

OCENA WYBRANYCH ELEMENTÓW MECHANIZMU WSPARCIA PROSUMENTÓW

Maciej SOŁTYSIK¹, Joanna WRÓBEL²

1. PSE Innowacje Sp. z o.o.
tel.: (32) 742 86 05 e-mail: maciej.soltysik@pse.pl
2. PSE Innowacje Sp. z o.o.
tel.: (32) 742 86 09 e-mail: joanna.wrobel@pse.pl

Streszczenie: Ustawa o OZE wprowadziła mechanizmy mające na celu wsparcie rozwoju energetyki rozproszonej w tym prosumentów. Zakłada ono m.in. możliwość wykorzystania sieci dystrybucyjnej jako magazynu energii, który w ramach określonego cyklu rozliczeniowego może służyć do oddawania i pobierania energii elektrycznej. Ponad dwuletni okres obowiązywania mechanizmu pozwolił na przeprowadzenie analiz i dokonanie oceny poprawności jego funkcjonowania. Szczególnie istotne stają się kwestie oceny poprawności doboru poziomu współczynnika ilościowego, zymiarowania korzyści z bilansowania handlowego uzyskiwanych przez sprzedawców zobowiązanych, bilansowania międzyfazowego, czy przewymiarowania instalacji prosumentkich. Kalkulacje i wnioski przedstawione w referacie bazują na scenariuszowej analizie rzeczywistych danych odbiorczych i wytwórczych prosumenta z grupy taryfowej G11 produkującego energię ze źródła fotowoltaicznego.

Słowa kluczowe: prosument, system wsparcia, współczynnik ilościowy, PV.

1. OTOCZENIE REGULACYJNE

Rynek energii w Polsce podlega ciągłemu procesowi zmian ukierunkowanych na wzrost bezpieczeństwa energetycznego zarówno w wymiarze wspólnotowym, jak i lokalnym. Z tej perspektywy konieczna staje się budowa i rozwój tanich, niezawodnych i zdyspersyfikowanych paliwowo źródeł wytwórczych, ze szczególnym uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii (OZE). Rozwój tego segmentu wymaga wsparcia procesów innowacyjnych przekładających się na rozwój technologiczny, a także stymulacji odpowiednich systemów redukujących koszty inwestycji, czy też zwiększających stopę jej zwrotu. Jednym z elementów wpisujących się w tą politykę była implementacja ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii [1], która wniosła wiele obietnic i zapewnień oraz scharakteryzowała i określiła ramy działania i poruszania się po rynku OZE. Wejście w życie ustawy w dniu 1 lipca 2016 roku wprowadziło oficjalnie pojęcie prosumenta – określając jego obowiązki i formalizując uprawnienia. Prosument to podmiot, który jako odbiorca finalny dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej wytwarza jednocześnie energię elektryczną w mikroinstalacji, wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w celu jej zużycia na potrzeby własne niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą. Ustawa wraz

z zapisami stymulującymi sektor prosumentki wpisywała się w sprawdzony i realizowany od lat kierunek wsparcia funkcjonujący w innych krajach europejskich. Przykładem wartym uwagi jest rynek niemiecki, zarówno pod względem analogicznych do panujących w Polsce warunków klimatycznych, jak i stopnia oraz skali rozwoju sektora OZE. W roku 2018, w Niemczech, wszystkie źródła energii odnawialnej pokryły 43% zużycia energii elektrycznej netto, przy udziale źródeł fotowoltaicznych stanowiącym 8,7% [2]. Przy sprzyjających warunkach pogodowych energia z tych źródeł może tymczasowo pokryć do 45% zapotrzebowania na energię w dniach roboczych i do 60% w niedziele i święta. Statystycznie, na koniec 2018 odnotowano w systemie niemieckim obecność i funkcjonowanie modułów fotowoltaicznych o mocy nominalnej 45,9 GW, skupionej w ponad 1,6 miliona instalacji [2]. Warto także podkreślić, że źródła o mocy do 100 kW stanowiły 97% wszystkich źródeł fotowoltaicznych zainstalowanych w systemie, a ich moc wynosiła 52% łącznej mocy wszystkich źródeł PV.

W nieco odmiennym stadium znajduje się segment OZE w Polsce. Zgodnie z dostępnymi, wstępnymi informacjami podsumowującymi bilans mocy w roku 2018, w systemie elektroenergetycznym funkcjonowały źródła fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej na poziomie 300 MW, co daje około 3,4% udział w polskiej strukturze wytwarzania OZE [3]. Konieczność dążenia do osiągnięcia celu indykatywnego w zakresie udziału energii elektrycznej ze źródeł OZE w bilansie wytwórczym, sprawia, że z tej perspektywy zasadna staje się analiza wybranych elementów systemu wsparcia prosumentów, z których szczególnie istotnym wydaje się być poprawność doboru współczynnika ilościowego.

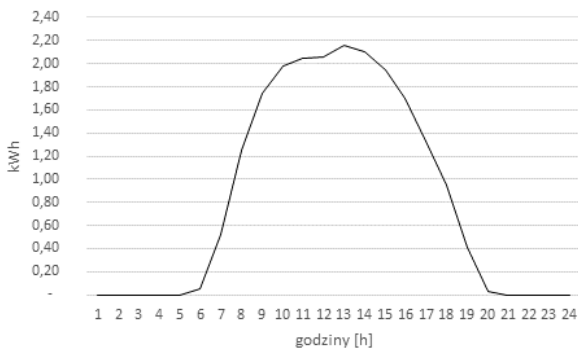
2. WSPÓŁCZYNNIK ILOŚCIOWY

Jedną z głównych zasad działania mechanizmu wsparcia funkcjonowania gospodarki prosumentkiej, określonej ustawą zarówno w jej pierwotnym [1], jak i znowelizowanym kształcie [4], dotyczy rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci. W obowiązujących regulacjach obowiązuje stosunek 1 do 0,7 dla instalacji od 10 kW do 50 kW oraz 1 do 0,8 dla instalacji do 10 kW mocy

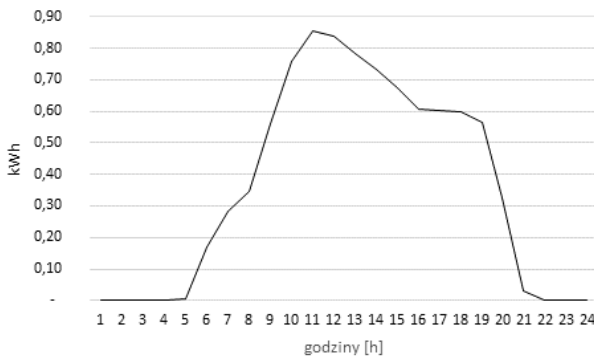
zainstalowanej. Struktura podziału była przyczynkiem dyskusji wywołanej już na etapie projektu przedstawionego podczas posiedzenia sejmowej Komisji ds. Spraw Energii i Skarbu Państwa [5]. Zasugerowano wówczas, iż przedstawiony podział może być efektem błędu obliczeniowego, a realny, tożsamy z rzeczywistością, stosunek powinien oscylować, wg wyliczeń Członków Rady Programowej Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Słonecznej, w granicach 1 do 0,85-0,88. Na etapie ówczesnej dyskusji odmiennego zdania byli przedstawiciele Towarzystwa Obrotu Energią sugerujący, że podział 1 do 0,7 nie pokryje kosztów związanych z dystrybucją energii pobieranej przez prosumenta. Skrajnie odmienny był również głos środowisk opozycyjnych wskazujący na poprawność proporcji 1 do 1, lub 1 do 0,9.

W kontekście tak istotnych rozbieżności celowe i zasadne staje się przeprowadzenie analiz bazujących na rzeczywistym, dobowo-godzinowym profilu generacji i poboru energii przez przykładowego prosumenta z grupy taryfowej G11. Analizy powinny odpowiedzieć na pytanie czy aktualnie obowiązujące poziomy współczynnika ilościowego przekładają się na pokrycie kosztów magazynowania energii prosumenckiej z udziałem sieci dystrybucyjnej, które ponoszone są przez sprzedawców zobowiązanych i spółki dystrybucyjne. Parametry analizowanej instalacji prosumenckiej przedstawiają się następująco:

- moc zainstalowana 8,1kW (27x300W), ekspozycja południowa z generacją na poziomie 9366 kWh/rok (2018 r.) i profilem uwzględniającym samobilansowanie przedstawionym na rysunkach 1 i 2.

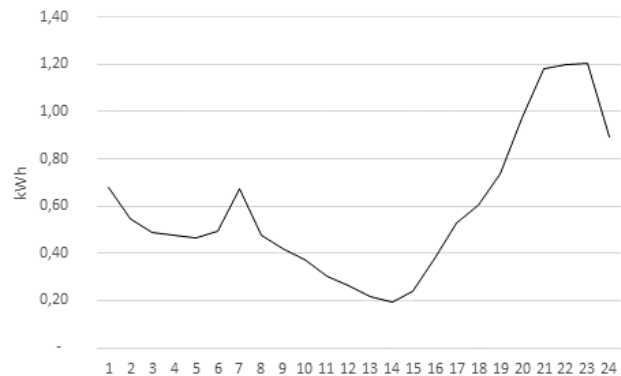


Rys. 1. Usredniony z danych rocznych, dobowy profil generacji PV oddawanej do sieci dystrybucyjnej



Rys. 2. Usredniony z danych rocznych, dobowy profil samobilansowania

- zapotrzebowanie na energię na poziomie 7790 kWh/rok (2018 r.), o profilu nieregularnym wynikającym z czasowego wykorzystania energii elektrycznej na cele grzewcze i klimatyzację, którego kształt uwzględniający samobilansowanie przedstawiono na rysunku 3.

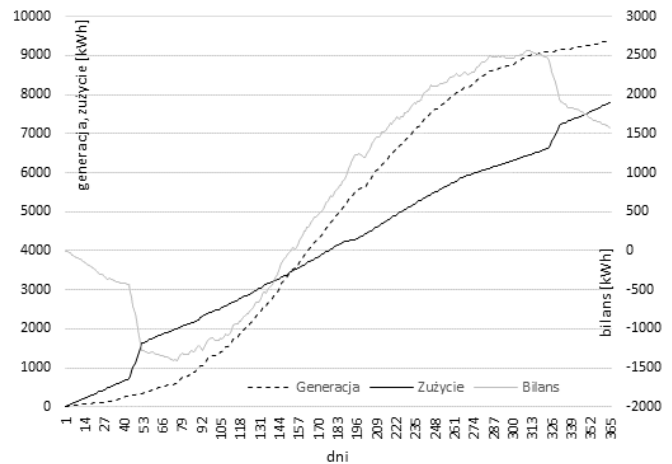


Rys. 3. Usredniony z danych rocznych, dobowy profil zapotrzebowania na energię pobieraną z sieci dystrybucyjnej

- przewymiarowanie instalacji gwarantujące 20% nadwyżkę wygenerowanej energii względem zapotrzebowania.

W ramach analiz wyliczono:

- wolumetryczny poziom samobilansowania, rozumianego jako pokrycie zapotrzebowania na energię w czasie rzeczywistym przez własną generację, zilustrowany na rysunku 4.

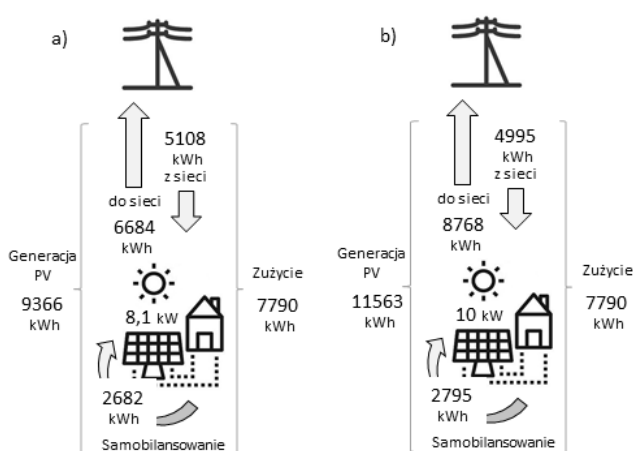


Rys. 4. Generacja, zużycie i bilans energii w ujęciu narastającym w skali roku

- wolumetryczny poziom energii elektrycznej oddanej do sieci dystrybucyjnej,
- wolumetryczny poziom energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej,
- przychody i koszty uzyskiwane przez sprzedawcę zobowiązanego z tytułu odpowiednio odsprzedaży nadwyżek energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej oraz zakupu energii na potrzeby dostawy prosumentowi, wyliczone w oparciu o rzeczywiste ceny rozliczeń odchylenia rynku bilansującego w 2018 r.,

- koszty dystrybucji energii ponoszone przez przedsiębiorstwo sieciowe, w oparciu o stawki taryfowe Tauron Dystrybucja SA obowiązujące w 2018 r,
- średnie poziomy cen odsprzedaży i zakupu energii z udziałem rynku bilansującego,

Analizowana instalacja prosumencka cechowała się przewymiarowaniem dzięki czemu uzyskany został w ramach bilansu rocznego efekt samokompensacji determinujący brak konieczności ponoszenia przez prosumenta kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej i jej dostawą. Dodatkowo dokonano przeskalowania profilu generacji aby uzyskać odzwierciedlenie źródła PV o mocy 10kW, by móc przeprowadzić analizę dla przewymiarowanej generacji sięgającej poziomu 45%. Oba scenariusze wraz z wynikami zostały przedstawione na rysunku 5.



Rys. 5. Bilans wymiany energii między prosumentem a siecią dystrybucyjną dla dwóch mocy źródła PV: a) 8,1kW, b) 10kW

W scenariuszu przedstawionym na rysunku 5a) wart podkreślenia jest fakt stosunkowo wysokiego wskaźnika pokrycia zapotrzebowania w czasie rzeczywistym z własnej generacji wynoszącego 2682 kWh i stanowiącego 29% łącznego zapotrzebowania na energię. Pokrycie pozostałych potrzeb wiąże się z koniecznością dokonania wymiany energii z udziałem sieci. Generacja przez źródło wytwórcze realizowana jest w godzinach 6:00-19:00, ze szczytem przypadającym w przedziale 10:00 – 15:00. Nadwyżki energii wprowadzane do sieci i wynoszące 6684 kWh/rok, można wycenić przeliczając je w ujęciu dobowo-godzinowym przez ceny rozliczeniowe rynku bilansującego. Uzyskany w ten sposób przez sprzedawcę zobowiązanego przychód wynosi dla tego konkretnego przypadku 1706 zł, co daje jednostkową, średnią ważoną cenę sprzedaży energii z nadwyżek wynoszącą 255,22 zł/MWh. Pobór energii dokonywany przez prosumenta przypada głównie na godziny pozaszczytowe, co przedstawione zostało na rysunku 3. Ilość energii pobrana z sieci nie przekracza 80% wolumenu wprowadzonego do sieci, przez co pobór ten obarczony jest po stronie prosumenta jedynie stałymi składowymi stałymi stawek dystrybucyjnych. Koszt sprzedawcy zobowiązanego zabezpieczającego energię elektryczną pobierają przez prosumenta wynosi 1233 zł i odzwierciedla zakup 5108 kWh na rynku bilansującym po średniej cenie 241,40 zł/MWh. W ramach współczynnika ilościowego wynoszącego 20% pokrywane są również koszty dystrybucji

wynoszące 998 zł. Łączny koszt magazynowania energii z udziałem sieci dystrybucyjnej, ponoszony przez sprzedawcę i spółkę dystrybucyjną wynosi 2231 zł. Wyniki z przeprowadzonej analizy wskazują, że przychód z odsprzedanej energii z nadwyżki produkcyjnej nie pokrywa łącznego kosztu, a różnica obciążająca sprzedawcę zobowiązanego i dystrybutora energii wynosi 525 zł.

Odmierna sytuacja występuje w przypadku znacznego przewymiarowania mocy zainstalowanej źródła. Na potrzeby symulacji założono, że moc zainstalowana źródła wyniesie 10 kW, a przepływy energii przedstawiono na rysunku 5b). Nadwyżka wyprodukowanej energii wynosząca 3773 kWh, pokrywa wolumen odpowiadający 20% współczynniki ilościowemu i dodatkowo generuje 2197 kWh wprowadzane do sieci bez możliwości późniejszego jej poboru. Łączny poziom nadwyżki generacji względem energii pobranej wynosi 48%. W tym scenariuszu wymiana za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej sięga 8768kWh energii wprowadzonej i 4995 kWh energii pobranej. Wprowadzone nadwyżki sprzedawane są przez sprzedawcę zobowiązanego po średniej ważonej wolumenem cenie rynku bilansującego wynoszącej 255,27 zł/MWh, dając przychód na poziomie 2238 zł. Zakup energii na potrzeby dostawy prosumentowi realizowany jest po średniej cenie 240,92 zł/MWh, generując koszt wynoszący 1203 zł. Obciążenie przedsiębiorstwa sieciowego związane z zapewnieniem dostawy energii prosumentowi w godzinach poboru energii z sieci wynosi 976 zł. Łączny koszt sprzedawcy i spółki dystrybucyjnej sprowadza się do 2179 zł, co w konfrontacji z przychodem generuje zysk na poziomie 59 zł.

Z przeprowadzonych analiz można wysnuć następujące wnioski:

- przewymiarowanie instalacji prosumenckiej wpływa korzystnie na bilans przychodowo-kosztowy widziany przez pryzmat sprzedawcy zobowiązanego. Opłacalność magazynowania energii prosumenckiej za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej jest w głównej mierze pochodną profilu odbiorczego, skali przewymiarowania źródła prosumenckiego oraz poziomu cen rynkowych po których realizowane są procesy sprzedaży i zakupu energii. Warto podkreślić, że analiza wybranego przypadku z współczynnikiem ilościowym wynoszącym 1 do 0,8, wskazuje na jego niewystarczalność przy pokryciu kosztów magazynowania. Opłacalność ta istotnie rośnie dla wskaźnika 1 do 0,7.
- przewymiarowanie nie poprawia w sposób istotny poziomu samobilansowania zapotrzebowania z generacją w czasie rzeczywistym.

3. BILANSOWANIE MIĘDZYFAZOWE

Kolejnym istotnym elementem wsparcia prosumenta było ustawowe zagwarantowanie tzw. bilansowania międzyfazowego. Przeważająca większość urządzeń stanowiących wyposażenie gospodarstw domowych to urządzenia jednofazowe. Powszechną praktyką jest podłączanie ich do wewnętrznej sieci zasilającej bez pomiaru równomierności obciążenia faz. Zastosowanie inwertera trójfazowego w sieci o wyraźnej asymetrii odbiorów może prowadzić do sytuacji, w której na jednej z faz realizowane będzie oddawanie energii do sieci, a na innej jej pobór. W tym samym czasie odbiorca zmuszony będzie pobierać energię, tracąc 20% lub 30% wolumenu z uwagi na obowiązujący mechanizm opustowy i poziomy

współczynnika ilościowego. Brak bilansowania międzyfazowego prowadziłby do ograniczenia samobilansowania w czasie rzeczywistym i do nadmiernej wymiany energii z udziałem sieci dystrybucyjnej. Ustawodawca przewidział powyższą okoliczność i na poziomie ustawy wprowadził zapis mówiący o tym, że *sprzedawca 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* [1].

W praktyce mechanizm ten za sprawą nieprzystosowanych układów pomiarowo rozliczeniowych i niewłaściwej interpretacji ustawy przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnych, okazał się nietrywialny w implementacji. Przytoczone zapisy poparte interpretacją Ministerstwa Energii wskazują, że ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii powinna być rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji. Pierwszym krokiem poprawnego rozliczenia powinna być zatem agregacja danych pochodzących z każdej z faz. Niestety z uwagi na brak tak szczegółowych danych nie jest możliwe przeprowadzenie analizy wpływu tego zjawiska na bilans przychodowo-kosztowy, a problem ten można jedynie nakreślić w ogólnej formule.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Polska elektroenergetyka stoi u progu wielu istotnych decyzji, implikujących przyszły kształt rynku oraz sektora elektroenergetycznego, a także relacje między jego uczestnikami. Perspektywa deficytów mocy, ograniczeń importowych energii elektrycznej, starzejącego się i awaryjnego parku wytwórczego powoduje, że rozwój systemu elektroenergetycznego coraz częściej i chętniej

będzie opierał się o fundamenty energetyki rozproszonej w wymiarze obywatelskim skoncentrowanej w ramach klastrów energii, spółdzielni energetycznych i źródeł prosumenckich. W referacie przeprowadzona została scenariuszowa analiza poprawności doboru współczynników ilościowych w modelu wsparcia prosumenckiego potwierdzająca, że poziom 20% opustu może nie gwarantować pokrycia kosztów magazynowania energii w sieci dystrybucyjnej. Należy podkreślić, że dążeniem sprzedawcy zobowiązanego jest pokrycie kosztów wynikłych z tego procesu. Na bilans popytowo-podażowy i tym samym stopień pokrycia kosztów mechanizmu mają wpływ przede wszystkim: (i) poziomy współczynników ilościowych, (ii) stopień przewymiarowania instalacji prosumenckiej, (iii) poziom cen rynkowych sprzedaży i zakupu energii elektrycznej (np. w ramach rynku bieżącego lub bilansującego) determinujący poziom różnicy między poziomami cen sprzedaży i zakupu, (iv) bilansowanie międzyfazowe. Dzięki tak wielu czynnikom, charakteryzującym się zmiennością oraz wzajemnymi powiązaniem, istnieje prawdopodobieństwo, że w globalnym rozrachunku dla całej populacji prosumentów przyjęcie współczynników ilościowych na ustawowym poziomie będzie wystarczające do pokrycia kosztów magazynowania energii w sieci.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, (Dz. U. 2015 poz. 478).
2. Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 18.02.2019
3. Instytut Energetyki Odnawialnej, Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2018, Warszawa, 2018.
4. Ustawa z dnia 7 czerwca 2018 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2018 poz. 1276)
5. Zapis przebiegu posiedzenia Komisji ds. Energii i Skarbu Państwa, 31 maja 2016, nr 22 [online], <http://www.sejm.gov.pl> [dostęp: 23.02.2019].

ASSESSMENT OF CHOSEN ELEMENTS OF PROSUMER'S SUPPORT MECHANISM

The RES Act introduced mechanisms to support the development of distributed generation including also prosumers. It assumes i.a. the possibility of using structure of the electric power distribution network as an energy storage, which can be used to generate and consume power within a framework of specific billing cycle. Over a two-years period of validity of the mechanism allowed to carry out analyzes and assess the correctness of its functioning. The issues of assessing the correctness of the selection of the quantitative coefficient, the dimensioning of benefits from the commercial balancing obtained by the obliged sellers, the inter-phase balancing, and oversizing of prosumer installations become particularly important. The calculations and conclusions presented in the paper are based on a scenario analysis of the actual consumption and production data of the prosumer from the group G11 tariff producing energy from a photovoltaic source.

Keywords: prosumer, support mechanism, quantitative factor, PV.