

doi:10.15199/48.2024.08.07

Porównanie wybranych metod ograniczenia odchyłeń napięcia w sieci testowej IEEE z instalacjami prosumenckimi

Streszczenie. W artykule zaprezentowano badania symulacyjne, wykonane na modelu sieci testowej niskiego napięcia, mające na celu porównanie stosowanego obecnie lokalnego sterowania napięciem z metodą wykorzystującą podobciążeniowy przełącznik zaczeów transformatora.

Abstract. The article presents simulation research carried out on a model of a low-voltage test network, aimed at comparing the currently used local voltage control with the method using an on-load transformer tap changer. (Comparison of selected methods for limiting voltage deviations in the IEEE test network with prosumer installations).

Słowa kluczowe: mikroinstalacje, instalacje prosumenckie, sterowanie napięciem, podobciążeniowy przełącznik zaczeów.

Keywords: microinstallations, prosumer installations, voltage control, on-load tap changer.

Wstęp

Źródła fotowoltaiczne (PV) w dalszym ciągu stanowią największą grupę źródeł odnawialnych w Polsce. Choć przyrost nowych mocy zainstalowanych w jednostkach PV jest wciąż imponujący (ok. 40% w 2023 r. względem 2022 r. [1]), to jednocześnie istotnie zmieniają się wzajemne proporcje poszczególnych grup nowo uruchamianych instalacji. W 2023 r. można było zaobserwować wyraźne ożywienie w sektorze farm fotowoltaicznych przy równoczesnym lekkim zahamowaniu rozwoju sektora mikroinstalacji, których moc pod koniec 2023 r. stanowiła niecałe 63% łącznej mocy PV. Dla porównania w rekordowym 2020 r. udział ten wynosił ponad 76%. Wydaje się, że taka tendencja nie wynika jedynie z naturalnego spadku zainteresowania inwestorów, a raczej jest odgórnie zaplanowaną strategią mającą na celu opanowanie negatywnych zjawisk, jakie gwałtowny wzrost liczby mikroinstalacji wywołał w sieciach średniego (SN) i niskiego napięcia (nn). Do elementów tej strategii można zaliczyć z pewnością wprowadzenie mniej korzystnego systemu rozliczeń prosumentów (net-billing) czy też zmiany w ostatnich edycjach programu „Mój Prąd”, kładące nacisk na magazynowanie i zarządzanie energią elektryczną [2]. W dalszym ciągu brakuje rozwiązań, które zamiast ograniczać liczbę przyłączanych mikroinstalacji, pozwalałyby efektywnie nimi zarządzać.

W artykule zaprezentowano możliwość wykorzystania w tym celu podobciążeniowego przełącznika zaczeów transformatora (PPZ). Analizę przeprowadzono w sieci testowej niskiego napięcia z przyłączonymi źródłami prosumenckimi PV. Rozwiązanie to porównano ze sterowaniem lokalnym wymaganym obecnie przez operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD), czyli trybem sterowania mocą bierną $Q(U)$ w falownikach mikroinstalacji. Skupiono się przede wszystkim na ocenie porównywanych rozwiązań pod kątem efektywności ograniczenia zjawiska wzrostu napięcia w sieci, które stanowi obecnie podstawową barierę w przyłączaniu nowych źródeł prosumenckich [3, 4].

Model sieci i przyjęte założenia

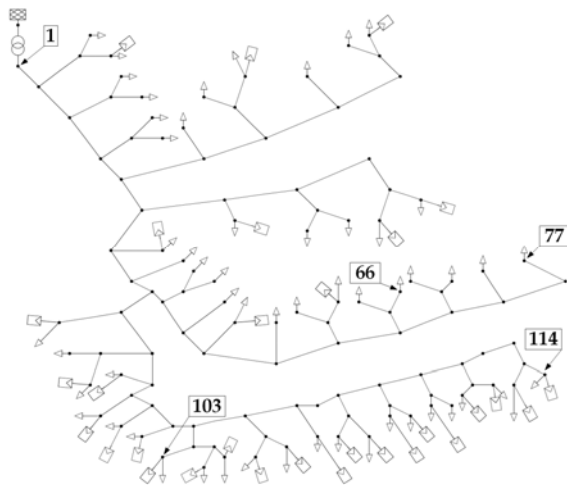
Na potrzeby badań zamodelowano w środowisku DigSILENT PowerFactory 116-węzłową sieć testową niskiego napięcia IEEE [5], uzupełnioną o źródła fotowoltaiczne. Widok utworzonego modelu sieci prezentuje rysunek 1.

Sieć składa się ze 115 odcinków linii (o zróżnicowanych długościach i przekrojach) zasilanych z transformatora SN/nn o mocy 800 kVA. Do 55 węzłów sieci przyłączeni są

odbiorcy, dla których wczytano odrębne profile obciążenia (dane z 24 godzin, rozdzielczość 1 min.). Wszystkie obciążenia przyłączone są jednofazowo (21 odbiorów przyłączonych do fazy A, 19 do fazy B i 15 do fazy C). Szczegółowe dane potrzebne do budowy modelu, m.in. parametry poszczególnych odcinków linii i profile obciążenia odbiorców dostępne są w [6].

Do zamodelowanej w ten sposób sieci dołączono w 30 węzłach jednofazowe źródła fotowoltaiczne. Przyjęto jeden wspólny dobowy przebieg mocy generowanej PV, zakładając, że warunki nasłonecznienia w całej sieci będą podobne. Zróżnicowano jednak moc znamionową instalacji PV, dostosowując ją do maksymalnej mocy czynnej pobieranej w danym węźle. Założenie to wynika z aktualnie obowiązującego wymogu, według którego moc instalacji PV nie może być wyższa od mocy przyłączeniowej, określonej w umowie przyłączeniowej zawartej pomiędzy odbiorcą energii elektrycznej a OSD. W danych dla sieci testowej IEEE nie podano informacji o mocach przyłączeniowych, dlatego przyjęto, że będzie to maksymalna pobierana moc odczytana z dobowych profili obciążenia. Jest to pewne uproszczenie, w rzeczywistości moc ta może znacznie odbiegać od faktycznej mocy pobieranej, a co za tym idzie moce źródeł PV mogłyby być także inne. Łączna moc zainstalowana w źródłach PV wynosi ok. 186 kW, natomiast moce poszczególnych instalacji mieszczą się w zakresie od 3 do 13 kW. Źródła zostały przyłączone jednofazowo, co wynika z jednofazowego przyłączenia odbiorców, narzuconego w danych dla sieci testowej IEEE. Jednak zgodnie z krajowymi wymaganiami, źródła PV o mocy znamionowej wyższej niż 3,68 kW przyłączane są wyłącznie trójfazowo [7].

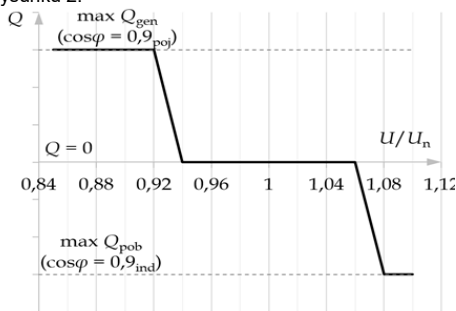
Odnosząc sumaryczną moc zainstalowaną w źródłach PV (ok. 186 kW) do maksymalnej mocy czynnej pobieranej przez odbiorców z sieci (ok. 330 kW), można oszacować wskaźnik nasycenia (penetracji) sieci fotowoltaiką [8, 9]. Wynosi on ok. 56%, co nie wydaje się przesadnie dużą wartością. Moc transformatora (800 kVA), łączna długość wszystkich linii wynosząca ok. 1,2 km, a także rezystancje i reaktancje jednostkowe dla poszczególnych linii, sugerujące, że jest to sieć kablowa o dość dużych przekrojach – wszystko to świadczy, że rozważana sieć nie jest szczególnie narażona na problemy napięciowe. Opisany w artykule przypadek nie jest zatem przypadkiem skrajnym i w krajowych warunkach można odnaleźć sieci o dużo gorszych parametrach, w których prezentowane negatywne zjawiska napięciowe będą występować na znacznie większą skalę.



Rys.1. Model sieci niskiego napięcia (strzałkami zaznaczono węzły, dla których prezentowane będą przebiegi napięcia)

Badania symulacyjne

W symulacjach wzięto pod uwagę trzy warianty. Pierwszy z nich (wariant A) prezentuje pracę sieci bez wdrożenia jakichkolwiek metod sterowania napięciem. Falowniki instalacji PV pracują w trybie $\cos\varphi = 1$, a zatem nie pobierają ani nie generują mocy biernej. Napięcie w poszczególnych węzłach wynika z aktualnych wartości mocy czynnej generowanej i pobieranej z sieci. W drugim wariantcie (B) pokazano wynik uaktywnienia we wszystkich falownikach trybu $Q(U)$. Zgodnie z wymaganiami OSD [7], tryb ten ma być ustawiany jako tryb podstawowy we wszystkich nowych i modernizowanych mikroinstalacjach PV. Falownik w trybie $Q(U)$ steruje mocą bierną, odpowiednio obniżając lub podwyższając napięcie na swoich zaciskach, zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rysunku 2.



Rys.2. Charakterystyka $Q(U)$ wymagana w trybie podstawowym pracy falownika mikroinstalacji fotowoltaicznej [7]

Trzeci wariant (C) prezentuje sytuację, w której stacja transformatorowa SN/nn rozbudowano o układ podobciążeniowego przełącznika zaczeptów transformatora. W dalszym ciągu aktywne są także charakterystyki $Q(U)$ w falownikach. PPZ jest standardowo stosowany w transformatorach wyższych napięć, jednak w sieciach niskiego napięcia nadal jest to rozwiązanie rzadko spotykane. W badaniach przyjęto, że PPZ wyposażony jest w 9 zaczeptów (pozycje od -3 do +5). Zmiana o jedną pozycję wywołuje zmianę napięcia na szynach transformatora o 1%. Algorytm pracy PPZ bazuje w tym wypadku na znajomości napięć we wszystkich węzłach sieci. W pierwszym kroku odczytywane są wartości napięć,

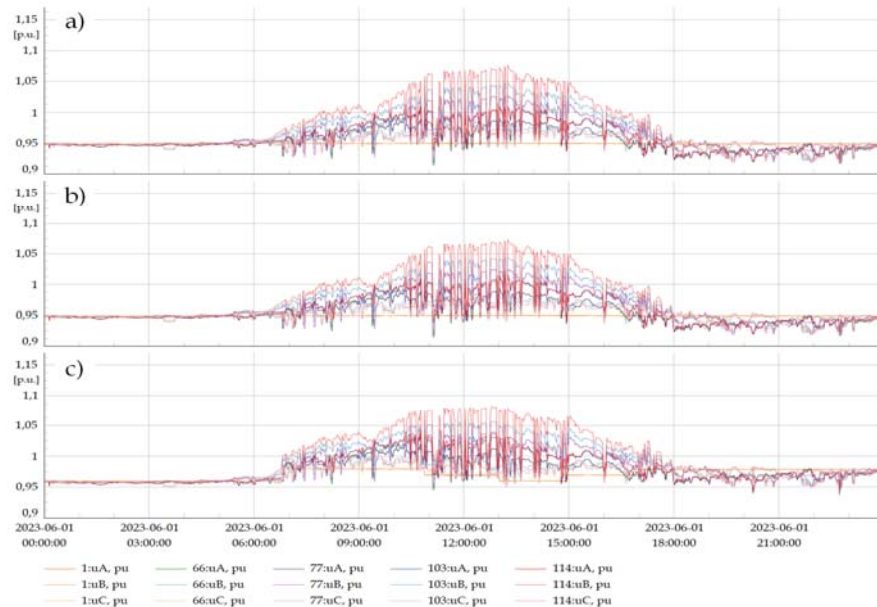
a w kolejnym wybierany zaczept, który zapewni utrzymanie napięć w narzuconych granicach. Realizacja tego rozwiązania w praktyce wiązałaby się z koniecznością opomiarowania sieci oraz zapewnienia szybkiej i niezawodnej komunikacji pomiędzy poszczególnymi węzłami a stacją transformatorową. Częściowo funkcję tę mógłby realizować system inteligentnych liczników energii, wprowadzony już obecnie u niektórych odbiorców i prosumentów. Jednak algorytm pracy PPZ można również zmodyfikować, na przykład poprzez ograniczenie koniecznych pomiarów do kilku węzłów, w których obserwowane są najniższe i najwyższe wartości napięcia. Innym sposobem może być także rozwiązanie opisane w [10]. Zakłada ono uaktywnienie funkcji kompensacji prądowej i dobór jej nastaw przy pomocy algorytmów sztucznej sieci neuronowej. W tym wypadku sterowanie podobciążeniowym przełącznikiem zaczeptów wymagałoby przeprowadzania pomiarów jedynie lokalnie, w stacji transformatorowej.

Opisane powyżej warianty symulacji (A, B, C) wykonano przy trzech różnych wartościach napięcia w stacji po stronie SN: 0,95 pu (scenariusz 1), 1,0 pu (scenariusz 2) oraz 1,05 pu (scenariusz 3). Dla każdego z przypadków zaprezentowano przebiegi napięcia w węzle za transformatorem (węzeł nr 1) oraz w węzłach, dla których zarejestrowano skrajne wartości napięcia (węzły 66, 77, 103 oraz 114). Węzły te oznaczono na schemacie sieci (rys.1). Za podstawowe kryterium oceny poszczególnych wariantów przyjęto utrzymanie napięcia w granicach $(0,95-1,1) U_n$.

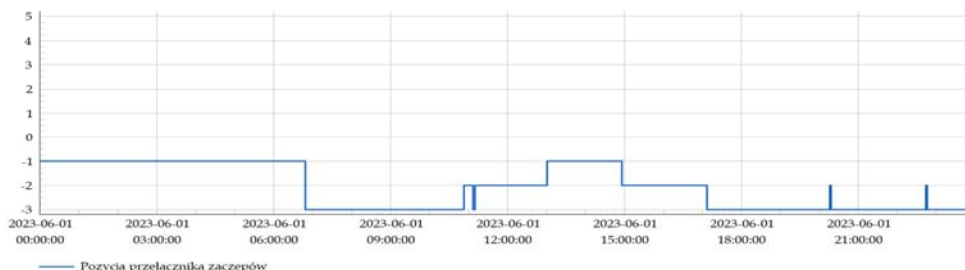
Wyniki dla napięcia 0,95 pu po stronie SN (scenariusz 1) prezentują wykresy na rysunkach 3 i 4. W wariantcie 1A (bazowym, rys.3a) napięcie w sieci podczas symulowanej doby zmienia się w granicach od 0,914 pu do 1,076 pu. Nie są to wartości nieakceptowalne, ponieważ przepisy [11] wymagają, aby napięcie utrzymywane było w zakresie $\pm 10\%$ od wartości znamionowej (przez 95% tygodnia, oceniane są wartości średnie 10-minutowe). W badaniach przyjęto jednak węższe kryteria, z dolną granicą napięcia na poziomie $0,95 U_n$. Przekroczenia tego progu występują we wszystkich węzłach, a łączny ich czas odniesiony do całkowitego czasu symulacji przekracza 50%. Uaktywnienie charakterystyk $Q(U)$ w falownikach źródeł PV (wariant 1B, rys.3b) tylko w bardzo niewielkim stopniu poprawia tę sytuację. W węzłach, w których napięcie spadło poniżej $0,94 U_n$ (lub wzrosło powyżej $1,06 U_n$) falowniki zaczęły

generować (lub pobierać) moc bierną, co widać na rysunku 5. Jednak nie przyczyniło się to istotnie do zmian napięcia w sieci. Maksymalna wartość mocy biernej w trybie $Q(U)$ wynika z minimalnej dopuszczalnej wartości $\cos\varphi = 0,9_{ind/poj}$. Dodatkowo, w szerokim zakresie napięć (powyżej

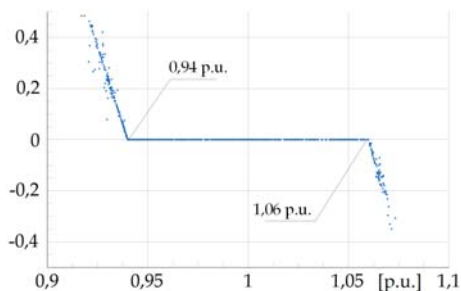
$0,94 U_n$ do $1,06 U_n$) sterowanie mocą bierną jest w ogóle nieaktywne. W tym wypadku tryb ten okazał się niewystarczający.



Rys.3. Wyniki symulacji dla scenariusza 1 (napięcie po stronie SN transformatora równe 0,95 pu). Przebiegi napięcia w poszczególnych węzłach (wartości fazowe): a) wariant 1A – bazowy; b) wariant 1B – aktywne charakterystyki $Q(U)$; c) wariant 1C – PPZ + $Q(U)$



Rys.4. Wyniki symulacji w wariantcie 1C. Przebieg zmian pozycji podobciążeniowego przełącznika zaczepów



Rys.5. Charakterystyka $Q/P = f(U)$ otrzymana w symulacji dla węzła 114 – wariant 1B

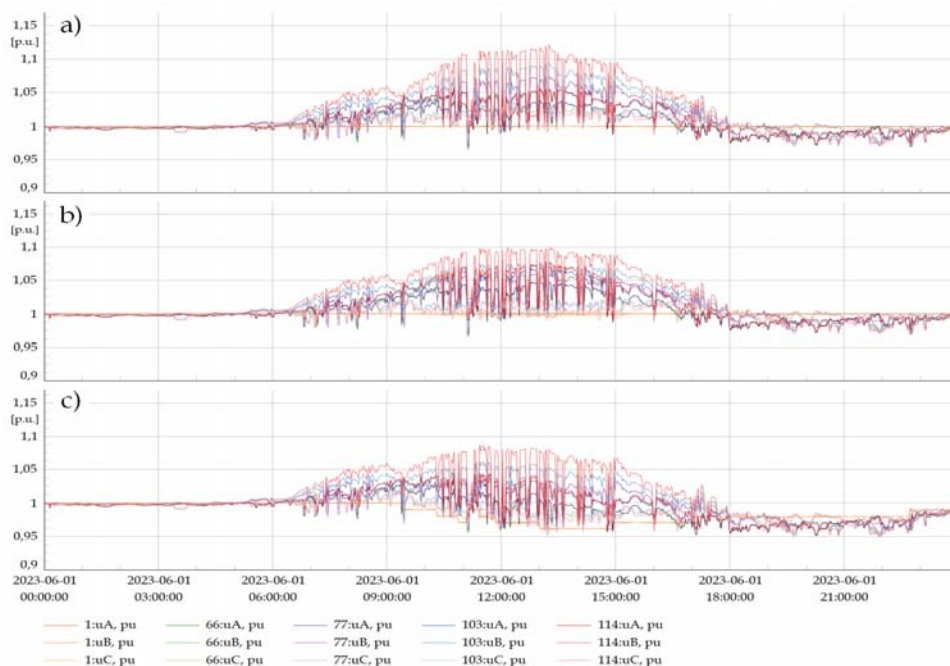
Najlepsze efekty uzyskano dla ostatniego wariantu, w którym zastosowano podobciążeniowy przełącznik zaczepów transformatora (wariant 1C, rys.3c). Jak

pokazano na rysunku 4, PPZ kilkakrotnie w ciągu doby zmienia zaczep, podwyższając napięcie w sieci. Przekroczenia dolnego progu napięciowego ($0,95 U_n$) nadal występują w wielu węzłach, co wynika z osiągnięcia maksymalnej pozycji PPZ (zaczep -3). Łączny czas tych przekroczeń, odniesiony do całkowitego czasu symulacji, wynosi jednak już tylko 0,65%. Taki wynik można uznać za zadowalający.

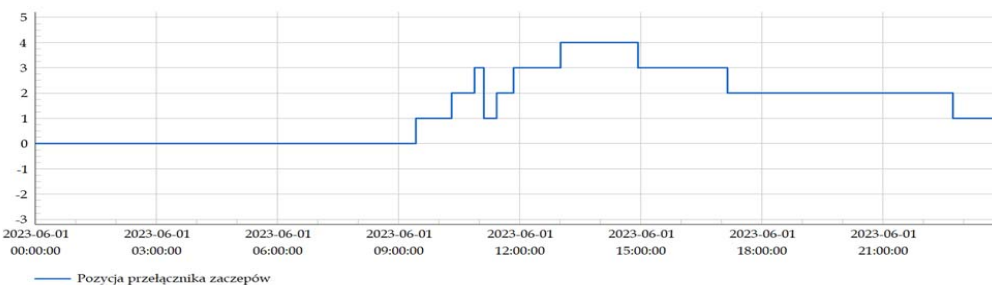
Wyniki symulacji uzyskane dla scenariusza 2 (z napięciem po stronie SN transformatora na poziomie 1,0 pu) pokazano na rysunkach 6 i 7. W wariantcie bazowym (2A, rys.6a) nie występuje problem ze zbyt niskim napięciem, jednak w 21 węzłach zarejestrowano napięcie przekraczające próg $1,1 U_n$. Choć łączny czas przekroczeń nie jest wysoki, to jednak dla części prosumentów taka sytuacja skutkowałaby wyłączeniem instalacji PV, spowodowanym zadziałaniem pierwszego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego (jest to stopień zwłoczny, reagujący na wartość średnią 10-minutową). To z

kolei wiązałyby się ze spadkiem generacji do zera podczas najbardziej słonecznej części doby. Problem ten jest obecnie powszechny, a jego skala jest największa w przypadku prosumentów przyłączonych w węzłach najbardziej oddalonych od transformatora, w których napięcie charakteryzuje się największą zmiennością. Tryb $Q(U)$ uaktywniony w falownikach PV w tym wypadku pozwala rozwiązać problem ze zbyt wysokim napięciem, co

pokazują wyniki dla wariantu 2B (rys.6b). Maksymalne zarejestrowane napięcie w sieci wyniosło dokładnie 1,100 pu, jest to zatem wartość graniczna dla zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych. Niższe wartości napięcia uzyskano w wariantcie 2C, stosując poza lokalnym sterowaniem mocą bierną, także sterowanie przekładnią transformatora w PPZ (rys.6c, rys.7).



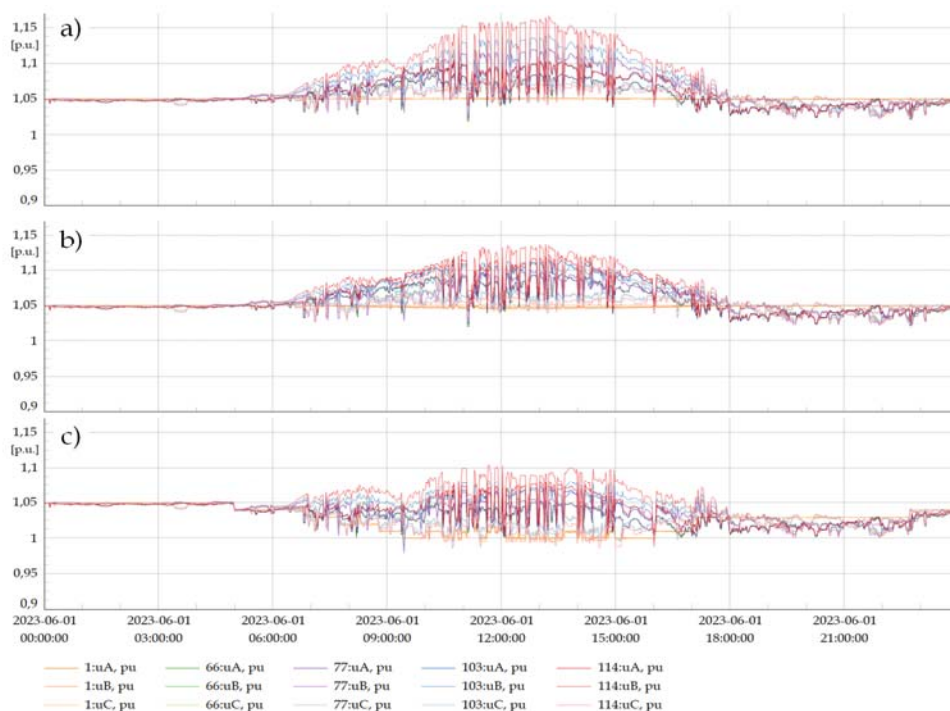
Rys.6. Wyniki symulacji dla scenariusza 2 (napięcie po stronie SN transformatora równe 1,0 pu). Przebiegi napięcia w poszczególnych węzłach (wartości fazowe): a) wariant 2A – bazowy; b) wariant 2B – aktywne charakterystyki $Q(U)$; c) wariant 2C – PPZ + $Q(U)$



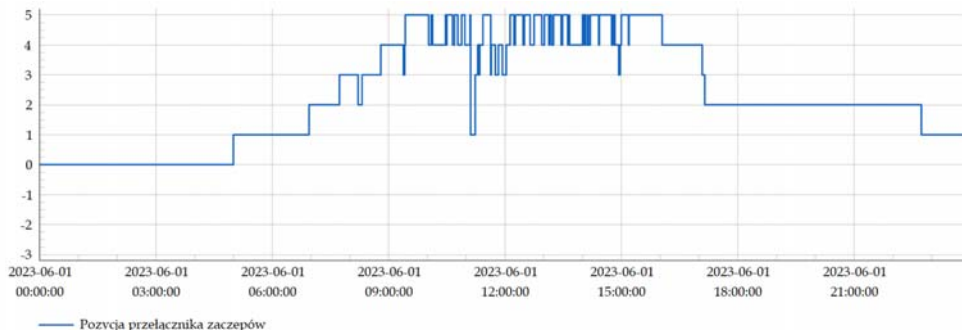
Rys.7. Wyniki symulacji w wariantcie 2C. Przebieg zmian pozycji podobciążeniowego przełącznika zaczepów

Ostatni scenariusz badań zakłada, że napięcie po stronie sieci SN utrzymuje się na poziomie 1,05 pu (scenariusz 3). Wyniki zaprezentowano na rysunkach 8 i 9. W wariantcie bazowym (3A, rys.8a) przekroczenia górnego progu napięciowego zarejestrowano aż w 90 węzłach. Maksymalne napięcie wynosi 1,166 pu, a łączny czas przekroczeń to 3,76%. Przekroczenie wartości $1,15 U_n$ wiązałyby się w rzeczywistej sieci z uaktywnieniem drugiego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, czyli z bezwzględnym wyłączeniem źródeł PV. Tryb $Q(U)$, zaprezentowany w wariantcie 3B (rys.8b), pozwala w tym

wypadku na jedynie częściowe ograniczenie przekroczeń napięciowych. Występują one nadal w 51 węzłach sieci, a ich łączny czas został ograniczony do wartości 2,26%. Najlepsze wyniki uzyskano dla rozwiązania z podobciążeniową regulacją napięcia w transformatorze (3C, rys.8c, rys.9). Górny próg napięciowy został przekroczony jedynie w 3 węzłach (węzeł 114 oraz dwa węzły z nim sąsiadujące), co wynika z osiągnięcia maksymalnej pozycji PPZ (+5). Są to jednak pojedyncze minuty w skali całej doby.



Rys.8. Wyniki symulacji dla scenariusza 3 (napięcie po stronie SN transformatora równe 1,05 pu). Przebiegi napięcia w poszczególnych węzłach (wartości fazowe): a) wariant 3A – bazowy; b) wariant 3B – aktywne charakterystyki $Q(U)$; c) wariant 3C – PPZ + $Q(U)$



Rys.9. Wyniki symulacji w wariantcie 3C. Przebieg zmian pozycji podobciążeniowego przełącznika zaczeów

Podsumowanie

W symulacjach przetestowano dwa podejścia do ograniczenia nadmiernych odchyień napięcia w sieci nn z przyłączonymi źródłami fotowoltaicznymi. Zestawienie otrzymanych wyników zaprezentowano w tabeli 1. Jak widać, wyniki są mocno uzależnione od napięcia po stronie sieci SN (U_{SN}). W sieciach tych – podobnie jak w sieciach nn – obserwuje się w ostatnich latach znaczny wzrost penetracji PV, skutkujący większą zmiennością napięcia, a zatem wydaje się konieczne rozważanie w badaniach również i tego aspektu. Podsumowując uzyskane wyniki, można ocenić, że obecnie stosowane rozwiązanie, czyli tryb $Q(U)$ falowników PV w wielu wypadkach jest niewystarczające. Zdecydowanie lepsze

efekty dla każdego z rozważanych wariantów uzyskano, stosując podobciążeniową regulację przekładni transformatora. Jest to rozwiązanie elastyczne, pozwalające na dostosowanie do różnych poziomów napięcia U_{SN} . Podstawową jego wadą jest jednak konieczność wymiany transformatorów SN/nn, co jest dużym wyzwaniem, zarówno od strony finansowej jak i organizacyjnej.

Komentarz [DB1]: Stosowane rozwiązanie (...) jest niewystarczające

Tabela 1. Zestawienie wyników symulacji

Scenariusz 1 ($U_{SN} = 0,95$ pu)			
Wariant	1A (bazowy)	1B (Q(U))	1C (PPZ+Q(U))
Liczba węzłów z $U > 1,1U_n$; czas przekroczeń [%]	0; 0,00%	0; 0,00%	0; 0,00%
Liczba węzłów z $U < 0,95U_n$; czas przekroczeń [%]	117; 50,31%	117; 50,29%	102; 0,65%
Maks. napięcie [pu]	1,076	1,073	1,082
Min. napięcie [pu]	0,914	0,914	0,937
Scenariusz 2 ($U_{SN} = 1,0$ pu)			
Wariant	2A (bazowy)	2B (Q(U))	2C (PPZ+Q(U))
Liczba węzłów z $U > 1,1U_n$; czas przekroczeń [%]	21; 0,22%	0; 0,00%	0; 0,00%
Liczba węzłów z $U < 0,95U_n$; czas przekroczeń [%]	0; 0,00%	0; 0,00%	4; 0,00%
Maks. napięcie [pu]	1,121	1,100	1,087
Min. napięcie [pu]	0,966	0,966	0,949
Scenariusz 3 ($U_{SN} = 1,05$ pu)			
Wariant	3A (bazowy)	3B (Q(U))	3C (PPZ+Q(U))
Liczba węzłów z $U > 1,1U_n$; czas przekroczeń [%]	90; 3,76%	51; 2,26%	3; 0,00%
Liczba węzłów z $U < 0,95U_n$; czas przekroczeń [%]	0; 0,00%	0; 0,00%	0; 0,00%
Maks. napięcie [pu]	1,166	1,136	1,104

Min. napięcie [pu]	1,018	1,019	0,979
--------------------	-------	-------	-------

Autorzy: dr inż. Klara Janiga, Politechnika Lubelska, Katedra Elektroenergetyki, E-mail: k.janiga@pollub.pl.

Komentarz [DB2]: Brak nawiasu zamykającego

LITERATURA

- [1] Agencja Rynku Energii S.A. (ARE), Informacja statystyczna. O energii elektrycznej, *Biuletyn miesięczny. Ministerstwo Klimatu i Środowiska*, (2023), nr 12/360
- [2] EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO), Raport Rynek Fotowoltaiki w Polsce, XI edycja, (2023)
- [3] Haque M.M., Wolfs P., A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62 (2016), 1195-1208
- [4] Polskie Towarzystwo Przesylu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE), Mikroinstalacje w Polsce. Stan na 31 grudnia 2022 roku, <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>
- [5] Khan M.A., Hayes B.P., A Reduced Electrically-Equivalent Model of the IEEE European Low Voltage Test Feeder, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, (2022), 1-5
- [6] IEEE European Low Voltage Test Feeder Dataset, <https://ieeedataport.org/open-access/paper-reduced-electrically-equivalent-model-ieee-european-low-voltage-test-feeder>
- [7] Enea Operator, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), wersja 2.3, załącznik nr 1
- [8] Wajahat M., Khalid H.A., Bhutto G.M., Leth Bak C.A., Comparative Study into Enhancing the PV Penetration Limit of a LV CIGRE Residential Network with Distributed Grid-Tied Single-Phase PV Systems, *Energies*, 12 (2019), No. 15, 1-17
- [9] Ghaffarianfar M., Hajizadeh A., Voltage Stability of Low Voltage Distribution Grid with High Penetration of Photovoltaic Power Units, *Energies*, 11 (2018), No. 8, 1-13
- [10] Janiga K., Jędrychowski R., Use of a Neural Method to Control On-Load Tap Changer so as to Improve Voltage Conditions in LV Networks with Distributed Generation, *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia*, 14 (2023), nr 2, 42-57
- [11] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 22.03.2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. 2023 poz. 819

Komentarz [DB3]: Brak nawiasu zamykającego

Komentarz [DB4]: Brak nawiasu zamykającego