteringu*.

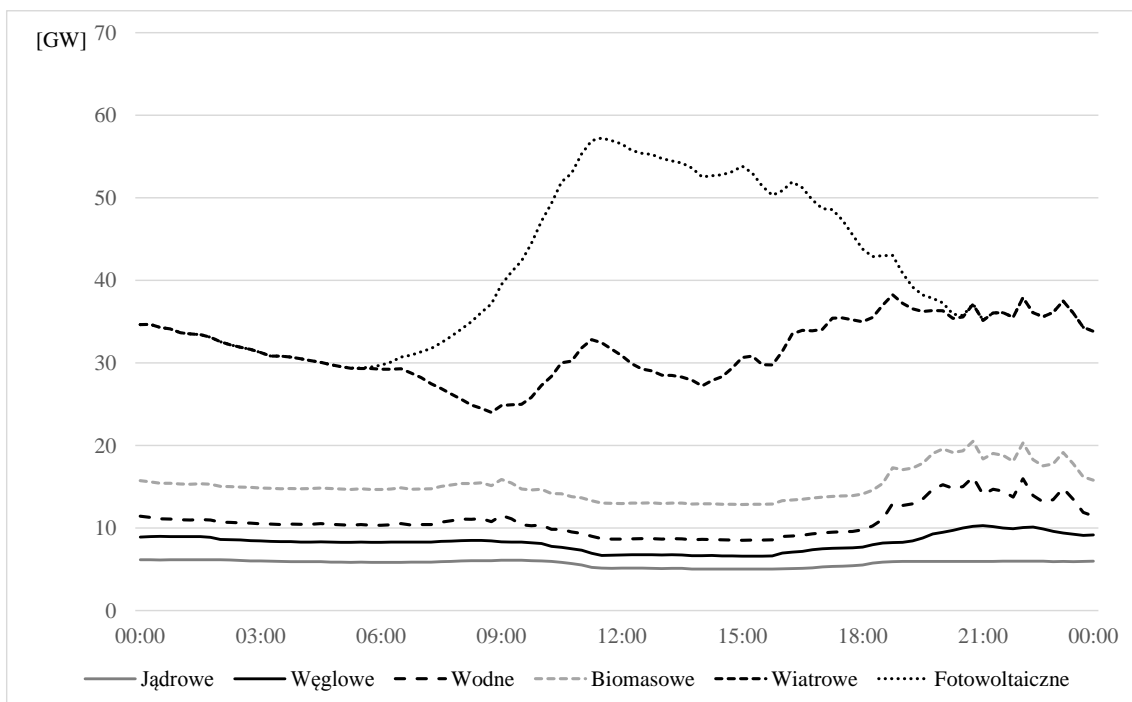
W przypadku *net meteringu* rzeczywistego - węzłowego, połączenie pomiędzy infrastrukturą OSD, a wewnętrzną infrastrukturą mikrosieci następuje w jednym punkcie – w węźle, w którym mikrosieć przyłączona jest do sieci dystrybucyjnej. Punkt ten oddziela infrastrukturę wewnętrzną – prywatną od sieci publicznej. w przypadku wirtualnego *net meteringu* mikrosieć traktowana jest, jak chmura korzystająca z publicznej infrastruktury dystrybucyjnej operatora OSD, a odbiorcy i wytwórcy fizycznie przyłączeni są w różnych punktach tej infrastruktury (rys. 9). Rzeczywiste przepływy energii odbywają się w rzeczywistej sieci, natomiast operator OHT, na podstawie prowadzonych zdalnych odczytów, algorytmicznie agreguje i bilansuje przepływy energii w chmurze oraz rozlicza się z dostawcami wewnętrznymi, zewnętrznymi, odbiorcami i operatorem OSD [10]. Cała chmura traktowana jest, jako wirtualny prosument (rys. 10) i w podobny sposób następować może jej rozliczenie.



Rys. 10. *Net metering* wirtualny

Stacyczny oraz dynamiczny *net metering* i jego parametry. Wprowadzony Ustawą o OZE statyczny współczynnik *net meteringu* nie uwzględnia zmiennych warunków panujących na

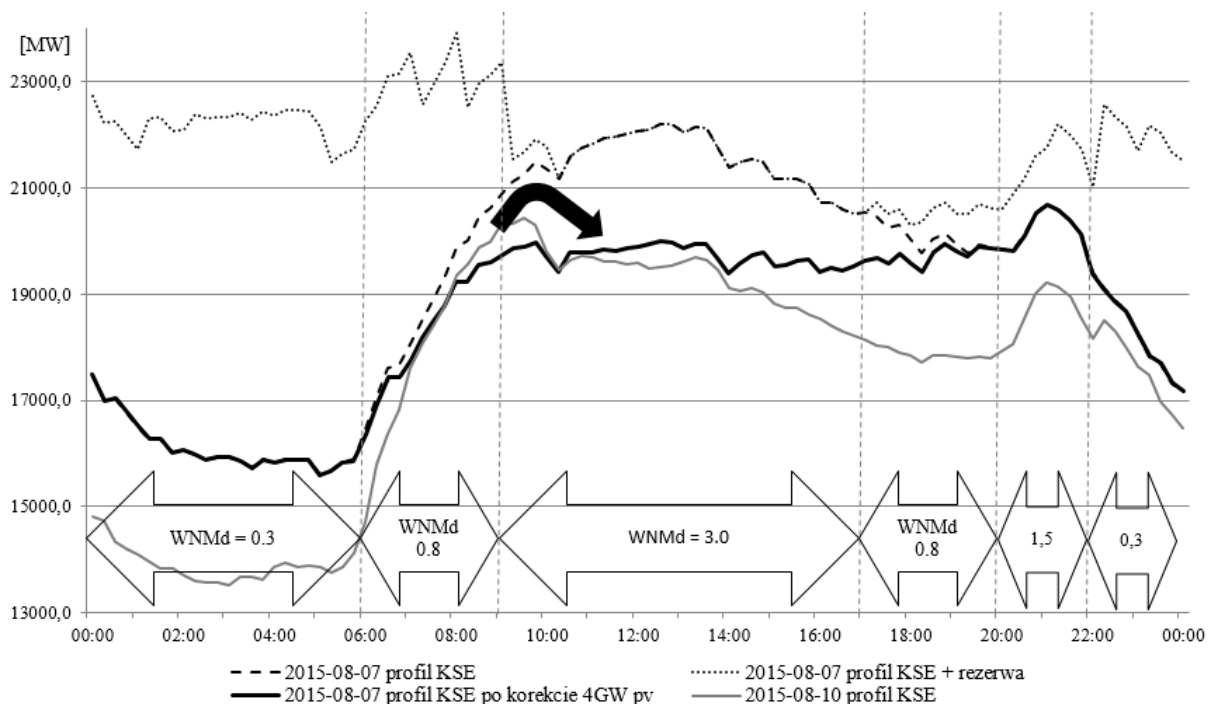
rynku energii, które są związane ze zmianami popytu na energię oraz wahaniami produkcji wymuszonych źródeł OZE (pv, wiatrowych). Obecnie, wahania te są mało istotne, lecz w przyszłości, w miarę postępującego nasycenia sieci źródłami OZE, nabiorą większego znaczenia. Obecnie, w systemie KSE możemy wyróżnić, pojawiające się cyklicznie okresy szczytowe, podszczytowe i pozaszczytowe (doliny nocne), do których dostosowywana jest praca elektrowni WEK. w przyszłości okresy deficytów i nadpodaży energii będą również związane z pracą źródeł OZE z profilem wymuszonym - przykładem jest profil niemieckiego miksu energetycznego z dnia 2016-05-08 (rys. 11) [11]. Statyczny *net metering* zniechęca prosumentów zarówno do aktywnego zarządzania energią, zastosowania zasobników akumulatorowych, jak i nawet korzystania z taryf strefowych, czy też w przyszłości dynamicznych. Obecnie, koszt odebrania wprowadzonych do sieci nadwyżek energii elektrycznej przez prosumenta pozostaje taki sam, bez względu na jego zachowanie. Wprowadzenie statycznego współczynnika WNM na początkowym etapie transformacji energetyki jest działaniem w pełni uzasadnionym, natomiast w przyszłości, w miarę rozwoju i nasycania się sieci źródłami OZE, należy przewidzieć modyfikację tego parametru.



Rys. 11. Skumulowany profil produkcji w wybranych technologiach wytwarzania w Niemczech dnia 2016-05-08

Rozwiązaniem stymulującym rozwój interaktywnego rynku energii, może stać się *net metering* wykorzystujący dynamiczny współczynnik wymiany barterowej WNMD, którego założeniem jest zmienność wartości współczynnika w czasie. Wysoka wartość współczynnika WNMD obowiązująca w okresach deficytów, stymulowałaby podaż energii elektrycznej, wprowadzając premię dla prosumentów, którzy mogliby w tym okresie dostarczyć do sieci energię pochodzącą własnych źródeł OZE, czy zasobników akumulatorowych. w okresach zapotrzebowania szczytowego i w okresach deficytów, współczynnik WNMD mógłby kształtować się nawet powyżej jedności, pozwalając prosumentowi szybciej „ładować” wirtualny akumulator i odebrać w późniejszym terminie więcej energii elektrycznej, niż zostało

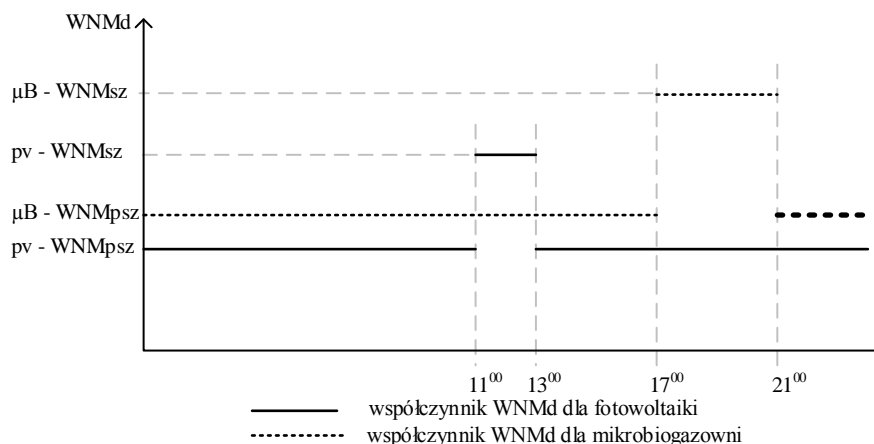
wprowadzone do sieci w okresie deficytowym. rys. 12 przedstawia kryzys, który miał miejsce 10 sierpnia 2015 r., gdzie już od około godz. 9⁰⁰, rezerwy spadły poniżej wymaganego minimum, pociągając za sobą wprowadzenie 20-tego stopnia zasilania [12][14]. w okresie tak silnego deficytu, wysoki współczynnik WNMD spowodowałby reakcję zautomatyzowanych systemów prosumenckich, które zwiększając podaż energii (generacja, zasobniki) zniwelowałyby zagrożenie. w okresach pozaszczytowych, w dolinach profilu zapotrzebowania na moc i okresach nadprodukcji ze źródeł OZE, współczynnik WNMD mógłby przyjmować niskie wartości zniechęcając tym samym prosumentów do wprowadzania w tym czasie energii elektrycznej do sieci. Byłaby to jednak zachęta do zwiększenia zużycia wygenerowanej w źródłach OZE energii elektrycznej na potrzeby własne oraz magazynowania w jej zasobnikach akumulatorowych, czy też samochodach elektrycznych. „Rozładowywanie” wirtualnego akumulatora również powinno być regulowane za pomocą zmiennego w czasie współczynnika, aby zachęcić do poboru energii w okresach, gdy są jej nadmiary i zniechęcić do poboru w okresach deficytowych.



Rys. 12. Net metering – rynkowy mechanizm zarządzania konkurencją między istniejącymi operatorskimi zasobami systemowo-sieciowymi oraz rozwojowymi prosumenckimi zasobami wytwórczo-zasobnikowymi, opracowanie własne, przy współudziale J. Popczyka

Mechanizm dynamicznego *net meteringu* doskonale uzupełnia zastosowanie taryf dynamicznych, które poprzez kształtowanie cen energii wprowadzają w okresach deficytowych mechanizm kary, zniechęcający odbiorców do nadmiernego poboru energii elektrycznej, zmniejszając tym samym popyt w tych okresach. Dynamiczny *net metering* wprowadza natomiast mechanizm nagrody, stymulując podaż energii elektrycznej w okresach niedoborów i popyt w okresach obfitości. Oba rozwiązania interaktywnego rynku energii elektrycznej mogą wspierać się wzajemnie budując zasoby regulacyjno-bilansujące rozproszonych mikrosystemów OZE.

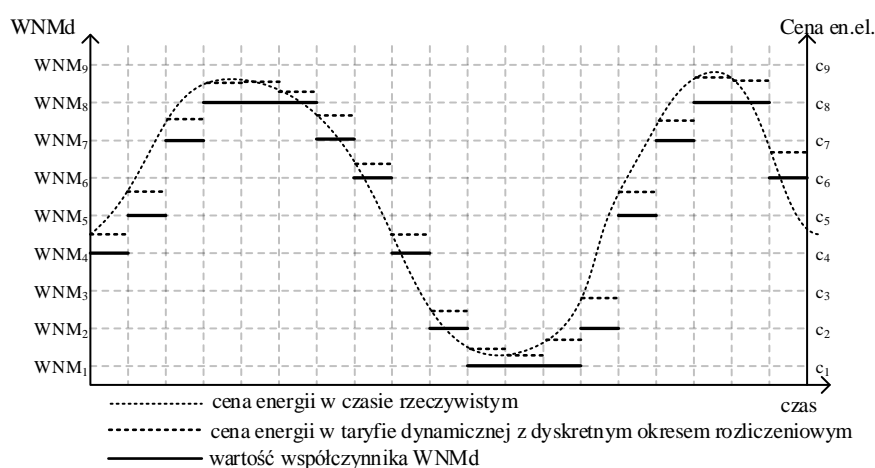
Najprostszym zastosowaniem dynamicznego współczynnika WNMd jest przypadek taryf wielostrefowych wydzielających kilka, zazwyczaj dwa okresy: np. szczytowy i pozaszczytowy. Obecnie stosowane taryfy wielostrefowe, bardzo często nie odzwierciedlają rzeczywistej podaży oraz popytu na energię i wymagają znaczącej przebudowy. Przykładowo, stosowane dziś w taryfach G12x okresy pozaszczytowe obowiązujące w godzinach 13⁰⁰-15⁰⁰ i przypadają na okres silnego zapotrzebowania na energię. w przypadku zastosowania dynamicznego współczynnika *net meteringu*, energia elektryczna wprowadzona do sieci w okresie szczytowym i zmagazynowana w wirtualnym akumulatorze może zostać naliczona ze współczynnikiem WNMSz, o wartości wyższej niż współczynnik dla energii elektrycznej wprowadzonej w okresie pozaszczytowym WNMPsz. Analogicznie, pobór w okresie szczytowym może zostać rozliczony ze współczynnikiem o wyższej wartości, który będzie powodował szybsze „rozładowywanie” wirtualnego akumulatora. Zasady rozliczania *net meteringu* powinny uwzględniać również technologie generacji, aby maksymalnie wykorzystać zalety danego źródła. Przykładowo dla technologii fotowoltaicznych, okresy szczytowe, w których mógłby obowiązywać wyższy współczynnik WNMSz, mogą się zawierać w godzinach szczytu okołopołudniowego tj. w godz. 11⁰⁰-13⁰⁰, natomiast dla mikrobiogazowni w godzinach szczytu wieczornego, a więc w okresie zimowym przykładowo od 17⁰⁰ do 21⁰⁰, a w okresie letnim od 19⁰⁰ do 21⁰⁰ (rys. 13). w przyszłości, gdy nasycenie systemu elektroenergetycznego źródłami pv znacząco wzrośnie, współczynnik WNM dla godzin 11⁰⁰-13⁰⁰ mógłby maleć przeciwdziałając tym samym tworzeniu się niekorzystnego profilu kaczki spowodowanego silną generacją w godzinach okołopołudniowych.



Rys. 13. Dynamiczny współczynnik *net meteringu* zróżnicowany ze względu na technologię OZE (fotowoltaika, mikrobiogazownie)

Obecnie nie wszyscy sprzedawcy w rzetelny sposób rozliczają prosumentów korzystających z taryf strefowych. Niektórzy sprzedawcy nie rozliczają energii wprowadzonej do sieci z uwzględnieniem wskazań liczników rozliczeniowych w poszczególnych taryfach, mimo że posiadają pełne dane w rozbiciu na energię pobraną i wprowadzoną do sieci w stosowanych taryfach. Zamiast tego, energie wprowadzoną do sieci bilansują z uwzględnieniem proporcji, w jakich jest pobierana energia elektryczna z sieci w ramach taryfy prosumenta. Inni sprzedawcy rozliczają energię pobraną i wprowadzoną do sieci w taryfach, lecz niektórzy nie przenoszą niewykorzystanej energii z taryfy szczytowej do pozaszczytowej, natomiast niektórzy przenoszą.

Interaktywny rynek energii elektrycznej i rynek cenotwórstwa czasu rzeczywistego wymaga odejścia od sztywnych taryf strefowych i przejścia do nowych, elastycznych rozwiązań taryfowych wykorzystujących zalety poszczególnych technologii OZE. Rozwiązaniem takim jest taryfa dynamiczna z dynamicznym *net meteringiem*. Implementacja takiego mechanizmu będzie wymagała zastosowania wysokowydajnych systemu teleinformatycznych, zdolnych do dwukierunkowej transmisji danych obejmujących 1° zdalne odczyty urządzeń pomiarowych tradycyjnych odbiorców, prosumentów oraz wytwórców energii elektrycznej, 2° dystrybucję danych dotyczących bieżących i przyszłych cen energii, współczynników *net meteringu* i innych komunikatów systemowych. Reżimy czasowe teletransmisji narzucone będą przez długość okresu naliczania, który początkowo dłuższy, wynoszący np. 1 godzinę, będzie skracany w tendencji do kilku, przykładowo 1-5 minut. w okresach naliczania będą obowiązywały ustalone ceny energii i wartości współczynnika WNMd. Zasadę działania systemu rozliczeniowego obejmującego taryfę dynamiczną oraz dynamiczny *net metering* przedstawia rys. 14. Wraz ze zmieniającym się w czasie rzeczywistym bilansem sieci, ulegała zmianie cena energii elektrycznej. Na podstawie napływających danych, system teleinformatyczny OHT wylicza predykcję ceny energii obowiązującej w najbliższej przyszłości dla poszczególnych grup taryfowych odbiorców (linia przerywana), a wraz z nią obowiązujące prosumentów współczynniki WNMd (linia ciągła). Informacje te są rozsyłane do wszystkich uczestników rynku tak, aby mogli na nie zareagować i dostosować pobór oraz produkcję do warunków panujących na rynku. System teleinformatyczny OHT rejestruje energię pobraną i wprowadzoną do sieci przez poszczególnych użytkowników w poszczególnych okresach naliczania. w przypadku rozliczeń 15-to minutowych będzie to 35040, a dla rozliczeń minutowych 535600 odczytów rocznie dla każdego odbiorcy. Skracając okres naliczania, system taryfy dynamicznej będzie się upodabniać do systemu cenotwórstwa czasu rzeczywistego.



Rys. 14. Dynamiczny *net metering* w taryfie dynamicznej

Algorytmy naliczania, bilansowania i rozliczeniowe. Wprowadzenie dynamicznego *net meteringu* powiązane z taryfą dynamiczną powoduje zmiany w tradycyjnych algorytmach rozliczeniowych energii elektrycznej. w przypadku statycznego *net meteringu* algorytm rozliczeniowy jest bardzo prosty:

1. Wprowadzona do sieci w okresie rozliczeniowym energia elektryczna E_{ws} naliczana jest w wirtualnym akumulatorze, jako E_{ak} , według wzoru (12) lub (14) w zależności od przyjętego sposobu naliczania:

$$E_{ak} = \sum E_{ws} \quad (12)$$

$$E_{ak} = \sum WNM * E_{ws} \quad (13)$$

2. Na zakończenie okresu bilansowania następuje rozliczenie zakupionej od sprzedawcy energii elektrycznej E_s , z uwzględnieniem opustu związanego z ilością „zgromadzonej” w wirtualnym akumulatorze energii E_{ak} , według algorytmu a) lub b) w zależności od przyjętego sposobu rozliczania:

a) Prosument zawsze płaci
 $E_s = E_p - WNM * \text{MIN}(E_{ak}, E_p)$
 $Kz = E_s * c$
 $E_{ak} = 0$

lub

b) Prosument nie zawsze płaci
 $E_s = E_p - \text{MIN}(E_{ak}, E_p)$
 $Kz = E_s * c$
 $E_{ak} = 0$

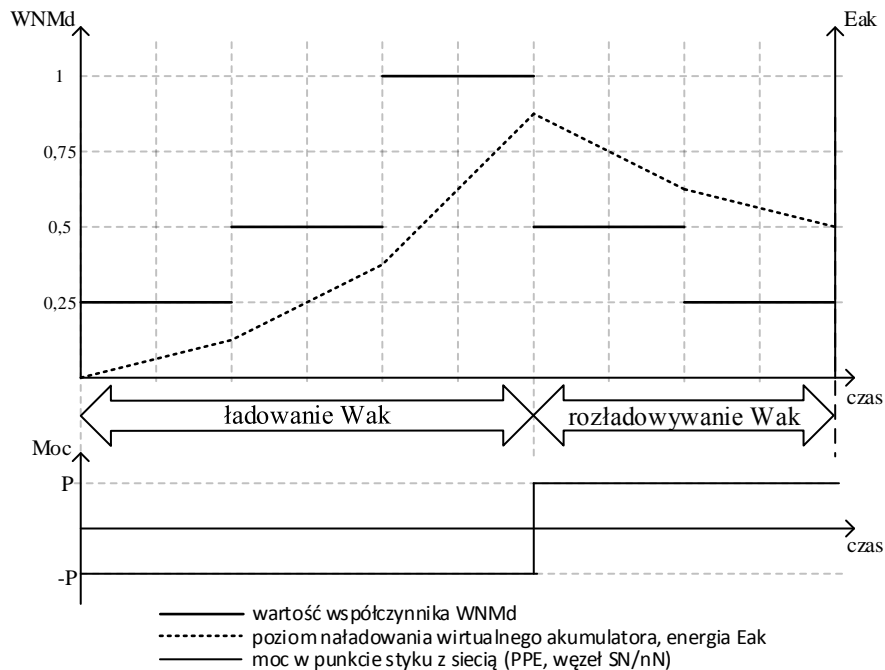
Kz oznacza poniesiony przez prosumenta koszt zakupu energii elektrycznej, c - całkowitą cenę energii elektrycznej (cena energii + opłaty systemowo-sieciowe). Gdy długość okresu bilansowania jest mniejsza lub równa okresowi rozliczeniowemu, niewykorzystana w okresie bilansowania energia przepada na rzecz sprzedawcy. Gdy długość okresu bilansowania jest dłuższa od długości okresu rozliczeniowego i energia E_{ak} przekracza E_p , nadmiar energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci przechodzi na kolejny okres rozliczeniowy, ustawiając stan początkowy wirtualnego akumulatora E_{ak0} .

```
IF Eak > Ep THEN #niewykorzystana energia Eak przechodzi na następny
    Eak0 = Eak - Ep #okres rozliczeniowy, a przepada po okresie bilansowania
```

Niewykorzystany nadmiar energii przepada na rzecz sprzedawcy po okresie bilansowania (obecnie 365 dni). Okres bilansowania liczony jest od dnia wprowadzenia energii do sieci. Wg. Ustawy o OZE, jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci w danym okresie rozliczeniowym przyjmuje się datę odczytu rozliczeniowego, na podstawie którego określana jest energia elektryczna wprowadzona do sieci w całym okresie rozliczeniowym. w obliczeniach nie uwzględniono opłat stałych.

Rozliczanie energii elektrycznej w usłudze dynamicznego *net meteringu* jest bardziej złożone, mimo że również składa się z dwóch faz: 1° fazy naliczania energii zgromadzonej w wirtualnym akumulatorze i 2° fazy rozliczenia końcowego na zamknięciu okresu rozliczeniowego. Jednak w tym wypadku należy uwzględnić fakt, że zarówno wprowadzanie energii elektrycznej do sieci, jak i jej pobór, mogą następować w okresach obowiązywania różnych cen energii i różnych współczynników WNM, co należy zróżnicować podczas procesu rozliczenia. rys. 15 przedstawia proces ładowania i rozładowywania wirtualnego akumulatora

dla dynamicznego *net meteringu*. Założono stałą moc P podczas wprowadzania energii elektrycznej do sieci (proces ładowania W_{ak}) oraz $-P$ podczas jej pobierania (proces rozładowywania W_{ak}).



Rys. 15. Dynamiczny *net metering* w procesie ładowania i rozładowywania wirtualnego akumulatora

Naliczanie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i zmagazynowanej w wirtualnym akumulatorze, w usłudze dynamicznego *net meteringu*, może odbywać się według wzoru (14), gdzie E_{ws_i} oznacza energię elektryczną wprowadzoną do sieci w i -tym okresie naliczania, a $WNMdn_i$ wartość współczynnika *net meteringu* obowiązującego w i -tym okresie naliczania, natomiast n określa ilość okresów naliczania w okresie rozliczeniowym.

$$E_{ak} = \sum_{i=1}^n (E_{ws_i} \cdot NMWdn_i) \quad (14)$$

Przykładowo, zakładając okres naliczania równy 15 minut, a okres rozliczeniowy i bilansowania równy 365 dni, ilość okresów naliczania n w okresie rozliczeniowym wynosi 131400. w przypadku prowadzania do sieci energii w okresie deficytu (współczynnik $WNMdn$ o większej wartości), wirtualny akumulator będzie ładowany szybciej, niż w przypadku wprowadzania energii w okresach jej nadpodaży (współczynnik $WNMdn$ o mniejszej wartości).

Wraz z naliczaniem energii elektrycznej saldowanej w ramach usługi *net meteringu*, operator gromadzi dane o energii elektrycznej pobranej w okresach naliczania, związanych z obowiązywaniem danej wartości współczynnika $WNMdn$ oraz stawki taryfy dynamicznej. Dane te zostaną wykorzystane podczas rozliczenia końcowego danego okresu rozliczeniowego. Koszt zakupu energii elektrycznej K_z w taryfie dynamicznej bez uwzględnienia usługi *net meteringu* przedstawia się wzorem (15) gdzie, E_{p_i} to energia pobrana w i -tym okresie

naliczania, c_i to całkowita cena energii elektrycznej obowiązująca w i -tym okresie naliczania, składająca się z sumy ceny sprzedaży energii elektrycznej i wszystkich jednostkowych kosztów zmiennych (cena energii + opłaty dystrybucyjne zmienne) dla i -tego okresu rozliczeniowego.

$$Kz = \sum_{i=1}^n (Ep_i \cdot c_i) \quad (15)$$

Algorytm końcowego rozliczenia kosztów zakupu energii elektrycznej dla taryfy dynamicznej i dynamicznego *net meteringu* musi uwzględnić wymianę barterową energii elektrycznej E_{ak} , „zgrupowanej” w wirtualnym akumulatorze. Na zakończenie okresu bilansowania następuje zamknięcie tego okresu i energia elektryczna E_{ak} jest rozliczana z energią pobraną E_p w tym okresie. w przypadku dynamicznego *net meteringu* oraz taryf strefowych lub dynamicznych, saldowanie energii elektrycznej pobranej oraz wprowadzonej do sieci musi się odbywać z uwzględnieniem czasu, w którym energia została pobrana - w inny sposób niż w przypadku statycznego *net meteringu*. Umożliwi to rzetelne rozliczenie poboru w powiązaniu z ceną energii oraz obowiązującym w momencie poboru współczynnikiem *net meteringu*, co pozwoli na wyeliminowanie patologii związanych z wymianą barterową pobieranej energii szczytowej (drogiej) saldowanej z produkcją energii pozaszczytowej (taniej) i odwrotnie.

Do rozliczania bilansowania energii elektrycznej w taryfie dynamicznej z wykorzystaniem dynamicznego *net meteringu* proponuje się zastosowanie dynamicznego współczynnika rozliczeniowego *net meteringu* WNM_{dr} zmieniającego swoją wartość w poszczególnych okresach naliczania. Dla tej samej mocy pobieranej, współczynnik WNM_{dr} o wartościach mniejszych od 1 spowoduje wolniejszy „pobór” energii elektrycznej z wirtualnego akumulatora (np. w okresach nadpodaży, obfitości energii elektrycznej), a współczynnik o wartościach większych od 1 szybszy (np. w okresach deficytów). Zastosowanie tego rodzaju rozliczenia wprowadzi mechanizm kary za pobór energii elektrycznej w okresach deficytowych oraz nagrody - bonusu w okresach obfitości. Współczynniki WNM_{dn} oraz WNM_{dr} mogą być wyliczane na bieżąco w momencie ustalania cen obowiązujących w zadanym okresie naliczania taryfy dynamicznej, mogą być również zastosowane limity rozliczenia barterowego ograniczające wykorzystanie wirtualnego akumulatora w poszczególnych okresach rozliczeniowych.

Algorytm rozliczania kosztów zakupu energii elektrycznej przez podmiot korzystający z dynamicznego *net meteringu* i taryfy dynamicznej może przyjmować następującą postać:

```

Kz = 0
FOR i=1..n
  IF Eak > Ep[i] * WNMdr[i] THEN
    Ep[i] = 0
    Eak = Eak - Ep[i] * WNMdr[i]
  ELSE
    Ep[i] = Ep[i] - Eak * WNMdr[i]
    Eak = 0
  END IF
  Kz = Ep[i] * c[i]
END FOR

```

gdzie $Ep[i]$ oznacza energię elektryczną pobraną w i -tym okresie naliczania, $WNM_{dr}[i]$ oznacza wartość współczynnika rozliczeniowego *net meteringu* w i -tym okresie naliczania, $c[i]$ określa całkowitą cenę energii elektrycznej obowiązującą w i -tym okresie naliczania (energia

+ koszty zmienne), natomiast n oznacza ilość okresów naliczania w okresie bilansowania. Wyżej przedstawiony algorytm w pierwszej kolejności „pobiera” energię elektryczną z wirtualnego akumulatora, a następnie, gdy wirtualny akumulator zostanie całkowicie rozładowany, rozlicza pozostałą część energii pobranej z sieci zgodnie z cennikiem sprzedawcy obowiązującym w kolejnych okresach naliczania. Niewykorzystane w okresie bilansowania nadwyżki energii E_{ak} przepadają na rzecz sprzedawcy. Gdy długość okresu rozliczeniowego jest wielokrotnością okresu bilansowania (np. bilansowanie 1 miesięczne, okres rozliczeniowy półroczny), koszt zakupu energii w okresie rozliczeniowym jest sumą kosztów poszczególnych okresów bilansowania wg. wzoru (16), gdzie n określa ilość okresów bilansowania w okresie rozliczeniowym, K_z to sumaryczny koszt zakupu energii w okresie rozliczeniowym, K_{zb_i} jest kosztem zakupu energii w i -tym okresie bilansowania.

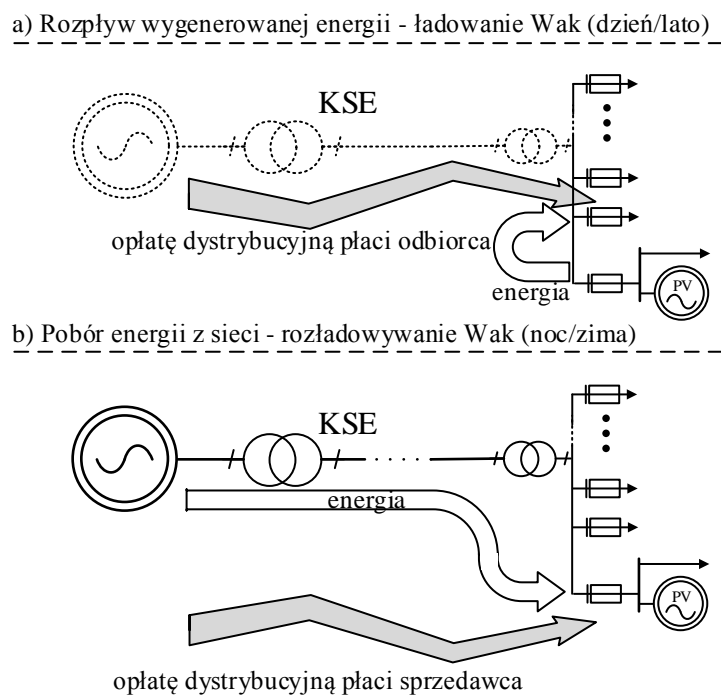
$$K_z = \sum_{i=1}^n K_{zb_i} \quad (16)$$

W przypadku, gdy długość okresu bilansowania jest dłuższa od okresu rozliczeniowego, niewykorzystane nadwyżki energii E_{ak} w i -tym okresie rozliczeniowym mogą przechodzić do następnego okresu rozliczeniowego, ustawiając w nim wartość początkową parametru E_{ak} . Jeśli nie zostaną wykorzystane, to po upływie okresu bilansowania przepadają na rzecz sprzedawcy.

NET METERING, JAKO SUBSTYTUT OPŁATY SYSTEMOWO-SIECIOWEJ NA RYNKU EP-NI

Usługa *net meteringu* może stać się następcą opłat dystrybucyjnych w mikrosieciach takich jak klastry, czy spółdzielnie energetyczne, regulując wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi podmiotami, dodatkowo pełniąc rolę usługi regulacyjno-bilansującej takiej struktury (fundamentalna cecha FC6 rynku wschodzącego). Przebudowa rynku energii elektrycznej wymaga przededefiniowania i nowego podziału rzeczywistych kosztów usług sieciowych w rozbiciu na składniki kosztów 1° dostarczenia energii z systemu zewnętrznego (z systemu KSE, źródeł odległych) do osłony kontrolnej mikrosieci OK3, 2° lokalnej dystrybucji wewnątrz osłony kontrolnej OK3 mikrosieci z wykorzystaniem infrastruktury operatora OSD, 3° lokalnej dystrybucji wewnątrz osłony kontrolnej OK2 z wykorzystaniem własnej infrastruktury mikrosieci (np. spółdzielni energetycznej). Koszty te powinny zależeć od tego, czy przepływ energii elektrycznej odbywa się lokalnie wewnątrz struktury mikrosieci (w obrębie osłon OK2, OK3), czy też z obszarów zewnętrznych – spoza osłony kontrolnej danej mikrosieci, np. z systemu KSE. Istotny jest również stopień zbilansowania mikrosieci, który z upływem czasu będzie się zmieniać na korzyść przepływów wewnętrznych.

Obecne zasady funkcjonowania *net meteringu* powodują, że operator OSD pobiera podwójną pełną opłatę dystrybucyjną bez względu na rzeczywiste przepływy energii: 1° od odbiorcy pobierającego energię elektryczną wygenerowaną przez prosumenta oraz 2° od sprzedawcy rozliczającego energię pobraną przez prosumenta w *net meteringu* (rys. 16), pomimo tego, że uniknął szeregu kosztów dostarczenia energii do odbiorcy i prosumenta.



Rys. 16. Ekwiwalentowanie opłaty systemowo-sieciowej za pomocą *net meteringu*, opracowanie własne

Proponuje się zmianę tej zasady i wprowadzenie innych sposobów naliczania opłaty systemowo-sieciowej poprzez ekwiwalentowanie opłaty systemowo-sieciowej za pomocą *net meteringu* [3]. w tym rozwiązaniu opłaty za wykorzystanie infrastruktury sieciowej nN-SN (w obszarze OK4⁺), łącznie z opłatami za usługi systemowe, są kalibrowane za pomocą 4-wskaźnikowego współczynnika *net meteringu* $WNM_{j,k,l,m}$, gdzie wskaźniki j,k,l,m określają: osłonę kontrolną, rodzaj/technologię źródła wytwórczego, okres bilansowania/grafikowania, okres taryfowania, odpowiednio. Współczynniki muszą zostać tak skalibrowane, aby sprzedaż energii uzyskanej poprzez ich wartości pokryła wszystkie niezbędne koszty utrzymania sieci dystrybucyjnych SN/nN w obrębie osłon kontrolnych OK2, OK3.

Składniki ceny energii elektrycznej u odbiorcy końcowego w aspekcie *net meteringu*.

Obecnie koszt dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy złożony jest z wielu składników. Tabela 2 przedstawia składniki ceny energii w taryfie G po konsolidacji dla 2014 r. Analizując zachodzące od 2014 r. zmiany w składnikach ceny energii, można zauważyć, że składowa zakupu energii elektrycznej od wytwórców uległa zmianom o około 5% w górę, gdyż średnia cena energii na rynku konkurencyjnym za 2014 r. wynosiła 163,58 PLN/MWh, natomiast w III kwartale 2016 r. kształtowała się na poziomie o około 5% wyższym, tj. 171,52 PLN/MWh, podając za URE. Sprzedawca udostępniający usługę *net meteringu* nie ponosi tego kosztu podczas sprzedaży energii elektrycznej pozyskanej z prosumenckiej instalacji OZE.

Prawa majątkowe obejmują obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia zielonych certyfikatów przez podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku OZE lub opłacenia przez nie opłaty zastępczej. Obecnie, w 2017 r. obowiązek OZE w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, z wyjątkiem biogazowni, wynosi 15,4 proc., a obowiązek związany z zakupem certyfikatów wydawanych za produkcję energii w biogazowniach rolniczych

wynosi 0,6 proc. Oznacza to, że dla każdej sprzedanej przez sprzedawcę jednostki energii elektrycznej 16% powinno mieć pokrycie w certyfikatach przedstawionych do umorzenia (w tym 15,4% w PMOZE_A). Wraz z pozyskaniem przez sprzedawcę energii elektrycznej od prosumenta, pochodzącej ze źródła OZE, na sprzedawcę w pełni przechodzą prawa majątkowe do tej energii, tym samym sprzedawca unika kosztów zakupu certyfikatów lub poniesienia opłaty zastępczej. Energia elektryczna w ilości 1 MWh pozyskana z prosumenckiego źródła OZE pozwala sprzedać ponad 6 MWh energii elektrycznej wygenerowanej z paliw kopalnych bez potrzeby zakupu zielonych certyfikatów lub ponoszenia opłaty zastępczej. od 2014 r. znacznie zmieniła się wartość praw majątkowych, gdyż średnioważona cena kontraktów PMOZE_A ze wszystkich transakcji w pierwszym kwartale 2014 r. wyniosła 216,00 PLN/MWh, natomiast w 2016 r. spadła do 73,63 PLN/MWh, aby w grudniu 2016 r. osiągnąć poziom 38,77 PLN/MWh, podając za TGE [15]. Opłata zastępcza w analizowanym okresie wyniosła 300,03 PLN/MWh. Mimo tego część przedsiębiorstw energetycznych preferowała uiszczenie opłaty zastępczej nad umorzeniami certyfikatów, co spowodowało wprowadzenie regulacji prawnych ograniczających możliwość uiszczenia opłaty zastępczej. Dobitnie świadczy to o braku efektywności i nieprawidłowościach w systemie obrotu prawami majątkowymi.

Tab. 2. Składniki ceny energii elektrycznej w taryfie G

Lp.	Oznaczenie	Składniki cenowe w taryfie G po konsolidacji (2014 r.)	Wartość
1	Kz	Zakup energii elektrycznej od wytwórców	182
2	Kpm	Wartość praw majątkowych	26
3	Ktax	Podatki (VAT, akcyza)	136
4	Kws	Koszty własne i marża sprzedawców	53
5	Koj	Opłata jakościowa OSP	8,5
6	Kop	Opłata przejściowa KDT	5
7	Kosp	Koszty OSP (opłata stała i zmienna)	29
8	Kosd	Koszty OSD (opłata stała i zmienna)	184

Kolejną składową ceny energii elektrycznej są podatki takie jak VAT i akcyza. Daniny te w wysokości 23% oraz 20 PLN/MWh odpowiednio, obciążają odbiorcę podczas zakupu energii elektrycznej. Wymiana barterowa nie jest objęta podatkiem VAT, natomiast saldowana w usłudze *net meteringu* energia elektryczna Eb obciążona jest podatkiem akcyzowym w standardowej wysokości 20 PLN/MWh. Celowe jest wprowadzenie zwolnień podatkowych, jako mechanizmu stymulującego rozwój OZE.

Kolejnymi składnikami ceny energii elektrycznej są opłaty jakościowe i przejściowe. Opłata jakościowa związana jest z kosztami utrzymania odpowiednich parametrów energii elektrycznej i odprowadzana jest do OSP, gdyż obecnie usługi systemowe zaalokowane są na poziomie operatora OSP. Wraz z rozwojem klastrów i spółdzielni energetycznych usługi te zostaną przesunięte na poziom lokalny/prosumencki i ten składnik ceny energii pozostanie w rozliczeniu wewnątrzklastrowym. Wymagania dotyczące jakości energii elektrycznej w mikrosieci są zdecydowanie mniej restrykcyjne podczas pracy wyspowej, niż w przypadku

współpracy mikrosieci z siecią elektroenergetyczną. Wraz z tworzeniem się samobilansujących lokalnych obszarów, koszty zapewnienia jakości energii wewnątrz klastra będą spadać wraz ze spadającymi wymaganiami. Na przestrzeni 2014 - 2017 r. opłata przejściowa wzrosła od 3 do 8 zł brutto miesięcznie dla gospodarstw domowych pobierających więcej niż 1,2 MWh/rok i jest uiszczana z tytułu przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych (KDT).

Koszty opłaty przesyłowej OSP związany jest z usługą przesyłu energii elektrycznej sieci zarządzanej przez PSE [14] poza osłoną kontrolną OK3, OK4. Koszty te nie powinny dotyczyć energii elektrycznej przesyłanej lokalnie, tj. wewnątrz osłon OK2, OK3, OK4.

Wzrost opłat OSD w latach 2014-2017 przedstawia tabela 3 Można zaobserwować, że z wyjątkiem zmian na przełomie 2015/2016 r., opłaty te systematycznie rosły. Obecnie dotyczą one lokalnej dystrybucji energii elektrycznej od GPZ do PPE bez względu na strukturę sieci. w przypadkach, gdy właścicielem węzła SN/nN jest przykładowo spółdzielnia energetyczna, spółdzielnia mieszkaniowa, wspólnota mieszkaniowa, a dalsza dystrybucja energii elektrycznej odbywa się w wewnętrznej własnej sieci nN - w obrębie osłony kontrolnej OK2, opłata dystrybucyjna powinna również zostać przemodelowana, aby jej część pozostała w spółdzielni.

Tab. 3 Zmiany taryf dystrybucyjnych w latach 2014-2017 [16]

Lp.	Zmiany taryfy	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017
1	Zmiana taryfy w dystrybucji ogółem	3,1	3,9	-1,6	5,6
2	Zmiana taryfy w dystrybucji dla odbiorców w grupach G	2,1	3,4	-2,0	5,9

W połowie 2016 r. na rynku energii została wprowadzona nowa danina - opłata OZE, obciążająca również prosumentów. Opłata OZE jest daniną obciążającą odbiorców końcowych, a przeznaczona jest do pokrywania kosztów systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych. Początkowo niższa, w wysokości 2,51 PLN/MWh netto, na 2017 r. została podwyższona do wysokości 3,7 PLN/MWh netto, natomiast na 2018 r. została przejściowo obniżona do zera. Opłata OZE dodatkowo obciążona jest podatkiem VAT w wysokości 23%. Wątpliwe jest obciążanie opłatą OZE prosumentów inwestujących własne środki w źródła OZE - użytkownicy źródeł OZE powinni być z niej zwolnieni.

Wobec zmian na rynku energii, związanych z pojawieniem się nowych podmiotów takich jak klastry, spółdzielnie energetyczne oraz prosumenci, ogólne koszty dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy powinny zostać gruntownie przemodelowane, tak, aby dostosować je do zupełnie nowych warunków i nowego modelu systemu elektroenergetycznego. w nowym modelu składniki ceny energii elektrycznej można podzielić na następujące klasy: 1° Kzz - koszty rynkowego zakupu energii elektrycznej od wytwórców zewnętrznych – spoza klastra/spółdzielni. 2° Kwz - koszty zakupu energii elektrycznej od dostawcy wewnętrznego, będącego uczestnikiem klastra energetycznego lub spółdzielni, lecz wyłączonego z *net meteringu*. 3° Kzp – koszty zewnętrznego przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej z wykorzystaniem systemu KSE i sieci OSD - od dostawcy zewnętrznego do osłony kontrolnej klastra, spółdzielni. 4° Kwd – koszty lokalnej dystrybucji energii elektrycznej wewnątrz osłony kontrolnej mikrosieci. Koszt Kwd zależy od rodzaju infrastruktury, z której korzysta mikrościeć – własnej lub udostępnianej przez OSD, a współdzielonej z innymi użytkownikami. Wraz

z wykształcaniem usług bilansująco-regulacyjnych, opłaty za prowadzenie tych usług zostaną przesunięte z podmiotów zewnętrznych, obecnie odpowiedzialnych za te usługi, do wnętrza mikro sieci.

Czynniki warunkujące „konstrukcję” i kalibrację *net meteringu*. Podczas wymiany barterowej energii elektrycznej przesyłanej lokalnie, część składników kosztów dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy końcowego nie jest ponoszona przez sprzedawcę, a liczniki energii elektrycznej pracujące na węzłach poziomu wyższego niż odbywa się wymiana, nie rejestrują takich przepływów. Współczynnik WNM powoduje, że część energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, a pochodzącej z prosumenckich instalacji OZE (oznaczona, jako E_{uw} - energia utracona ze względu na współczynnik WNM), przepada na rzecz sprzedawcy, który może ją sprzedać za pełną stawkę, unikając jednak części kosztów pozyskania tej energii. Na energię elektryczną wprowadzoną przez prosumenta do sieci, a przepadającą na rzecz operatora wpływa również długość okresu bilansowania *net meteringu* w ten sposób, że im krótszy okres bilansowania, tym więcej energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci przepada na rzecz sprzedawcy (oznaczona, jako E_{uo} – energia utracona ze względu na okres bilansowania). Suma energii, która przepada na rzecz sprzedawcy, ze względu na działanie usługi *net meteringu*, została oznaczona, jako E_u i przedstawia się wzorem (17):

$$E_u = E_{uw} + E_{uo} \quad (17)$$

Stosunek ilości energii E_u do energii podlegającej wymianie barterowej E_b został oznaczony, jako współczynnik prosumenckiej utraty barterowej W_{ub} . Czym więcej energii przepada na rzecz sprzedawcy, tym mniej podlega saldowaniu w usłudze *net meteringu* (18), i tym większe korzyści z usługi *net meteringu* osiąga sprzedawca.

$$E_b = E_{ws} - E_u \quad (18)$$

Koszt uniknięty K_u pozyskania energii elektrycznej E_u przez sprzedawcę w usłudze *net meteringu* przedstawiony jest wzorem (19)

$$K_u = K_{zz} + K_{zp} \quad (19)$$

lub w przypadku dobrze zbilansowanego klastra jest równy kosztowi wewnętrznego zakupu K_{wz} (20).

$$K_u = K_{wz} \quad (20)$$

Neutralna wartość współczynnika WNM. w zależności od zwymiarowania współczynnika WNM oraz długości okresu rozliczeniowego, usługa *net meteringu* może przynosić korzyści sprzedawcy, prosumentowi lub być dla nich usługą neutralną, nieprzynoszącą bezpośrednich korzyści finansowych tytułem rozliczenia energii żadnej ze stron. Warunkiem neutralności jest zrównoważenie kosztów saldowania przez korzyści wnoszone przez wymianę barterową i związane z nią transfery części energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez prosumenta na rzecz sprzedawcy. Neutralna wartość współczynnika *net meteringu* ściśle zależy od długości okresu bilansowania. Zasadniczo krótsze okresy bilansowania kształtują neutralną wartość współczynnika WNM na wyższym poziomie, dłuższe okresy na niższym. Związane jest to powstawaniem okresów obfitości energii elektrycznej, której prosument nie jest w stanie zużyć, ani zmagazynować w zadanym okresie bilansowania.

BADANIA SYMULACYJNE *NET METERINGU* NA RZECZYWISTYCH I WIRTUALNYCH OSŁONACH KONTROLNYCH

Net metering na osłonie kontrolnej OK1. Ustawa o OZE wprowadziła mechanizm *net meteringu* na osłonie kontrolnej OK1 prosumenta, różnicując współczynnik WNM w zależności od mocy mikroinstalacji. Osłona kontrolna OK1 obejmuje wewnętrzną instalację elektryczną prosumenta w skład której wchodzi zarówno odbiorniki energii elektrycznej, jak i źródła wytwórcze. Punktem łączącym wewnętrzną instalację elektryczną prosumenta i sieć dystrybucyjną jest punkt poboru energii (PPE), na którym zainstalowany jest rozliczeniowy licznik energii elektrycznej będący własnością OSD.

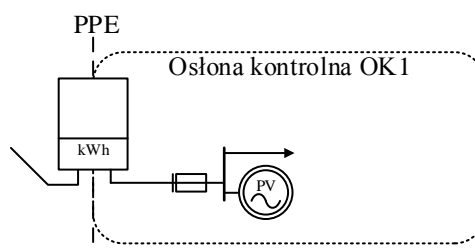
Model symulacyjny dla instalacji prosumenckiej. Badania symulacyjne przeprowadzono na modelu składającym się z fotowoltaicznego źródła wytwórczego oraz zagregowanego poboru energii elektrycznej reprezentującego sumaryczny pobór energii elektrycznej przez wszystkie odbiorniki prosumenta. Schemat modelu przedstawiono na rysunku (rys. 17). Model zasilono rzeczywistymi danymi uzyskanymi z portalu pvmonitor.pl [17], pochodzącymi z mikroinstalacji fotowoltaicznej oraz instalacji rejestrującej zużycie energii elektrycznej dwóch różnych prosumentów o różnym zapotrzebowaniu i różnych strategiach zarządzania poborem, w tym wykorzystania inteligentnej infrastruktury. Dla obu prosumentów przeskalowano instalacje fotowoltaiczne tak, aby generacja pokrywała połowę rocznego zapotrzebowania oraz w kolejnym scenariuszu minimalnie przekraczała roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną. Generację energii elektrycznej ze źródła fotowoltaicznego przeliczono w sposób konserwatywny zakładający nieoptymalne usytuowanie paneli. Parametry poszczególnych instalacji prosumenckich kształtowały się następująco:

Prosument1:

- roczne zużycie energii elektrycznej 7,4 MWh,
- pompa ciepła współpracująca z ogrzewaniem podłogowym, jako jedyne źródło ciepła przeznaczonego do ogrzewania budynku,
- inteligentna infrastruktura zarządzająca poborem energii elektrycznej.

Prosument2:

- roczne zużycie energii elektrycznej 2,8 MWh,
- brak inteligentnej infrastruktury zarządzającej poborem energii elektrycznej, brak pompy ciepła.



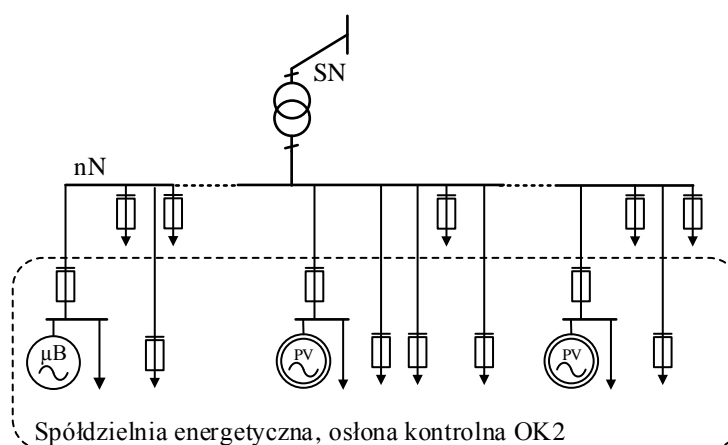
Rys. 17. Schemat modelu instalacji prosumenckiej

W tabeli 4 przedstawiono parametry modeli symulacyjnych dla czterech analizowanych wersji instalacji. Roczne zapotrzebowanie oznacza energię elektryczną zużywaną do zaspokojenia potrzeb prosumenta w skali roku. Dane te nie różnicują źródła pochodzenia energii elektrycznej. „Autokonsumpcja” oznacza energię elektryczną wygenerowaną w instalacji fotowoltaicznej i zużytej w obrębie osłony kontrolnej bezpośrednio na potrzeby odbiorników. „Autokonsumpcja %” określa procent energii elektrycznej pochodzącej ze źródła pv zużytej bezpośrednio na potrzeby odbiorników. w wierszu „Pobrano z sieci” określono energię elektryczną, która została z sieci pobrana, w przypadku braku usługi *net meteringu* energia ta byłaby równa energii elektrycznej zakupionej przez prosumenta.

Tab. 4. Parametry modeli instalacji prosumenckich

	Prosument 1		Prosument 2	
Roczne zapotrzebowanie	7,4 MWh		2,8 MWh	
Moc instalacji PV	4,4 kW	8,5 KW	1,7 kW	3,3 kW
Produkcja roczna z PV	3,87 kWh	7,56 kWh	1,41 MWh	2,88 MWh
Autokonsumpcja	1,9 MWh	2,28 MWh	0,53 MWh	0,66 MWh
Autokonsumpcja %	49 %	30 %	37 %	23 %
Wprowadzono do sieci	1,97 MWh	5,28 MWh	0,88 MWh	2,22 MWh
Pobrano z sieci	5,51 MWh	5,13 MWh	2,26 MWh	2,13 MWh

Model symulacyjny spółdzielni energetycznej. Badania symulacyjne spółdzielni energetycznej przeprowadzono na modelu zbudowanym dla typowej, wiejskiej sieci nN, znajdującej się w obrębie stacji transformatorowej SN/nN, której schemat przedstawia rys. 18.



Rys. 18. Schemat modelu spółdzielni energetycznej

Założono, że w obszarze objętym siecią, znajduje się od 0 do 4 małotowarowych gospodarstw rolnych o powierzchni 15 ha, posiadających po 20 krów oraz 20 sztuk innego bydła, zużywających na cele bytowe i do produkcji mleka 5 MWh. Gospodarstwa wyposażone są w mikrobiogazownię kontenerową Energa 10/PS („KMU-R”) klasy 10 kW [18]. Parametry mikrobiogazowni przedstawia tabela 5.

Tab. 5. Parametry mikrobiogazowni Energa 10/PS („KMU-R”) klasy 10 kW

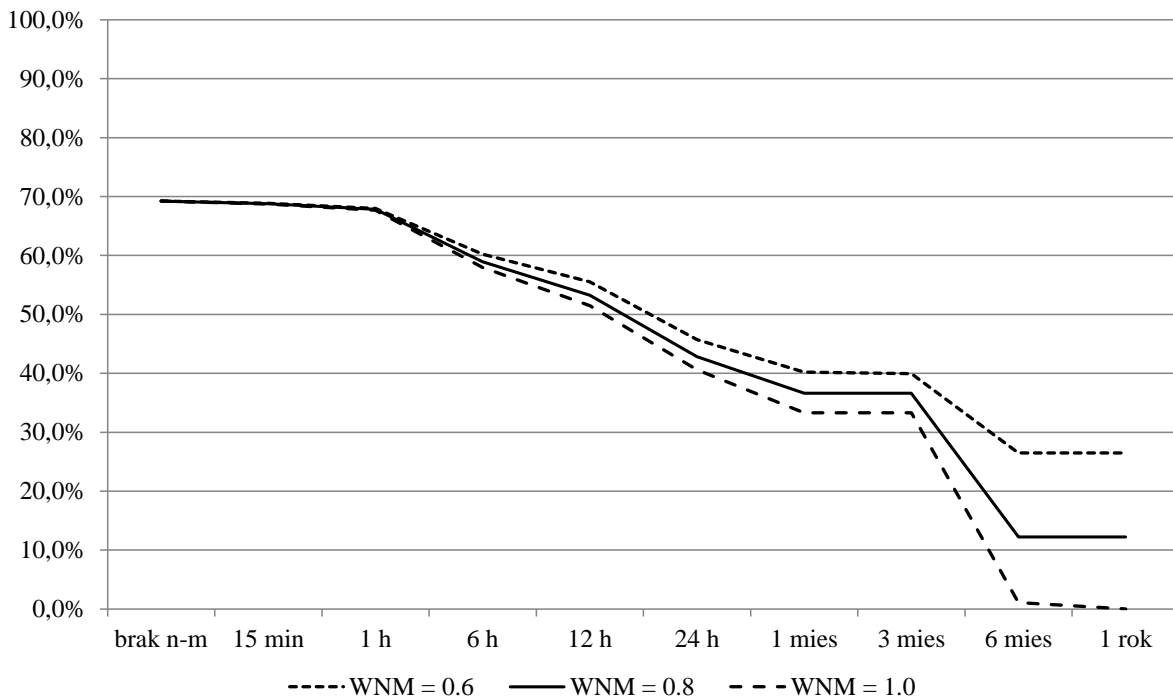
Lp.	Parametr	Wartość
1	Dobowa (równomierna) produkcja biogazu	120 m ³
2	Dobowa produkcja energii elektrycznej	240 kWh
3	Roczna produkcja energii elektrycznej	80 MWh
4	Moc podstawowa	10 kW
5	Zdolność magazynowa energii chemicznej	80 kWh
6	Zdolność magazynowa energii elektrycznej (pełne jednorazowe wykorzystanie zasobnika biogazu)	30 kWh
7	Dopuszczalny czas wyłączenia agregatu kogeneracyjnego	3 h
8	Dopuszczalna moc elektryczna agregatu	20 kW

W obrębie stacji transformatorowej znajdują się domostwa o rocznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną 4 MWh każde. Nie wszystkie domostwa należą do spółdzielni energetycznej, lecz zakłada się przyrost ilości członków spółdzielni w czasie. Część gospodarstw jest wyposażonych w instalacje fotowoltaiczne o mocy 4,4 kW. Zakłada się przyrost instalacji fotowoltaicznych w czasie.

Wyniki badań symulacyjnych dla instalacji prosumenckiej. Podczas badań przeanalizowano wpływ długości okresu bilansowania oraz wartości współczynnika *net meteringu* na energię elektryczną zakupioną przez prosumenta w ciągu roku, w zależności od mocy instalacji fotowoltaicznej oraz sposobu zarządzania zużyciem energii elektrycznej w obrębie osłony kontrolnej. Przyjęto długość okresu bilansowania równą długości okresu rozliczeniowego. Wartość współczynnika *net meteringu* wynosiła 0,6, 0,8 oraz 1, natomiast okres rozliczeniowy przyjmował wartości 15 minut, 1, 3, 6, 12, 24 godziny, 1, 3, 6 miesięcy oraz 1 rok. Niżej przedstawiono wybrane wyniki badań.

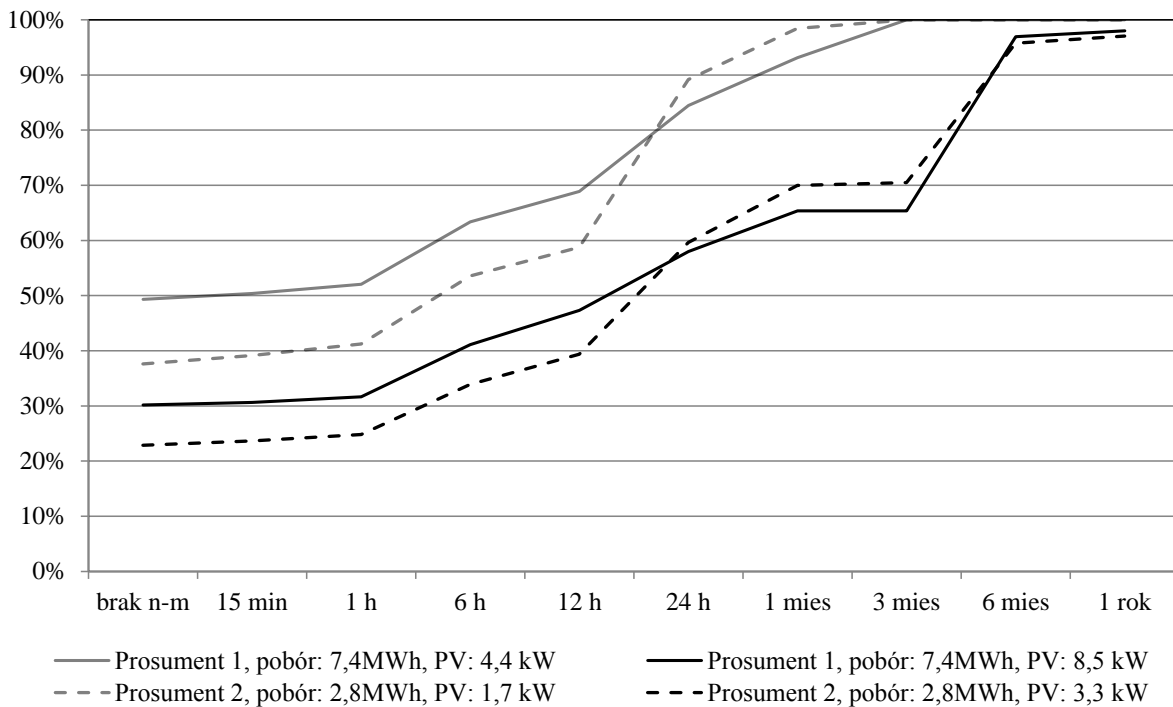
Rys. 19 przedstawia energię elektryczną zakupioną przez prosumenta w ciągu roku w porównaniu do rocznego zapotrzebowania. Wielkość 0% oznacza, że prosument w rozliczeniu rocznym nie dokonał zakupu energii elektrycznej, a 100% jego rocznego zapotrzebowania pokryła generacja z mikroźródła wraz z bilansowaniem w usłudze *net meteringu*. Wartość 30% oznacza, że w rozliczeniu rocznym tylko 30% energii pobranej z sieci zostało pokryte przez instalację fotowoltaiczną i usługę *net meteringu*, a 70% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną zostało pokryte poprzez zakupy od sprzedawcy. Zakłada się, że niezbilansowane nadwyżki energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przepadają na rzecz sprzedawcy.

Linia przerywaną zaznaczono rezultaty symulacji dla współczynnika WNM równego 0,6, linią ciągłą dla współczynnika WNM równego 0,8 oraz linią kropkowaną dla współczynnika równego 1. Wyniki symulacji dla różnych współczynników WNM są zgodne z oczekiwaniami, gdyż wraz ze zmniejszaniem się wartości współczynnika *net meteringu*, proporcjonalnie rośnie energia elektryczna, która została zakupiona przez prosumenta.



Rys. 19. Energia elektryczna zakupiona przez prosumenta w zależności od współczynnika WNM i okresu bilansowania

Ciekawe zjawiska można natomiast zaobserwować analizując długości okresów bilansowania dla czterech wariantów analizowanych instalacji prosumenckich. Można zauważyć, że dla półrocznego i rocznego okresu bilansowania, ilość zakupionej energii elektrycznej dla wszystkich analizowanych rozmiarów instalacji fotowoltaicznych jest minimalna. Wynika z tego, że skrócenie okresu bilansowania z rocznego do półrocznego jest dla prosumentów neutralne i nie przynosi im prawie żadnych strat. Dalsze skracanie okresu bilansowania powoduje różne efekty w zależności od zwymiarowania instalacji fotowoltaicznej. Dla instalacji pv zwymiarowanych tak, aby całkowicie pokryć roczne zapotrzebowanie podczas skracania okresu bilansowania poniżej półrocznego, ilość kupowanej energii elektrycznej wyraźnie rośnie. Dla instalacji pv zwymiarowanych tak, aby pokryć połowę rocznego zużycia energii elektrycznej, ilość zakupionej energii zaczyna zauważalnie rosnąć dopiero po skróceniu okresu bilansowania *net meteringu* poniżej jednego miesiąca. Dla niedowymiarowanych instalacji pv, energię elektryczną wygenerowaną w ciągu dnia i w okresach ładnej pogody, prosument szybko zużywa w nocy oraz w ciągu dnia, w których występują gorsze warunki pogodowe. Dla instalacji pv dopasowanych do rocznego zużycia, w okresie letnim produkcja jest na tyle wysoka, że prosument nie jest w stanie jej zagospodarować i w przypadku okresu bilansowania krótszego niż półroczny, duża część energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przepada po zamknięciu okresu bilansowania, stąd dużo bardziej korzystny dla takiego prosumenta jest półroczny lub roczny okres bilansowania.

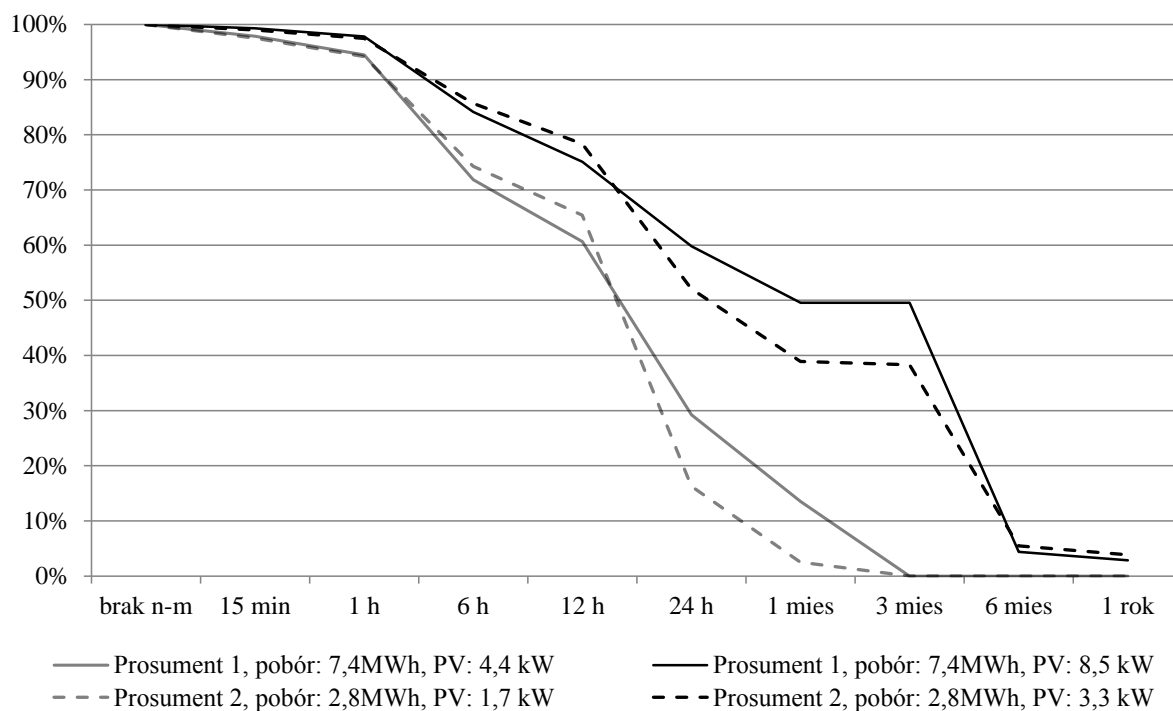


Rys. 20. Zużycie wygenerowanej energii elektrycznej na potrzeby własne z uwzględnieniem usługi *net meteringu* ($WNM = 1$)

Różnice w wykorzystaniu usługi *net meteringu* widać również w zależności od stosowanej przez prosumenta strategii zarządzania energią. w przypadku braku mechanizmów zarządzania energią i braku pompy ciepła w instalacji prosumenckiej (Prosument 2) oraz krótkich okresów bilansowania *net meteringu* (krótszych niż 24 godziny), współczynnik wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby własne jest niższy niż u prosumenta aktywnie zarządzającego energią i korzystającego z pompy ciepła (Prosument 1). w tych przypadkach, aby pokryć swoje zapotrzebowanie, prosument aktywnie zarządzający energią może dokonać mniejszych zakupów, niż prosument, który nie stosuje mechanizmów zarządzania. Sytuacja zmienia się jednak w przypadku wydłużania się okresu bilansowania usługi *net meteringu*. Dla okresu bilansowania dłuższego lub równego 24 godziny, stosunek ilości energii elektrycznej zakupionej do rocznego zapotrzebowania, wyrównuje się dla obu prosumentów premiując tym samym prosumenta, który nie zarządza aktywnie swoim poborem.

Usługę *net meteringu* można porównać do zastosowania zasobnika akumulatorowego o nieskończonej pojemności, określonej sprawności zdefiniowanej współczynnikiem WNM oraz maksymalnym czasie przechowywania zmagazynowanej energii limitowanym okresem bilansowania. Dla krótkich okresów bilansowania (do 24h) przybliżenie takie będzie obarczone niewielkim błędem związanym m. in. z samorozładowywaniem się rzeczywistych zasobników akumulatorowych, co pozwala na wyznaczenie teoretycznej granicy wykorzystania produkowanej energii elektrycznej na potrzeby własne z zastosowaniem zasobników akumulatorowych. rys. 20 przedstawia zależność ilości energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne w usłudze *net meteringu* od okresu bilansowania *net meteringu*. Przedstawiona autokonsumpcja n-m uwzględnia „przechowywanie” w „sieciovym akumulatorze” tej ilości energii elektrycznej, która nie została wykorzystana na bieżące potrzeby własne, lecz została wprowadzona do sieci. Dla instalacji dobranych do rocznego zapotrzebowania na energię, 24

godzinny *net metering*, pozwala na osiągnięcie współczynnika autokonsumpcji n-m na poziomie 58-60%, a w przypadku instalacji mniejszych (zwymerowanych na połowę rocznego zużycia), nawet do 85-90%. Dalsze wydłużanie okresu bilansowania nie przynosi tak znaczących rezultatów, więc przechowywanie energii elektrycznej w rzeczywistych akumulatorach przez okres dłuższy niż doba staje się nieopłacalne.



Rys. 21. Energia elektryczna, która została wprowadzona do sieci i przepada na rzecz sprzedawcy w zależności od okresu bilansowania (WNM = 1)

Korzystanie przez prosumenta z usługi *net meteringu* wiąże się z ponoszeniem pewnych kosztów, które są jednocześnie przychodami dla sprzedawcy. Koszty wymiany barterowej są związane z utratą części wprowadzonej do sieci energii elektrycznej (E_u), która przepada na rzecz sprzedawcy, co w zależności od stosunku ilości energii E_u do E_b , częściowo lub w całości rekompensuje koszty udostępniania usługi *net meteringu*. rys. 21 przedstawia zależności pomiędzy wartością współczynnika *net meteringu* i okresu bilansowania, a ilością energii elektrycznej, która została wprowadzona przez prosumenta do sieci, a następnie przepadła na rzecz sprzedawcy. Można zauważyć, że dla krótkich okresów rozliczeniowych (krótszych niż 12 h) i małych instalacji pv 60-70% energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci przepada na rzecz sprzedawcy, a tylko 30-40% jest odbierane przez prosumenta w usłudze *net meteringu*. Dla instalacji dobranych do rocznego poboru proporcje te wynoszą odpowiednio 75-85% oraz 15-25%. w tym przypadku wydłużenie okresu bilansowania do trzech miesięcy powoduje, że nadal 40-60% wprowadzonej do sieci energii elektrycznej przepada na rzecz sprzedawcy, a dopiero sześciomiesięczny okres bilansowania powoduje osiągnięcie minimalnych strat określonych wartością współczynnika WNM.

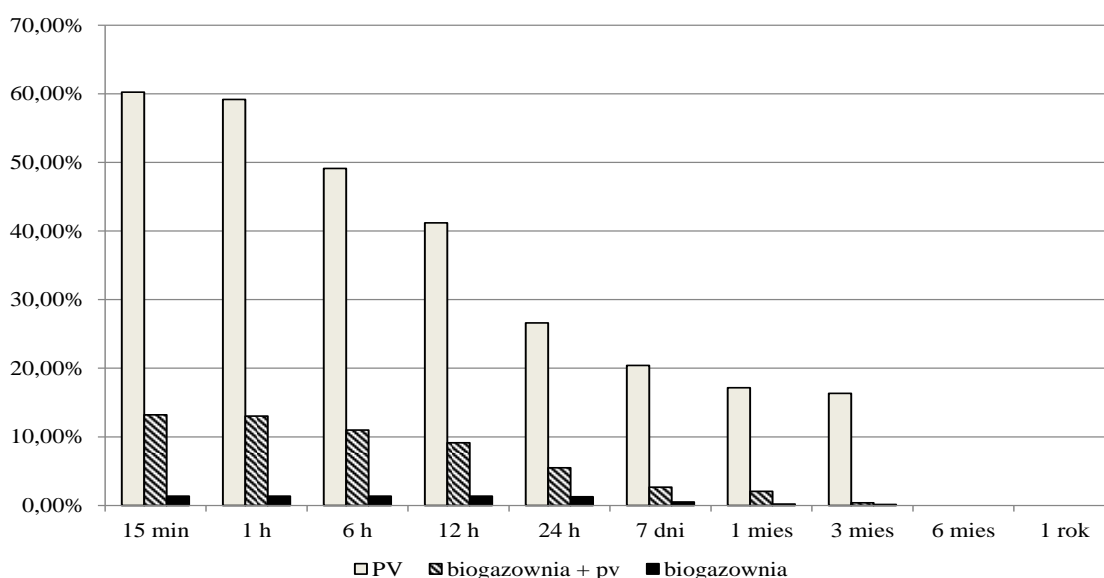
Wyniki badań symulacyjnych dla wirtualnej osłony OK2. Podczas badań przeanalizowano wpływ długości okresu bilansowania oraz miks energetyczny spółdzielni na

niezbilansowane nadwyżki energii wprowadzonej do sieci. Założono pracę spółdzielni energetycznej w sieci nN znajdującej się za stacją transformatorową SN/nN o mocy 100 kVA, dla której roczny pobór energii wynosił 286 MWh. Pozostałe parametry trzech scenariuszy badań przedstawia tabela 6.

Tab. 6. Scenariusze badań symulacyjnych dla wirtualnej osłony OK2

Lp.	Parametr	Roczna produkcja	Zużycie na potrzeby wł.
1	Fotowoltaika, moc 264 kW	238 MWh	94 MWh (39%)
2	Biogazownia, moc 40 kW	267 MWh	263 MWh (99%)
3	Fotowoltaika, moc 100kW + biogazownia o mocy 20 kW	227 MWh	196 MWh (86%)

Rys. 22 przedstawia wyniki badań symulacyjnych dla 3 scenariuszy. Widać na nim wyraźnie, że spółdzielnia energetyczna wyposażona tylko w źródła fotowoltaiczne ma wysoki stopień niezbilansowania produkcji energii elektrycznej sięgający 60% dla krótkich okresów bilansowania *net meteringu*. Powoduje to, że 60% wyprodukowanej energii elektrycznej wprowadzonej do sieci SN przepada na rzecz sprzedawcy. Wydłużenie okresu bilansowania do 24h powoduje, że ilość niezbilansowanej energii elektrycznej spada o ponad połowę – do wartości poniżej 30%. *Net metering* z okresem bilansowania równym 24h można porównać z zasobnikiem akumulatorowym zwymiarowanym tak, by zgromadzić energię elektryczną, która zostanie zużyta w ciągu doby.



Rys. 22. Niezbilansowane nadwyżki, jako procent produkcji w źródłach OZE spółdzielni energetycznej w zależności od długości okresu bilansowania

Spółdzielnia wyposażona w źródła wytwórczo-regulacyjne, jakimi są mikrobiogazownie zmiennej mocy zachowuje się zupełnie inaczej. Dla mikrobiogazowni o sumarycznej mocy 40 kW, zużywa na potrzeby własne prawie całą wygenerowaną energię elektryczną, wprowadzając do sieci SN niewielkie jej nadmiary. Funkcjonowanie spółdzielni energetycznej w tym trybie

umożliwia połączenie elastycznych generatorów z systemem teleinformatycznym regulującym w czasie rzeczywistym pracę mikrobiogazowni.

Trzeci scenariusz obejmujący kombinację instalacji fotowoltaicznych o mocy 100kW i mikrobiogazowni o mocy 20 kW również osiąga bardzo dobre rezultaty. Niebilansowania dla krótkich okresów *net meteringu* sięgają w tym przypadku tylko 13%, a przy wydłużeniu okresu *net meteringu* do 24h spadają do wartości 5,5%. Badania te potwierdzają przydatność łączenia źródeł o pracy wymuszonej (np. fotowoltaicznych) ze źródłami regulacyjno-bilansującymi, jakimi mogą być mikrobiogazownie.

ANALIZA KOSZTÓW KRAŃCOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA RYNKU OZE w ŚRODOWISKU *NET METERINGU*

Już dziś energetyka prosumencka i rozproszona w środowisku cen krańcowych stanowi konkurencję dla energetyki WEK, a wraz ze spadkiem cen dóbr inwestycyjnych dla rynku OZE, tendencja ta będzie się nasilać. Dalsze zwiększenie opłacalności inwestycji w rozproszone źródła odnawialne według zasady kosztów unikniętych pociągną za sobą zapowiadane podwyżki cen energii elektrycznej związane z inwestycjami w nowe źródła wytwórcze na paliwa kopalne oraz ogólnie ze wzrostem opłat systemowo-sieciowych, wynikającym m.in. ze wsparcia dla rynku mocy. Wyniki aukcji nr AZ/1/2017 z dnia 29 czerwca 2017 r. na energię ze źródeł OZE wskazują na ukształtowanie się poziomu cenowego energii pochodzącej ze źródeł fotowoltaicznych między 195 PLN/MWh a 399 PLN/MWh, gdzie średnia cena zakupu energii wyniosła 373 PLN/MWh. Analizując tendencje na rynku OZE należy się spodziewać, że w najbliższych latach ceny te będą spadać i obecnie można je przyjąć, jako ceny maksymalne. Porównując uzyskane podczas aukcji poziomy cenowe energii ze średnią ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w I kwartale 2017 wynoszącą 160 PLN/MWh, można uznać, że źródła OZE nie osiągnęły jeszcze parytetu cenowego na miedzianej płycie, jednak po uwzględnieniu kosztów opłat systemowo-sieciowych, które ponoszą odbiorcy, rozproszona energetyka OZE już dziś jest konkurencyjna względem energetyki WEK. Procesy te kształtują fundamentalną cechę rynku wschodzącego (FC7) w postaci zasady, że alokacja inwestycji wytwórczych odbywa się zgodnie z sekwencją, którą rządzi ekonomika kosztów krańcowych (długoterminowych) i kosztów unikniętych.

Niżej przedstawiono wyliczenia kosztów krańcowych energii elektrycznej oraz kosztów unikniętych dla podmiotów funkcjonujących w obrębie osłon kontrolnych OK1 (gospodarstwa domowe - jednorodzinne domy mieszkalne), OK2 (wirtualne elektrownie, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe) na obszarach miejskich oraz wiejskich w zależności od zastosowanych współczynników *net meteringu*. Przedstawione obliczenia uwzględniają finansowanie własne bez uwzględnienia zmian kosztów pieniądza w czasie oraz kredytowe. Tego rodzaju finansowanie jest typowe dla instalacji prosumenckich. Dla klastra energetycznego w powiecie referencyjnym przeprowadzono obliczenia wymiarowania współczynników *net meteringu* dla wybranych technologii OZE z uwzględnieniem restrukturyzacji opłaty systemowo-sieciowej w postaci ekwiwalentowania jej za pomocą *net meteringu* (fundamentalna cecha rynku wschodzącego FC6). w tym modelu przyjęto złożony sposób finansowania łączący ze sobą finansowanie projektowe (inwestorskie) dla elektrowni

wiatrowych i biogazowych oraz prosumenckie dla prosumenckich instalacji fotowoltaicznych i mikrobiogazowni.

Analizy kosztów krańcowych i unikniętych dla instalacji OZE na osłonach kontrolnych OK1 i OK2 zostały wykonane w odniesieniu do 1 MWh rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną przez analizowane podmioty, z uwzględnieniem następujących założeń:

Koszty inwestycyjne, koszty obsługi, koszty finansowe. Fotowoltaika. Koszt inwestycyjny instalacji fotowoltaicznej został zróżnicowany ze względu na moc znamionową instalacji. Dla instalacji prosumenckich o mocach znamionowych do 10 kW został przyjęty na 4500 PLN/kW, dla instalacji o mocach 10-40 kW na 4300 PLN/kW, natomiast dla spółdzielni energetycznych na terenach miejskich, instalujących źródła PV o mocach większych niż 40 kW na 4000 PLN/kW. Ze względu na bezobsługowość dachowych instalacji fotowoltaicznych, w obliczeniach został pominięty koszt obsługi i konserwacji. Moc znamionową instalacji PV dobrano tak, aby dostosować ją do rocznego zapotrzebowania na energię. Dla 1 MWh rocznego zapotrzebowania przyjęto 1 kW mocy znamionowej instalacji PV.

Biogazownie. Koszt inwestycyjny mikrobiogazowni o mocy znamionowej 20 kW przyjęto w wysokości 40 tys. PLN/kW zainstalowanej mocy znamionowej. Uwzględniono remont kapitalny jednostki napędowej generatora po każdym pięciu latach pracy i wymianę w ósmym oraz szesnastym roku pracy. Koszt pozyskania biomasy oraz obsługi serwisowej biogazowni został przyjęty w granicach od 24 tys. do 56 tys. PLN rocznie, co daje 150 do 350 PLN/MWh wygenerowanej energii elektrycznej. Dolna granica traktuje biomasę, jako uciążliwy i kosztowny w utylizacji substrat. w obliczeniach uwzględniono oszczędności wynikające z zagospodarowania ciepła produkowanego w generatorze, przy cenie jednostkowej ciepła wynoszącej 150 PLN/MWh. Ze względu na małą liczbę produkowanych w Polsce mikrobiogazowni można przyjąć, że wraz z ich popularyzacją i związaną z tym produkcją seryjną, koszty inwestycyjne oraz obsługi będą maleć.

Kogeneracja gazowa. Koszt inwestycyjny dla systemu kogeneracji gazowej o mocy elektrycznej i cieplnej wynoszącej 40 kW i 80 kW odpowiednio, został przyjęty w wysokości 5 tys. PLN/kW. Koszt ten uwzględnia remont kapitalny jednostki napędowej kogeneratora po każdym 7 latach pracy silnika i wymianę w 12 roku pracy. Zakładając czas pracy równy 4000 godzin rocznie, przyjęto koszt zakupu paliwa (gazu ziemnego bądź LPG) łącznie z kosztem serwisowania instalacji w wysokości 650 PLN/MWh wygenerowanej energii elektrycznej.

Koszty finansowe. Przyjęto dwa modele wyliczeń: samofinansowanie bez uwzględnienia kosztów pieniądza w czasie oraz model uwzględniający koszt kredytowania inwestycji. Dla finansowania kredytowego przyjęto udział własny w wysokości 30%, 10-cio letni okres kredytowania, jednorazową prowizję w wysokości 3% oraz spłatę kredytu w stałych ratach przy oprocentowaniu wynoszącym 5% rocznie.

Wydajność, czas życia technologicznego. Fotowoltaika. w polskich warunkach PV pozwala na wygenerowanie około 1 MWh/kW mocy znamionowej paneli. Uwzględniając postępującą w czasie degradację paneli do 80% sprawności po 25 latach, przyjęto średnioroczne uzyski w wysokości 0,9 MWh/kW mocy znamionowej. Przyjęto 25 letni czas życia technologicznego instalacji fotowoltaicznej.

Biogazownie. Roczna wydajność źródła biogazowego przyjęto na 8 MWh energii elektrycznej oraz 16 MWh ciepła na 1 kW mocy podstawowej. Przyjęto 25 letni czas życia technologicznego, uwzględniając remont kapitalny jednostki napędowej generatora po każdym pięciu latach pracy i wymianę w ósmym oraz szesnastym roku pracy.

Kogeneracja gazowa. Czas pracy kogeneratora przyjęto na 4 tys. godzin rocznie, roczną wydajność 4 MWh energii elektrycznej oraz 8 MWh ciepła na 1 kW mocy podstawowej. Przyjęty 25 letni czas życia technologicznego, uwzględnia remont kapitalny jednostki napędowej kogeneratora po każdym 7 latach pracy i wymianę w 12-tym roku pracy.

Bieżące i długookresowe koszty zakupu energii elektrycznej. w opracowaniu przyjęto bieżące koszty zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę indywidualnego w wysokości 600 PLN/MWh. Zakładając inwestycje energetyki WEK w nowe źródła wytwórcze wykorzystujące paliwa kopalne, w długim terminie należy uwzględnić wzrost ceny energii z poziomu 180 PLN/MWh do poziomu około 350 PLN/MWh dla nowych bloków węglowych. Dodatkowo, tworzony rynek mocy spowoduje wzrost opłat systemowo-sieciowych o około 35 PLN/MWh. w takim scenariuszu koszt zakupu energii elektrycznej na osłonie OK1 wzrośnie z 600 PLN/MWh do wartości około 800 PLN/MWh. w wariantcie uwzględniającym powstanie węglowo-jądrowo-gazowego miksu energetycznego, koszt zakupu energii elektrycznej wraz z opłatami systemowo-sieciowymi na osłonie OK1 może wzrosnąć nawet do około 1000 PLN/MWh. w tych wariantach obliczeń, w których nie uwzględniono *net meteringu* lecz założono sprzedaż nadmiarów wygenerowanej energii elektrycznej, przyjęto następujące ceny sprzedaży energii elektrycznej: 150, 350, 580 PLN/MWh dla wyżej wymienionych krajowych mikсів energetycznych. Przyjęto, że przychody uzyskane ze sprzedaży energii z własnego źródła zostaną przeznaczone na zakup energii od sprzedawcy, zmniejszając kwotę wydatkowaną na energię elektryczną w analizowanym okresie.

OK1 – budownictwo jednorodzinne (jednorodzinne gospodarstwo domowe)

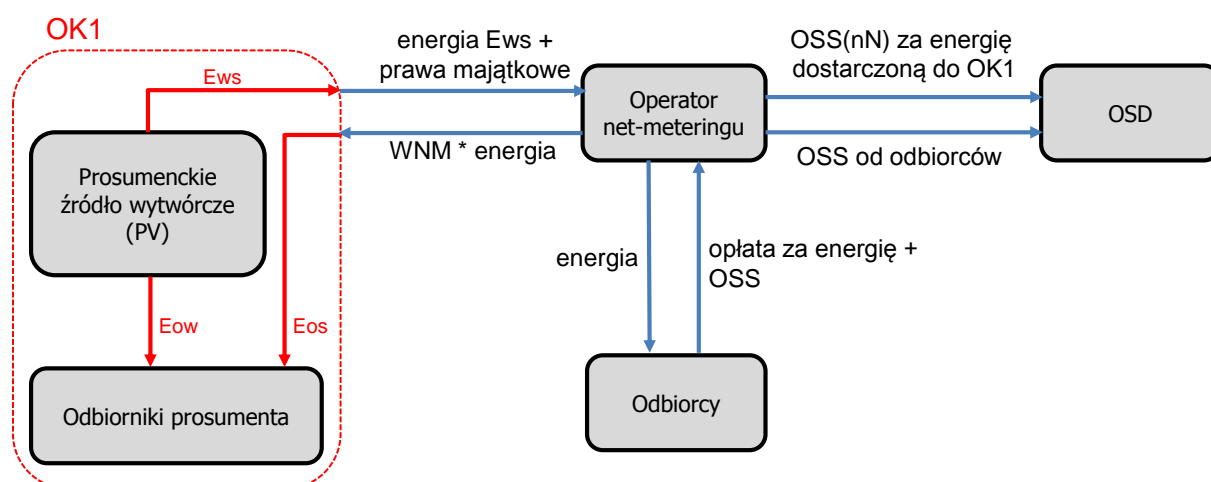
Wprowadzona w życie Ustawa o OZE pozwala prosumentom na instalację mikroźródeł OZE o mocy elektrycznej do 40 kW lub cieplnej w skojarzeniu do 120 kW. Jednak ze względu na koszty, bezobsługowość i prostotę instalacji, zdecydowana większość instalacji prosumenckich to instalacje fotowoltaiczne. w trakcie życia technologicznego instalacja o mocy znamionowej 1 kW wyprodukuje około 22,5 MWh energii elektrycznej. Zakładając konserwatywnie, że 30% wygenerowanej energii elektrycznej zostanie zużyte by bezpośrednio pokryć zapotrzebowanie odbiorników, w ciągu 25 lat prosument uniknie zakupu 6,75 MWh energii elektrycznej na 1 kW zainstalowanej mocy znamionowej źródła PV, natomiast pozostała część energii zostanie wprowadzona do sieci (E_{ws}) i rozliczona w inny sposób. Założenie to jest konserwatywne, gdyż zastosowanie routerów OZE, zasobników akumulatorowych oraz technologii Internetu Rzeczy pozwala na zmniejszenie odsetka energii elektrycznej wprowadzanej do sieci. Inwestorami tworzącymi prosumenckie zasoby OZE w segmencie budownictwa jednorodzinnego są osoby indywidualne - właściciele nieruchomości, którzy często finansują inwestycje ze środków własnych.

Rys. 6, 7 przedstawiają model przepływu energii elektrycznej w obrębie osłony kontrolnej OK1 prosumenta korzystającego z *net meteringu*, natomiast uproszczony model

rozliczeniowy prosumenta korzystającego z *net meteringu* na osłonie OK1 przedstawia rys. 23. Energia elektryczna wygenerowana w źródle PV bezpośrednio zasila odbiorniki prosumenta znajdujące się wewnątrz osłony kontrolnej (E_{ow}), a jej nadmiary są wprowadzane do sieci (E_{ws}), „zasilając” wirtualny akumulator. w czasie, gdy generacja własna nie wystarcza do pokrycia zapotrzebowania odbiorników (np. w nocy), energia pobierana przez prosumenta, jest rozliczana z operatorem *net meteringu* z uwzględnieniem współczynnika WNM, „rozładowując” wirtualny akumulator. Niedobory energii, które nie mają pokrycia w energii wprowadzonej przez prosumenta do sieci w okresie bilansowania (po „wyczerpaniu” wirtualnego akumulatora), rozliczane są na zasadach ogólnych. Pozostali odbiorcy przyłączeni do sieci rozliczani są na zasadach ogólnych. Prawa majątkowe oraz część energii wprowadzonej przez prosumenta do sieci (współczynnik WNM) przypadają na rzecz operatora *net meteringu*, który może tę energię sprzedać na zasadach ogólnych pozostałym odbiorcom. Obecnie, za energię dostarczaną prosumentowi w ramach *net meteringu*, operator *net meteringu* uiszcza operatorowi OSD pełne opłaty systemowo-sieciowe. Odbiorcy pobierający energię wprowadzoną przez prosumenta do sieci również uiszczają na rzecz operatora OSD pełne opłaty systemowo-sieciowe pomimo tego, że energia rozplywa się (obecnie przy niskim wysyceniu sieci źródłami PV) tylko wewnątrz sekcji sieci nN, a operator OSD uniknął dużej części kosztów takiej dostawy. Proponuje się, aby za energię dostarczaną prosumentowi w ramach *net meteringu* (OK1) operator *net meteringu* korzystający z publicznej sieci, był obciążany tylko tą częścią opłaty systemowo-sieciowej, która jest związana z dystrybucją energii elektrycznej w obrębie sieci nN.

Analiza kosztów krańcowych i kosztów unikniętych dla prosumenckiej instalacji fotowoltaicznej została wykonana w 4 wariantach *net meteringu*:

1. *Net metering* ze współczynnikiem $WNM=1,0$.
2. Instalacja PV o mocy do 10kW i istniejący stan prawny (*net metering*, $WNM=0,8$).
3. Instalacja PV o mocy powyżej 10kW i istniejący stan prawny (*net metering*, $WNM=0,7$).
4. Brak *net meteringu*, sprzedaż energii po średniej cenie na rynku konkurencyjnym.



Rys. 23. Model rozliczeniowy prosumenta

Bilans energii oraz koszty krańcowe inwestycji we własne źródła prezentuje tab. 7. w obecnych warunkach prawnych, koszty krańcowe energii elektrycznej w praktyce inwestycyjnej prosumenta z segmentu ludnościowego kształtują się na poziomie poniżej 250 PLN/MWh, ograniczając przy tym zakup energii elektrycznej o ponad 75%. w przypadku inwestycji kredytowanej, wzrastają do poziomu około 280-300 PLN/MWh.

Tab. 7. Bilans energii i koszty krańcowe, OK1, koszt energii 600 PLN/MWh

WNM	Energia rocznie [MWh]				Koszty krańcowe	
	Zużycie własne	Bilansowane	Redukcja zakupu	Zakupiona	finansowanie wł.	kredyt
1	0,27	0,63	0,9	0,1	200	242
0,8	0,27	0,504	0,77	0,23	232	281
0,7	0,27	0,441	0,71	0,29	242	292
0	0,27	0	0,43	0,57	421	508

W tabeli 8 przedstawiono koszty uniknięte i prosty okres zwrotu prosumenckiej instalacji fotowoltaicznej dla trzech poziomów kosztów zakupu energii elektrycznej. Dla obecnie obowiązujących warunków *net meteringu* i kosztów zakupu energii elektrycznej, inwestycja w prosumenckie źródło OZE już jest opłacalna. Przy cenie montażu 1 kW PV na poziomie 4500 PLN i finansowania własnego, prosty okres zwrotu kształtuje się na poziomie około 10 lat, natomiast dla inwestycji kredytowanej na około 12 lat. w przypadku wzrostu kosztów zakupu energii z KSE, wyraźnie wzrasta opłacalność inwestycji we własne źródła OZE - w takich warunkach należy spodziewać się masowego ograniczenia odbioru energii elektrycznej z systemu KSE przez odbiorców indywidualnych.

Tab. 8. Roczne koszty uniknięte i prosty okres zwrotu dla scenariuszy wzrostu cen energii elektrycznej na OK1

WNM	600 PLN/MWh			800 PLN/MWh			1000 PLN/MWh		
	Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu	
		fin. wł.	kredyt		fin. wł.	kredyt		fin. wł.	kredyt
1	540	8,3	10,1	720	6,3	7,6	900	5,0	6,0
0,8	464	9,7	11,7	619	7,3	8,8	774	5,8	7,0
0,7	426	10,1	12,2	569	7,6	9,1	711	6,1	7,3
0	257	17,5	21,2	437	10,3	12,5	635	7,1	8,6

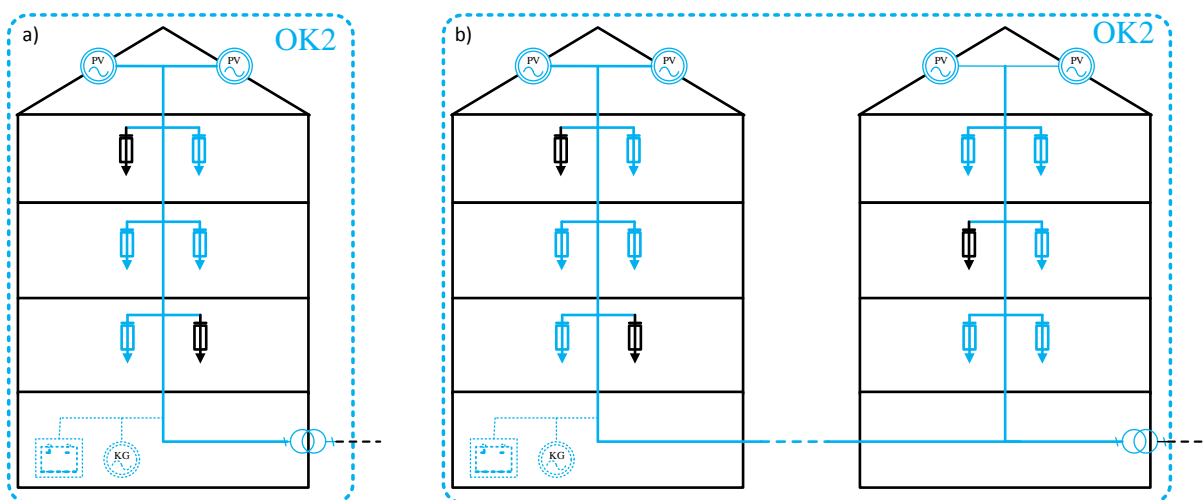
Na wysoki potencjał rozwoju energetyki prosumenckiej finansowanej ze środków własnych prosumentów wskazuje utrzymujący się trend wzrostowy aktywów finansowych gospodarstw domowych, których suma w I kwartale 2017 r. przekroczyła wg. danych NBP 1953 mld PLN, tj. była wyższa o 8,7% w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Uwzględniając obecnie obowiązujące niskie stopy procentowe, niskie poziomy

oprocentowania lokat, podatek od dochodów kapitałowych oraz inflację, stopy zwrotu z inwestycji we własne źródła energii elektrycznej przedstawiają się korzystnie. Dodatkowymi atutami takich inwestycji jest zwiększenie wartości nieruchomości, możliwość stopniowej realizacji i niewielkie ryzyko.

OK2 – obszary miejskie i wiejskie

W zależności od stopnia urbanizacji obszarów, na których będą powstawały spółdzielnie energetyczne, można wyróżnić dwa podstawowe modele funkcjonujące na obszarach miejskich oraz wiejskich.

Budownictwo wielorodzinne (spółdzielnie, wspólnoty mieszkaniowe). Naturalną technologią wytwórczą na terenach miejskich jest technologia fotowoltaiczna wykorzystująca panele instalowane na dachach budynków. Takie instalacje nie wymagają dodatkowych terenów, nie powodują degradacji środowiska naturalnego, lecz pozwalają w maksymalnym stopniu wykorzystać obszary zajęte już przez budownictwo mieszkalne, usługowe, czy przemysłowe. w przypadku istnienia sieci gazowniczej lub możliwości zainstalowania zbiorników na gaz płynny, fotowoltaika może współpracować z systemem kogeneracji gazowej. Obu technologiom sprzyja duże zagęszczenie odbiorców energii elektrycznej oraz ciepła potrzebnego do ogrzewania budynków oraz c.w.u, zwłaszcza na obszarach pozbawionych dostępu do miejskiej sieci ciepłowniczej.

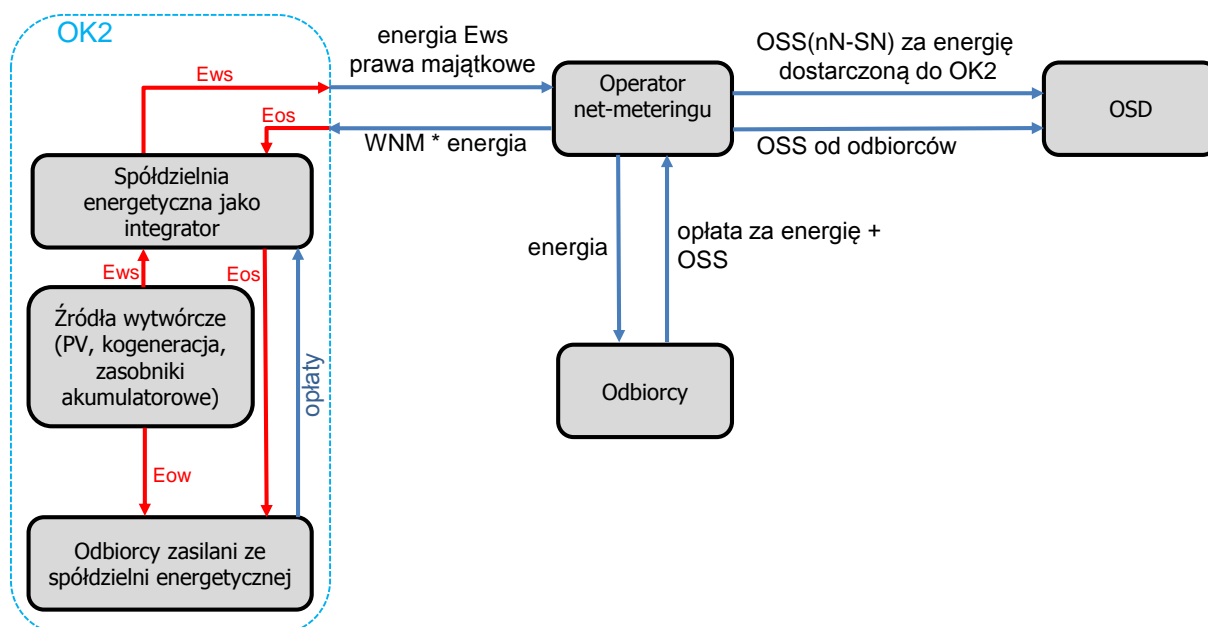


Rys. 24. OK2 - spółdzielnia energetyczna na obszarach miejskich
a) w obrębie jednego budynku, b) w obrębie wielu budynków

Schemat modelu spółdzielni energetycznej na obszarach miejskich przedstawia rys. 24. do przedstawionego na schemacie budynku (zespołu budynków, obiektów wspólnoty, spółdzielni mieszkaniowej, itp.) doprowadzono sieć SN. Obiekt został wyposażony w stację transformatorową SN/nN i wewnętrzną sieć nN, do której są przyłączeni odbiorcy, w tym członkowie spółdzielni energetycznej. Infrastruktura energetyczna spółdzielni, oprócz źródła wytwórczego, może być dodatkowo wyposażona w opcjonalny, pełniący dwójaką rolę, zasobnik akumulatorowy lub gazowe źródło kogeneracyjne wykorzystywane również do ogrzewania budynków. Zasobnik może pełnić rolę magazynu energii elektrycznej

wygenerowanej w źródle PV, umożliwiając wykorzystanie jej w późniejszym okresie (np. w szczycie wieczornym). Może też pełnić rolę stabilizującą, redukując moc wprowadzaną do sieci przez źródło PV w przypadkach, gdy generacja ze źródła PV przewyższa bieżące zapotrzebowanie odbiorców. Źródło kogeneracyjne z zasobnikiem ciepła może pełnić rolę źródła bilansująco-regulacyjnego umożliwiającego pracę systemu w trybie semi off-grid.

Naturalnymi niezależnymi inwestorami (NI) w obrębie budownictwa wielorodzinnego są wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, tworzące własne wirtualne elektrownie zaspokajające potrzeby energetyczne mieszkańców. Podmioty te, przyłączone do sieci SN, mogą dodatkowo stać się integratorami wykorzystującymi taryfę B i rozliczać się z zewnętrznym dostawcą energii elektrycznej oraz usług systemowo-sieciowych korzystając z taryfy B, natomiast członkowie spółdzielni rozliczać wg. własnych stawek. Członkowie spółdzielni (rys. 24, kolor niebieski) mogą pobierać energię z następujących źródeł: 1) fotowoltaiki, 2) jeśli zostały zainstalowane, z opcjonalnych zasobników akumulatorowych lub źródła kogeneracyjnego, 3) z KSE, rozliczając opłaty za pośrednictwem spółdzielni - integratora. w pierwszych dwóch przypadkach odbiorcy nie są obciążani opłatami systemowo-sieciowymi, gdyż przepływ energii odbywa się w obrębie węzłowej osłony kontrolnej OK2, która obejmuje prywatną infrastrukturę spółdzielni. w okresach deficytów, w których własne źródła nie pokrywają potrzeb energetycznych spółdzielni, energia pobierana z systemu KSE obciążana jest opłatami systemowo-sieciowymi obowiązującymi dla taryfy B lub wymieniana w barterze z wykorzystaniem *net meteringu* (obecne przepisy nie obejmują *net meteringiem* spółdzielni energetycznych). Pozostali odbiorcy (kolor czarny), nienależący do spółdzielni energetycznej, pobierają energię elektryczną wg. dotychczasowych zasad, ponosząc pełne opłaty systemowo-sieciowe oraz opłaty za pobraną energię zgodnie z zapisami taryfy G.



Rys. 25. Model rozliczeniowy spółdzielni energetycznej na obszarach miejskich

Uproszczony model rozliczeniowy uwzględniający *net metering* i autooperatorstwo spółdzielni energetycznych w budownictwie wielorodzinnym przedstawia rys. 25. Energia wygenerowana wewnątrz OK2, która nie wypływa poza osłonę OK2, jest bezpośrednio zużywana przez

odbiorniki członków spółdzielni energetycznej i nie jest widoczna ani dla OSD, ani dla operatora *net meteringu*. Nadwyżki generowanej i nie wykorzystanej na bieżąco w OK2 energii eksportowane są na zewnątrz osłony i wprowadzane do sieci publicznej, a następnie rozliczane w ramach *net meteringu*, pokrywając zapotrzebowanie w innym czasie. Proponuje się, aby operator *net meteringu*, za energię dostarczoną do osłony kontrolnej OK2 w ramach *net meteringu*, był obciążany na rzecz operatora OSD tylko tą częścią opłat systemowo sieciowych, która jest związana z dystrybucją energii elektrycznej w obrębie sieci SN i nN.

Fotowoltaika. Przeprowadzone badania symulacyjne pozwalają przyjąć, że dla spółdzielni wyposażonych w instalacje fotowoltaiczne dopasowane do rocznego poboru energii (dobór źródła PV na 100% zapotrzebowania rocznego), około 30-40% energii elektrycznej wygenerowanej w źródłach PV zostanie przeznaczone do zaspokojenia bieżących potrzeb odbiorców – tym samym w ciągu 25 lat spółdzielnia uniknie zakupu około 7-9 MWh energii elektrycznej na 1 kW zainstalowanej mocy znamionowej PV. Pozostała część wygenerowanej energii zostanie wprowadzona do sieci publicznej, a następnie rozliczona w inny sposób. w obliczeniach przyjęto konserwatywnie, że tylko 30% wygenerowanej energii zostanie na bieżąco zużyte wewnątrz osłony OK2. w przypadku doboru mniejszego źródła PV, np. dobranego tak, by roczna generacja była równa 20-30% rocznego zapotrzebowania na energię, prawie całość wygenerowanej w źródle PV energii elektrycznej zostanie przeznaczone do zaspokojenia bieżących potrzeb odbiorców, gdyż maksymalna moc generacji rzadko będzie przekraczać podstawowe zapotrzebowanie na moc zagregowanych odbiorców. Dla tak dobranej instalacji PV, w ciągu 25 lat spółdzielnia uniknie zakupu około 18-22,5 MWh na 1 kW zainstalowanej mocy znamionowej PV. Efektywność energetyczna mniejszych instalacji PV jest większa, lecz ze względu na mniejszą generację, w sposób ograniczony wpływa na wolumen zakupu energii elektrycznej spoza osłony kontrolnej.

Analiza kosztów krańcowych i kosztów unikniętych dla spółdzielni energetycznej wyposażonej w fotowoltaiczne źródła wytwórcze na obszarach miejskich została wykonana w 5 wariantach:

1. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=1,0.
2. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=0,8.
3. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=0,7.
4. Brak *net meteringu*, sprzedaż energii po średniej cenie na rynku konkurencyjnym.
5. Źródło PV dobrane do 30% rocznego zapotrzebowania na energię, brak *net meteringu*, 80% wygenerowanej energii zużyte do zaspokojenia potrzeb odbiorców wewnątrz OK2, 20% energii wprowadzone do sieci publicznej.

We wszystkich wariantach przyjęto koszt energii elektrycznej dla odbiorców przed utworzeniem spółdzielni energetycznej (wraz z OSS) w wysokości 600 PLN/MWh (taryfa G) oraz 500 PLN/MWh (taryfa B) po przejściu przez spółdzielnię energetyczną roli integratora. Założono zastosowanie instalacji PV o mocy większej niż 40 kW, przy kosztach inwestycyjnych w wysokości 4000 PLN/kW. Wyniki obliczeń przeszacowano do 1 MWh rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Bilans energii oraz koszty krańcowe energii elektrycznej po inwestycji we własne źródła PV prezentuje tab. 9. Przy braku *net meteringu*, koszty krańcowe 1 MWh energii elektrycznej pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej spółdzielni kształtują się na poziomie około 230 PLN,

natomiast w przypadku spółdzielni energetycznych objętych *net meteringiem*, spadają do wartości około 180-185 PLN/MWh dla współczynników 0,7 oraz 0,8, odpowiednio, a nawet 167 PLN/MWh dla WNM=1.0. Na zmniejszenie kosztów krańcowych, w porównaniu z indywidualnymi instalacjami prosumenckimi, wpływa niższy koszt jednostkowy instalacji fotowoltaicznej oraz przekształcenie spółdzielni w integratora, dzięki czemu możliwe są grupowe zakupy energii elektrycznej w niższych cenach niż w taryfie G.

Tab. 9. Bilans energii zapotrzebowanej i koszty krańcowe dla spółdzielni energetycznej na obszarach miejskich, OK2, PV

Dobór PV	WNM	Energia [MWh]				Koszty krańcowe	
		Zużycie własne	Bilansowa	Redukcja zakupu	Zakupiona	finansowanie wł.	kredyt
100%	1	0,27	0,63	0,9	0,10	167	204
100%	0,8	0,27	0,50	0,77	0,23	178	221
100%	0,7	0,27	0,44	0,71	0,29	184	231
100%	0	0,27	0	0,46	0,73	231	303
30%	-	0,7-0,9*	0*	0,7-0,9*	0,1-0,3*	170-185	210-230

*) na 1 kW zainstalowanej mocy znamionowej PV

Tab. 10 przedstawia prognozy opłacalności inwestycji we własne źródła wytwórcze spółdzielni energetycznych w odniesieniu do wzrostu kosztów energii. Przy obecnych poziomach kosztów zakupu energii elektrycznej, prosty okres zwrotu waha się od około 7 do 12 lat, w zależności od wartości współczynnika *net meteringu*. w pesymistycznym scenariuszu, zakładającym wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej wraz z usługami systemowo-sieciowymi do poziomu 1000 PLN/MWh, prosty okres zwrotu spada do wartości około 5-6 lat, nawet w przypadku braku *net meteringu*. w takich warunkach ekonomicznych należy spodziewać się masowego ograniczenia odbioru energii elektrycznej z systemu KSE przez odbiorców zamieszkujących wielorodzinne budynki mieszkalne.

Szczególnym przypadkiem jest taki dobór instalacji PV, by pokrywała tylko część rocznego zapotrzebowania na energię. Dla inwestycji w instalacje fotowoltaiczne dobrane tak, by pokrywały tylko 20-30% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną spółdzielni, można przyjąć, że około 80-100% wygenerowanej energii zostanie bezpośrednio zużyte przez odbiorców, nie wpływając poza osłonę kontrolną OK2. w takim przypadku, bez względu na zastosowanie *net meteringu*, koszty krańcowe 1 MWh energii elektrycznej będą kształtować się na poziomie około 170-185 PLN/MWh. Przyjmując dzisiejsze koszty zakupu energii elektrycznej w wysokości 600 PLN/MWh, prosty okres zwrotu wynosi około 8-9 lat, nawet gdy spółdzielnia energetyczna nie będzie korzystała z *net meteringu*, który nie ma wielkiego znaczenia dla instalacji dobranych do 20-30% rocznego zapotrzebowania na energię.

Tab. 10. Roczne koszty uniknięte i prosty okres zwrotu dla scenariuszy wzrostu cen energii elektrycznej na OK2, PV

Dobór PV	WNM	600 PLN/MWh			800 PLN/MWh			1000 PLN/MWh		
		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu	
			fin. wł.	kredyt		fin. wł.	kredyt		fin. wł.	kredyt
100%	1	550	7,3	8,8	730	5,5	6,6	915	4,4	5,3
100%	0,8	487	8,2	9,9	642	6,2	7,5	808	5,0	6,0
100%	0,7	455	8,8	10,6	598	6,7	8,1	754	5,3	6,4
100%	0	330	12,1	14,7	510	7,9	9,5	745	5,4	6,5
30%	-	460-530*	8-9	10-11	600-700*	5-7	7-9	800-900*	4,5-5,5	6-7

*) roczne koszty uniknięte na 1 kW zainstalowanej mocy znamionowej PV

Fotowoltaika i kogeneracja gazowa. Na obszarach miejskich kogeneracja gazowa wykorzystująca zasobniki magazynujące ciepło może pełnić rolę bilansująco-regulacyjną. Zaletą systemu mieszanego, łączącego PV z kogeneracją gazową jest duża elastyczność oraz możliwość sterowania generacją energii elektrycznej w okresach, w których źródło wymuszone nie pokrywa zapotrzebowania odbiorców. Oprócz roli bilansująco-regulacyjnej, źródło kogeneracyjne może pełnić rolę sterowalnego źródła szczytowego, generującego energię elektryczną w okresach szczytowych, w których koszt zakupu energii na rynku jest najwyższy, pozwalając tym samym na optymalizację kosztów zakupu energii elektrycznej od zewnętrznych dostawców. Taką funkcjonalność zapewnić może system teleinformatyczny monitorujący zapotrzebowanie na energię w trybie rzeczywistym, a następnie sterujący kogeneracyjnym źródłem wytwórczym i optymalizujący koszty produkcji oraz zakupu energii elektrycznej.

Analiza kosztów krańcowych i kosztów unikniętych, dla spółdzielni energetycznej wyposażonej w kogenerację gazową oraz fotowoltaiczne źródła wytwórcze na obszarach miejskich, została wykonana w 5 wariantach:

1. Kogeneracja gazowa, brak instalacji fotowoltaicznych, WNM=0.
2. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=1,0.
3. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=0,8.
4. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=0,7.
5. Brak *net meteringu*, sprzedaż energii po średniej cenie na rynku konkurencyjnym.

We wszystkich wariantach przyjęto koszt energii elektrycznej dla odbiorców przed utworzeniem spółdzielni (wraz z OSS) w wysokości 600 PLN/MWh (taryfa G) oraz 500 PLN/MWh (jednostrefowa taryfa B) po przejściu przez spółdzielnię energetyczną roli integratora. w obliczeniach nie uwzględniono korzyści wynikających z zastosowania taryf strefowych i związanej z tym optymalizacji zakupu energii elektrycznej przy udziale szczytowego źródła kogeneracyjnego. Założono zastosowanie instalacji PV o mocy większej niż 40 kW, przy kosztach inwestycyjnych w wysokości 4000 PLN/kW. Instalację fotowoltaiczną i źródło kogeneracyjne dobrano tak, by pokrywały po 50% rocznego

zapotrzebowania na energię elektryczną, tj. PV o mocy 0,5 kW oraz KG o czasie pracy 4000 godzin rocznie i mocy 0,124 kWe przypadające na 1 MWh rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przyjęto, że 40% energii elektrycznej wygenerowanej w źródle PV oraz 100% energii elektrycznej wygenerowanej w źródle kogeneracyjnym o funkcjach regulacyjno-bilansujących, zostanie na bieżąco zużyte przez odbiorców wewnątrz osłony kontrolnej OK2. Założono, że 75% ciepła dostarczanego przez kogenerację gazową zostanie wykorzystanie na potrzeby ogrzewania budynków i c.w.u. Wyniki obliczeń przeszacowano do 1 MWh rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Obliczenia nie uwzględniają wzrostu cen paliwa gazowego, którego cena kształtowana jest globalnie na światowych rynkach.

Bilans energii oraz koszty krańcowe inwestycji we własne źródła PV i KG prezentuje tab. 11. Ze względu na dużą elastyczność i sterowalność systemu kogeneracji gazowej *net metering* nie wpływa znacząco na opłacalność takiej inwestycji, a koszty krańcowe energii elektrycznej kształtują się na poziomie około 375 PLN/MWh w przypadku finansowania własnego oraz około 385 PLN/MWh dla inwestycji kredytowanej. Dla miksu energetycznego PV+KG i zastosowanego *net meteringu*, koszty krańcowe energii elektrycznej maleją do poziomu około 350 PLN/MWh i 375 PLN/MWh, natomiast brak *net meteringu* powoduje zwiększenie ich do poziomu około 385 PLN/MWh i 415 PLN/MWh przy finansowaniu własnym i kredytowym odpowiednio. Głównym składnikiem kosztów generacji energii elektrycznej w systemie kogeneracji gazowej jest wysoki koszt paliwa, który przy obecnych kosztach zakupu energii elektrycznej z KSE, jest porównywalny z rynkową wartością generowanej energii elektrycznej. Kluczowym czynnikiem wpływającym na opłacalność kogeneracji gazowej jest więc wykorzystanie ciepła i z tego względu system powinien być tak dobrany, by umożliwić zagospodarowanie jak największych jego ilości.

Tab. 11. Bilans energii zapotrzebowanej i koszty krańcowe dla spółdzielni energetycznej na obszarach miejskich, OK2, PV+KG

Dobór PV	WNM	Energia [MWh]				Koszty krańcowe	
		Zużycie własne	Bilansowa ne	Redukcja zakupu	Zakupiona	finansowanie wł.	kredyt
KG	0	0,5	0	0,5	0,50	373	384
PV+KG	1	0,95	0,27	0,95	0,05	328	351
PV+KG	0,8	0,89	0,22	0,89	0,11	342	366
PV+KG	0,7	0,87	0,19	0,87	0,14	349	375
PV+KG	0	0,68	0	0,72	0,32	385	414

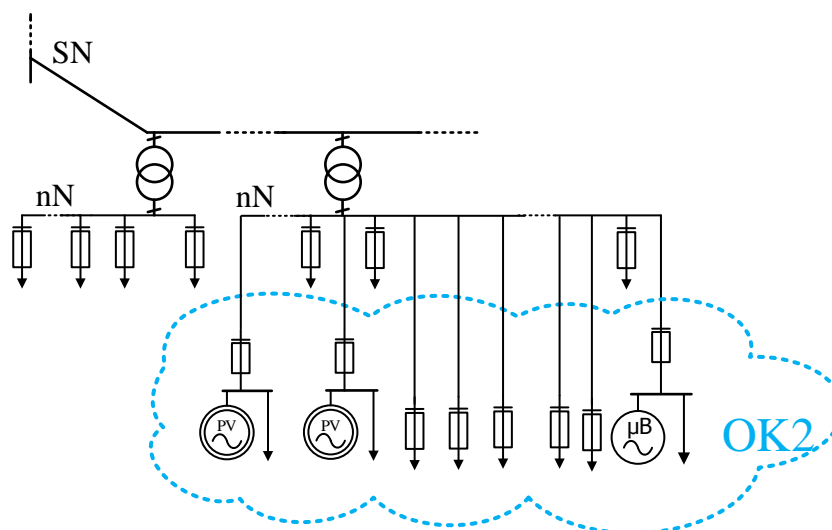
Tab. 12 prezentuje roczne koszty uniknięte oraz prognozowany okres zwrotu dla trzech scenariuszy wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej. Przy dzisiejszych kosztach zakupu energii elektrycznej okres zwrotu inwestycji w kogenerację gazową wynosi około 5 lat, natomiast dla miksu energetycznego PV+KG waha się w przedziale 8-12 lat, w zależności od zastosowania *net meteringu* i sposobu finansowania inwestycji. Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej do poziomu 1000 PLN/MWh spowoduje drastyczne skrócenie okresu zwrotu inwestycji, dla kogeneracji gazowej nawet do około 2-3 lat, a dla miksu PV+KG

do około 4-5 lat. Wartości te znacząco ograniczają możliwości podwyższania kosztów zakupu energii elektrycznej z systemu KSE dla odbiorców.

Tab. 12. Roczne koszty uniknięte i prosty okres zwrotu dla scenariuszy wzrostu cen energii elektrycznej na OK2, PV + KG

Dobór PV	WNM	600 PLN/MWh			800 PLN/MWh			1000 PLN/MWh		
		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu		Koszty uniknięte	Prosty okres zwrotu	
			fin. wł.	kredyt		fin. wł.	kredyt		fin. wł.	kredyt
KG	0	137	4,5	5,5	236	2,6	3,2	361	1,7	2,1
PV+KG	1	362	7,2	8,7	551	4,8	5,7	743	3,5	4,3
PV+KG	0,8	335	7,8	9,4	514	5,1	6,2	697	3,8	4,5
PV+KG	0,7	322	8,1	9,8	495	5,3	6,4	674	3,9	4,7
PV+KG	0	268	9,8	11,8	403	6,5	7,9	554	4,7	5,7

Gospodarstwa rolne na obszarach wiejskich. Model spółdzielni energetycznych obejmujący obszary wiejskie odbiega od modelu spółdzielni energetycznych z obszarów miejskich. Różnice wynikają, m.in. z: 1) innej charakterystyki zabudowy, umożliwiającej funkcjonowanie indywidualnych instalacji prosumenckich, 2) braku podmiotów, takich jak wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, skupiających właścicieli określonych nieruchomości, 3) możliwości wykorzystania biomasy jako źródła energii odnawialnej, 4) wysokich nakładów inwestycyjnych na obiekty (biogazownie) ściśle związane z niezależnymi inwestorami (NI).

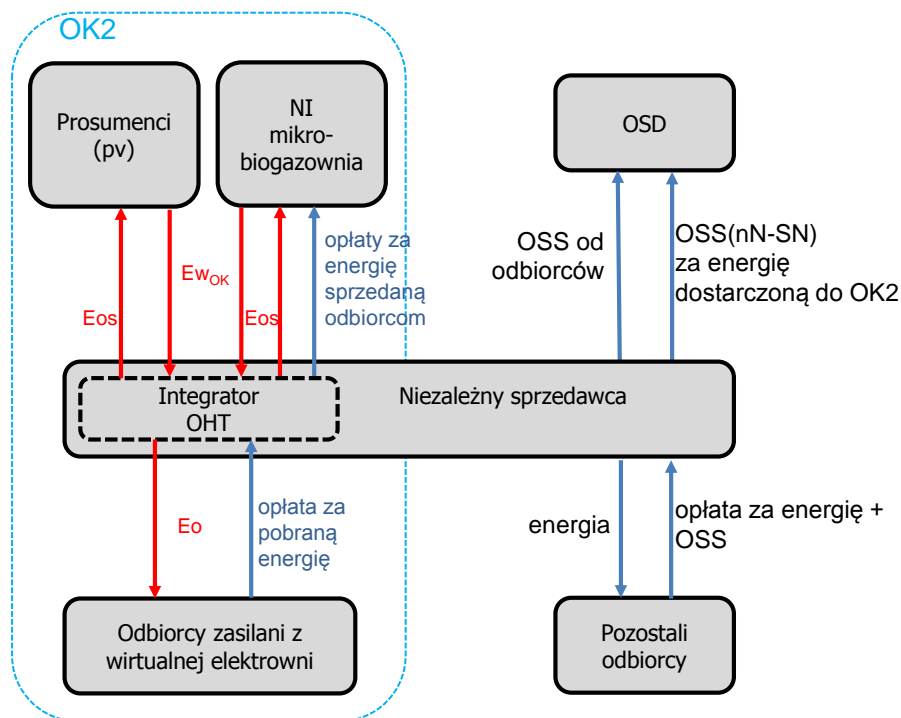


Rys. 26. OK2 - spółdzielnia energetyczna na obszarach wiejskich

Model spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich jest więc modelem złożonym, skupiającym niezależnych inwestorów (biogazownie, mikrobiogazownie), prosumentów oraz odbiorców energii elektrycznej o silnie zróżnicowanym zaangażowaniu kapitałowym w źródła wytwórcze. z powyższych powodów nie powinno się traktować spółdzielni energetycznych na obszarach wiejskich poprzez pryzmat definicji spółdzielni regulowanej zapisami Prawa

Spółdzielczego, lecz jako integratora, OHT, czy też inny podmiot Prawa Handlowego, umożliwiającą współpracę różnego rodzaju niezależnych podmiotów. Naturalnym pretendencem do objęcia tego rodzaju funkcji jest niezależny sprzedawca, który tworząc zdolności obsługi lokalnych mikroobszarów, mógłby obsługiwać wiele tego typu struktur rozproszonych w różnych częściach kraju.

W zależności od stopnia zwartości zabudowy oraz struktury sieci, spółdzielnia energetyczna na obszarach wiejskich może korzystać z węzłowej lub wirtualnej (zabudowa silnie rozproszona) osłony kontrolnej OK2. rys. 26 przedstawia przykładowy model takiego podmiotu.



Rys. 27. Model rozliczeniowy wirtualnej elektrowni na obszarach wiejskich

Uproszczony model rozliczeniowy spółdzielni energetycznej z obszarów wiejskich przedstawia rys. 27. Podmiotami generującymi energię elektryczną w obrębie osłony kontrolnej OK2 są indywidualni prosumenci oraz niezależni inwestorzy posiadający własne źródła wytwórcze. w skład prosumenckich źródeł wytwórczych najczęściej będą wchodzić źródła fotowoltaiczne, natomiast źródła niezależnych inwestorów mogą być bardziej zróżnicowane - w zależności od prowadzonej działalności. Na obszarach wiejskich, na których prowadzona jest intensywna uprawa roślin lub hodowla zwierząt gospodarskich, gdzie występują takie obiekty jak chlewnie, kurniki, obory itp., problemem jest zagospodarowanie odpadów. Obiekty tego typu są źródłem biomasy, która może być wykorzystana jako substrat dla biogazowni. w ten sposób, jednocześnie mogą zostać rozwiązane dwa problemy: utylizacji odpadów w gospodarstwach rolnych oraz generacji energii elektrycznej w biogazowniach. Biogazownie są więc naturalnym źródłem energii elektrycznej dla gospodarstw rolnych, zwłaszcza średnio i wielkotowarowych. Model spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich zakłada, że prosumenci będą rozliczani za pomocą *net meteringu*, natomiast niezależni inwestorzy mogą być rozliczani również poprzez sprzedaż energii. Podmiotem

organizującym obrót energią w obrębie OK2 może być niezależny lub wyodrębniony ze struktury niezależnego sprzedawcy integrator – OHT, agregujący pobór i produkcję wewnątrz osłony OK2. Zadaniem takiego podmiotu będzie również prowadzenie bilansowania wewnątrz OK2, rozliczeń z wewnętrznymi (prosumenci rozliczani w *net meteringu*, NI rozliczani w *net meteringu* lub pieniężnie) oraz zewnętrznymi dostawcami energii elektrycznej, a także prowadzenie usługi *net meteringu* dla energii wyeksportowanej poza osłonę OK2.

Typowy model spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich składa się z prosumenckich źródeł fotowoltaicznych oraz biogazowni z magazynem biogazu, umożliwiającym utworzenie usług bilansująco-regulacyjnych spółdzielni. Zastosowany w obliczeniach model został opracowany w oparciu o następujące założenia: spółdzielnia energetyczna składa się z 1) 60 gospodarstw domowych o łącznym rocznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w wysokości 240 MWh, 2) mikrobiogazowni o mocy podstawowej 20kW z zasobnikiem o zdolności magazynowania biogazu o energii w przeliczeniu do 60 kWh energii elektrycznej (pełne jednorazowe wykorzystanie zasobnika biogazu) oraz generatorem o maksymalnej mocy elektrycznej na poziomie 40 kW 3) 20 prosumenckich instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy znamionowej 88 kW. Badania symulacyjne przeprowadzono z wykorzystaniem rzeczywistych rocznych profili poboru energii elektrycznej przez zagregowanych odbiorców, rocznych profili generacji ze źródeł fotowoltaicznych oraz modelu biogazowni. Na ich podstawie obliczono energię elektryczną generowaną w źródłach spółdzielni, zużywaną na potrzeby odbiorników, eksportowaną na zewnątrz osłony kontrolnej OK2 oraz bilansowaną w *net meteringu*. Dane przeszacowano do wartości przypadających na 1 MWh zapotrzebowania na energię elektryczną.

Analiza kosztów krańcowych i kosztów unikniętych została wykonana przy założeniach, że koszt energii elektrycznej dla odbiorców (wraz z opłatami systemowo-sieciowymi) wynosi 600 PLN/MWh (taryfa G). Założono, że mikrobiogazownia utylizuje uciążliwe odpady, a produktem końcowym cyklu produkcji biogazu jest masa pofermentacyjna, która może być wykorzystywana do innych celów, jako np. cenny nawóz. w takich przypadkach koszt pozyskania biomasy jest zerowy lub wręcz ujemny, co znacząco wpływa na koszty produkcji energii elektrycznej z biogazu. Dodatkowym elementem redukującym koszty funkcjonowania biogazowni jest produkcja i zagospodarowanie ciepła. Koszt eksploatacji biogazowni (pozyskania biomasy oraz konserwacji i obsługi) przyjęto na: 1) 150 PLN/MWh (biomasa traktowana jako uciążliwy odpad przeznaczony do utylizacji) 2) 350 PLN/MWh. Koszty funkcjonowania biogazowni pomniejszono o oszczędności wynikające z zagospodarowania ciepła. Dla wyżej opisanych warunków przeanalizowano 5 wariantów obliczeń:

1. Biogazownia, jako źródło regulacyjno-bilansujące, moc 0,124 kW/MWh zapotrzebowania na energię elektryczną, brak instalacji fotowoltaicznych.
2. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=1,0.
3. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=0,8.
4. *Net metering* ze współczynnikiem WNM=0,7.
5. Brak *net meteringu*, sprzedaż energii po średniej cenie na rynku konkurencyjnym.

W wariantach 2-5 przyjęto następujący miks energetyczny w przeliczeniu na 1 MWh zużywanej energii elektrycznej: moc źródła PV 0,41 kW, moc biogazowni 0,083 kW, co pozwalało na wygenerowanie 1,034 MWh energii odnawialnej na 1 MWh rocznego zużycia,

w proporcjach 0,369 MWh ze źródła PV i 0,665 MWh ze źródła biogazowego. Produktem odpadowym związanym z generacją energii elektrycznej w biogazowni jest ciepło, którego zagospodarowanie jest domeną wytwórcy. Bilans energii oraz koszty krańcowe inwestycji we własne źródła prezentują tab. 13 oraz tab. 14.

Tab. 13. Bilans energii dla spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich, OK2

Lp.	Miks energ.	WNM	Energia [MWh]				Ciepło [MWh]
			Zużycie własne	Bilansowane	Redukcja zakupu	Zakupiona	
1	BG	-	0,98	0	0,98	0,02	1,99
2	BG+PV	1	0,84	0,14	0,98	0,02	1,33
3	BG+PV	0,8	0,84	0,12	0,96	0,04	1,33
4	BG+PV	0,7	0,84	0,10	0,94	0,06	1,33
5	BG+PV	0	0,84	0	0,84	0,16	1,33

Tab. 14 przedstawia koszty krańcowe w zależności od kosztów eksploatacji biogazowni, stopnia zagospodarowania ciepła odpadowego pochodzącego z jednostki napędowej generatora oraz miks energetycznego spółdzielni energetycznej. Kluczowym składnikiem kosztów generacji energii elektrycznej generowanej w biogazowni jest koszt eksploatacji, na który składają się koszt obsługi oraz pozyskania biomasy. Jest on niższy w przypadku biogazowni pozyskującej biomasę, jako biomasę odpadową pozostałą po produkcji rolnej lub hodowli zwierząt. Stąd istotne jest, aby biogazownie powstawały przy gospodarstwach rolnych produkujących duże ilości odpadów.

Tab. 14. Koszty krańcowe energii elektrycznej [PLN/MWh] dla spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich, OK2

Lp.	Miks energ.	Koszty krańcowe							
		Wykorzystanie ciepła							
		50 %				0 %			
		Koszty eksploatacji [PLN/MWh]				Koszty eksploatacji [PLN/MWh]			
150		350		150		350		kredyt	
fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt	fin. wł.			
1	BG	202	245	405	447	355	397	557	599
2	BG+PV	210	254	345	389	311	355	446	490
3	BG+PV	216	261	356	401	321	366	460	505
4	BG+PV	220	265	361	407	326	371	467	513
5	BG+PV	235	284	386	435	348	397	499	548

Oprócz generacji energii elektrycznej, dodatkową korzyścią związaną z pracą biogazowni może być produkcja ciepła, którego wykorzystanie znacząco wpływa na koszty krańcowe energii elektrycznej, poprzez oszczędności wynikające z redukcji wydatków związanych z wytworzeniem ciepła innym źródle. Najlepsze rezultaty przynosi połączenie obu czynników – taniej biomasy oraz całkowitego zagospodarowania ciepła, co w skrajnych przypadkach

pozwała na osiągnięcie bardzo niskich koszty krańcowych energii elektrycznej dla samej biogazowni, niższych od miksu BG+PV. Wymaga to jednak stałego zapotrzebowania na ciepło, również w miesiącach letnich. Zapotrzebowanie to może być związane np. z produkcja przetwórczą żywności.

Tab. 15 przedstawia koszty uniknięte w zależności od kosztów eksploatacji biogazowni oraz kosztów zakupu energii elektrycznej z KSE przy pięćdziesięcioprocentowym wykorzystaniu ciepła.

Tab. 15. Roczne koszty uniknięte dla spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich, OK2

Lp.	WNM	600 PLN/MWh		800 PLN/MWh		1000 PLN/MWh	
		<i>Koszty eksploatacji biogazowni [PLN/MWh], wykorzystanie ciepła 50%</i>					
		150	350	150	350	150	350
1	-	588	389	784	585	980	781
2	1	590	457	787	654	984	851
3	0,8	573	440	764	631	955	822
4	0,7	564	431	753	620	941	808
5	0	528	395	728	595	933	800

Tab. 16 przedstawia prognozy opłacalności inwestycji we własne źródła wytwórcze spółdzielni energetycznych, w odniesieniu do wzrostu kosztów zakupu energii, przy wykorzystaniu ciepła odpadowego na poziomie 50%. Dla spółdzielni wykorzystującej PV i biogazownię utylizującą biomasę odpadową, dla dzisiejszych kosztów zakupu energii elektrycznej, prosty okres zwrotu waha się w granicach 8,5-10 lat, w zależności od wykorzystania *net meteringu*. w pesymistycznym scenariuszu, zakładającym wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej wraz z usługami systemowo-sieciowymi do poziomu 1000 PLN/MWh, prosty okres zwrotu spada nawet do około 5 lat. w przypadku dużych wzrostów kosztów zakupu energii z KSE, biorąc pod uwagę możliwość magazynowania energii przez biogazownie, spółdzielnie energetyczne funkcjonujące na obszarach wiejskich będą znacząco ograniczać pobór energii elektrycznej z systemu KSE, aż do przekształcenia się w niezależne obszary wyspowe wykorzystujące źródła fotowoltaiczne, biogazowe, wiatrowe oraz magazyny energii.

Tab. 16. Prosty okres zwrotu dla spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich, OK2

Lp.	WNM	600 PLN/MWh				800 PLN/MWh				1000 PLN/MWh			
		<i>Koszty eksploatacji biogazowni [PLN/MWh], wykorzystanie ciepła 50%</i>											
		150		350		150		350		150		350	
		fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt	fin. wł.	kredyt
1	-	8,4	10,2	12,7	15,4	6,3	7,6	8,5	10,2	5,1	6,1	6,3	7,7
2	1	8,7	10,6	11,3	13,6	6,6	7,9	7,9	9,5	5,2	6,3	6,1	7,3
3	0,8	9,0	10,9	11,7	14,2	6,8	8,2	8,2	9,9	5,4	6,5	6,3	7,6
4	0,7	9,2	11,1	12,0	14,5	6,9	8,3	8,3	10,1	5,5	6,6	6,4	7,7
5	0	9,8	11,8	13,1	15,8	7,1	8,6	8,7	10,5	5,5	6,7	6,5	7,8

Pojawienie się spółdzielni energetycznych na obszarach wiejskich, oprócz bezpośrednich korzyści finansowych i środowiskowych, stworzy lepsze warunki rozwojowe dla wsi, przekierowując przepływy pieniężne z sektora paliw kopalnych i energetyki WEK do lokalnych społeczności, tworząc nowe miejsca pracy na tych obszarach oraz aktywizując przedsiębiorczość i innowacyjność.

OK3 – struktura rynku energii w klastrach energetycznych na obszarach wiejskich

Struktura źródeł energii i bilansu dla powiatu referencyjnego w perspektywie 2050 r. została przedstawiona w opracowaniu [4]. Obecnie (dane z 2015 r.) zapotrzebowanie takiego powiatu na obszarach wiejskich wynosi 120 GWh i dalsza analiza została przeprowadzona dla takiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Przyjęto następujące założenia modelu rynku energii elektrycznej klastra:

- 1) Prosumenci nie otrzymują zapłaty za energię elektryczną wprowadzoną do sieci, lecz korzystają z *net meteringu* ze współczynnikiem zależnym od technologii źródła wytwórczego. do źródeł prosumenckich zaliczono źródła PV oraz mikroelektrownie biogazowe.
- 2) Inny sposób rozliczeń przyjęto dla niezależnych inwestorów, którzy za energię wprowadzoną do sieci otrzymują wynagrodzenie w wysokości 350 PLN/MWh dla elektrowni wiatrowych oraz 570 PLN/MWh dla elektrowni biogazowych z zasobnikiem - pracujących jako źródła regulacyjno-bilansujące, natomiast opłaty systemowe sieciowe pokrywają w barterze. Przyjęto wynagrodzenie dla wytwórców NI w wysokości określonej w [13].
- 3) Założono średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej wprowadzonej bezpośrednio do sieci nN w klastrze (z uwzględnieniem opłat systemowo-sieciowych) na 650 PLN/MWh (odbiorcy taryf C, G), natomiast energii wprowadzonej bezpośrednio do sieci SN na 550 PLN/MWh (odbiorcy taryf B, C, G).
- 4) Energia elektryczna wyeksportowana poza osłonę kontrolną OK3 objęta jest *net meteringiem* ze współczynnikiem $W_{NM}=0,15$, co pozwala na uzupełnienie niedoborów energii poprzez wymianę barterową w ilości około 6,5 GWh rocznie. Założono sprzedaż przez sprzedawcę pozostałej części energii wyeksportowanej poza osłonę OK3 w ilości 36,5 GWh po cenie 300 PLN/MWh - cena energii porównywalna do ceny energii z nowych bloków węglowych.
- 5) Dla klastra referencyjnego przyjęto roczny koszt utrzymania infrastruktury SN i nN w wysokości 18 mln PLN. Przyjmując mechanizm *net meteringu*, jako substytut opłaty systemowo sieciowej, należy zapewnić operatorowi OSD środki umożliwiające pokrycie kosztów utrzymania infrastruktury sieci SN i nN w wysokości około 18 mln PLN rocznie. Środki te powinny pochodzić ze sprzedaży energii elektrycznej, która przepadła na rzecz sprzedawcy ze względu na wartość współczynnika *net meteringu*.

Tabela 17 przedstawia strukturę rynku energii dla referencyjnego klastra energetycznego obejmującego powiat referencyjny.

Tab. 17. Struktura rynku energii dla powiatu referencyjnego

Technologia	Moc MW	Gener. GWh/rok	Zużycie w OK źródła GWh/rok	Wpr.do sieci GWh/rok	Śr. cena sprzedaży PLN/MWh	Sprzedaż mln PLN	WNM	SZ+OSD mln PLN	NI mln
Źródła PV (OK1)	18	18	4,6	14	650		0,8	1,2	0
Elektrownie wiatrowe (OK3)	32	63	0	63	550	19,0	0,7	5,7	22,0
EB z zasobnikiem (OK3)	9,3	52	5,2	47	550	22,8	1,0	0,0	26,8
μEB (OK2)	2,3	18	5,5	11	650		0,9	0,6	0
μEB z zasobnikiem (OK2)	1,1	6	1,9	3	650		1,0	0,0	0
EB i μEB razem	12,7	77	12,6	64,3		22,8		0,6	26,8
Nadwyżka, eksport do OK4				43,1	300	12,9	0,15	11,0	
SUMA	63	158	17,2	141		68,9		18,4	48,8

Sumaryczna moc źródeł wytwórczych w klastrze referencyjnym wynosi 63 MW, co pozwala na wygenerowanie 158 GWh energii elektrycznej rocznie. Część wygenerowanej energii (17,2 GWh/rok) zużywana jest bezpośrednio przez odbiorniki prosumentów, natomiast do sieci trafia rocznie 141 GWh, z czego 97,8 GWh zużywane jest w obrębie osłony kontrolnej OK3, a 43,5 GWh eksportowane jest poza osłonę.

Współczynniki *net meteringu* (kolumna WNM tabeli 17) zwymiarowano z uwzględnieniem warunków pracy źródeł wytwórczych w poszczególnych technologiach, ich wpływu na bilans energetyczny klastra i możliwości regulacyjne oraz tak, by operatorom sieci zapewnić środki niezbędne do utrzymania sieciowej infrastruktury technicznej wewnątrz osłony OK3. Dla źródeł biogazowych z zasobnikiem pracujących jako sterowane źródła regulacyjno-bilansujące proponuje się ustalenie współczynnika WNM w wysokości 1,0, natomiast dla pozostałych odpowiednio niższe (tab. 17). Ze względu na wartości współczynników *net meteringu*, na rzecz sprzedawcy przepada 13,1 GWh energii elektrycznej rozprowadzanej wewnątrz osłony OK3 oraz 36,6 GWh energii elektrycznej eksportowanej poza osłonę kontrolną klastra. Pozwala to na osiągnięcie sumarycznych przychodów w wysokości około 18,4 mln PLN rocznie (7,4 oraz 11 mln PLN odpowiednio), co pozwala na pokrycie kosztów utrzymania infrastruktury sieciowej klastra. Przychody niezależnych inwestorów kształtują się na poziomie 22 oraz 26,8 (sumarycznie 48,8) mln PLN/rok dla elektrowni wiatrowych i biogazowych klasy 1 MW odpowiednio.

Przedstawione wyliczenia wskazują na osiągnięcie parytetu cenowego źródeł wytwórczych OZE instalacji prosumenckich, spółdzielni i klastrów energetycznych oraz energetyki WEK. w przyszłości należy spodziewać się spadku kosztów generacji w źródłach OZE i wzrostu kosztów funkcjonowania energetyki WEK, co spowoduje wypieranie energetyki WEK przez generacje rozproszoną OZE. Porównanie kosztów krańcowych energii elektrycznej generowanej w instalacjach OZE i źródłach kogeneracji gazowej z kosztami zakupu energii elektrycznej z KSE, wskazuje na niewielkie możliwości podwyższania kosztów zakupu energii

elektrycznej dla odbiorców końcowych. Przy istniejących kosztach zakupu energii elektrycznej już jest opłacalne inwestowanie we własne źródła PV, biogazowe i kogeneracyjne oraz skupianie odbiorców w podmioty zarządzające energią w mikrosieciach organizowanych zarówno na obszarach miejskich jak i wiejskich. Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej z sieci (KSE) znacząco zwiększy opłacalność inwestycji we własne źródła wytwórcze, zmniejszając tym samym wolumen energii pozyskiwanej z KSE. Podwyższenie opłat wyzwoli również tendencję do całkowitego odłączania się od sieci i przejście w tryb off-grid, gdzie źródłem energii elektrycznej może być fotowoltaika, magazynem zasobnik akumulatorowy, źródłem bilansująco-regulacyjnym biogazownia, gazowe lub dieslowskie źródła kogeneracyjne wyposażone w zasobniki ciepła. Obserwując dotychczasowe tendencje, można prognozować dalszy rozwój prosumenckich technologii wytwarzania, magazynowania, kogeneracji i związany z tym spadek kosztów dóbr inwestycyjnych. Tym samym odbiorcy mają coraz szerszy i łatwiejszy wybór, skąd czerpać energię elektryczną niezbędną do zaspokojenia swoich potrzeb.

Definicje

Oznaczenie	Objaśnienie/definicja
E_o	Energia zapotrzebowana (przez odbiorniki).
E_{ow}	Energia zapotrzebowana (przez odbiorniki) dostarczona ze źródeł wytwórczych znajdujących się wewnątrz osłony kontrolnej (selfdispatching, autooperatorstwo).
E_p	Energia zapotrzebowana (przez odbiorniki) dostarczona z sieci spoza osłony kontrolnej.
E_w	Energia elektryczna wygenerowana (przez źródła).
E_b	Energia wprowadzona do sieci, a następnie odebrana w barterze i rozliczona przez operatora <i>net meteringu</i> z uwzględnieniem współczynnika <i>net meteringu</i> WNM. w wariantach, które nie uwzględniają <i>net meteringu</i> $E_b = 0$.
E_s	Energia elektryczna zakupiona, uzupełniająca niedobory energii elektrycznej niezbędne do zaspokojenia zapotrzebowania przez odbiorniki wewnątrz osłony kontrolnej. Dla wariantów, które nie uwzględniają <i>net meteringu</i> , redukowana o energię kupowaną (w pełnej cenie zależnej od taryfy wraz z OSS) za środki pozyskane ze sprzedaży energii wprowadzonej do sieci ze źródeł OZE po średnich cenach energii na rynku konkurencyjnym.
E_{ws}	Energia wprowadzona do sieci publicznej.
E_{wok}	Energia wprowadzona do osłony kontrolnej przez uczestników spółdzielni energetycznej (prosumentów, NI).
E_z	Energia niezbędna do zaspokojenia poboru przez odbiorniki znajdujące się wewnątrz osłony kontrolnej, o którą został zmniejszony roczny wolumen zakupu energii spoza osłony kontrolnej. w przypadku wykorzystania <i>net meteringu</i> , $E_z = E_{ow} + E_b$. w przypadku braku <i>net meteringu</i> uwzględnia

	energię kupowaną za środki pochodzące ze sprzedaży energii wygenerowanej ze źródeł OZE po średnich cenach energii na rynku konkurencyjnym.
<i>Net metering</i>	Wymiana barterowa energii elektrycznej prosumenta (spółdzielni energetycznej) ze sprzedawcą z uwzględnieniem współczynnika WNM.
<i>Net metering węzłowy</i>	<i>Net metering</i> obejmujący rzeczywisty węzeł sieciowy, w którym znajduje się urządzenie pomiarowe zliczające przepływy energii.
<i>Net metering wirtualny</i>	<i>Net metering</i> obejmujący rozproszonych uczestników (chmura) znajdujących się w różnych punktach sieci, realizowany poprzez system teleinformatyczny operatora OHT.
Kk	Koszty krańcowe, ang. <i>marginal cost</i> . $Kk = \frac{\Delta Kc}{\Delta Q}$
Kc	Koszt całkowity - to suma kosztów poniesionych na wszystkie czynniki wytwórcze wykorzystane do produkcji. Zawiera koszty inwestycyjne, stałe i zmienne.
Q	Zmiana wielkości produkcji – energia wytworzona w nowopowstałych źródłach.
Operator <i>net meteringu</i>	Podmiot realizujący usługę <i>net meteringu</i> , może nim być niezależny sprzedawca, sprzedawca zobowiązany lub inny podmiot uprawniony.
Niezależny sprzedawca	Sprzedawca oferujący usługę kompleksową polegającą na sprzedaży energii elektrycznej oraz zapewnieniu usługi dystrybucji energii elektrycznej, inny niż sprzedawca zobowiązany, np. Orange, Polkomtel, Gaspol, PGNiG, Fortum i inni.
OSS	Pełna opłata systemowo-sieciowa pobierana (w systemie istniejących taryf) przez operatorów OSD, według istniejącego porządku prawno-regulacyjnego.
OSS(nN)	Opłata systemowo-sieciowa pobierana za dystrybucję energii elektrycznej w obrębie sieci nN.
OSS(nN-SN)	Opłata systemowo-sieciowa pobierana za dystrybucję energii elektrycznej w obrębie sieci nN i SN.

Cykl Raportów BŻEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050 : <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] Kierunki rewitalizacji technologiczno-systemowej sieci elektroenergetycznych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej (R7). Popczyk J., Bodzek K.. Grudzień 2017.
- [2] Techniczno-ekonomiczne ekwiwalentowanie osłon kontrolnych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej – modele dla potrzeb inwestycyjnych i rozproszonego operatorstwa (R6). Fice M. Listopad 2017.
- [3] Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej (R5). Popczyk J. Listopad 2017.

- [4] Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3 (R4). Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [5] Trajektorja transformacyjna 2018 - 2050 polskiej energetyki - zawężanie obszaru poszukiwań (etap 2, R3). Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [6] Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE (R2). Popczyk J. Listopad 2017.
- [7] Przełom w energetyce (R1). Popczyk J. Październik 2017.

Literatura

- [8] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, tekst ujednolicony.
- [9] J. Popczyk, R. Wójcicki, M. Małyszczuk, Ł. Kordas: E7 – globalna przebudowa energetyki w perspektywie siedmiu krajów/regionów (USA, Chiny, Niemcy, Indie, Japonia, UE i Afryka Subsaharyjska) i wnioski oraz propozycje dla Polski, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, Gliwice, www.klaster3x20.pl, 2016.
- [10] J. Popczyk: Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. od modelu WEK-IPP-EP do modelu EP-IPP-WEK, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, www.klaster3x20.pl, Gliwice, 2014.
- [11] Strona Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E): <https://www.entsoe.eu>.
- [12] R. Wójcicki, Rozproszone źródła PV - potencjał kształtowania profilu KSE w sezonie (szczyt) letnim, Energetyka 2016 nr 2, s. 78-85, bibliogr. 20 poz.
- [13] Projekt rozporządzenia Ministra Energii z dnia 2017-11-14 w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2018 r oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2018 r.
- [14] Strona internetowa Polskich Sieci Energetycznych: <http://www.pse.pl/>
- [15] Strona internetowa Giełdowa Platforma Informacyjna TGE: <http://gpi.tge.pl/pl>
- [16] Strona internetowa Urzędu Regulacji Energetyki: <http://www.ure.gov.pl/>
- [17] Strona internetowa monitorująca produkcję źródeł PV: <http://pvmonitor.pl/>
- [18] J. Popczyk Raport BŻEP: Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa, cz. 3: Mikrobiogazownia jako przykład technologii przełomowej, (31-12-2013, 16-10-2014).

Datowanie RAPORTU (wersja oryginalna) – 21.12.2017 r.

Księga Szkocka – zapis związany z tematyką Raportu (8)

Raport (8) dr inż. R. Wójcickiego, otwierający badania dotyczące ekonomiki prosumenckiej partycypacji w osłonach kontrolnych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym energii elektrycznej w środowisku kosztów krańcowych długookresowych i kosztów unikniętych wyczerpuje tematykę net meteringu w bardzo szerokim zakresie. Jednak są jeszcze ważne otwarte sprawy. Uwzględnia to wpis do Księgi Szkockiej związany z tematyką Raportu. Wpis obejmuje w szczególności dwa charakterystyczne (bardzo ważne) zadania do rozwiązania (opracowania). Są to⁴.

⁴ w Księdze Szkockiej stosuje się jednolitą/narastającą numerację wpisów.

5. *Raport (8) koncentruje się na analizach parametrycznych skutków net meteringu, mianowicie przedstawia wpływ wartości współczynnika WNM na opłacalność inwestycji w źródła OZE. Jest to podejście tworzące podstawy decyzji inwestycyjnych podejmowanych przez prosumentów i niezależnych inwestorów (wychodzi naprzeciw ich potrzebom). Jest zrozumiałe, że istnieje drugi biegun zagadnienia, którym są wartości współczynnika WNM zapewniające pokrycie kosztów operatorskich (obecnie operatorów OSD). w szczególności interesujące jest określenie wartości granicznych współczynnika WNM. Mianowicie wartości minimalnych charakterystycznych dla obecnych bardzo wielkich programów inwestycyjnych operatorów OSD (szacowanych w kraju na około 42 mld PLN w okresie 2014-2019, patrz „8 sposobów integracji OZE – bezpieczeństwo systemu wobec wzrostu źródeł zmiennych” Forum Energii – analizy i dialog, 2017); oczywiście, jeszcze mniejsze wartości współczynnika WNM będą charakterystyczne dla polityki grup energetycznych realizujących, razem z URE, subsydiowanie skrośne za pomocą opłat systemowo-sieciowych). a z drugiej strony określenie wartości maksymalnych, odpowiadających polityce operatorów OSD polegającej na „samoograniczeniu” się, do tych inwestycji, które są uzasadnione tylko efektami w zakresie intensyfikacji wykorzystania istniejących sieci nN-SN (chodzi o tzw. inwestycje „doposażeniowe”). Naturalnie, przeprowadzenie oszacowań wartości granicznych współczynnika WNM wymaga dostępu do danych, które obecnie są praktycznie zastrzeżone dla operatorów OSD i dla URE (a absolutnie nie powinno tak być, bo operatorzy działający na podstawie koncesji powinni być całkowicie „przejrzysti”).*

6. *Drugim zadaniem, w stosunku do analiz zaprezentowanych w Raporcie (8), jest wykonanie analiz dla net meteringu w zastosowaniu do elektrowni wirtualnej, całkowicie zrównoważonej w aspekcie popytowo-podażowym i usług energetycznych. Analizy te będą miały wiele wspólnego z zaprezentowanymi analizami dla klastra energetycznego. Jednak pod wieloma względami będą wymagały modyfikacji modelu net meteringu. Najistotniejsza modyfikacja musi polegać na odejściu od zaprezentowanego w Raporcie (8) modelu klastra „zupelnego” (wszyscy odbiorcy/prosumenci należą do klastra), a z drugiej strony na „wyjściu” z klastra (powiat, pięć gmin) na cały kraj. Uzupełnienie analiz o wyniki dla elektrowni wirtualnej umożliwi ścieranie się dwóch głównych koncepcji rynkowych (i wzajemne ich równoważenie): jednej zbudowanej na lokalnym kapitale społecznym, a drugiej na silnej otwartej konkurencji. Na początkowym etapie rozwoju rynku wschodzącego jest to gwarancja zbudowania jego odporności na powrót nieefektywności (będącej skutkiem braku lokalnego długoterminowego otwarcia na innowacje w wypadku pierwszej koncepcji, a w drugiej – remonopolizacji przez korporacje, czyli przez mechanizm skalowania).*

Jan Popczyk

Gliwice, 18.12.2017

Adresy do celów uzgodnieniowych związanych z Zapisem dotyczącym Raportu (8):

jan.popczyk@polsl.pl

robert.wojcicki@polsl.pl