

1. Marcin SMOŁKA¹, 2. Roman KORAB², 3. Marcin POŁOMSKI³

Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów (1),
Politechnika Śląska, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów (2),
Politechnika Śląska, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania (3),
ORCID: 1. 0000-0001-7461-8303; 2. 0000-0002-6844-1342; 3. 0000-0001-8785-2377

doi:10.15199/48.2024.10.01

Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia

Streszczenie. W artykule przedstawiono wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nN), głównie poprzez analizę poziomów napięć. Obiektem badań była rzeczywista terenowa sieć dystrybucyjna o dużym nasyceniu źródłami PV. Symulacje pracy sieci przeprowadzono w programie OpenDSS. Przeanalizowano możliwość zastosowania różnych rozwiązań technicznych minimalizujących negatywny wpływ mikroinstalacji PV na pracę tej sieci.

Abstract. This article presents the impact of prosumer solar photovoltaic (PV) micro-installations on the operation of the low-voltage (LV) distribution network, mainly by analyzing voltage levels. The object of the study was a real rural distribution network with a high saturation of PV sources. Simulations of the network's operation were carried out using OpenDSS software. The possibilities of applying various technical measures to minimize the negative impact of PV micro-installations on the operation of this network were analyzed. (**Minimization of the impact of prosumer photovoltaic micro-installations on the operation of the low-voltage grid**)

Słowa kluczowe: mikroinstalacja fotowoltaiczna, prosument, sieć niskiego napięcia, poziom napięcia
Keywords: photovoltaic micro-installation, prosumer, low voltage network, voltage level

Wstęp

Według stanu na koniec stycznia 2024 roku łączna liczba mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) przyłączonych do sieci rozdzielczej Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) w Polsce wyniosła 1405 tys. [1], co oznacza 26-krotny wzrost od początku 2019 roku, kiedy to rozpoczął się dynamiczny rozwój tych instalacji. Sumaryczna moc prosumenckich mikroinstalacji PV wynosi obecnie blisko 11,3 GW (ponad 33-krotny wzrost w ciągu pięciu lat). Obserwowany trend wskazuje na dalszy wzrost liczby i mocy tego typu źródeł. Badania wykazały, że na bieżąco jedynie około 30% energii wygenerowanej przez mikroinstalacje PV prosumenci zużywają na własne potrzeby [2]. Efektem tego jest występowanie w ciągu doby okresów, w których generacja mikroźródeł PV przewyższa zapotrzebowanie budynku, a ponieważ obecnie jedynie niewielka liczba instalacji PV wyposażona jest w magazyn energii, to powstająca nadwyżka energii zostaje wprowadzona do sieci OSD. Zatem w pewnych okresach doby może dochodzić do sytuacji, w której moc generowana przez wszystkie instalacje PV jest na tyle duża, że powoduje powstawanie zakłóceń w pracy sieci nN, obejmujących głównie [3 – 10]:

1. przekroczenie napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. 110% U_n (U_n – napięcie znamionowe sieci),
2. pojawienie się odwrotnych przepływów mocy czynnej, czyli przepływów z sieci niskiego napięcia do sieci średniego napięcia (SN),
3. przekroczenie prądu dopuszczalnego długotrwale dla danego elementu sieci,
4. wzrost strat sieciowych w stosunku do pracy tej samej sieci bez źródeł PV,
5. wzrost niesymetrii napięć (głównie składowej zerowej).

Zjawiska wymienione w punktach 1 i 5 wpływają na jakość dostarczanej energii. Zbyt wysokie wartości napięcia

mogą doprowadzić do uszkodzeń urządzeń RTV/AGD (w przypadku uszkodzenia urządzeń, odbiorca, po udowodnieniu, że nastąpiło ono z winy OSD, może domagać się od operatora odszkodowania). Wzrost niesymetrii wpływa na zwiększenie obciążenia przewodu PEN, co powoduje zwiększenie spadków napięć i strat mocy. Z kolei zjawiska wymienione w punktach 2 i 3 wpływają na prawidłową pracę elementów sieci dystrybucyjnej, a wzrost strat sieciowych to – z perspektywy lokalnego OSD – zwiększenie wskaźnika różnicy bilansowej, a celem operatora jest dążenie do jego minimalizacji.

W praktyce możliwe jest zastosowanie szeregu rozwiązań poprawiających warunki pracy sieci nN o dużym nasyceniu źródłami PV. Należą do nich m.in. [10 – 15]:

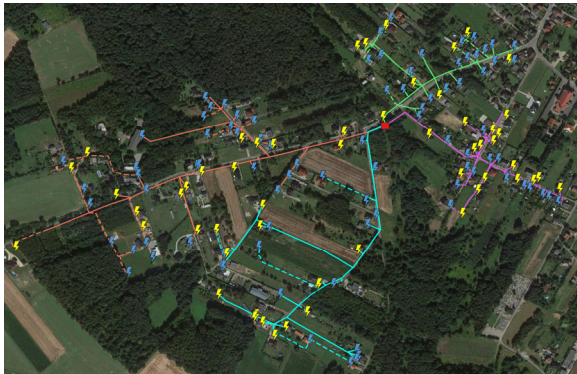
1. stosowanie transformatorów o zwiększonej mocy w stosunku do zapotrzebowania odbiorców, a także transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia,
2. wymiana przewodów roboczych linii nN na przewody o większych przekrojach,
3. budowa nowych stacji transformatorowych SN/nN i skracanie istniejących obwodów sieci nN,
4. zmiana punktów podziału sieci nN,
5. montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej (np. SVC lub STATCOM) oraz regulatorów napięcia,
6. sterowanie pracą falowników w instalacjach PV (zmiana współczynnika mocy),
7. wykorzystanie magazynów energii.

W artykule [10] dokonano analizy pracy sieci nN dla różnych stopni nasycenia sieci źródłami PV, potwierdzając niekorzystny wpływ tych źródeł, przy czym obliczenia wykonano dla sieci modelowej. Niniejszy artykuł przedstawia natomiast rzeczywistą sieć nN o dużym nasyceniu źródłami PV, dla której przeanalizowano możliwość zastosowania różnych rozwiązań technicznych minimalizujących negatywny wpływ mikroinstalacji PV na

pracę tej sieci. Przeanalizowano zastosowanie metod wymienionych wyżej w punktach 1, 2, 3, 6 i 7, przy czym punkt 1 rozszerzono o beznapięciową regulację przekładni transformatora, a w ramach punktu 7 rozpatrzono trzy warianty zastosowania magazynów energii (magazyn centralny przy stacji SN/nN, magazyny zbiorcze w poszczególnych obwodach oraz magazyny rozproszone). Skupiono się głównie na problemie podwyższonego napięcia. W pierwszej kolejności wykonano symulacje dla istniejącego układu sieci, efektem czego było wskazanie odbiorców, u których napięcie osiąga najwyższe wartości. Wyniki tych symulacji stanowią punkt odniesienia do dalszych badań, których celem była ocena efektów zastosowania różnych metod wpływających na obniżenie napięcia u odbiorców podczas pracy mikroinstalacji PV.

Obiekt badań oraz środowisko symulacyjne

Analizowana sieć nN (rys. 1) pracuje w układzie TN-C. Jest ona zasilana z napowietrznej stacji transformatorowej 20/0,4 kV wyposażonej w transformator o mocy 400 kVA. Ze stacji wyprowadzone są cztery obwody nN, zasilające łącznie 144 odbiorców. Tory główne wykonane są przewodami izolowanymi 70 mm², a odgałęzienia od torów głównych przewodami 50 i 35 mm² oraz kablami 120 mm². Przyłącza mają przekroje 16, 25 i 35 mm². Całkowita długość linii, z uwzględnieniem przyłączy, wynosi 8180 m.



Rys. 1. Analizowana sieć dystrybucyjna nN

Na rys. 1 stację transformatorową SN/nN oznaczono czerwonym kwadratem. Niebieskie błyskawice symbolizują odbiorców, a żółte prosumentów. Podział źródeł PV między poszczególne obwody przedstawia się następująco:

- obwód 1 (zielony) – 9 szt. (27% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 63,9 kW,
- obwód 2 (fioletowy) – 17 szt. (53% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 158,8 kW,
- obwód 3 (turkusowy) – 14 szt. (44% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 170,4 kW,
- obwód 4 (pomarańczowy) – 16 szt. (34% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 188,5 kW.

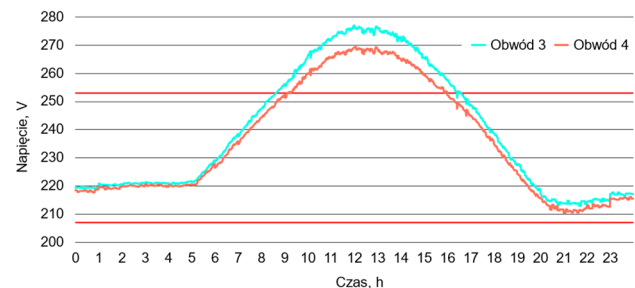
Łączna moc zainstalowana mikroinstalacji PV jest równa 581,6 kW (145% mocy transformatora), co daje średnią moc pojedynczego źródła na poziomie 10,4 kW. Stosunek liczby prosumentów do liczby odbiorców wynosi 40%. Podkreślenia wymaga fakt, że w ostatnich latach rozpatrywana sieć została całkowicie zmodernizowana. Przewody nieizolowane zastąpiono przewodami w izolacji z polietylenu usieciowanego oraz kablami. Wymieniony został również transformator (jednostkę o mocy 160 kVA zastąpiono transformatorem o mocy 400 kVA).

Uwzględniając rzeczywiste parametry techniczne poszczególnych elementów przygotowano model matematyczny analizowanej sieci nN. Obliczenia wykonano w programie OpenDSS [16], zakładając dobowy horyzont symulacji i minutową rozdzielczość. Przyjęto warunki

atmosferyczne z dnia 1 czerwca (brak chmur, niska prędkość wiatru, umiarkowana temperatura). Wykorzystane dane pogodowe pochodziły ze stacji meteo zlokalizowanej na jednym z budynków Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Temperaturę paneli PV obliczono z wykorzystaniem modelu opisanego w pracy [17]. Ponadto z uwagi na fakt, iż niesymetria obciążenia jest cechą charakterystyczną pracy sieci nN, przyjęto dla poszczególnych odbiorców różne profile obciążeń fazowych, które generowane były w sposób losowy na bazie standardowego profilu odbiorcy z grupy G11. We wszystkich analizach założono stały (znamionowy) profil napięcia po stronie SN transformatora, pracującego podstawowo na zaczeple +1 (+2,5% U_n) oraz brak działania zabezpieczeń nadnapięciowych falowników.

Istniejący układ sieci

W istniejącym układzie sieci, przy pracy źródeł PV, w obwodach 3 i 4 (turkusowy i pomarańczowy) występuje zbyt wysokie napięcie u części odbiorców (w obwodzie 3 u 27 odbiorców, a w obwodzie 4 u 26 odbiorców). Aby zilustrować skalę problemu, w obu obwodach wybrano po jednym odbiorcy z największym przekroczeniem napięcia (odbiorcy na końcach obwodów). Na rys. 2 przedstawiono dobowe przebiegi napięć fazowych u tych odbiorców (wybrano fazy z najwyższymi wartościami napięć; czerwonymi liniami oznaczono dopuszczalne minimalne i maksymalne poziomy napięcia). Dla odbiorcy w obwodzie 3 maksymalna wartość napięcia wyniosła 277 V, a dla odbiorcy w obwodzie 4 było to 269 V. Daje to przekroczenia odpowiednio o 24 V (9,5%) i 16 V (6,3%) w stosunku do dopuszczalnej wartości maksymalnej, wynoszącej 253 V. Wyznaczone profile napięcia u tych odbiorców stanowią punkt odniesienia do dalszych badań.



Rys. 2. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy)

Analizowane sposoby ograniczania wzrostów napięcia

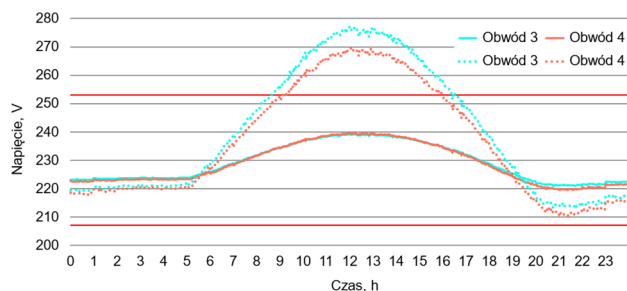
W ramach przeprowadzonych badań rozpatrzono następujące metody pozwalające na obniżenie napięcia u odbiorców podczas pracy mikroinstalacji PV:

1. przebudowa sieci do wariantu maksymalnego,
 2. zmiana przekroju przewodów roboczych linii,
 3. wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA),
 4. budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów,
 5. beznapięciowa regulacja przekładni transformatora,
 6. podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora,
 7. zmiana współczynnika mocy falowników PV,
 8. instalacja centralnego magazynu energii,
 9. instalacja zbiorczych magazynów energii,
 10. instalacja rozproszonych magazynów energii.
- Wyniki analiz opisano w kolejnych punktach.

Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego

Analizując możliwości poprawy warunków napięciowych w sieci z dużym nasyceniem źródłami PV w pierwszej kolejności nasuwa się rozwiązanie polegające na wzmocnieniu sieci (ang. grid reinforcement). W wykonanych analizach założono przebudowę sieci w istniejącym

układzie do wariantu maksymalnego ze względów technicznych. Złożono wymianę transformatora na jednostkę o mocy 630 kVA oraz wybudowanie całej sieci od nowa z wykorzystaniem kabli o przekroju 240 mm². Wyniki symulacji wskazały, że po przebudowie sieci do wariantu maksymalnego problem przekroczeń dopuszczalnego poziomu napięcia został zlikwidowany. Napięcia w całej sieci, w szczególności w głębi obwodów 3 i 4, mieściły się w dopuszczalnych granicach, tj. $U_n \pm 10\%$. Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcu obwodów 3 i 4 uległy zmniejszeniu odpowiednio o 37 V i 30 V i wynoszą 240 V (przed przebudową 277 V) oraz 239 V (przed przebudową 269 V). Na rys. 3 przedstawiono dobowe profile napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4.



Rys. 3. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po przebudowie sieci do wariantu maksymalnego)

Realizacja analizowanego wariantu wzmocnienia sieci wymagałaby poniesienia dużych nakładów inwestycyjnych na skablowanie blisko 10 km sieci, połączone z zabudową wymaganej liczby złączy kablowych. Z tak szerokim zakresem inwestycji wiązałyby się także problemy formalno-prawne (zgody właścicieli nieruchomości), a w konsekwencji czas potrzebny na jej realizację byłby nieakceptowalny. Ponadto, mając na uwadze dalszy rozwój mikroinstalacji PV, okazać się może, że problem przekroczeń dopuszczalnego poziomu napięcia powróci po zainstalowaniu w tej sieci kolejnych źródeł PV. Zatem taki wariant inwestycyjny nie ma uzasadnienia techniczno-ekonomicznego i należy go traktować jedynie jako rozwiązanie hipotetyczne, a celem tej analizy było pokazanie samej możliwości obniżenia napięć przez przebudowę sieci. W kolejnych punktach przeanalizowano sposoby wzmocnienia sieci możliwe do zastosowania praktycznego.

Zmiana przekroju przewodów roboczych linii

W tym wariantie dokonano oceny wpływu zwiększenia przekroju przewodów roboczych linii na warunki napięciowe w sieci. Przyjęto, że wszystkie przewody o przekroju 50 mm² zostaną zastąpione przewodami o przekroju 70 mm², a przewody o przekroju 70 mm², przewodami 120 mm² (pozostałe przekroje przewodów bez zmian). Analiza wyników symulacji wskazała, że taki wariant rozwojowy poprawił warunki napięciowe w sieci. Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 uległy zmniejszeniu, odpowiednio o 17 V i 18 V. Po wymianie przewodów maksymalna wartość napięcia u odbiorcy na końcu obwodu 3 wyniosła 260 V, a u ostatniego odbiorcy w obwodzie 4 była równa 251 V (w obwodzie 4 przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia zostały całkowicie wyeliminowane). Podobnie jak w wariantach poprzednim, zaobserwowane obniżenie napięcia wynika ze zmniejszenia impedancji układu (a więc spadków napięć) po zwiększeniu przekroju przewodów roboczych linii.

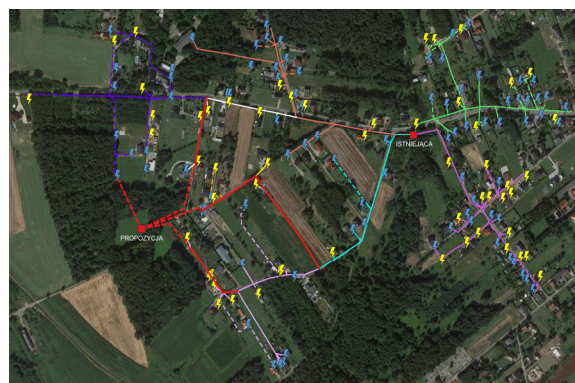
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)

Symulacja polegała na sprawdzeniu wpływu zastąpienia istniejącego transformatora o mocy znamionowej 400 kVA transformatorem o mocy 630 kVA. Analiza wyników wskazała jednoznacznie, że zabieg ten w minimalnym stopniu wpłynął na wartości napięć w sieci. Maksymalne napięcia u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 zmniejszyły się jedynie o 2 V w stosunku do istniejącego układu sieci. Powodem tego jest niewielka zmiana impedancji całego układu po wymianie transformatora.

Przeprowadzone analizy wykazały, że możliwe do praktycznej realizacji działania mające na celu wzmocnienie istniejącego układu sieci nN nie pozwalają na całkowite wyeliminowanie przekroczeń napięcia przy pracy źródeł PV. W kolejnym kroku przeanalizowano możliwość zmiany istniejącego układu sieci.

Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów

Symulacja polegała na sprawdzeniu w jaki sposób budowa nowej stacji, połączona z wprowadzeniem nowych podziałów sieci i skróceniem istniejących obwodów, wpłynie na poziomy napięć w sieci. Na rys. 4 przedstawiono rozpatrywaną sieć wraz z propozycją nowej stacji SN/nN i założonym podziałem obwodów. W analizowanym wariantcie inwestycyjnym założono wyprowadzenie czterech obwodów z nowej stacji do istniejącej sieci za pomocą linii kablowych o przekroju 240 mm² (czerwona przerywana linia) oraz wymianę istniejących przewodów napowietrznych o przekroju mniejszym niż 70 mm² na przewody o takim właśnie przekroju (czerwona ciągła linia). Celem wymiany przewodów napowietrznych było zachowanie zasady, iż w torach głównych sieci stosuje się przewody o przekroju nie mniejszym niż 70 mm². W nowej stacji zastosowano transformator o mocy 400 kVA.



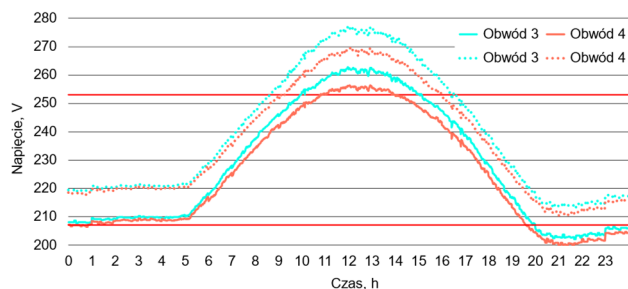
Rys. 4. Analizowana sieć nN z uwzględnieniem nowej stacji

Analiza wyników symulacji wskazała, że wybudowanie nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów istotnie poprawiło warunki napięciowe u wszystkich odbiorców. Zarówno w części zasilanej z istniejącej stacji, jak i w części zasilanej z nowej stacji, napięcia nie przekraczały w żadnym węźle wartości dopuszczalnych. Należy jednak pamiętać, że możliwość wdrożenia tego wariantu może być ograniczona dodatkowo przez aspekty związane z lokalizacją nowej stacji SN/nN. W kolejnych punktach przeanalizowano zatem możliwości oddziaływania na napięcia w sieci nN, które nie wymagają jej wzmocnienia lub zmiany jej struktury.

Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora

Pierwszym ze sposobów jest wykorzystanie możliwości regulacyjnych istniejącego transformatora SN/nN ($U_n \pm 2,5 - 5 - 7,5\%$). Wykonując analizy poszukiwano takiej nastawy przekładni, która zapewni najmniejsze przekroczenia

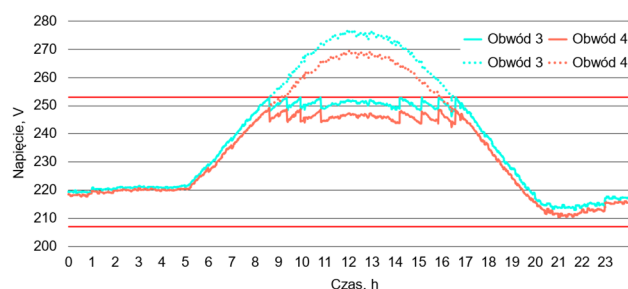
wartości dopuszczalnych napięć w całej sieci w różnych stanach jej pracy. Stan taki uzyskano dla zaczepek -1 (-2,5% U_n), dla którego maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 były równe odpowiednio 263 V (bez regulacji 277 V) i 256 V (bez regulacji 269 V). Pomimo, że nie zlikwidowano przekroczeń wartości maksymalnej napięcia, nie można było zastosować zaczepek -2 lub -3, ponieważ już dla zaczepek -1, podczas szczytu wieczornego (przy braku generacji PV), napięcia u tych odbiorców obniżyły się poniżej wartości minimalnej (207 V), wynosząc odpowiednio 202 V i 200 V (rys. 5). Oznacza to, że w analizowanej sieci nie ma możliwości dobrania takiej nastawy przekładni transformatora (stałej w dłuższym okresie), która zapewni odpowiednie warunki napięciowe w różnych stanach jej pracy. W związku z tym w kolejnym kroku przeanalizowano regulację podobciążeniową.



Rys. 5. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po beznapięciowej regulacji przekładni transformatora)

Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora

W analizowanej sieci założono instalację transformatora SN/nN z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepek, umożliwiającym regulację napięcia w zakresie $U_n \pm 2,5 - 5 - 7,5\%$. Regulację prowadzono w taki sposób, że podczas narastania generacji PV (godziny popołudniowe) zmiana przekładni następowała w chwili, gdy napięcie u odbiorcy, u którego stwierdzono najgorsze warunki napięciowe (koniec obwodu 3) osiągnęło 253 V. Zaczepy zmieniano kolejno od zaczepek 0 (U_n) do -3 (-7,5% U_n). W odwrotnej kolejności zmieniano zaczepy podczas zmniejszania się generacji PV (godziny popołudniowe).



Rys. 6. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po podobciążeniowej regulacji przekładni transformatora)

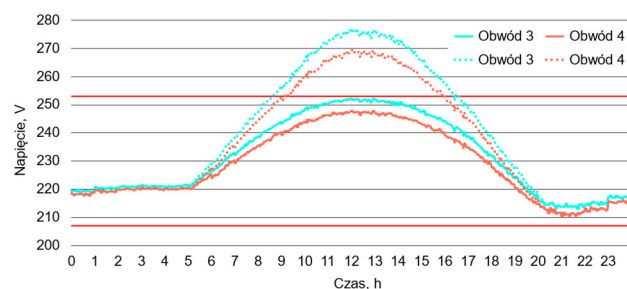
Analiza wyników wskazała, że podobciążeniowa regulacja napięcia transformatora poprawiła warunki napięciowe w sieci. Napięcia u żadnego odbiorcy w obwodach 3 i 4 nie przekroczyły wartości dopuszczalnych, a maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 były równe odpowiednio 253 V (bez regulacji 277 V) i 249 V (bez regulacji 269 V), co pokazano na rys. 6. Jednak również w tym przypadku pojawił się problem zbyt niskiej wartości napięcia, przy czym dotyczył on transformatora i odbiorcy na początku obwodu 1, gdzie

minimalne wartości napięć przy pracy transformatora na zaczepek -3 (-7,5% U_n) wyniosły odpowiednio 205 V i 206 V.

Rozważając zastosowanie podobciążeniowej regulacji napięcia, oprócz nakładów finansowych na wymianę transformatora, należy również wziąć pod uwagę konieczność opracowania i implementacji algorytmu sterującego pracą przełącznika zaczepek. Dodatkowo należy uwzględnić ograniczony zakres regulacji napięcia, który w rozległych sieciach nN z dużym nasyceniem źródłami PV może nie zapewnić utrzymania napięcia w dopuszczalnych granicach u wszystkich odbiorców.

Zmiana współczynnika mocy falowników PV

Do obniżenia napięcia można również zastosować prosumenckie falowniki PV, które w tym celu powinny byćysterowane w taki sposób, aby pobierały moc bierną indukcyjną podczas generacji mocy czynnej przez źródło PV. Powoduje to powstanie dodatkowych spadków napięć na impedancjach elementów sieci, w efekcie prowadząc do obniżenia napięć węzłowych. W symulacjach przyjęto współczynnik mocy falowników $\cos\phi = 0,8$. Dla takiego ustawienia falowników generacja 1 kW mocy czynnej powoduje pobór 0,75 kvar mocy biernej indukcyjnej. Analiza wyników wskazała, że zmiana współczynnika mocy falowników poprawiła warunki napięciowe w sieci (rys. 7). Wszystkie napięcia węzłowe mieściły się w dopuszczalnych granicach, a u odbiorców zlokalizowanych na końcach obwodów 3 i 4 wyniosły odpowiednio 252 V (277 V bez regulacji) i 248 V (269 V bez regulacji).



Rys. 7. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po zmianie współczynnika mocy falowników)

Efektywność regulacji napięcia za pomocą zmiany przepływów mocy biernej zależy od stosunku R/X w analizowanej sieci oraz od zdolności falowników do generacji tej mocy. Ponieważ skutkiem zmiany współczynnika mocy falowników jest przepływ dodatkowego prądu indukcyjnego, to zwiększeniu ulegają wartości prądów płynących w całej sieci. W analizowanym przypadku przekroczenia napięcia zostały usunięte, jednak odbyło się to kosztem przeciążenia niektórych elementów sieci (maksymalne przeciążenie wyniosło 23% ($I_{obc} = 263$ A przy $I_{dd} = 213$ A)). Dodatkowo nastąpił znaczący wzrost dobowych strat energii, które wyniosły 98,8 kWh, przy 53,4 kWh w wariancie wyjściowym (bez regulacji).

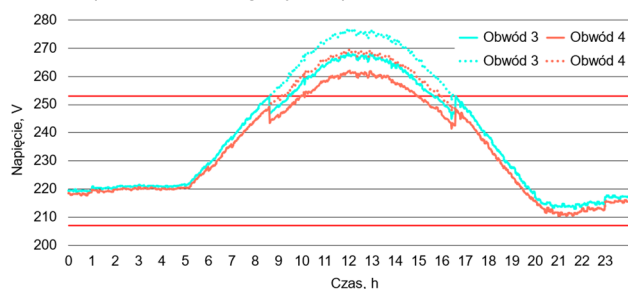
Instalacja centralnego magazynu energii

Przeanalizowane dotychczas metody obniżania napięć podczas pracy źródeł PV nie eliminowały podstawowej przyczyny przekroczeń napięcia, jaką jest specyficzny bilans energii, wynikający z nadmiaru generacji PV w okresach niskiego zapotrzebowania. Do zmiany tej sytuacji można wykorzystać magazyny energii. Pierwszym z analizowanych wariantów uwzględniających możliwość gromadzenia nadwyżek energii jest instalacja magazynu centralnego przy stacji SN/nN. Założono zabudowę magazynu o mocy 100 kW i nieograniczonej pojemności.

Magazyn zostałysterowany w taki sposób, aby rozpoczynał ładowanie z pełną mocą po przekroczeniu napięcia 253 V u dowolnego odbiorcy. Podczas symulacji magazyn pobrał 790 kWh energii w ciągu doby, co pozwala zgrubnie oszacować jego wymaganą pojemność rzeczywistą. Analiza wyników symulacji wskazała jednak, że ten wariant nie rozwiązał problemu przekroczeń napięcia. Lokalizacja magazynu przy stacji nie wpłynęła znacząco na napięcia w sieci, ponieważ ładowanie magazynu nie zmieniło wartości i kierunku przepływu mocy w liniach, a tym samym powstających na tych elementach spadków napięć. Praca magazynu wpłynęła jedynie na spadek napięcia na transformatorze, który, z uwagi na jego niską impedancję, jest niewielki. Napięcia u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 pozostały praktycznie takie same jak w wariantcie wyjściowym.

Instalacja zbiorczych magazynów energii

W drugim wariantcie uwzględniającym wykorzystanie magazynów założono budowę czterech zbiorczych jednostek o mocy 25 kW i nieograniczonej pojemności, zlokalizowanych w połowie długości każdego obwodu. W symulacjach magazynyysterowano analogicznie jak magazyn centralny. W ciągu doby pobrały one łącznie 741 kWh, co daje 185 kWh na jeden magazyn. Podczas pracy magazynów napięcia w sieci uległy obniżeniu, jednak nie zlikwidowano przekroczeń wartości dopuszczalnej napięcia u wszystkich odbiorców. U odbiorców na końcach obwodów nr 3 i 4 (rys. 8) maksymalne wartości napięć wyniosły odpowiednio 268 V (277 V bez magazynów) i 262 V (269 V bez magazynów).



Rys. 8. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan podczas pracy zbiorczych magazynów energii)

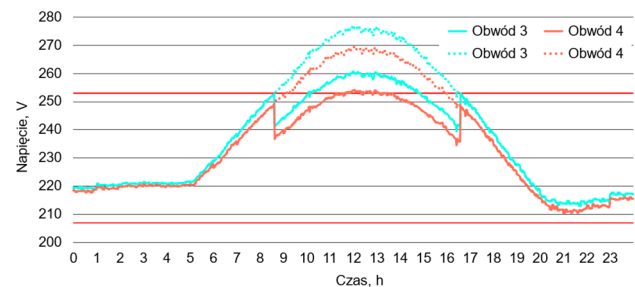
Praca magazynów zbiorczych zmieniła przepływy mocy oraz wynikające z nich spadki napięć w liniach, co pozwoliło na obniżenie napięć w sieci. Rozważając wdrożenie takiego rozwiązania należy szczegółowo przeanalizować różne stany pracy sieci i na tej podstawie zoptymalizować moc i pojemność magazynów, a także punkty przyłączenia poszczególnych urządzeń. Podstawowym problemem w tym wariantcie (a także w wariantcie poprzednim) może być znalezienie odpowiedniego miejsca na posadowienie magazynów o stosunkowo dużych mocach i pojemnościach, a więc również dużych gabarytach. Wady tej pozbawiony jest kolejny wariant, zakładający wykorzystanie magazynów rozproszonych zainstalowanych u prosumentów.

Instalacja rozproszonych magazynów energii

W trzecim wariantcie uwzględniającym magazynowanie energii założono instalację dwudziestu magazynów o mocy 5 kW, losowo rozlokowanych u prosumentów. Podobnie jak w poprzednich dwóch wariantach przyjęto nieskończoną pojemność magazynów oraz jednakowe ichysterowanie (ładowanie z pełną mocą rozpoczynało się po przekroczeniu 253 V u dowolnego odbiorcy). Podczas pracy magazyny łącznie pobrały 719 kWh energii w ciągu doby, co pozwala oszacować pojemność pojedynczego

magazynu na poziomie 38 kWh. Dla tego wariantu uzyskano znaczące obniżenie napięć u odbiorców w każdym obwodzie, jednak problem przekroczeń napięcia nie został w pełni rozwiązany. W przypadku odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (rys. 9) maksymalne wartości napięcia wyniosły odpowiednio 261 V (277 V bez magazynów) i 254 V (269 V bez magazynów).

Spośród analizowanych wariantów najlepsze efekty uzyskano dla magazynów rozproszonych, ponieważ ten sposób najskuteczniej likwiduje przyczynę wzrostu napięcia, jaką jest wprowadzanie do sieci nadmiaru generacji PV w okresach niskiego obciążenia. Rozważając wykorzystanie tej metody regulacji napięcia należy jednak mieć na uwadze fakt, że zwykle OSD nie ma możliwości wpływania na punkty pracy magazynów prosumenckich. Oznacza to, że istnieje konieczność opracowania systemów zarządzających pracą rozproszonych magazynów w taki sposób, aby jak najlepiej wykorzystały ich ograniczone moce i pojemności do zapewnienia maksymalnych korzyści dla prosumentów i jednocześnie wspomagać pracę sieci. Funkcją taką mogłyby spełniać odpowiednio zaprojektowane systemy HEMS (ang. Home Energy Management System). To zagadnienie jest przedmiotem dalszych badań realizowanych przez autorów niniejszego artykułu.



Rys. 9. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan podczas pracy rozproszonych magazynów energii)

Podsumowanie

Prosumenckie mikroinstalacje PV mogą w niektórych sytuacjach niekorzystnie wpływać na sieć rozdzielczą nN, generując zakłócenia w jej pracy. Najczęstszym zakłóceniem jest przekroczenie dopuszczalnego poziomu napięcia, skutkujące zwykle wyłączeniem mikroinstalacji PV. Jest to sytuacja niekorzystna dla właścicieli tych źródeł, którzy ponoszą wymierną stratę, pomimo korzystnych warunków pogodowych do wytwarzania energii.

Celem zapewnienia odpowiednich poziomów napięć w sieci można zastosować szereg rozwiązań technicznych. Efektywność poszczególnych rozwiązań jest jednak różna i w dużej mierze zależy od specyfiki danego układu zasilającego. W artykule dokonano oceny możliwości utrzymania odpowiednich poziomów napięć w stosunkowo rozległej sieci terenowej o dużym nasyceniu źródłami PV. Wyniki analiz podsumowano w tabeli 1 (kolorem czerwonym oznaczono przekroczenia wartości dopuszczalnej napięcia, natomiast kolor zielony oznacza poprawę warunków napięciowych w stosunku do istniejącego układu sieci).

Spośród możliwych do praktycznej realizacji wariantów zakładających działania inwestycyjne po stronie sieciowej, wymiana przewodów roboczych linii lub transformatora przy pozostawieniu aktualnej konfiguracji sieci nie przyniosła spodziewanych efektów. Wynika to ze znacznej rozległości tej sieci, skutkującej dużą impedancją układu zasilającego. Zmniejszenie wartości impedancji sieci można zrealizować poprzez budowę nowej stacji SN/nN i skrócenie istniejących

obwodów. Dla tego wariantu napięcia w całej sieci mieściły się w dopuszczalnych granicach.

W rozpatrywanej sieci nie udało się utrzymać wymaganych wartości napięć u wszystkich odbiorców za pomocą beznapięciowej zmiany przekładni transformatora, co również wynika z rozległości układu, ale także z bardzo szerokiej zmiany warunków pracy tej sieci w ciągu analizowanej doby. Przy dużych zmianach rozpiętość mocy (i wynikających z tego zmian spadków napięć) nie było możliwości znalezienia takiej nastawy przekładni (stałej w ciągu doby), dla której napięcia w całej sieci mieściłyby się w dopuszczalnych granicach zarówno podczas pracy źródeł PV, jak i później, podczas wieczornego szczytu obciążenia. Te same czynniki sprawiły, że również podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora

cechowała się ograniczoną efektywnością. Z kolei zmiana rozpiętość mocy biernej, wymuszona przez zmianę współczynnika mocy falowników PV, pozwoliła na utrzymanie odpowiednich poziomów napięć, jednak skutkiem tej regulacji były przeciążenia elementów sieci oraz znaczący wzrost strat.

Spośród przeanalizowanych sposobów obniżania napięć z wykorzystaniem magazynów energii najlepszy efekt uzyskano dla magazynów rozproszonych. Wynika to z tego, że urządzenia te, zainstalowane u prosumentów, likwidują bezpośrednią przyczynę wzrostu napięcia, jaką jest nadmierna ilość mocy wprowadzanej do sieci. Jednak, aby jak najlepiej wykorzystać ograniczoną moc i pojemność magazynów prosumenckich, konieczne jest opracowanie odpowiednich algorytmów sterujących tymi urządzeniami.

Tabela 1. Maksymalne (U_{max}) i minimalne (U_{min}) dobowe wartości napięć, w V, u odbiorców w poszczególnych obwodach analizowanej sieci

Obwód sieci:	1 - zielony		2 - fioletowy		3 - turkusowy		4 - pomarańczowy	
	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}
Odbiorca na początku obwodu								
Istniejący układ sieci	230	223	238	221	235	222	238	221
Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego	227	224	230	223	228	224	229	223
Zmiana przekroju przewodów roboczych linii	228	223	233	222	230	223	233	222
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)	228	223	237	221	232	222	237	221
Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów	228	224	237	222	228	224	230	223
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	217	212	228	210	223	211	226	209
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	226	206	233	214	230	209	232	213
Zmiana współczynnika mocy falowników PV	225	217	226	221	225	218	225	220
Budowa centralnego magazynu energii	229	223	237	221	234	222	238	221
Budowa zbiorczych magazynów energii	228	223	235	221	232	222	235	221
Budowa rozproszonych magazynów energii	228	223	235	221	231	222	234	221
Odbiorca na końcu obwodu								
Istniejący układ sieci	235	220	250	218	277	214	269	210
Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego	228	223	234	222	239	221	239	219
Zmiana przekroju przewodów roboczych linii	232	221	241	220	260	216	251	216
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)	234	220	249	218	275	214	267	211
Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów	233	221	249	219	232	223	233	221
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	224	209	240	207	263	202	256	200
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	230	210	239	218	253	214	249	210
Zmiana współczynnika mocy falowników PV	224	219	236	218	252	214	248	210
Budowa centralnego magazynu energii	234	220	250	218	276	213	269	210
Budowa zbiorczych magazynów energii	231	220	245	218	268	214	262	210
Budowa rozproszonych magazynów energii	232	220	245	218	261	214	254	210

Autorzy: mgr inż. Marcin Smółka, Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów, ul. Akademicka 2a, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.smolka@polsl.pl; dr hab. inż. Roman Korab, prof. PŚ, Politechnika Śląska, WE, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: roman.korab@polsl.pl; dr inż. Marcin Połomski, Politechnika Śląska, WAEil, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania, ul. Akademicka 16, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.polomski@polsl.pl;

LITERATURA

[1] PTPIREE: Mikroinstalacje w Polsce. ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce

[2] Wójcicki R.: Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej osłonie kontrolnej, Rynek Energii, 1, 2020

[3] Fernández G., Galan N., Marquina D., Martínez D., Sanchez A., López P., Bludszuweit H., Rueda J.: Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. Energies. 2020, 13 (17), 4347, doi:10.3390/en13174347

[4] Gandhi O., Kumar D.S., Rodríguez-Gallegos C.D., Srinivasan D.: Review of power system impacts at high PV penetration. Part I: Factors limiting PV penetration. Solar Energy, 2020, 210, doi:10.1016/j.solener.2020.06.097

[5] Korab R., Połomski M., Smółka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. Energies 2022, 15, 1969, doi:10.3390/en15061969

[6] Korab R., Połomski M., Smółka M.: Wpływ źródeł PV na pracę sieci nN. Śląskie Wiadomości Elektrotechniczne, 5'2021 (137)

[7] Singh R., Tripathi P. and Yatendra K.: Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network. 2019, RDCAPE, 2019, doi:10.1109/RDCAPE47089.2019.8979014

[8] Upadhyay P., Kern J., Vadlamani V.: Impact of Reverse Power Flow on Transformer, „CIGRE S&E”, No 19, 2020

[9] Watson, J.D., Watson, N.R., Santos-Martin, D., Wood, A.R., Lemon, S. and Miller, A.J.: Impact of Solar Photovoltaics on the Low-Voltage Distribution Network in New Zealand. IET GTD, 2016, 10, doi:10.1049/iet-gtd.2014.1076

[10] Pijarski P., Kacejko P., Adamek S.: Analysis of Voltage Conditions in Low Voltage Networks Highly Saturated with Photovoltaic Micro Installations, Acta Energetica, 3/2018

[11] Krzemiński Z.: Regulacja napięcia w sieci nN z rozproszonymi źródłami energii. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 5/2020, doi:10.15199/48.2020.05.06

[12] Mnich T.: Podobciążeniowy układ regulacji w transformatorach rozdzielczych. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 11/2020, doi:10.15199/48.2020.11.06

[13] Ozorowski M., Jaloza R.: Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nn z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC. Wiad. Elektrotechniczne, 5, 2020

[14] Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybranej parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 2020, doi:10.15199/48.2020.03.05

[15] Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.: Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć. Przegląd Elektrotechniczny, R. 95, 2019, doi:10.15199/48.2019.09.39

[16] <https://www.epri.com/pages/sa/opensds>

[17] Korab R., Połomski M., Naczyński T., Kandzia T.: A dynamic thermal model for a photovoltaic module under varying atmospheric conditions. En. Conversion and Management, 280, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.116