



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH

DYSCYPLINA AUTOMATYKA, ELEKTRONIKA, ELEKTROTECHNIKA
I TECHNOLOGIE KOSMICZNE

AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Współpraca elektrowni fotowoltaicznych z siecią
zasilającą

Autor: Łukasz Jerzy Topolski

Promotor rozprawy: prof. dr hab. inż. Yuriy Varetskyy
Promotor rozprawy: prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka

Praca wykonana:
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii

Kraków, 2024

Spis treści

1.	Streszczenie	4
2.	Motywacja	5
3.	Cel pracy.....	5
4.	Teza pracy.....	5
5.	Metoda badawcza	6
6.	Struktura pracy	7
7.	Najważniejsze wyniki przeprowadzonych badań	8
7.1.	Wyniki badań laboratoryjnych.....	8
7.1.1.	Praca trójfazowych falowników z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$	8
7.1.2.	Praca trójfazowego falownika z aktywną charakterystyką $P=f(U)$	9
7.1.3.	Praca trójfazowego falownika z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	10
7.1.4.	Praca trójfazowego falownika w trybie OVRT.....	11
7.1.5.	Wyniki badań emisji wyższych harmonicznym prądu.....	13
7.2.	Wyniki badań wpływu instalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w przykładowej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia	15
7.2.1.	Obiekt badań.....	15
7.2.2.	Wartość skuteczna oraz asymetria napięć fazowych	15
7.2.3.	Wahania napięcia	19
7.2.4.	Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	21
7.3.	Wyniki badań wybranych rozwiązań technicznych poprawy współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą	25
7.3.1.	Charakterystyka obwodów niskiego napięcia wybranych do badań	25
7.3.2.	Charakterystyka modelu symulacyjnego obwodu niskiego napięcia	28
7.3.3.	Poprawna konfiguracja falowników fotowoltaicznych	31
7.3.4.	Zastosowanie równoległego filtra aktywnego	38
7.3.5.	Zastosowanie kompensatora DSTATCOM.....	46
7.3.6.	Zastosowanie symetryzatora transformatorowego	48
7.3.7.	Zastosowanie baterijnego magazynu energii elektrycznej.....	55
7.3.8.	Zastosowanie szeregowego regulatora napięcia typu LVR	61
7.3.9.	Zastosowanie dynamicznego regulatora napięcia typu DVR	66
7.3.10.	Podsumowanie wyników pomiarów oraz symulacji skuteczności stabilizacji i symetryzacji napięć fazowych.....	68
7.4.	Podsumowanie.....	71
7.4.1.	Opis wykonanych prac oraz osiągnięć naukowych	71
7.4.2.	Wnioski końcowe	72
	Bibliografia.....	76

1. Streszczenie

Rozprawa doktorska skupia się na badaniach wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na jakość dostawy energii elektrycznej oraz metodach poprawy integracji tych źródeł z siecią dystrybucyjną niskiego napięcia. Badania w powyższym zakresie były prowadzone na terenie gminy Ochotnica Dolna, która w 2017 roku otrzymała dofinansowanie na zabudowę ponad siedmiuset dachowych jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW współpracujących z systemem podgrzewania ciepłej wody użytkowej, z możliwością oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci dystrybucyjnej. Duża koncentracja nierównomiernie przyłączonych¹ źródeł wytwórczych do poszczególnych faz często prowadzi do powstawania asymetrii oraz wzrostów napięć fazowych, które skutkują wyłączaniem się mikroinstalacji, co z kolei generuje dużą liczbę skarg składanych do gminy oraz lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego.

Badania prowadzone na terenie gminy w latach 2018-2022 skupiały się na pomiarach wpływu mikroinstalacji na: wartość skuteczną napięcia, asymetrię napięcia, wahania napięcia oraz odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi. Równolegle prowadzono badania skuteczności poprawy wskaźników jakości napięcia za pomocą różnych rozwiązań technicznych, takich jak: aktywacja w falownikach trybu regulacji współczynnika mocy w funkcji mocy czynnej $\cos\phi=f(P)$, przyłączenie równoległego filtra aktywnego, symetryzatora transformatorowego, baterijnego magazynu energii z funkcją symetryzacji i stabilizacji napięć fazowych oraz szeregowego regulatora napięcia typu LVR.

Poza prowadzonymi badaniami polowymi (*in situ*), autor przeprowadził również badania symulacyjne, w ramach których opracowano w programie *Matlab-Simulink* model rzeczywistego obwodu niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji. Badania symulacyjne obejmowały wykonanie modeli rozwiązań technicznych sprawdzonych w rzeczywistych warunkach, jak również dodatkowych urządzeń, takich jak: kompensator DSTATCOM oraz dynamiczny regulator napięcia typu DVR. Celem badań symulacyjnych była ocena skuteczności poprawy parametrów napięcia, tj. redukcji asymetrii oraz wzrostów napięcia w obwodzie.

Autor uczestniczył również w wydarzeniu pt. „Piknik OZE 2021” [1], w ramach którego w laboratorium Centrum Energetyki AGH przeprowadził badania pracy wybranych falowników jedno- i trójfazowych w trybie: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz zbadał emisji wyższych harmonicznymi prądu tych urządzeń.

Wyniki przeprowadzonych badań stanowią istotne źródło informacji o sposobach poprawy integracji mikroinstalacji fotowoltaicznych z sieciami niskiego napięcia dla operatorów systemów dystrybucyjnych, prosumentów, instalatorów oraz specjalistów z branży systemów fotowoltaicznych.

¹ Przez nierównomiernie przyłączenie jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych rozumie się ich przyłączenie w różnej liczbie do poszczególnych faz obwodu niskiego napięcia.

2. Motywacja

Obserwowany w Polsce od 2019 roku intensywny rozwój przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych jest napędzany kolejnymi edycjami programu „Mój Prąd” [2]. Największym budżetem (1 mld złotych) oraz zainteresowaniem charakteryzowała się pierwsza edycja tego programu (lata 2019-2020), w ramach której przyłączono aż 1 GW mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach fotowoltaicznych [2]. Łącznie we wszystkich edycjach programu (było ich pięć w latach 2019-2023) za kwotę prawie 2,5 mld złotych dofinansowano budowę około 2,9 GW mocy zainstalowanej w tych źródłach [2]. Na bardzo duże zainteresowanie mikroinstalacjami fotowoltaicznymi (znacznie większe niż w innych krajach UE) miał wpływ również bardzo korzystny system rozliczeń „net-metering” [3] [4] obowiązujący od 1 lipca 2016 roku do 31 marca 2022 roku. System ten traktował sieć dystrybucyjną jako wirtualny magazyn energii. Oznaczało to, że energia pobrana z sieci przez prosumenta w okresie rozliczeniowym była pomniejszana o ilość energii wprowadzonej do tej sieci przez mikroinstalację, z uwzględnieniem współczynnika opustu zależnego od mocy źródła [3] [4]. Zatem moc mikroinstalacji fotowoltaicznej była dobierana przez firmy instalatorskie na podstawie rocznego zużycia energii obiektu, z uwzględnieniem przewymiarowania mocy zainstalowanej mikroinstalacji o współczynnik opustu. W tym systemie rozliczeń w równie łatwy sposób można było wyznaczyć przewidywany okres zwrotu z inwestycji, który z uwzględnieniem dofinansowania wynosił z reguły poniżej 10 lat.

Programy wsparcia, korzystny system rozliczeń oraz przewidywalne stopniowo rosnące koszty energii elektrycznej przyczyniły się do dużego zainteresowania mikroinstalacjami fotowoltaicznymi w latach 2019-2022. To z kolei doprowadziło do dużej koncentracji mikroinstalacji, głównie w wiejskich obwodach niskiego napięcia, które charakteryzują się znacznymi długościami (sięgającymi nawet 1 km) oraz małymi przekrojami przewodów (nieprzekraczającymi z reguły 50 mm²). Sytuacja ta poskutkowała nienotowaną dotąd skalą reklamacji składanych do gmin oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) na powtarzające się wyłączenia mikroinstalacji na skutek zbyt dużej wartości napięcia w sieci dystrybucyjnej. Obserwacja ta stanowiła główną motywację autora, jako pracownika OSD, do prowadzenia badań rozwiązań technicznych skutkujących poprawą integracji mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią dystrybucyjną niskiego napięcia.

3. Cel pracy

Celem dysertacji jest zbadanie wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz ocena skuteczności działania technicznych sposobów ich poprawy w obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych.

4. Teza pracy

Poprawę wybranych wskaźników jakości napięcia zasilającego w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia można osiągnąć poprzez odpowiedni wybór (spośród urządzeń jedno- lub trójfazowych) oraz konfigurację falowników fotowoltaicznych, aktywną regulację napięcia w sieciach SN oraz zastosowanie kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej.

5. Metoda badawcza

Badania oddziaływania mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz badania technicznych sposobów poprawy parametrów napięcia zostały przeprowadzone:

- a) w warunkach laboratoryjnych,
- b) w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz z przyłączonymi badanymi kondycjonerami jakości dostawy energii elektrycznej,
- c) z wykorzystaniem modelu symulacyjnego rzeczywistego obwodu niskiego napięcia z jednofazowymi mikroinstalacjami oraz kondycjonerami jakości dostawy energii elektrycznej.

W ramach badań laboratoryjnych przygotowano stanowisko badawcze falowników fotowoltaicznych w oparciu o raport techniczny IEC TR 61000-3-15:2011 [5] definiujący metodę badań kompatybilności elektromagnetycznej zaburzeń w paśmie niskiej częstotliwości dla rozproszonych systemów generacji. Stanowisko badawcze składało się z: symulatora paneli fotowoltaicznych, miernika parametrów sieci, impedancyjnego modelu linii elektroenergetycznej niskiego napięcia oraz dwukierunkowego trójfazowego źródła napięcia zasilającego. Badane falowniki fotowoltaiczne były zasilane po stronie DC z symulatora paneli fotowoltaicznych, który zadawał moc czynną poprzez regulowaną charakterystykę prądowo-napięciową $I=f(U)$. Od strony AC badane falowniki przyłączone były do bezimpedancyjnego dwukierunkowego trójfazowego źródła napięcia zasilającego pozwalającego na regulację wartości skutecznej napięcia niezależnie w każdej z trzech fazach. Na wejściu oraz wyjściu falowników mierzono napięcia, prądy oraz moce za pomocą miernika parametrów sieci. Przygotowane stanowisko badawcze służyło do przeprowadzenia badań pracy falowników w trybach: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz badania emisji wyższych harmonicznych prądu. Szczegółowy opis badań oraz schemat stanowiska badawczego przedstawiono w rozdziale 5.

Badania polowe (*in situ*) zostały przeprowadzone w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych wykorzystując analizatory jakości energii elektrycznej klasy A – PQM-702/PQM-703 [6] oraz PQ-BOX 200 [7]. Analizatory zostały zainstalowane w różnych punktach sieci, m.in. na zasilaniu badanego obwodu w stacjach transformatorowych SN/nN, w punktach przyłączenia wybranych prosumentów oraz na zasilaniu badanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej. Ocenie na zgodność z rozporządzeniem systemowym [8] podlegały wybrane wskaźniki jakości napięcia, takie jak: wartość skuteczna napięć fazowych, współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 , długookresowy wskaźnik migotania światła P_{fl} oraz współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u. W związku ze skupieniem prowadzonych badań na jednofazowych mikroinstalacjach fotowoltaicznych, dodatkowo ocenie podlegał również współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , dla którego nie zdefiniowano wartości granicznych w rozporządzeniu systemowym [8]. Charakterystyka obwodów niskiego napięcia wybranych do badań została przedstawiona w rozdziałach 6-7 rozprawy doktorskiej.

Badania symulacyjne polegały na zamodelowaniu rzeczywistego obwodu niskiego napięcia, wraz z odbiorcami, prosumentami oraz kondycjonerami jakości dostawy energii elektrycznej w programie *Matlab-Simulink*. Jako profil poboru mocy czynnej i biernej w poszczególnych fazach przez odbiorców i prosumentów wykorzystano rzeczywisty 10-minutowy minimalny dobowy profil obciążenia zmierzony na zasilaniu obwodu w stacji transformatorowej SN/nN w pewną pochmurną niedzielę czerwca 2021 roku. Na potrzeby symulacji założono równy udział każdego z odbiorców i prosumentów w zmierzonym dobowym profilu poboru. Generacja w mikroinstalacjach fotowoltaicznych została zamodelowana jako maksymalny dobowy profil generacji mocy czynnej dla

południowej ekspozycji paneli fotowoltaicznych, w warunkach czystego nieba. Do badania przyjęto minimalny profil poboru mocy czynnej przez odbiorców i prosumentów oraz maksymalny profil generacji mocy czynnej w mikroinstalacjach, ponieważ często w takich warunkach występują w obwodzie największe zaburzenia wskaźników jakości napięcia. Instalacje odbiorcze, jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne oraz kondycjonery jakości dostawy energii elektrycznej zamodelowano jako sterowane źródła prądowe i napięciowe. Symulacje przeprowadzono w trybie *Phasor 50 Hz*, stąd prezentują one wyniki wyłącznie dla stanów ustalonych. Zamodelowane kondycjonery jakości dostawy energii elektrycznej przyłączono w tych samych węzłach sieci, w których były przyłączone rzeczywiste badane urządzenia. Celem badań symulacyjnych była ocena jakościowa poprawności działania poszczególnych rozwiązań technicznych, ocena skuteczność poprawy parametrów napięcia, tj. redukcja wzrostów i asymetrii napięcia oraz uzyskanie zgodności wyników badań symulacyjnych i polowych (*in situ*). Szczegółowy opis wykonanego modelu symulacyjnego przedstawiono w rozdziale 7 rozprawy doktorskiej, a opis modeli poszczególnych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej przedstawiono w załączniku A rozprawy.

6. Struktura pracy

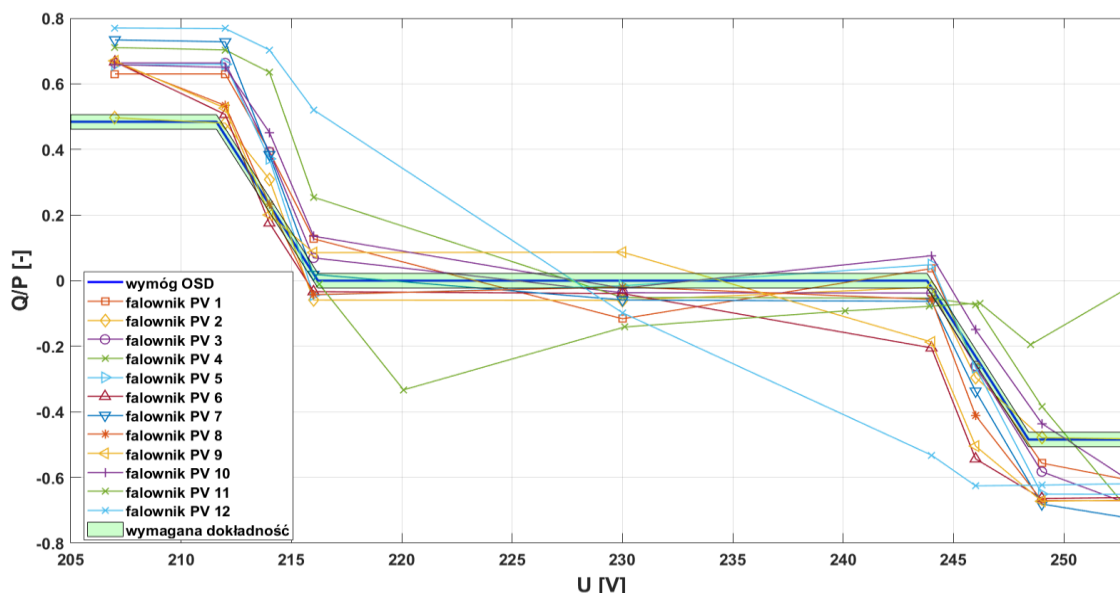
Dysertacja składa się z 8 rozdziałów. Rozdział 1 stanowi wprowadzenie, w którym przedstawiono opis przyczyn szybkiego wzrostu przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych w latach 2019-2023, którego skutkiem są obserwowane automatyczne wyłączenia tych urządzeń oraz degradacja parametrów napięcia. W rozdziale 2 przedstawiono opis zachodzącej transformacji energetycznej na świecie, w Europie oraz w Polsce. Opis budowy i podział instalacji fotowoltaicznych przedstawiono w rozdziale 3. W rozdziale 4 scharakteryzowano wymagania techniczne oraz strategie sterowania falownikami instalacji fotowoltaicznych poprawiające ich współpracę z siecią zasilającą. Rozdział 5 został poświęcony laboratoryjnym badaniom falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych w zakresie ich pracy w trybach $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz emisji wyższych harmonicznych prądu. W rozdziale 6 przedstawiono teoretyczny opis zjawisk oraz wyniki badań wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry napięcia, takie jak: wartość skuteczna napięcia, asymetria napięcia, wahania napięcia oraz odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi. W rozdziale tym przeanalizowano również zjawisko automatycznego wyłączania się falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych. Rozdział 7 został poświęcony przeglądowi sposobów poprawy współpracy mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą, uwzględniając działania jakie mogą zostać podjęte przez instalatorów mikroinstalacji oraz OSD. W rozdziale tym przedstawiono wyniki pomiarów oraz symulacji skuteczności poprawy parametrów napięcia za pomocą wybranych rozwiązań technicznych, takich jak: aktywacja w falownikach trybu $\cos\phi = f(P)$, zastosowanie równoległego filtra aktywnego, kompensatora DSTATCOM, symetryzatora transformatorowego, bateryjnego magazynu energii z funkcją symetryzacji i stabilizacji napięć fazowych oraz szeregowego regulatora napięcia typu LVR i DVR. Rozdział 8 stanowi podsumowanie dysertacji, które zawiera opis wykonanych prac oraz oryginalnych osiągnięć autora.

7. Najważniejsze wyniki przeprowadzonych badań

7.1. Wyniki badań laboratoryjnych

7.1.1. Praca trójfazowych falowników z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$

Otrzymane rezultaty badań wybranych modeli falowników trójfazowych pracujących z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$ przedstawiono na rysunku 7.1.

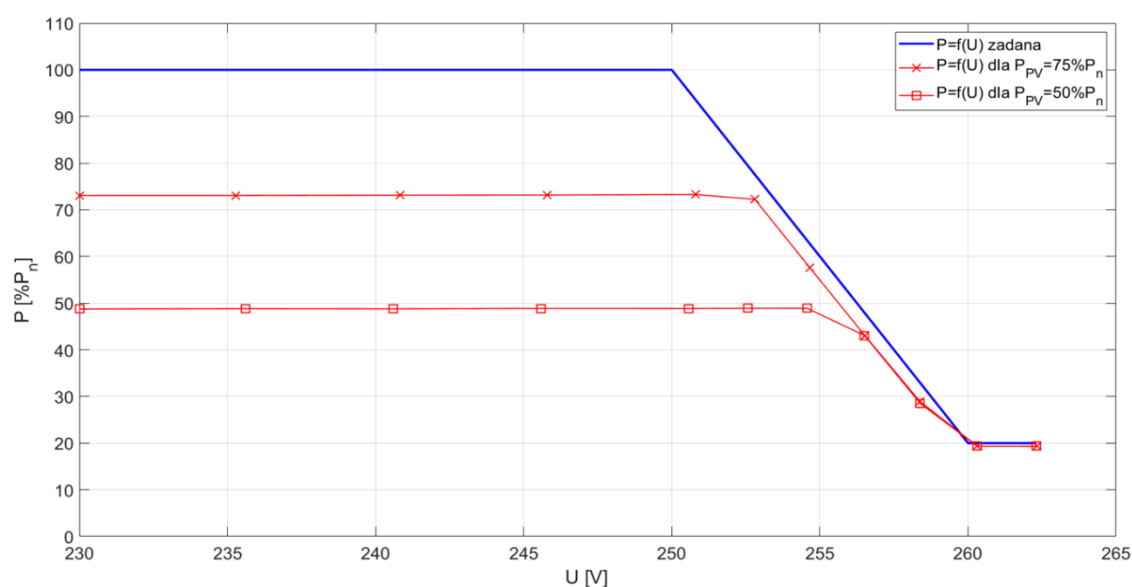


Rys. 7.1. Wyniki badań trójfazowych falowników fotowoltaicznych pracujących z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$ [9]

Z 17 falowników, 12 pracowało w trybie $Q=f(U)$. Dla 5 pozostałych falowników nie udało się aktywować charakterystyki $Q=f(U)$ pomimo przeprowadzonych konsultacji z ich producentami. Rezultaty przedstawione na rysunku 7.1 pokazują również duże rozbieżności w realizacji charakterystyki $Q=f(U)$ przez poszczególne falowniki oraz ich problemy z utrzymaniem mocy biernej w zakresie wymaganej tolerancji, która zgodnie z normą [10] powinna wynosić $\pm 2\%$ maksymalnej mocy pozornej urządzenia (co zaznaczono zielonym obszarem na rysunku 7.1). Ponadto, jak można zauważyć tylko falownik nr 2 pracował z ustawionym minimalnym współczynnikiem mocy $\cos\phi=0,9$ ($\tan\phi=Q/P=0,484$) związanym z charakterystyką $Q=f(U)$, co jest wymagane przez OSD [11] [12] oraz normę [10]. Pozostałe 11 falowników wymuszało maksymalny przepływ mocy biernej pojemnościowej i indukcyjnej niezależnie od poziomu obciążenia mocą czynną. Można się domyślać, że dla tych falowników minimalny współczynnik mocy $\cos\phi$ został ustawiony na wartość równą lub bliską zero. Takie skonfigurowanie falowników jest co prawda niezgodne z wymaganiami OSD [11] [12] oraz normy [10], jednakże z punktu widzenia prosumentów jest ono korzystne, ponieważ nawet przy małym poziomie generacji mocy czynnej i mocno zawyżonej lub zaniżonej wartości skutecznej napięcia sieci, falowniki wykorzystują całą dostępną moc pozorną do poboru mocy biernej w celu obniżenia lub zwiększenia wartości skutecznej napięcia tak, aby nie doszło do ich wyłączenia na skutek zadziałania zabezpieczeń nad- lub podnapięciowych. Zgodnie z wymaganiami OSD [11] [12] w zakresie charakterystyki $Q=f(U)$, instalator mikroinstalacji może po uprzednim uzgodnieniu z OSD dokonać modyfikacji trybu $Q=f(U)$ tak, aby dostosować go do panujących warunków napięciowych w punkcie przyłączenia danej mikroinstalacji.

7.1.2. Praca trójfazowego falownika z aktywną charakterystyką $P=f(U)$

Badanie pracy falownika z zadaną charakterystyką $P=f(U)$ przeprowadzono tylko dla jednego wytypowanego trójfazowego falownika, który posiadał taką funkcjonalność. W ustawieniach falownika dokonano parametryzacji charakterystyki $P=f(U)$ z punktem początkowym wynoszącym 250 V oraz punktem zakończenia redukcji mocy czynnej wynoszącym 260 V i 20% znamionowej mocy czynnej strony AC falownika. Falownik po stronie DC został zasilony z symulatora paneli fotowoltaicznych napięciem znamionowym i jednocześnie obciążony mocą czynną równą 50% i 75% jego mocy znamionowej strony AC. Wyniki badania przedstawiono na rysunku 7.2.



Rys. 7.2. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego pracującego z charakterystyką $P=f(U)$ (gdzie: P_{PV} – moc czynna zadana w symulatorze paneli fotowoltaicznych, P_n – moc znamionowa falownika, P – moc czynna na wyjściu falownika)

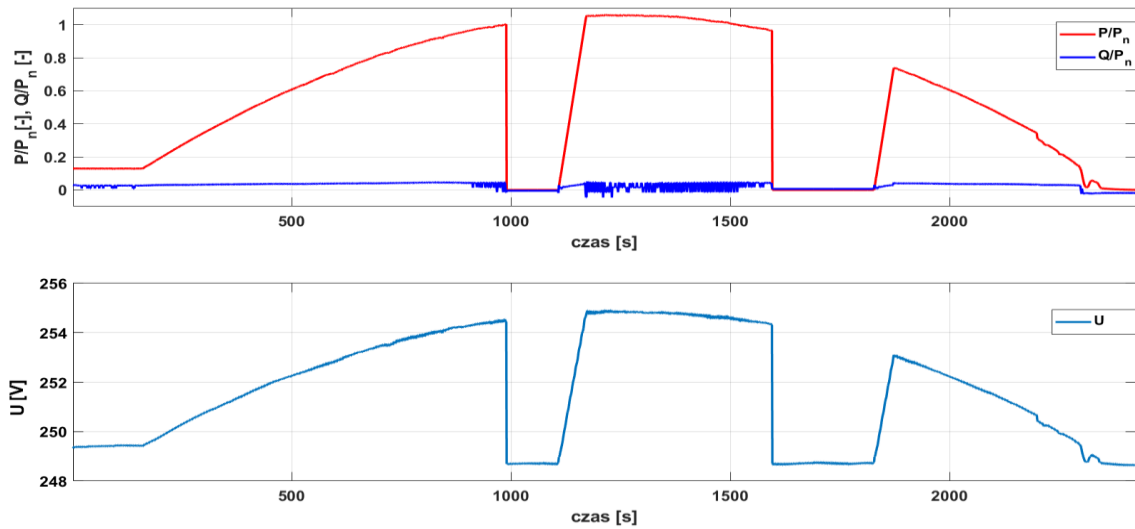
Jak można zauważyć falownik realizuje charakterystykę $P=f(U)$ w specyficzny sposób, tj. zaczyna redukować moc czynną dopiero w chwili jej zbliżania się do charakterystyki odniesienia (kolor niebieski). Oznacza to, że zadawana w ustawieniach falownika charakterystyka $P=f(U)$ jest związana z jego mocą znamionową P_n . Zatem gdyby falownik pracował z mocą znamionową P_n i jednocześnie zwiększano by wartość skuteczną napięcia, to wtedy redukcja mocy czynnej pokrywałaby się z charakterystyką odniesienia $P=f(U)$. Im mniejsza wartość mocy czynnej, z którą pracuje falownik, tym później rozpoczyna się redukcja mocy czynnej w trybie $P=f(U)$.

Z punktu widzenia prosumenta taka realizacja charakterystyki $P=f(U)$ jest niekorzystna, ponieważ w sieci zasilającej mogą występować wzrosty napięcia w chwilach, w których falownik pracuje z mocą mniejszą od znamionowej P_n . Taka interpretacja oraz realizacja charakterystyki $P=f(U)$ może zatem nie uchronić falownika przed jego wyłączeniem na skutek zawyżonego napięcia w sieci. Znacznie korzystniejsza byłaby realizacja charakterystyki $P=f(U)$, która redukowałaby moc czynną falownika dla zadanych przez instalatora punktów, niezależnie od aktualnego stopnia obciążenia falownika.

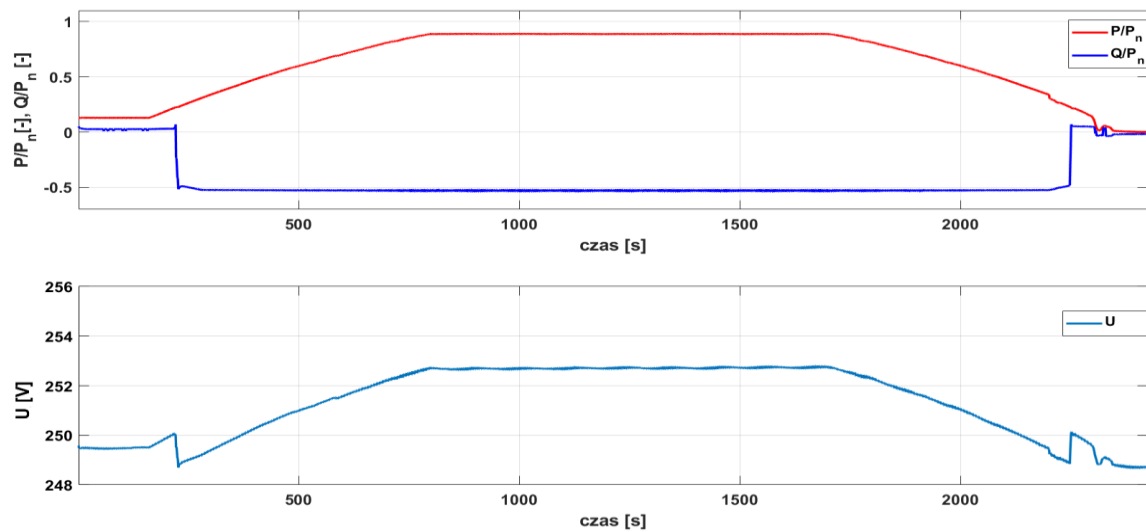
Na podstawie wykonanego pomiaru tylko dla jednego falownika nie można stwierdzić, czy inne falowniki posiadające tę funkcjonalność również realizowałyby charakterystykę $P=f(U)$ w taki sam sposób. Niemniej jednak należy zwrócić uwagę, że sposób realizacji charakterystyki $P=f(U)$ nie został narzucony w wymogach OSD [11] [12] oraz normie [10], zatem producenci falowników mają dowolność w jej interpretacji i realizacji.

7.1.3. Praca trójfazowego falownika z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$

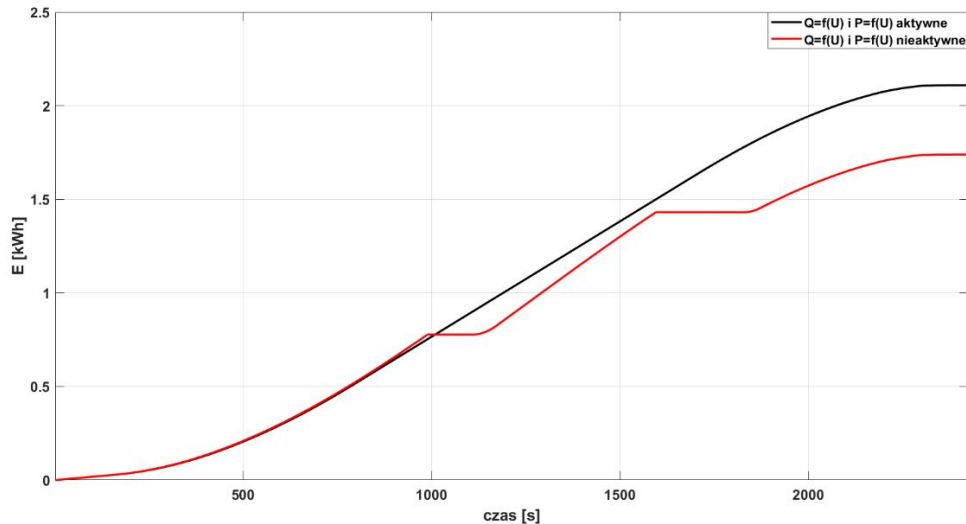
Do badania wybrano przykładowy trójfazowy falownik (ten sam, dla którego przeprowadzono badanie pracy w trybie $P=f(U)$), który pracował w pierwszej kolejności z nieaktywnymi, a następnie aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$. Wyniki badania falownika dla obu przypadków przedstawiono na rysunkach 7.3-7.5.



Rys. 7.3. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika z nieaktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$



Rys. 7.4. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika z aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$



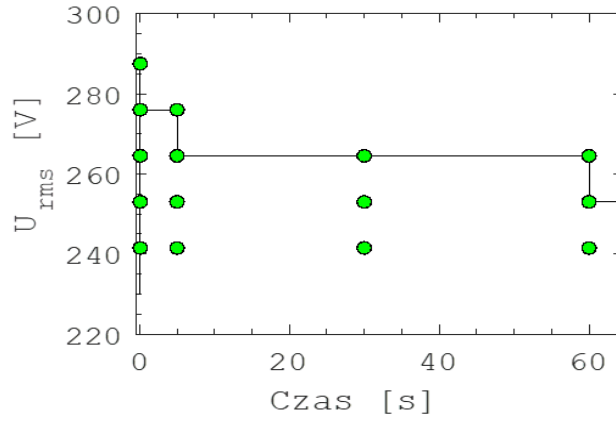
Rys. 7.5. Wykres skumulowanej energii na wyjściu badanego trójfazowego falownika pracującego z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$

Praca badanego trójfazowego falownika z nieaktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ skutkowała dwoma jego automatycznymi wyłączeniami (rys. 7.3) na skutek zadziałania pierwszego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego (aktywowanego po przekroczeniu 10-minutowej średniej wartości skutecznej napięcia wynoszącej 253 V). Z kolei w przypadku pracy tego samego falownika w tych samych warunkach, ale z aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, wartość skuteczna napięcia na jego zaciskach została ograniczona do nieco poniżej 253 V (rys. 7.4). Na rysunku 7.4 wyraźnie jest widoczna chwila, w której po wyczerpaniu możliwości obniżania wartości skutecznej napięcia poborem mocy biernej indukcyjnej, aktywowaniu uległ tryb $P=f(U)$ (płaski fragment profilu generacji mocy czynnej). Aktywacja charakterystyk $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ zapobiegła wyłączeniu falownika na skutek wzrostu wartości skutecznej napięcia, co przełożyło się również na wzrost o 17,5% ilości energii wygenerowanej przez falownik (rys. 7.5). Przeprowadzone badanie wyraźnie pokazuje, że aktywacja charakterystyk $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ jest korzystna zarówno z punktu widzenia OSD, jak również prosumenta.

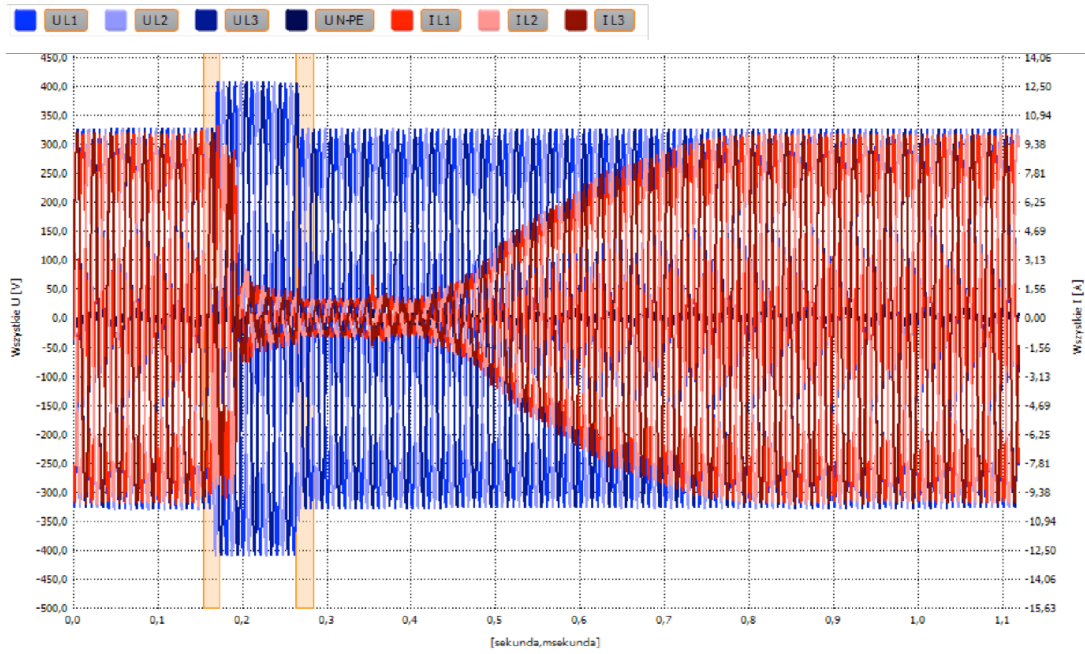
7.1.4. Praca trójfazowego falownika w trybie OVRT

Badanie pracy falownika w trybie OVRT przeprowadzono tylko dla jednego wytypowanego trójfazowego urządzenia, które posiadało taką funkcjonalność (norma [10] nie wymaga obligatoryjnej implementacji trybu OVRT dla modułów wytwarzania energii typu A, a jedynie ją zaleca). Bezimpedancyjne dwukierunkowe źródło napięcia zostało tak zaprogramowane, aby wytwarzało serię trójfazowych symetrycznych wzrostów napięcia o czasie trwania od 0,1 s do 60 s oraz amplitudach od 105% do 125% znamionowej wartości skutecznej napięcia wynoszącej 230 V. Podczas wykonywania badania, falownik był zasilony po stronie DC z symulatora paneli fotowoltaicznych napięciem znamionowym i jednocześnie obciążony mocą czynną równą 50% jego mocy znamionowej strony AC.

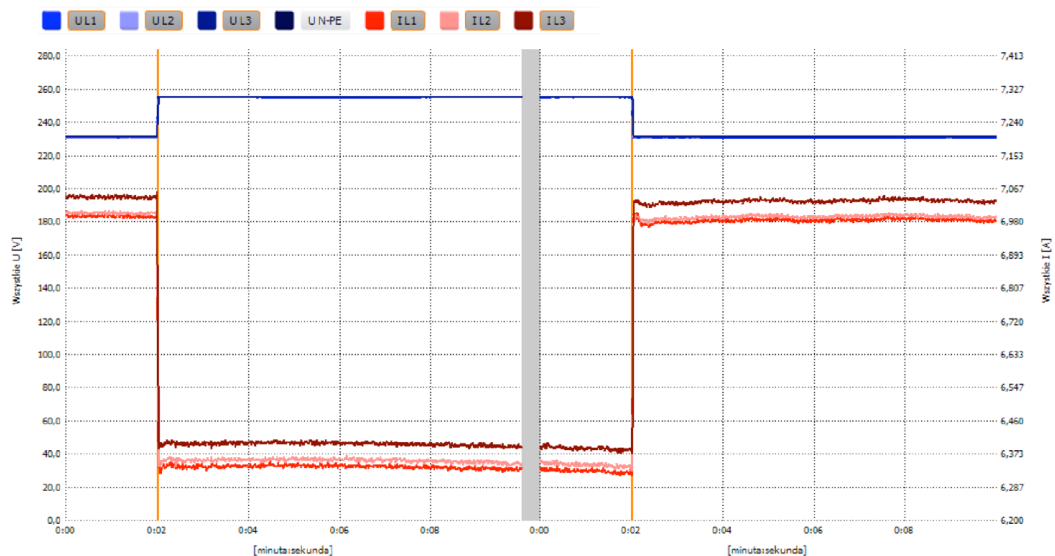
Zgodnie z wymaganiami normy [10] falownik pracujący w trybie OVRT, po ustaniu wzrostu napięcia, musi przywrócić moc czynną do poziomu 90% mocy czynnej sprzed wystąpienia wzrostu, w czasie nie dłuższym niż 1 s. Na rysunkach 7.6-7.8 przedstawiono reakcję badanego falownika na zadane wzrosty napięcia zasilającego.



Rys. 7.6. Wyniki badania odporności przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego pracującego w trybie OVRT na wzrosty napięcia zasilającego o różnej amplitudzie oraz czasie trwania (zielone punkty oznaczają zadaną wartość napięcia, a linia koloru czarnego oznacza wymaganą odporność na wzrosty napięcia według normy [10])



Rys. 7.7. Przebiegi chwilowe napięć i prądów fazowych podczas zadanego wzrostu napięcia o amplitudzie 125% napięcia znamionowego oraz czasie trwania 100 ms



Rys. 7.8. Przebiegi wartości skutecznych napięć i prądów fazowych podczas zadanej zmiany napięcia o amplitudzie 110% napięcia znamionowego oraz czasie trwania 60 s

Na podstawie rejestracji przedstawionych na rysunkach 7.6-7.8 można stwierdzić, że badany falownik poprawnie pracował w trybie OVRT w całym zakresie wymaganej przez normę [10] charakterystyki OVRT.

W świetle obecnych problemów prosumentów, którzy masowo składają reklamacje do OSD na automatyczne wyłączenia mikroinstalacji na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych, wybór falownika wyposażonego w tryb OVRT wydaje się być kluczową kwestią, na którą przyszli prosumenci powinni zwracać szczególną uwagę podczas wyboru falownika. Wydaje się również, że zarówno norma [10] jak i wymagania OSD [11] [12] powinny obligatoryjnie wymagać implementacji tej funkcjonalności w falownikach.

7.1.5. Wyniki badań emisji wyższych harmoniczných prądu

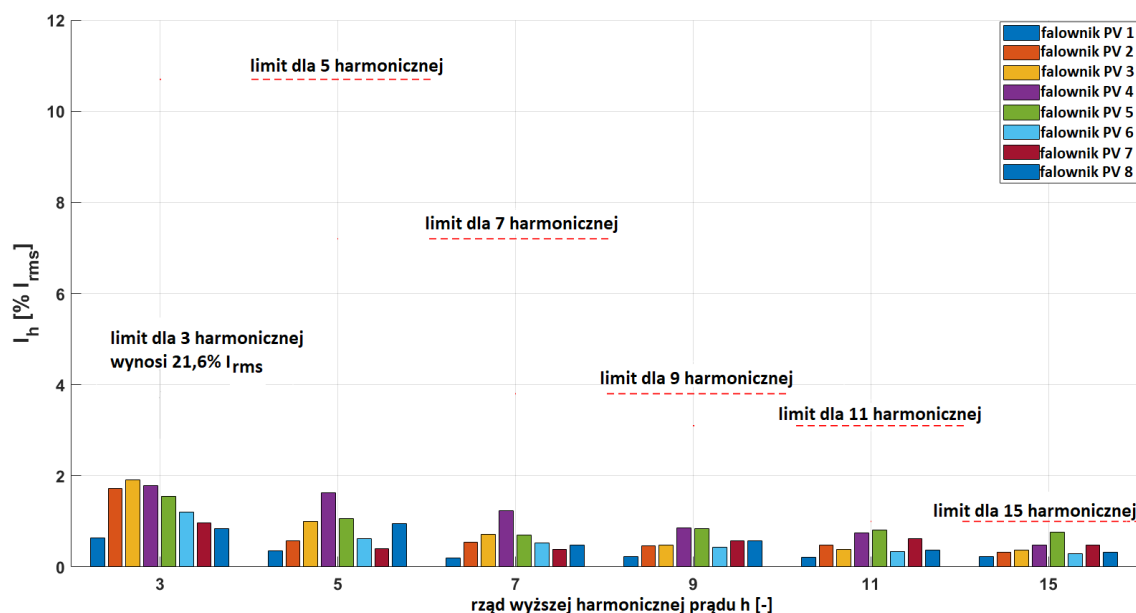
Badania emisji wyższych harmoniczných prądu zostały przeprowadzone dla 8 jednofazowych oraz 17 trójfazowych falowników zgodnie z procedurą badań produktu opisaną w raporcie technicznym IEC TR 61000-3-15 [5] zgodnie z którą:

- każdy falownik był zasilony po stronie AC z bezimpedancyjnego dwukierunkowego źródła napięcia symetrycznym układem trójfazowych napięć fazowych o wartościach skutecznych 230 V,
- przed rozpoczęciem badań zweryfikowano, czy poszczególne wyższe harmoniczne napięcia zawarte w napięciach fazowych bezimpedancyjnego dwukierunkowego źródła napięcia nie przekraczają wartości granicznych zdefiniowanych w raporcie technicznym [5]²,
- dla każdego falownika zmierzono maksymalną wartość skuteczną prądu ciągłej pracy I_{rms} ³,
- dla każdego falownika zmierzono wyższe harmoniczne prądu o rzędach: 3, 5, 7, 9, 11 i 15, dla poziomów obciążenia wynoszących: 25%, 50%, 75% i 100% znamionowej mocy czynnej strony AC, przy minimalnym oraz znamionowym napięciu DC punktu MPP, określonym w specyfikacji technicznej każdego falownika. W ten sposób dla każdego falownika i każdej harmonicznej uzyskano 8 wyników wartości wyższych harmoniczných prądu odniesionych do

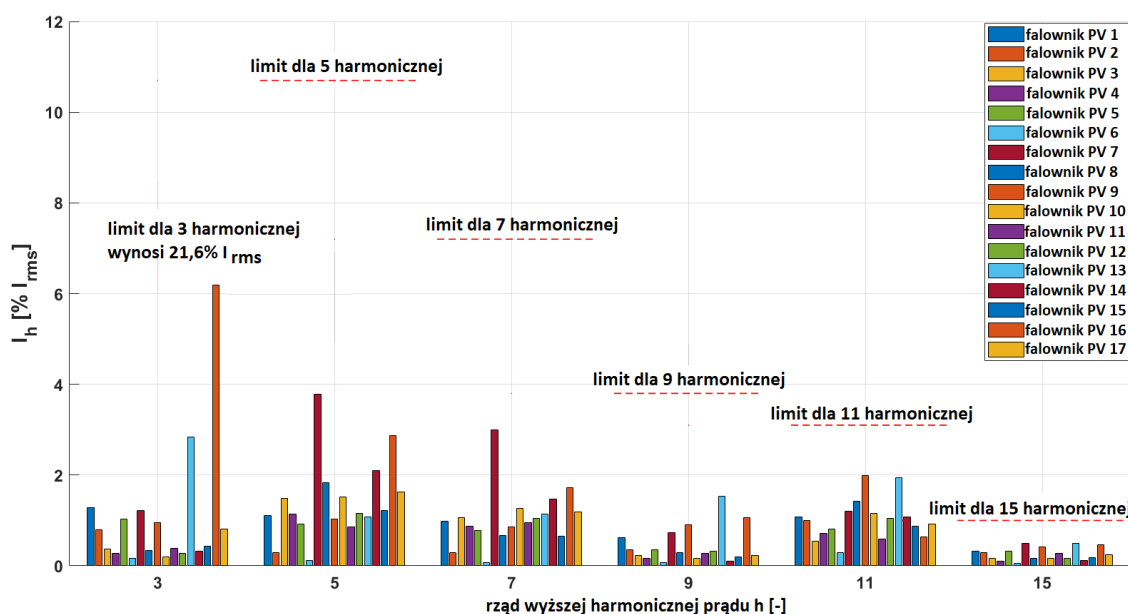
² Celem tej weryfikacji było upewnienie się, że wyższe harmoniczne zawarte w napięciach fazowych źródła zasilania nie będą istotnie wpływać na wyższe harmoniczne zawarte w prądach fazowych badanych falowników.

³ Względem tego prądu wyznaczono udziały zmierzonych poszczególnych wyższych harmoniczných prądu.

maksymalnej wartości prądu, z których wybrano jedną wartość maksymalną i zaprezentowano ją na rysunkach 7.9 i 7.10, odpowiednio dla jedno- oraz trójfazowych falowników.



Rys. 7.9. Wyniki pomiarów wyższych harmonicznych prądu przeprowadzone zgodnie z raportem technicznym [5] dla 8 jednofazowych falowników fotowoltaicznych



Rys. 7.10. Wyniki pomiarów wyższych harmonicznych prądu przeprowadzone zgodnie z raportem technicznym [5] dla 17 trójfazowych falowników fotowoltaicznych

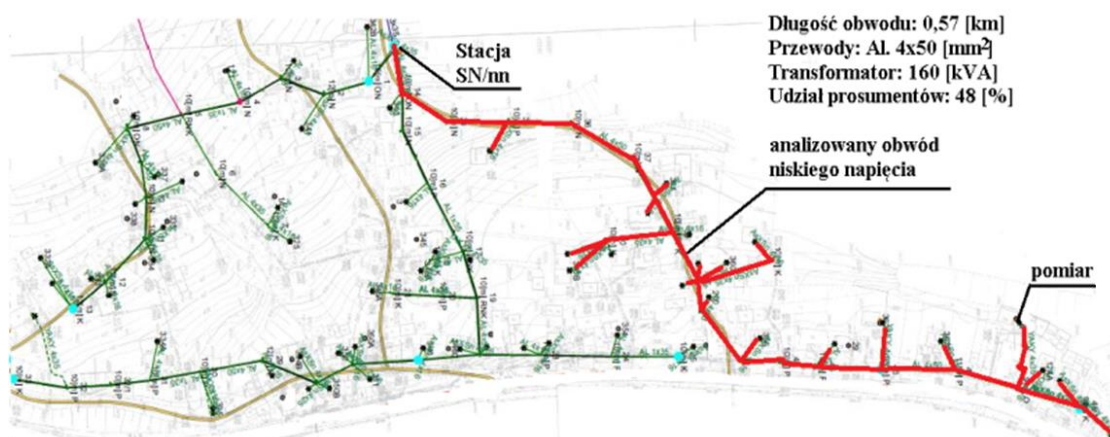
Na podstawie rezultatów przedstawionych na rysunkach 7.9-7.10 można stwierdzić, że wszystkie jedno- oraz trójfazowe falowniki charakteryzują się emisją wyższych harmonicznych prądu znacznie poniżej wartości granicznych określonych w raporcie technicznym [5]. Dla jednofazowych falowników udziały poszczególnych harmonicznych prądu są na zbliżonym do siebie poziomie, czego nie można powiedzieć o wynikach dla trójfazowych falownikach, w przypadku których otrzymane rezultaty są znacznie bardziej rozbieżne. Z pośród przebadanych trójfazowych falowników można wyróżnić kilka, dla których poszczególne harmoniczne prądu są na znacznie wyższym poziomie niż dla pozostałych falowników. Jest to widoczne zwłaszcza dla falowników nr 7, 13, 14 oraz 16.

Przeprowadzone pomiary wykazały duże zróżnicowanie, nieuprawniające do formułowania wniosków ogólnych. Po pierwsze, więcej informacji jest dostępnych o przekształtnikach małej mocy, które można relatywnie łatwo badać w warunkach laboratoryjnych. Po drugie, takie środowisko badawcze najczęściej różni się – niekiedy znacznie – od rzeczywistych warunków pracy instalacji fotowoltaicznych (w połączeniu z siecią zasilającą). Emisja harmoniczna przekształtników fotowoltaicznych składa się zwykle z dwóch części: pierwotnej i wtórnej. Podczas gdy ta pierwsza jest głównie zależna od algorytmu sterowania zastosowanego w przekształtniku, o drugiej decydują w największym stopniu zastosowane filtry sieciowe po stronie AC przekształtników. W praktyce obydwie emisje są nie do rozdzielenia.

7.2. Wyniki badań wpływu instalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w przykładowej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

7.2.1. Obiekt badań

Analizę wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia, asymetrię napięć fazowych, wahania napięcia oraz odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi przeprowadzono w pewnym obwodzie niskiego napięcia, w którym udział prosumentów w liczbie wszystkich odbiorców (łącznie z prosumentami) wynosi 48%. Schemat obwodu oraz lokalizację analizatora jakości energii elektrycznej klasy A przedstawiono na rysunku 7.11.



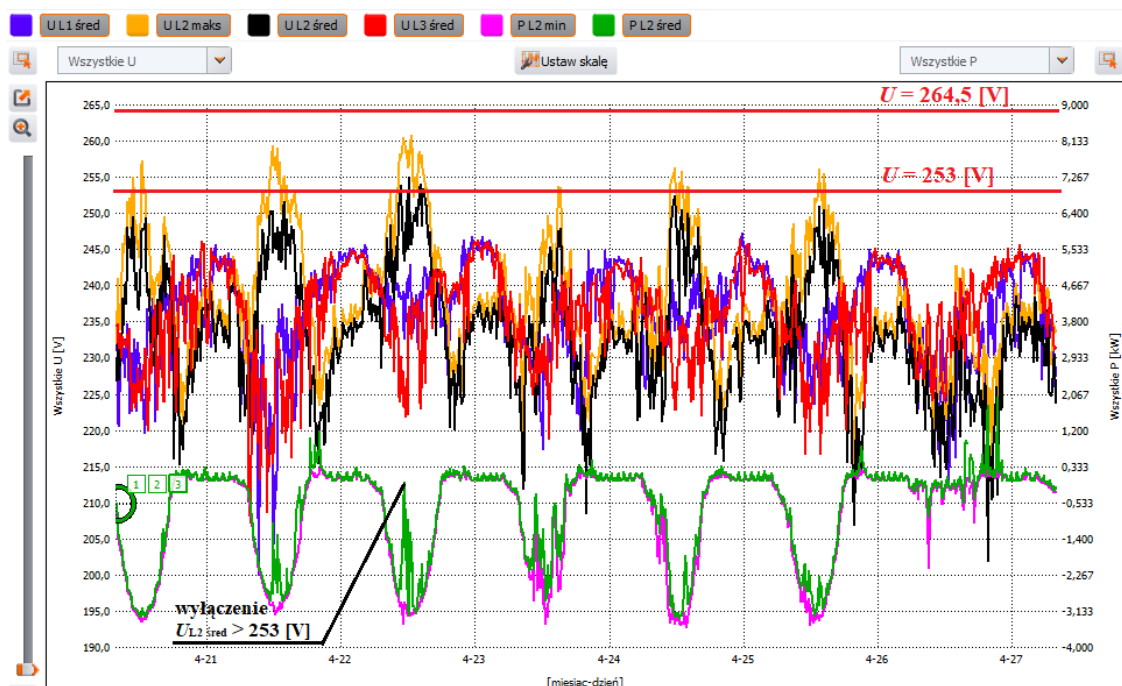
Rys. 7.11. Obwód niskiego napięcia z 48% udziałem jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych

7.2.2. Wartość skuteczna oraz asymetria napięć fazowych

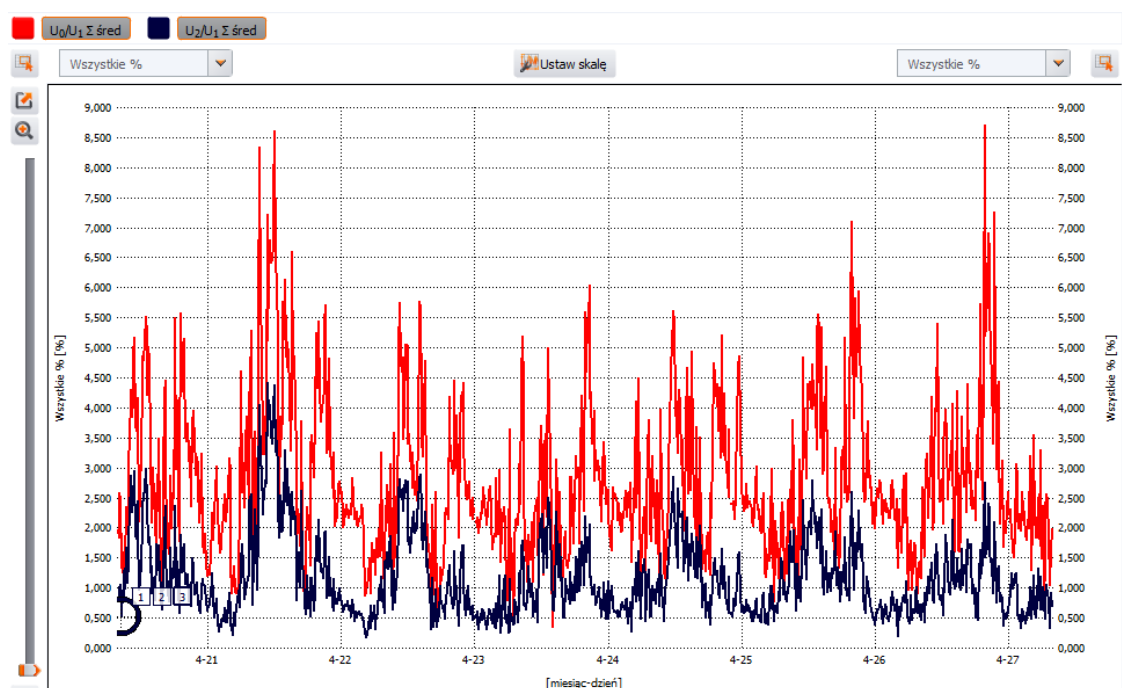
Na rysunkach 7.12-7.13 oraz w tabeli 7.1 przedstawiono wyniki tygodniowego pomiaru parametrów jakości dostawy energii elektrycznej wykonanego w miejscu przyłączenia jednego z prosumentów posiadającego jednofazową mikroinstalację o mocy 3,5 kW⁴, zasilaną z obwodu przedstawionego na rysunku 7.11. Większość jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych, łącznie z mikroinstalacją rozważanego prosumenta, została przyłączona do fazy L2. Na rysunku 7.12a dla fazy L2 pokazano zmierzone 10-minutowe (kolor czarny) oraz maksymalne 200-milisekundowe (kolor pomarańczowy)

⁴ W celu lepszego pokazania wpływu jednofazowych mikroinstalacji PV na parametry napięcia zasilającego zdecydowano o wykonaniu pomiaru dla jednofazowej mikroinstalacji o mocy 3,5 kW, która została przyłączona jeszcze przed uruchomieniem przez gminę programu priorytetowego, w ramach którego zabudowano 726 jednofazowych mikroinstalacji PV o mocy 2 kW. Moc pozostałych mikroinstalacji przyłączonych w obwodzie wynosiła 2 kW.

zagregowane wartości skuteczne napięcia na tle mocy czynnej mikroinstalacji: kolor zielony (agregacja 10-minutowa) oraz fioletowy (agregacja 200-milisekundowa). Widoczna jest korelacja wzrostu napięcia w tej fazie ze wzrostem generacji w mikroinstalacji prosumenta oraz duża różnica między wartościami napięcia agregowanymi 10-minutowo i 200-milisekundowo.



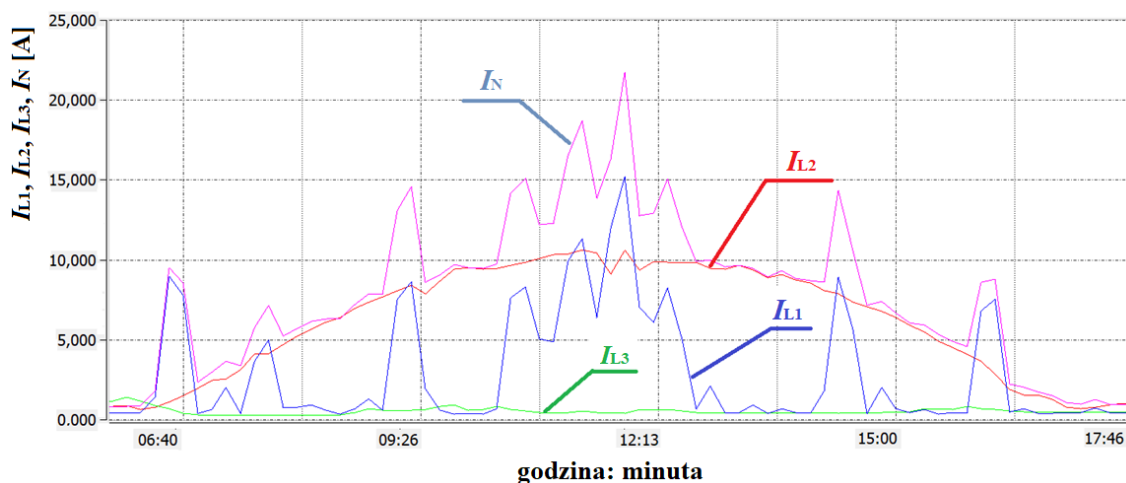
(a)



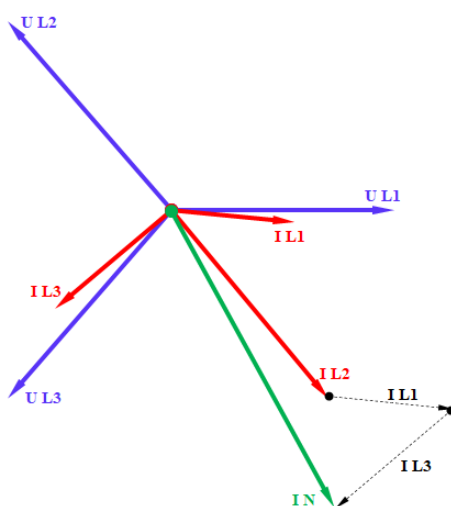
(b)

Rys. 7.12. Charakterystyki napięć fazowych i generowanej mocy czynnej (a) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 i przeciwnej U_2/U_1 napięcia (b) zmierzone w punkcie przyłączenia prosumenta dla wybranego tygodnia kwietnia 2018 roku (gdzie: $U_{L1 \text{ śred}}$, $U_{L2 \text{ śred}}$, $U_{L3 \text{ śred}}$ – wartości skuteczne napięć fazowych agregowane 10-minutowo, $U_{L2 \text{ maks}}$ – maksymalne (agregowane 200-milisekundowo) wartości skuteczne napięcia fazy L2 zarejestrowane w interwale 10 minut, $P_{L2 \text{ min}}$ – minimalna (agregowana 200-milisekundowo) moc czynna w fazie L2 zarejestrowana w interwale 10 minut, $P_{L2 \text{ śred}}$ – moc czynna w fazie L2 agregowana 10-minutowo, $U_0/U_1 \text{ śred}$ – współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej

napięcia agregowany 10-minutowo, $U_2/U_{1 \text{ sred}}$ – współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia agregowany 10-minutowo)



(a)



(b)

Rys. 7.13. Wykres prądów fazowych I_{L1} , I_{L2} , I_{L3} składowej podstawowej, prądu w przewodzie neutralnym I_N zmierzonych w punkcie przyłączenia prosumenta (agregacja 10-minutowa) w wybranym dniu kwietnia 2018 roku (a) oraz (b) wizualizacja wektorów napięć, prądów fazowych i prądu w przewodzie neutralnym dla przypadku wprowadzania energii do sieci w fazie L2 oraz poboru energii w fazach L1 i L3

Tabela 7.1. Zestawienie percentyli CP95 wartości skutecznych napięć fazowych (U_{L1} - U_{L3}) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej (U_2/U_1) oraz zerowej (U_0/U_1) napięcia zmierzonych w punkcie przyłączenia prosumenta w tygodniu pomiarowym

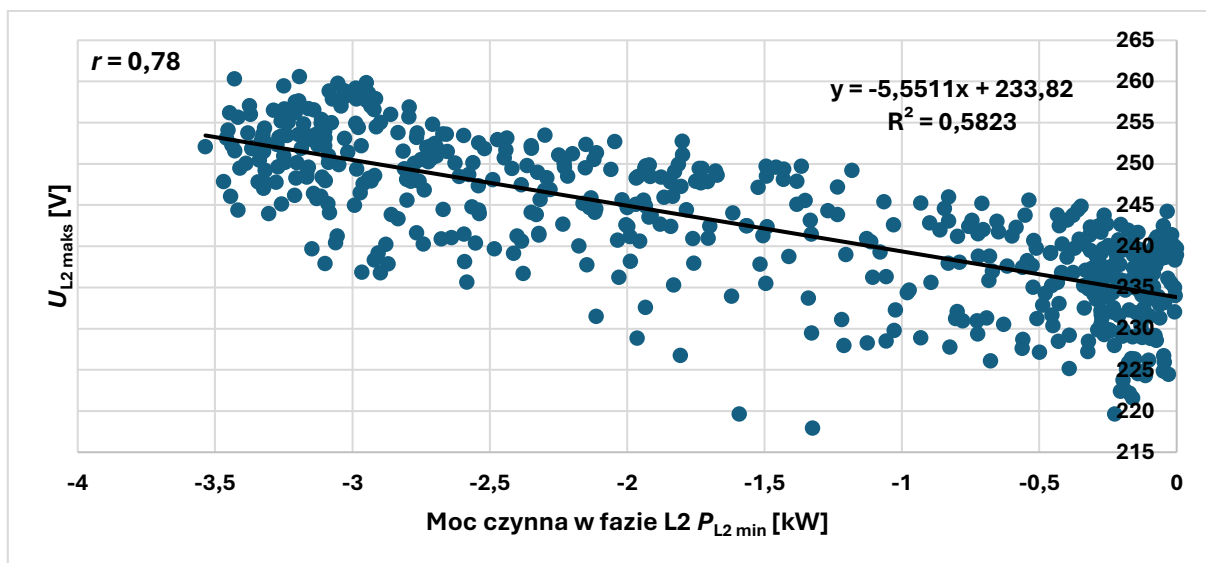
Kryterium oceny/wielkość podlegająca ocenie	U_{L1} [V]	U_{L2} [V]	U_{L3} [V]	U_2/U_1 [%]	U_0/U_1 [%]
Percentyl CP95	244,54	247,91	244,33	2,48	5,27
Dopuszczalny przedział/wartość percentyla CP95 zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]	207-253			2,00	-

Dokonując analizy zmienności współczynników asymetrii przedstawionych na rysunku 7.12b można również zauważyć korelację wzrostu ich wartości wraz ze wzrostem generacji w mikroinstalacji prosumenta. Współczynnik składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 w okresie tygodnia pomiarowego przekroczył poziom dopuszczalny określony w rozporządzeniu systemowym [8] (tab. 7.1). Wysoką wartość zarejestrowano również dla współczynnika składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , dla którego nie ma określonych dopuszczalnych poziomów

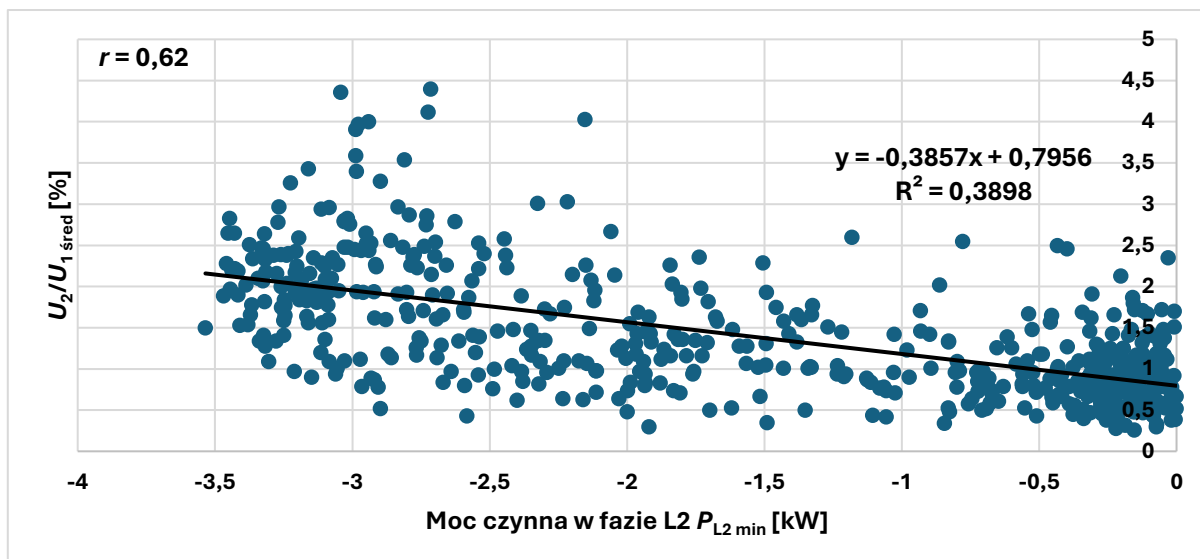
w regulacjach krajowych. Wysoka wartość współczynnika składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 w sieciach trójfazowych, czteroprzewodowych wynika z przepływu prądu o znacznej wartości w przewodzie neutralnym, który powoduje spadek napięcia na impedancji tego przewodu i prowadzi do przesunięcia potencjału punktu gwiazdowego wektorów napięć fazowych (rys. 7.13b). Podczas oddawania energii do sieci przez mikroinstalację przyłączoną w fazie L2 i jednoczesnym poborze energii w fazach L1 i L3, wartość skuteczna prądu w przewodzie neutralnym jest większa niż wartości prądów fazowych (rys. 7.13a).

Na podstawie wyników percentyli CP95 przedstawionych w tabeli 7.1 można wnioskować, że jeśli mikroinstalacje w danym obwodzie niskiego napięcia są poprawnie skonfigurowane w zakresie progów nadnapięciowych, to w ciągu każdego tygodnia 95% wartości skutecznych napięć fazowych agregowanych 10-minutowo nie powinno przekraczać 253 V. W związku z tym OSD nie powinni mieć problemów z dotrzymaniem poziomów napięć określonych w rozporządzeniu systemowym [8] w sieci z dużą koncentracją mikroinstalacji fotowoltaicznych. Z drugiej jednak strony nie oznacza to, że w obwodzie nie dochodzi do automatycznych wyłączeń mikroinstalacji na skutek występowania w instalacji wewnętrznej prosumenta nadmiernych wzrostów napięcia przekraczających I lub II stopień zabezpieczenia nadnapięciowego falownika.

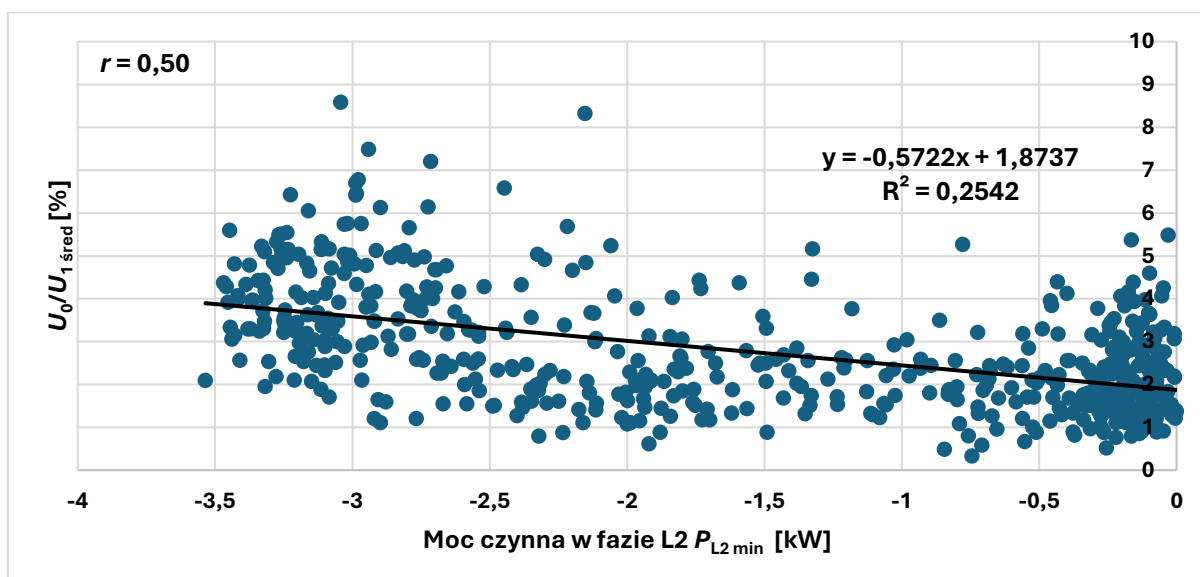
Korelacja pomiędzy generacją mocy czynnej przez prosumenta i wartością skuteczną oraz asymetrią napięć fazowych w punkcie przyłączenia została pokazana na rysunkach 7.14-7.16. Wykresy korelacyjne zostały sporządzone wykorzystując dane pomiarowe uzyskane z tygodnia pomiarowego z rysunku 7.12, a o sile korelacji świadczy wyznaczona wartość współczynnika r -Pearson. Im wartość współczynnika r -Pearson jest bliższa jedności, tym siła korelacji jest większa.



Rys. 7.14. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2\ min}$ generowanej w mikroinstalacji i napięcia w fazie L2 $U_{L2\ maks}$



Rys. 7.15. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2\min}$ generowanej w mikroinstalacji i współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia $U_2/U_{1\text{śred}}$

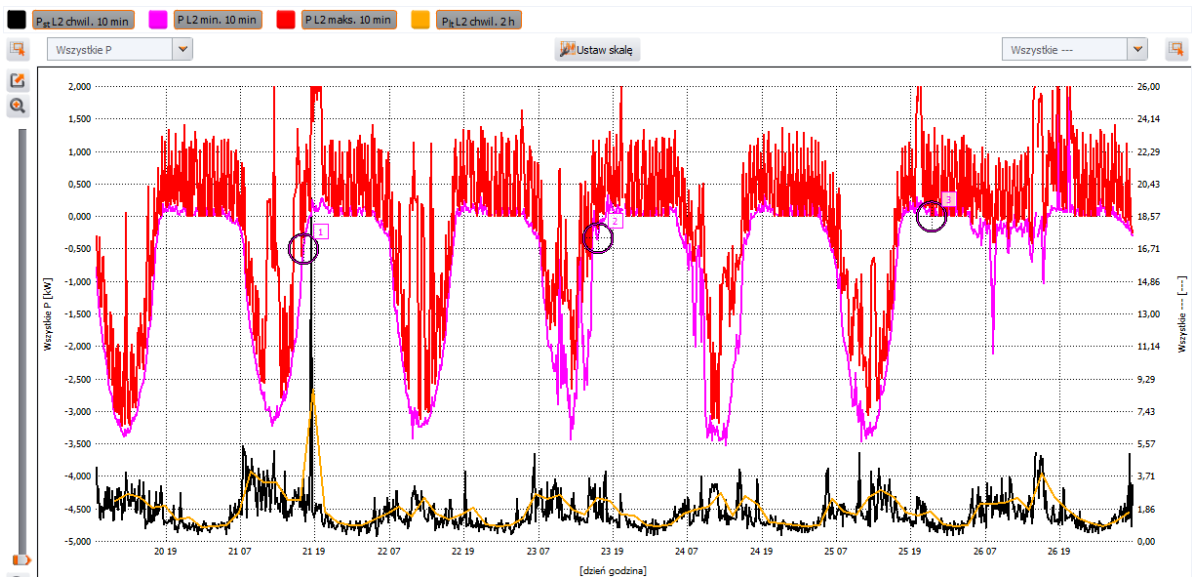


Rys. 7.16. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2\min}$ generowanej w mikroinstalacji i współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia $U_0/U_{1\text{śred}}$

Najwyższą wartość współczynnika r -Pearson otrzymano dla prostej korelacji wzrostu napięcia i generacji mocy czynnej ($r = 0,78$). Nieco mniejszą siłę korelacji otrzymano dla prostej korelacji współczynnika asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia $U_2/U_{1\text{śred}}$ i generacji mocy czynnej ($r = 0,62$). Najmniejszą siłę korelacji (choć nadal wysoką) otrzymano dla prostej korelacji współczynnika asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia $U_0/U_{1\text{śred}}$ i generacji mocy czynnej ($r = 0,50$). Zatem na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że mikroinstalacja rozpatrywanego prosumenta ma znaczący udział we wzrostach oraz asymetrii napięć fazowych występujących w tym obwodzie.

7.2.3. Wahania napięcia

Zarejestrowany tygodniowy przebieg wskaźnika krótko (P_{st})- i długookresowego migotania światła (P_{lt}) na tle minimalnej oraz maksymalnej mocy czynnej w fazie L2 przedstawiono na rysunku 7.17. W tabeli 7.2 przedstawiono percentyl CP95 dla tych współczynników.

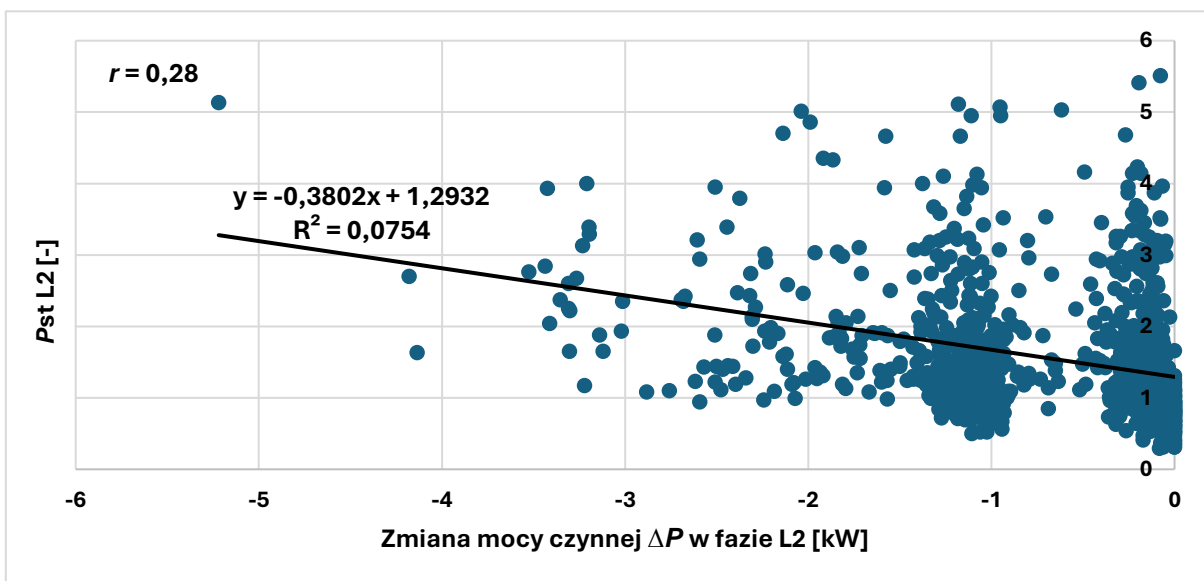


Rys. 7.17. Przebiegi wskaźników P_{st} i P_{It} na tle minimalnej $P_{L2 \text{ min. } 10 \text{ min}}$ oraz maksymalnej $P_{L2 \text{ maks. } 10 \text{ min}}$ mocy czynnej (wartości agregowane 200 ms zarejestrowane w interwale 10 minut) jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej przyłączonej w fazie L2

Tabela 7.2. Zestawienie percentyli CP95 wskaźników P_{st} i P_{It} zmierzonych w punkcie przyłączenia prosumenta w tygodniu pomiarowym

Kryterium oceny/wielkość podlegająca ocenie	P_{st} [-]	P_{It} [-]
Percentyl CP95	3,42	3,30
Dopuszczalna wartość percentyla CP95 zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]	-	1,0

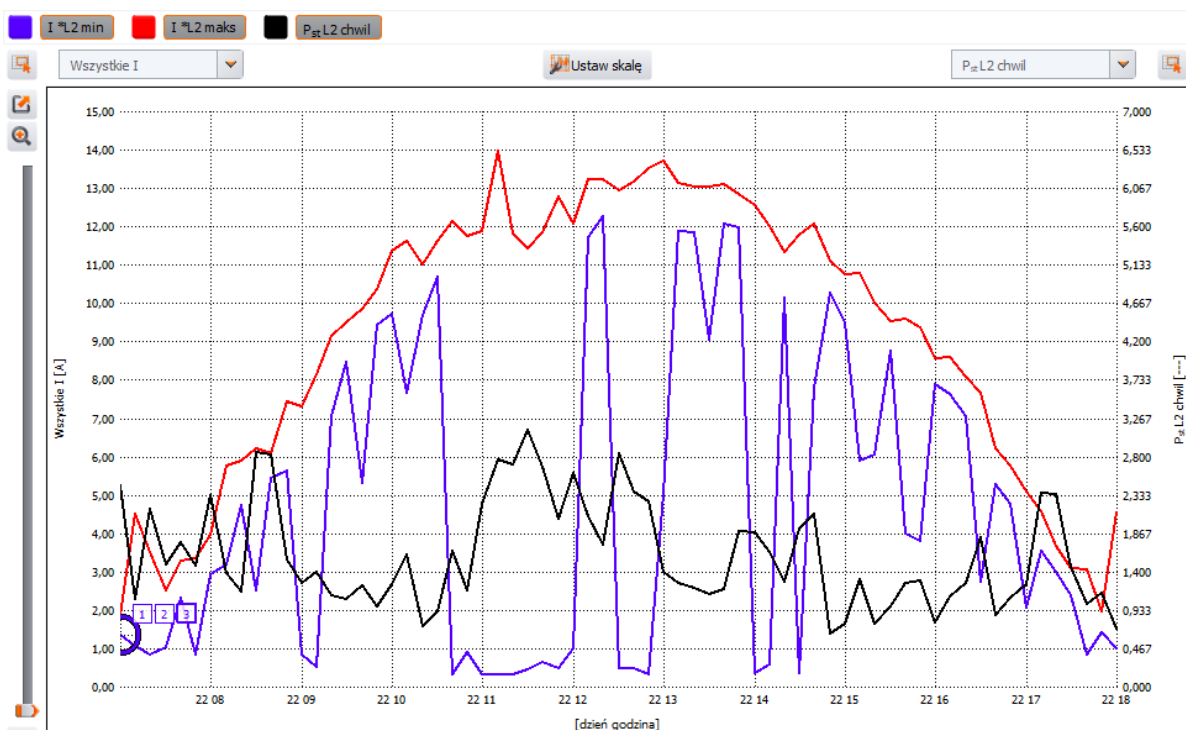
Wyniki pomiarów przedstawione na rysunku 7.17 pokazują wzrost wskaźników P_{st} i P_{It} skorelowany ze zmianami mocy czynnej generowanej w mikroinstalacji prosumentkiej. Również percentyl CP95 dla wskaźnika P_{It} znacznie przekracza wartość dopuszczalną podaną w rozporządzeniu systemowym [8] (tab. 7.2). Niemniej jednak, nie należy zapominać, że na wahania napięcia mają również wpływ pozostałe jednofazowe mikroinstalacje oraz odbiorniki przyłączone do fazy L2. Korelację wskaźnika P_{st} ze zmianami mocy czynnej ΔP generowanej w rozpatrywanej mikroinstalacji przedstawiono na rysunku 7.18.



Rys. 7.18. Wykres korelacji zmiany generacji mocy czynnej ΔP w mikroinstalacji i wskaźnika P_{st} w fazie L2

Przedstawiony na rysunku 7.18 wykres korelacji pokazuje, że rozpatrywana mikroinstalacja ma nieduży wpływ na wahania napięcia w obwodzie – siła korelacji wyrażona współczynnikiem r -Pearson wynosi 0,28. Zatem można stwierdzić, że wahania napięcia są najprawdopodobniej, w głównej mierze, powodowane przez odbiorniki przyłączone do tej fazy a nie przez pozostałe mikroinstalacje prosumenckie – zakładając, że wykres korelacji dla pozostałych mikroinstalacji przyłączonych do tej fazy jest podobny do tego przedstawionego na rysunku 7.18 (po prawej stronie rysunku 7.18 widoczne są dwa skupienia większości punktów odpowiadające niewielkiej zmianie mocy czynnej mikroinstalacji i dużej zmianie wskaźnika P_{st}).

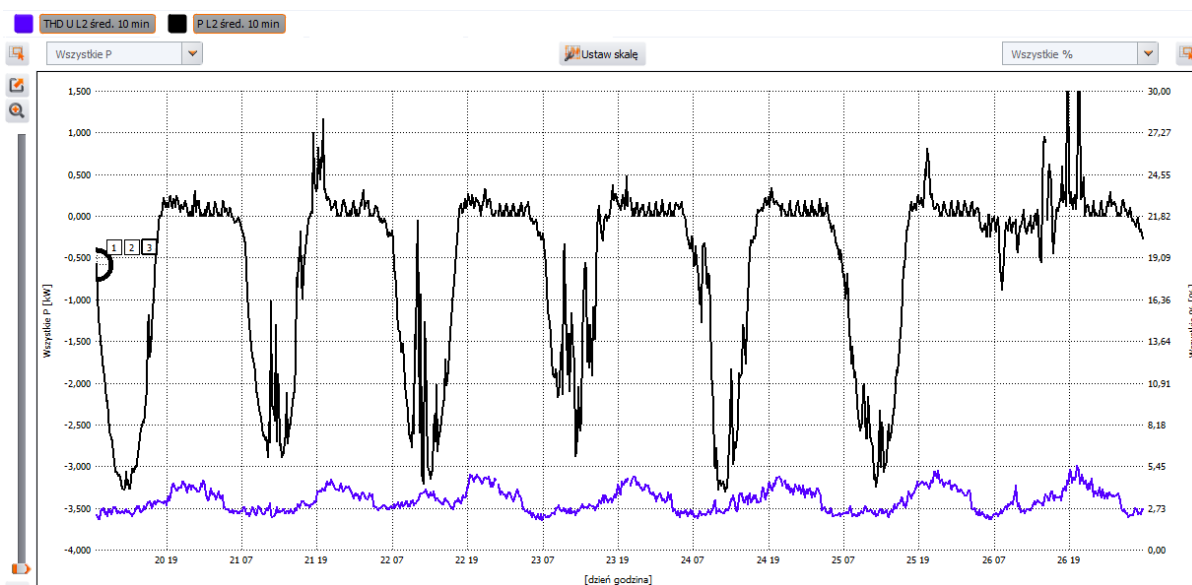
Na rysunku 7.19 przedstawiono przebieg wskaźnika P_{st} skorelowany z minimalną i maksymalną wartością skuteczną prądu (agregowana 200-milisekundowo wartość skuteczna prądu w fazie L2 zarejestrowana w interwale 10 minut) dla wybranych godzin doby, który ukazuje wpływ mikroinstalacji na wahania napięcia. W chwilach wstępowania dużej różnicy pomiędzy zarejestrowaną minimalną i maksymalną wartością skuteczną prądu (np. godziny 11:00-12:00, 12:30-13:00) widoczny jest wyraźny wzrost współczynnika P_{st} .



Rys. 7.19. Zmiana wskaźnika P_{st} na tle minimalnej i maksymalnej wartości skutecznej prądu (agregowana 200-milisekundowo wartość skuteczna prądu w fazie L2 zarejestrowana w interwale 10 minut) zmierzona w przyłączy mikroinstalacji dla wybranych godzin doby

7.2.4. Odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi

Zarejestrowany tygodniowy przebieg współczynnika odkształcenia napięcia THD_u na tle generacji mocy czynnej w mikroinstalacji przedstawiono na rysunku 7.20. Z kolei w tabeli 7.3 przedstawiono miary liczbowe współczynnika THD_u oraz jego ocenę na zgodność z rozporządzeniem systemowym [8].



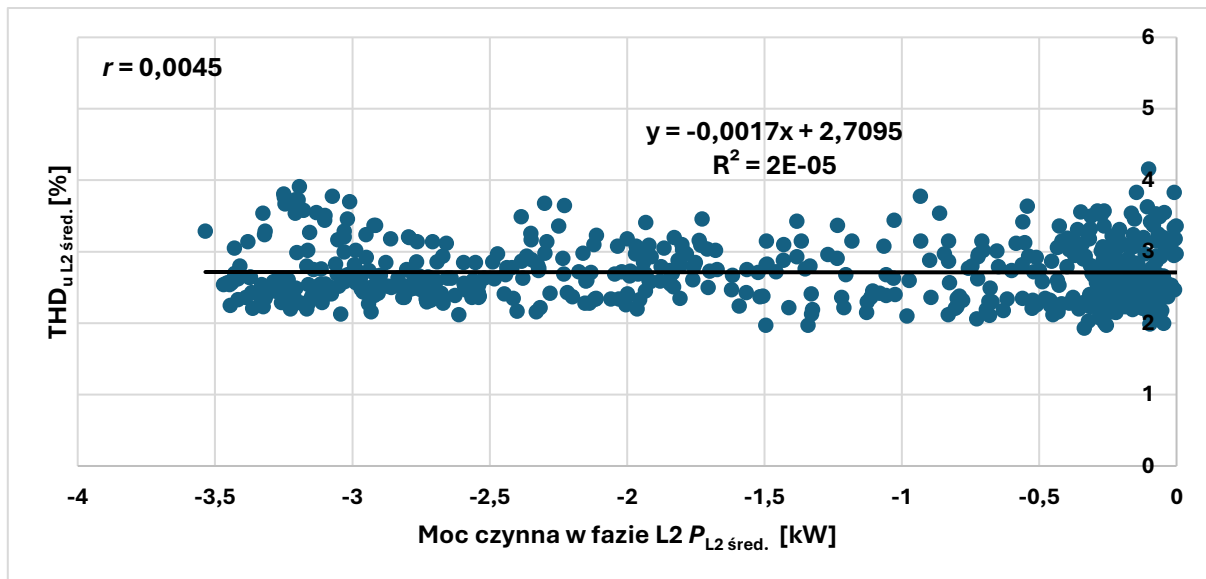
Rys. 7.20. Przebieg współczynnika THD_u na tle mocy czynnej generowanej w jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej przyłączonej w fazie L2 (agregacja 10 minut)

Tabela 7.3. Zestawienie miar liczbowych dla współczynnika THD_u w punkcie przyłączenia prosumenta w tygodniu pomiarowym

Kryterium oceny	THD_u [%]
Wartość minimalna	1,93
Wartość średnia	3,21
Wartość maksymalna	5,49
Percentyl CP95	4,50
Dopuszczalna wartość maksymalna zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]	8,00

Na podstawie wyników pomiarów przedstawionych na rysunku 7.20 można stwierdzić, że współczynnik THD_u maleje w godzinach występowania generacji w mikroinstalacji i rośnie w godzinach wieczornych, 19:00-23:00. Wzrost współczynnika THD_u w godzinach wieczornych jest związany z załączaniem w obwodzie oraz w systemie elektroenergetycznym odbiorników AGD, oświetlenia LED, urządzeń IT, telewizorów itp., co wpływa na widoczny wzrost poziomu odkształcenia napięcia w tych godzinach. Również zarejestrowana maksymalna 10-minutowa wartość współczynnika THD_u nie przekroczyła dopuszczalnej wartości 8% określonej w rozporządzeniu systemowym [8].

Na rysunku 7.21 przedstawiono wykres korelacji mocy czynnej generowanej w mikroinstalacji rozpatrywanego prosumenta i współczynnika THD_u .

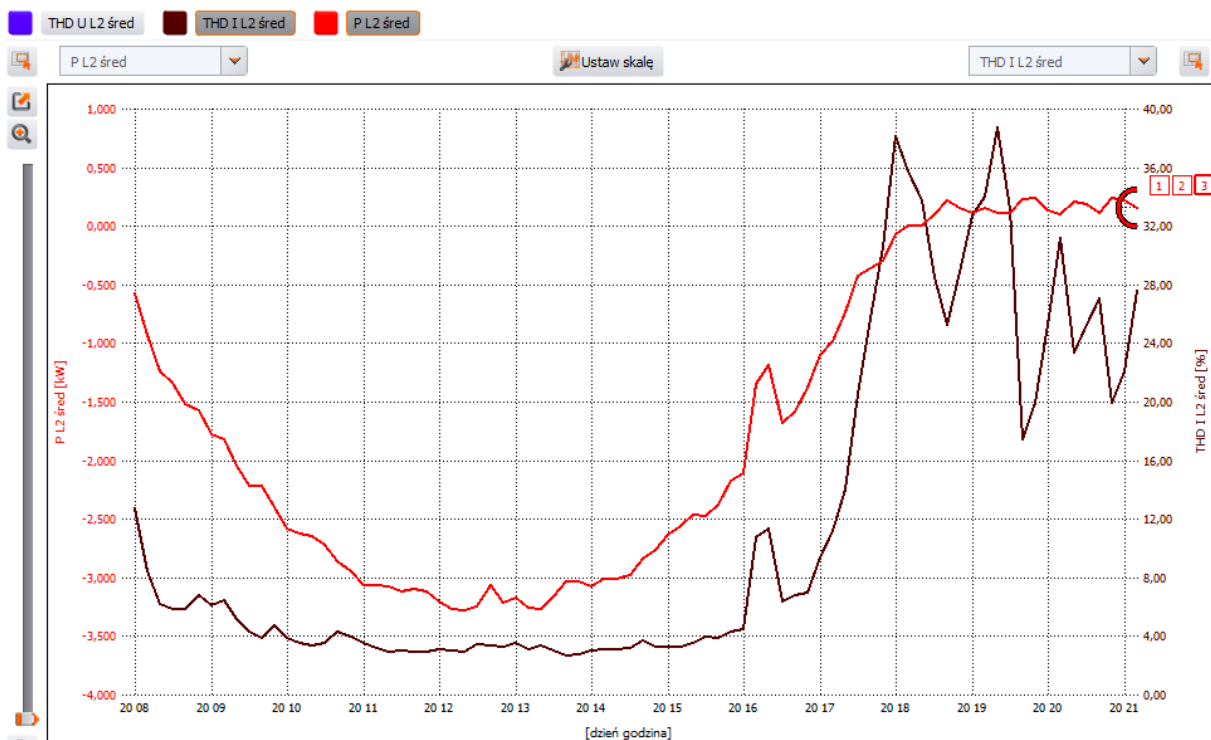


Rys. 7.21. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2\text{ śred.}}$ generowanej w mikroinstalacji i współczynnika $THD_{uL2\text{ śred.}}$.

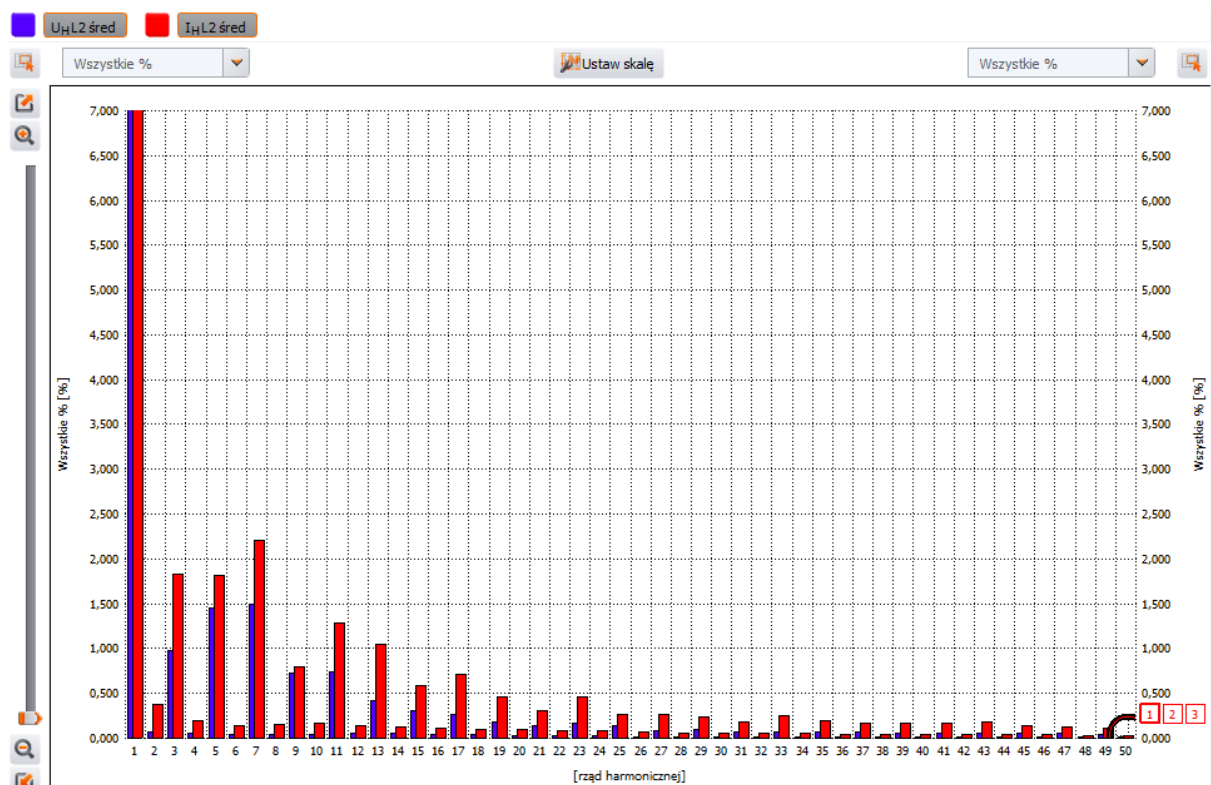
Wykres przedstawiony na rysunku 7.21 pokazuje bardzo słabą siłę korelacji pomiędzy generacją mocy czynnej w mikroinstalacji a odkształceniem napięcia. Zatem wykres ten potwierdza obserwację poczynioną wcześniej na podstawie rysunku 7.20.

Na rysunkach 7.22-7.23 przedstawiono profile generacji mocy czynnej w mikroinstalacji i współczynnika odkształcenia prądu THD_i oraz udziały wyższych harmonicznych napięcia i prądu dla wybranych godzin doby zarejestrowane w fazie L2.

Wraz ze wzrostem generowanej mocy czynnej w mikroinstalacji widoczne jest zmniejszanie się współczynnika THD_i , który w szczycie generacji mocy czynnej osiąga wartość poniżej 4% (rys. 7.22). Duża wartość współczynnika THD_i osiągnięta w chwilach małej generacji mocy czynnej w mikroinstalacji wynika przede wszystkim z małej wartości skutecznej prądu składowej podstawowej (a względem niej jest wyznaczany współczynnik THD_i). Z kolei w rozkładzie widmowym prądu mikroinstalacji największe udziały osiągają kolejno harmoniczne o rzędach: 7, 3, 5, 11, 13 (rys. 7.23). Harmoniczne te dominują również w napięciu zasilającym (rys. 7.23), a ich procentowe udziały są znacznie poniżej dopuszczalnych poziomów określonych w rozporządzeniu systemowym [8].



Rys. 7.22. Przykładowa zmiana współczynnika THD_i na tle generacji mocy czynnej w mikroinstalacji w fazie L2 (agregacja 10 minut)



Rys. 7.23. Procentowe udziały poszczególnych średnich wartości skutecznych wyższych harmonicznych napięcia i prądu względem średniej wartości skutecznej napięcia i prądu fazy L2 zmierzone w przyłączy prosumenta (agregacja 10 minut)

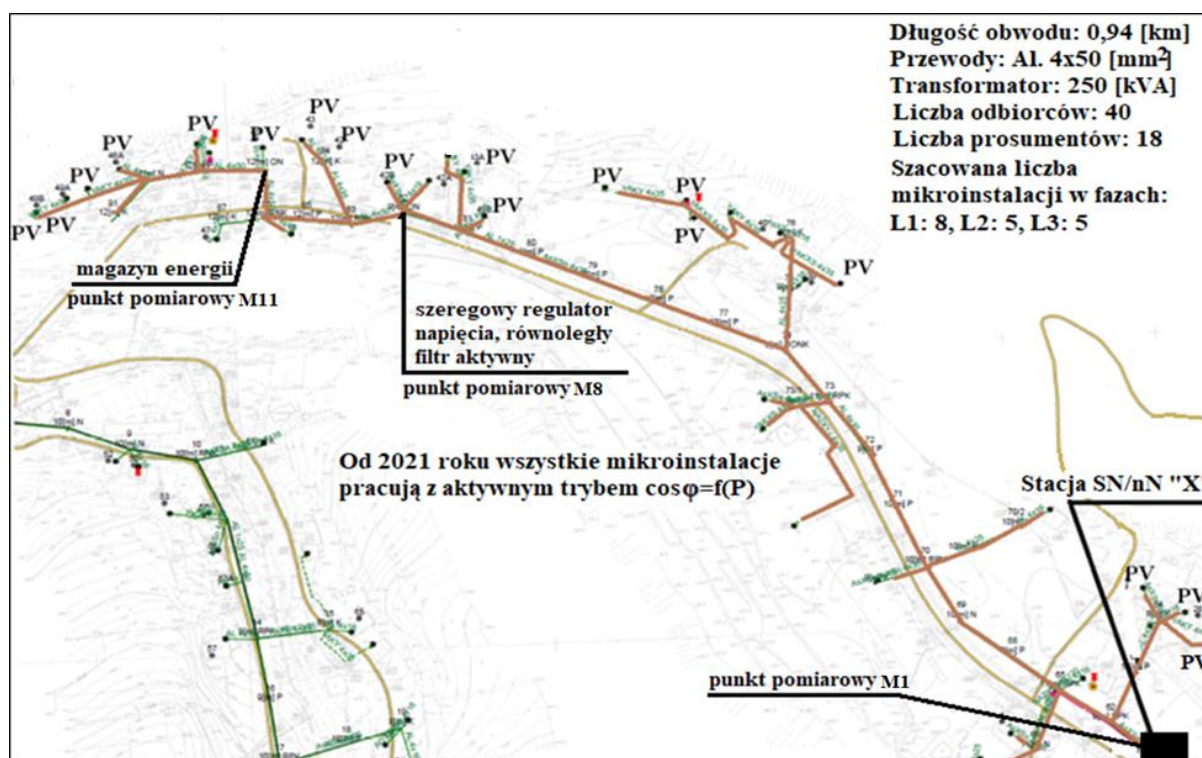
Zatem na podstawie otrzymanych wyników pomiarów oraz przeprowadzonych badań laboratoryjnych falowników (opisanych w rozdziale 5) można sformułować generalny wniosek, że emisja wyższych harmonicznych prądu w mikroinstalacjach jest względnie mała. Większość falowników

fotowoltaicznych ma aktywnie kształtowany przebieg prądu oraz posiada układy filtrów wejściowych. Nie oznacza to jednak, że można tę emisję całkowicie zaniedbać, ponieważ może ona w pewnych sytuacjach spowodować wzrost współczynnika odkształcenia napięcia THD_u w ciągu dnia. Niemniej jednak można przyjąć, że maksymalne wartości współczynnika THD_u nadal będą związane z wieczornym szczytem obciążenia, na co mikroinstalacje fotowoltaiczne będą miały niewielki wpływ.

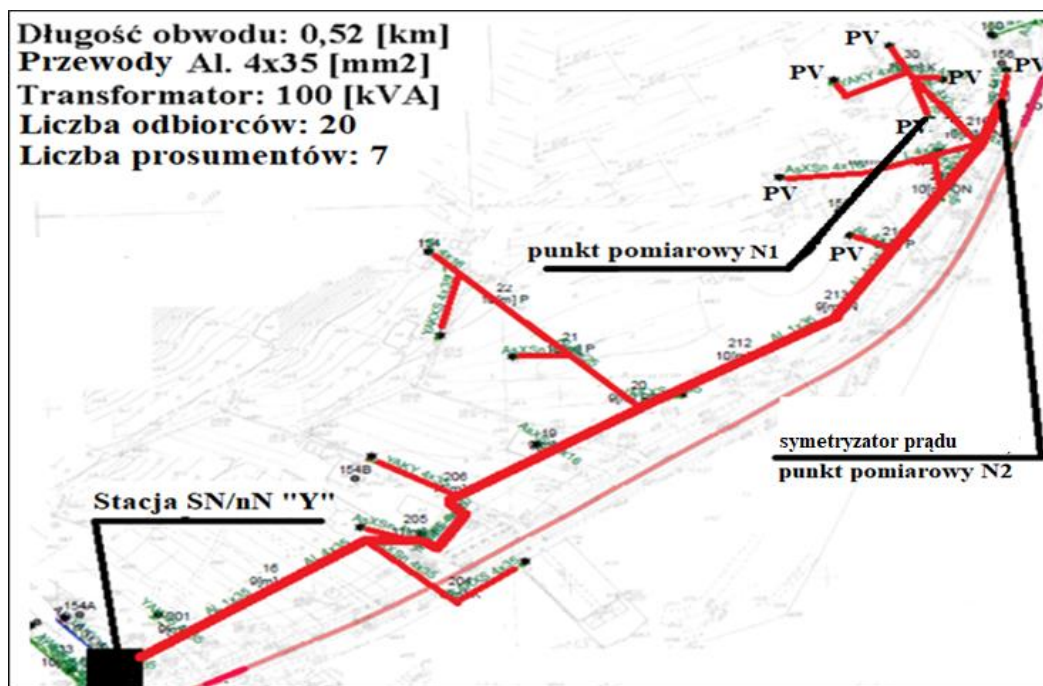
7.3. Wyniki badań wybranych rozwiązań technicznych poprawy współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą

7.3.1. Charakterystyka obwodów niskiego napięcia wybranych do badań

Badania skuteczności redukcji asymetrii oraz stabilizacji napięć fazowych zostały przeprowadzone w dwóch obwodach niskiego napięcia zasilanych ze stacji transformatorowych SN/nN „X” oraz „Y” (rys. 7.24-7.25), do których w 2017 roku zostały przyłączone jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne o mocach znamionowych 2 kW. Skuteczność poprawy parametrów napięcia w wytypowanych obwodach została sprawdzona łącznie dla pięciu rozwiązań technicznych, które przedstawiono w tabeli 7.4.



Rys. 7.24. Rzeczywisty obwód niskiego napięcia zasilany ze stacji transformatorowej SN/nN „X”, w którym przeprowadzono pilotaże: aktywacji w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$, zainstalowania szeregowego regulatora napięcia typu LVR, zainstalowania równoległego filtra aktywnego oraz bateryjnego magazynu energii



Rys. 7.25. Rzeczywisty obwód niskiego napięcia zasilany ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”, w którym zainstalowano symetryzator prądu

Tabela 7.4. Zestawienie badanych rozwiązań technicznych przeznaczonych do poprawy parametrów napięcia w dwóch wytypowanych obwodach niskiego napięcia

Numer badanego rozwiązania technicznego	Badane rozwiązanie techniczne	Miejsca wykonywania pomiaru	Stacja transformatorowa SN/nN	Zastosowane przyrządy pomiarowe
1	aktywacja trybu $\cos\phi=f(P)$ w falownikach	M1 i M8 (rys. 7.24)	„X”	analizatory parametrów jakości dostawy energii elektrycznej klasy A typu: PQM-702, PQM-703 oraz PQ-BOX 200
2	szeregowy regulator napięcia typu LVR ⁵	M8 (rys. 7.24)		
3	równoległy filtr aktywny	M8 (rys. 7.24)		
4	magazyn energii	M11 (rys. 7.24)		
5	symetryzator prądu	N1, N2 (rys. 7.25)	„Y”	

Na wybór wskazanych dwóch obwodów niskiego napięcia do przeprowadzenia badań miały wpływ następujące czynniki:

- znaczný udział jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych w łącznej liczbie klientów przyłączonych do tych obwodów wynoszący 45% dla stacji transformatorowej SN/nN „X” oraz 35% dla stacji transformatorowej SN/nN „Y”,
- koncentracja jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na końcach obwodów,
- zgłaszane do OSD reklamacje prosumentów na wyłączanie się mikroinstalacji fotowoltaicznych ze względu na zawyżone napięcie w sieci,

⁵ Szeregowy regulator napięcia typu LVR (ang. *Line Voltage Regulator*) jest to urządzenie, które włącza się szeregowo w obwód niskiego napięcia, i którego zadaniem jest stabilizacja napięcia (utrzymanie napięć fazowych na zadanym w sterowniku regulatora poziomie) poniżej miejsca jego przyłączenia.

- d) małe przekroje przewodów ciągów głównych obwodów wynoszące 50 mm² (stacja transformatorowa SN/nN „X”) oraz 35 mm² (stacja transformatorowa SN/nN „Y”),
- e) długości obwodów przekraczające 500 m.

Na wybór miejsc przyłączenia kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej do wytypowanych obwodów miały wpływ:

- a) odpowiednia ilość miejsca dla instalacji badanego urządzenia oraz uzyskane zgody właścicieli gruntów na ich posadowienie,
- b) koncentracja jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych w końcach obwodów wskazująca na konieczność przyłączenia urządzeń poprawiających parametry napięcia również w końcowej ich części, tj. blisko źródeł degradujących jakość napięcia zasilającego.

Z kolei wybór miejsc wykonywania pomiarów analizatorami wynikał głównie z miejsc przyłączenia kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej oraz możliwości technicznych instalacji analizatorów w danym punkcie sieci. Ponadto stałe punkty pomiarowe stworzyły bardzo dobrą możliwość porównywania parametrów napięcia dla badanych rozwiązań technicznych (nie dotyczy to symetryzatora prądu), którego badania przeprowadzono w obwodzie zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”).

Symetryzator prądu był jedynym urządzeniem, którego badanie zostało przeprowadzone w innej stacji transformatorowej niż badania pozostałych rozwiązań technicznych. Przyczyną wyboru tego obwodu do badań była kombinacja następujących czynników:

- a) posiadana przez autora w tamtym okresie wiedza o licznych skargach klientów na automatyczne wyłączanie się mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- b) wykonane w tym obwodzie, przed przeprowadzonym pilotażem, pomiary parametrów jakości dostawy energii elektrycznej,
- c) początkowy etap badań sposobów redukcji negatywnego oddziaływania mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry napięcia, w ramach którego autor wciąż poszukiwał dogodnego obwodu do badań, charakteryzującego się długością ciągu głównego przekraczającą 500 m, o przekroju przewodów nie większym niż 50 mm² oraz koncentracji mikroinstalacji fotowoltaicznych na jego końcu.

Dla każdego rozwiązania technicznego zostały wykonane pomiary na zgodność z rozporządzeniem systemowym [8], co oznaczało, że musiały one trwać pełne 7 dni (poza pewnymi wyjątkami, dla których nie udało się przeprowadzić pełnych 7-dniowych pomiarów), a percentyl CP95 uzyskanych wyników nie mógł przekraczać wartości przedstawionych w tabeli 7.5.

Tabela 7.5. Zestawienie dopuszczalnych wartości wybranych parametrów napięcia zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]

Parametry jakości napięcia	Percentyl CP95	Czas agregacji wyników pomiarów
wartość skuteczna napięć fazowych	207,00-253,00 V	10 minut
współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 ⁶	-	-
współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1	2,00%	10 minut

⁶ Parametr ten nie występuje w rozporządzeniu systemowym [8], ale podlegał badaniu podczas testów rozwiązań technicznych przeznaczonych do poprawy parametrów napięcia.

Parametry jakości napięcia	Percentyl CP95	Czas agregacji wyników pomiarów
długookresowy wskaźnik migotania światła P_{lt}	1,00	2 godziny
współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u	8,00%	10 minut

7.3.2. Charakterystyka modelu symulacyjnego obwodu niskiego napięcia

Ponieważ większość sposobów poprawy parametrów napięcia została zbadana w obwodzie niskiego napięcia zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.24), do celów symulacyjnych zbudowano model tego obwodu i sprawdzono dla niego efekty zastosowania poszczególnych rozwiązań technicznych.

Model symulacyjny został wykonany w programie *Matlab-Simulink*, wraz z poszczególnymi rozwiązaniami technicznymi poprawiającymi parametry napięcia. Ze względu na rozległość obwodu, dużą liczbę odbiorców i mikroinstalacji fotowoltaicznych, konieczna była optymalizacja czasu wykonywanych symulacji, dlatego zostały one wykonane dla jednej pełnej doby w trybie „*Phasor 50 Hz*”. Oznacza to, że modele odbiorów, jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz układów poprawiających parametry napięcia zostały wykonane w postaci sterowanych źródeł prądowych oraz napięciowych. W tym trybie można przeprowadzać wyłącznie symulacje dla stanów ustalonych. Stany dynamiczne nie podlegały ocenie i nie zostały uwzględnione w modelu również ze względu na cel wykonywanych symulacji, którym było przeprowadzenie oceny jakościowej poprawności działania poszczególnych rozwiązań technicznych oraz skuteczności poprawy parametrów napięcia, tj. redukcji asymetrii oraz stabilizacji napięć fazowych. Dodatkowym oczekiwanym efektem wykonanych symulacji było uzyskanie zgodności wyników badań symulacyjnych i pomiarów zmian parametrów napięcia po zastosowaniu danego rozwiązania technicznego.

W celu jak najlepszego odwzorowania warunków napięciowych występujących w obwodzie wykorzystano rzeczywisty agregowany 10-minutowo-dobowy profil mocy czynnej oraz odpowiadający mu profil mocy biernej (dla składowych symetrycznych kolejności zgodnej napięć i prądów) dla poszczególnych faz zarejestrowany przez analizator zainstalowany w stacji transformatorowej SN/nN „X”, punkcie M1 (rys. 7.24). Jako dobowy profil mocy czynnej oraz biernej dla każdej fazy wybrano pochmurną niedzielę czerwca 2021 roku. Założono zatem, że generacja mocy czynnej przez istniejące mikroinstalacje fotowoltaiczne jest zaniedbywalna, a pobór energii przez gospodarstwa domowe w tym dniu jest mały⁷. Kolejno każdemu odbiorcy w obwodzie (łącznie z prosumentami) został przypisany proporcjonalny udział w wyznaczonym minimalnym dobowym profilu mocy czynnej oraz biernej (niezależnie dla każdej fazy). Tak otrzymane profile mocy czynnej oraz biernej zostały przeliczone na profile prądów składowej czynnej oraz biernej niezależnie dla każdej fazy i zaimplementowane w modelach odbiorów (zaimplementowane profile prądów dla odbiorów oraz prosumentów zostały przedstawione w załączniku A rozprawy).

Jako profil mocy czynnej dla jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW zaimplementowano maksymalny dobowy profil generacji mocy czynnej dla południowej ekspozycji paneli fotowoltaicznych, dla warunków czystego nieba. Następnie profil ten również został przeliczony na 10-minutowy profil składowej czynnej prądu (zaimplementowany profil prądu dla jednofazowych mikroinstalacji został przedstawiony w załączniku A rozprawy). Zatem prezentowane w dalszej części rozdziału wyniki symulacji będą przedstawiać skrajną sytuację, minimalnego poboru

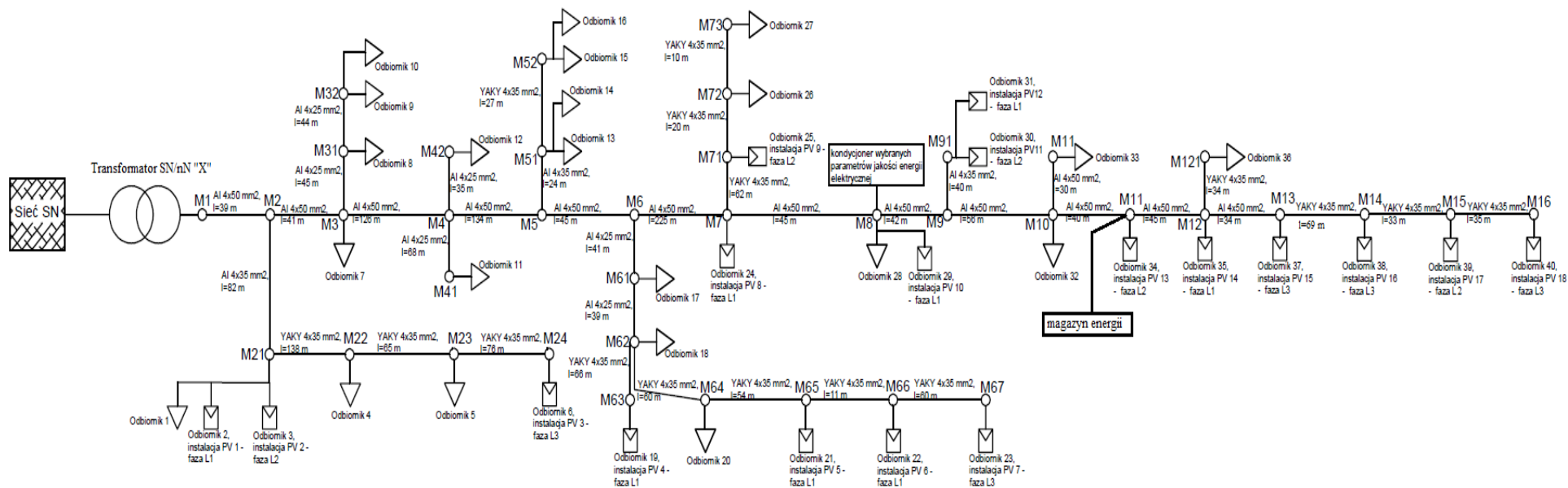
⁷ Wykonane w stacji transformatorowej SN/nN „X”, w punkcie M1 pomiary analizatorem jakości dostaw energii elektrycznej na potrzeby przeprowadzenia badań różnych rozwiązań technicznych poprawiających parametry napięcia wykazały, że niedziela jest dniem tygodnia, który charakteryzuje się najniższym zapotrzebowaniem na energię przez odbiorców zasilanych z tego obwodu.

energii przez odbiorców oraz maksymalnej generacji energii w mikroinstalacjach fotowoltaicznych. Jest to sytuacja, w której z reguły występują największe zaburzenia parametrów napięcia w tym obwodzie, tj. wzrosty oraz asymetria napięć fazowych.

Zestawienie podstawowych parametrów symulacji przedstawiono w tabeli 7.6, a schemat zamodelowanego obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” przedstawiono na rysunku 7.26. Szczegółowy opis wykonanych modeli odbiorów, mikroinstalacji fotowoltaicznych, układów poprawiających jakość zasilania oraz zaimplementowane profile poboru i generacji energii przedstawiono w załączniku A rozprawy.

Tabela 7.6. Zestawienie danych przyjętych do symulacji obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

Środowisko symulacyjne	Matlab 2021b, moduł Simulink
Rodzaj symulacji	Phasor 50 Hz
Podstawowe dane o przewodach i kablach	<ul style="list-style-type: none"> ▪ obwód czteroprzewodowy, z impedancją przewodu neutralnego równą impedancji przewodu fazowego, ▪ przewód aluminiowy (Al) 4 x 50 mm²: $R_i = 0,578$ [Ω/km], $X_i = 0,297$ [Ω/km], ▪ przewód Al 4 x 35 mm²: $R_i = 0,868$ [Ω/km], $X_i = 0,309$ [Ω/km], ▪ przewód Al 4 x 25 mm²: $R_i = 1,146$ [Ω/km], $X_i = 0,320$ [Ω/km], ▪ kabel YAKY 4 x 35 mm²: $R_i = 0,868$ [Ω/km], $X_i = 0,091$ [Ω/km].
Podstawowe parametry transformatora SN/nN	<p>moc znamionowa: 250 [kVA], napięcie zwarcia: 4,5 [%], straty biegu jałowego: 0,425 [kW], straty obciążeniowe: 3,25 [kW].</p>
Liczba odbiorów (łącznie z prosumentami)	40
Liczba jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych	18
Liczba mikroinstalacji fotowoltaicznych w fazach L1:L2:L3	8:5:5
Modele odbiorów, mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz układów poprawiających jakość zasilania	sterowane źródła prądowe oraz napięciowe
Zaimplementowana charakterystyka $Q=f(U)$ w falownikach mikroinstalacji fotowoltaicznych	charakterystyka zgodna z wymaganiami OSD (rozdział 4, rys. 4.3)
Zaimplementowana charakterystyka $P=f(U)$ w falownikach mikroinstalacji	punkt aktywacji charakterystyki: (248,4 V, 100% P_n), punkt redukcji mocy czynnej do zera: (258,0 V, 0% P_n) gdzie: P_n – moc znamionowa pojedynczej mikroinstalacji fotowoltaicznej wynosząca 2 kW.
Czas symulacji	24 h
Napięcie po stronie wtórnej transformatora SN/nN	napięcia międzyfazowe: 416 V napięcia fazowe: 240,2 V
Moc zwarciova po stronie pierwotnej stacji transformatorowej SN/nN	250 MVA
Symulowany stan pracy sieci	minimalne zapotrzebowanie na energię przez odbiorców oraz maksymalna generacja energii w mikroinstalacjach fotowoltaicznych
Wskaźniki jakości napięcia wyznaczone w symulacjach	wartości skuteczne napięć fazowych oraz współczynniki asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 i zerowej U_0/U_1 napięcia
Wyróżnione punkty obwodu, w których wyznaczono wskaźniki jakości napięcia	węzły ciągu głównego obwodu: M1-M16 oraz miejsca przyłączenia układów poprawiających parametry napięcia

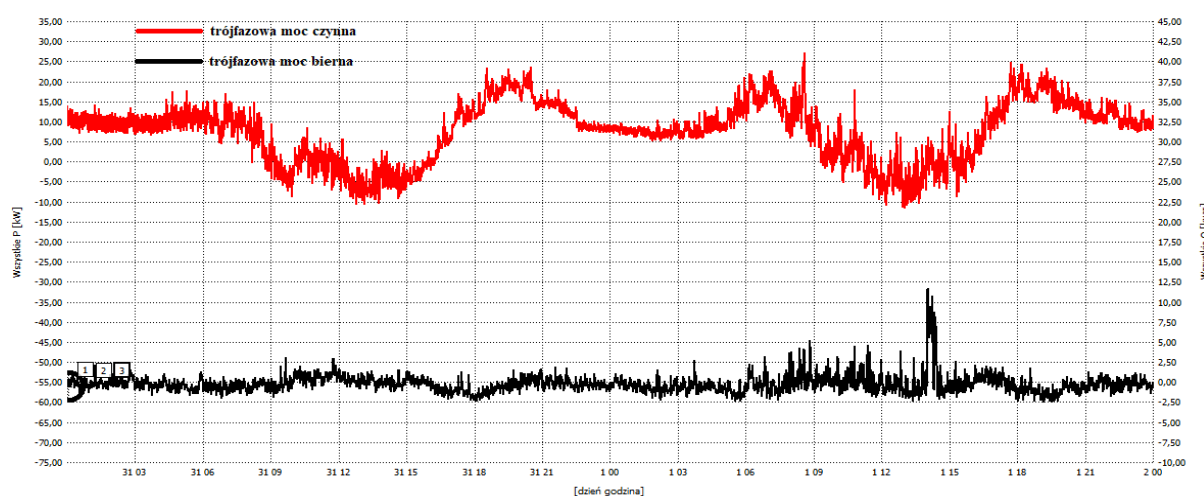


Rys. 7.26. Schemat ideowy obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” zamodelowany w programie *Matlab-Simulink*

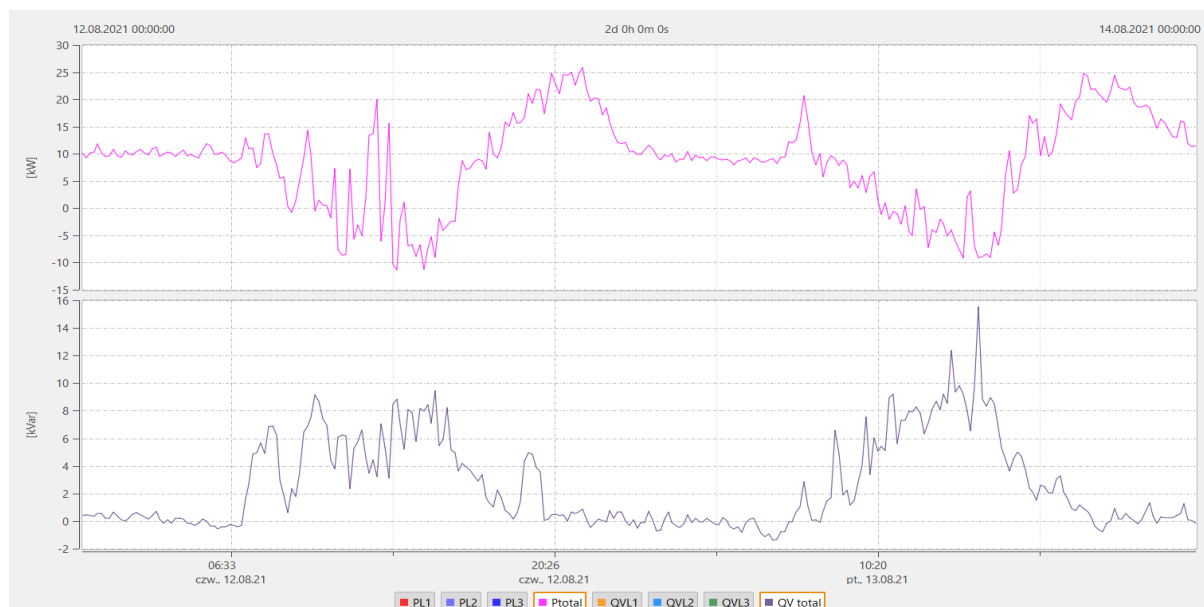
7.3.3. Poprawna konfiguracja falowników fotowoltaicznych

Wyniki pomiarów

W celu zbadania wpływu aktywacji trybu regulacji mocy biernej na parametry napięcia w przypadku jednofazowych falowników fotowoltaicznych, w IV kwartale 2020 roku dokonano aktywacji charakterystyki $\cos\phi=f(P)$ we wszystkich osiemnastu falownikach fotowoltaicznych przyłączonych do obwodu sieci niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.24). W jednofazowych falownikach dokonano aktywacji tego trybu ze względu na brak technicznej możliwości aktywacji trybu $Q=f(U)$. Jednofazowe falowniki pracujące w trybie $\cos\phi=f(P)$, po osiągnięciu znamionowej generacji mocy czynnej, mogły osiągnąć minimalny współczynnik mocy wynoszący $\cos\phi=0,95$. Wyniki przeprowadzonych pomiarów w punkcie M1 oraz M8 obwodu z nieaktywną oraz aktywną charakterystyką $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych przedstawiono na rysunkach 7.27-7.29 oraz w tabeli 7.7.

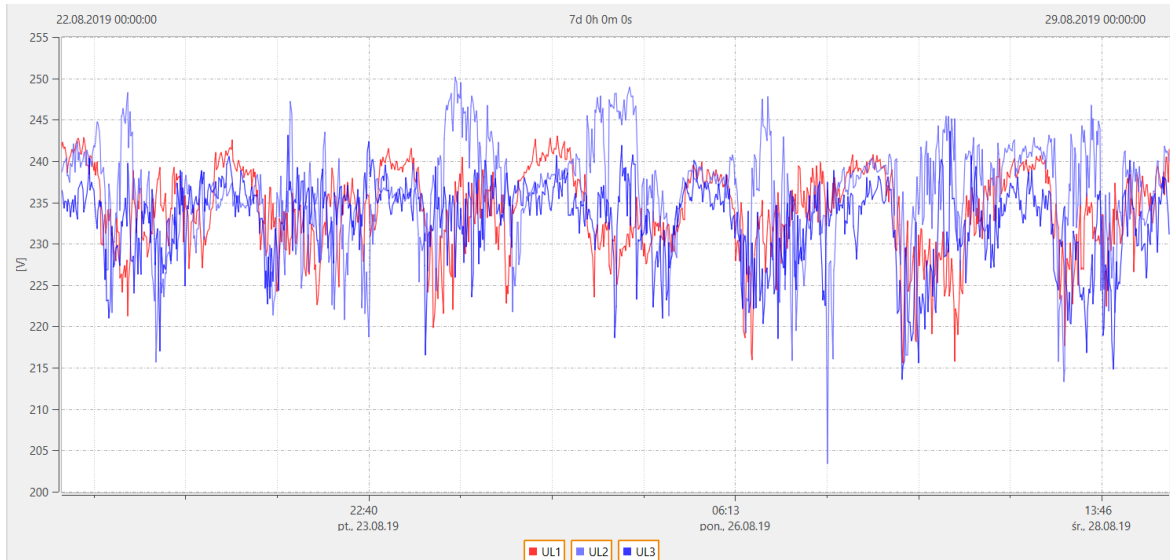


(a)

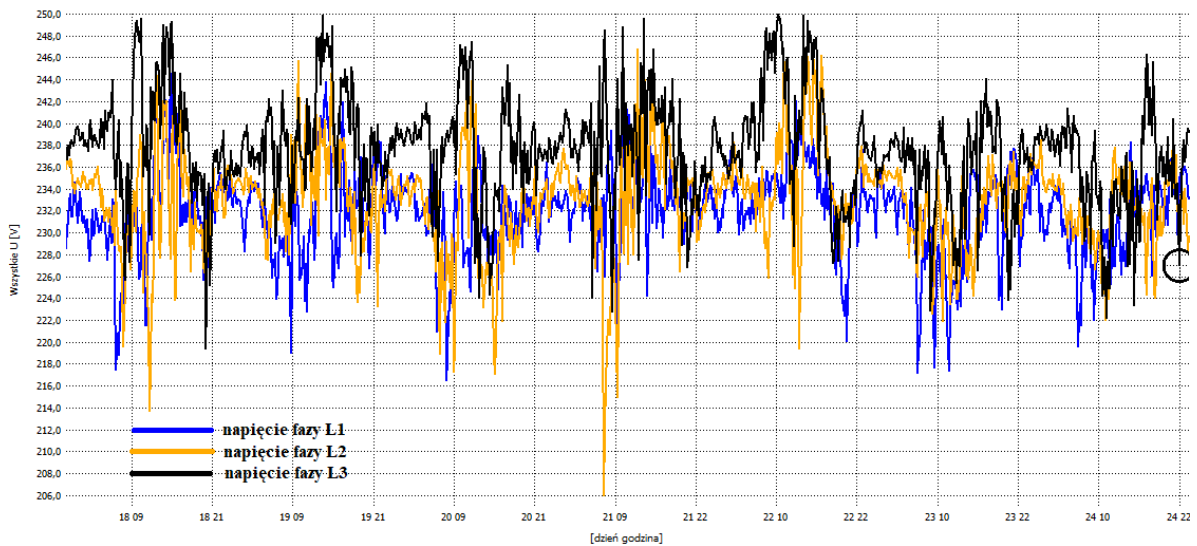


(b)

Rys. 7.27. Przebiegi średniej trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzone w punkcie M1 stacji transformatorowej SN/nN „X”: (a) przed aktywacją (okres 30-31.03.2019 r.) oraz (b) po aktywacji (okres 12-14.08.2021 r.) trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych

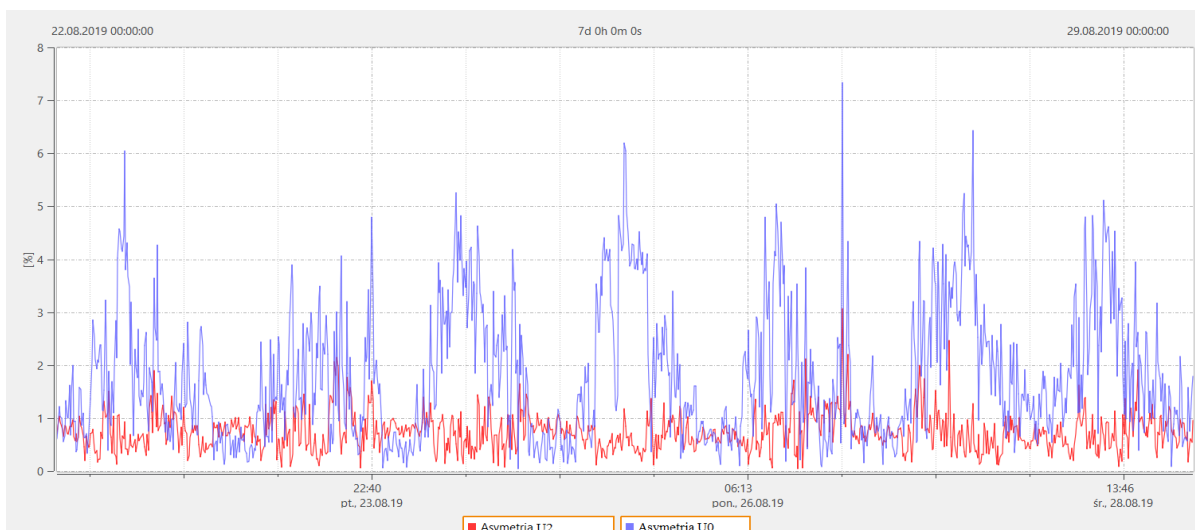


(a)

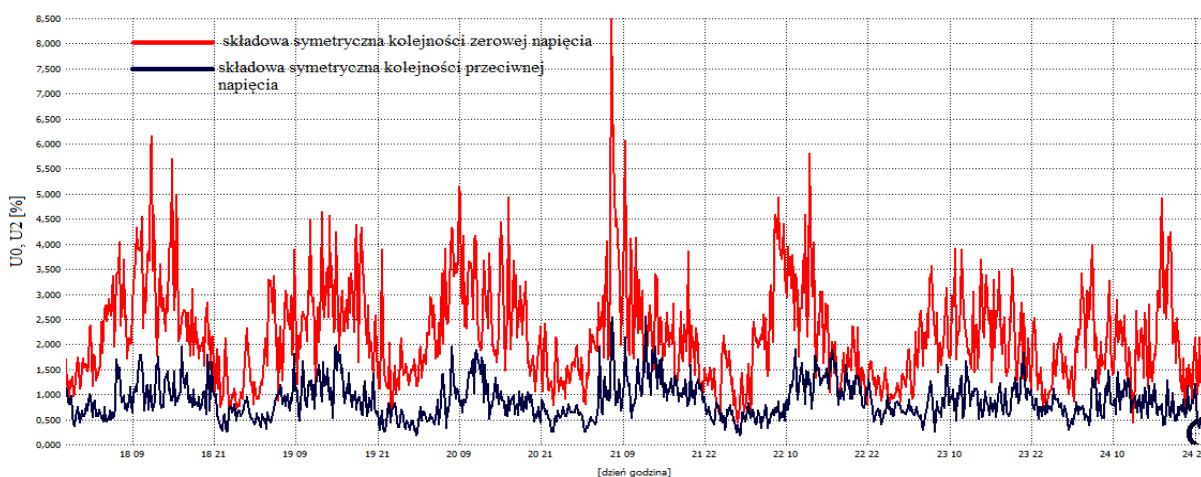


(b)

Rys. 7.28. Przebiegi zmierzonych w punkcie M8 tygodniowych agregowanych 10-minutowo wartości skutecznych napięć fazowych: (a) przed aktywacją (okres 22-29.08.2019 r.) oraz (b) po aktywacji (okres 18-25.08.2021 r.) trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych



(a)



(b)

Rys. 7.29. Przebiegi zmierzonych w punkcie M8 tygodniowych agregowanych 10-minutowo wartości skutecznych składowych symetrycznych kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia: (a) przed aktywacją (okres 22-29.08.2019 r.) oraz (b) po aktywacji (okres 18-25.08.2021 r.) trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych

Tabela 7.7. Porównanie percentyli CP95 uzyskanych wyników w punkcie M8 dla tygodniowych pomiarów podstawowych parametrów napięcia przed (okres 22-29.08.2019 r.) oraz po (okres 18-25.08.2021 r.) aktywacji trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przed aktywacją w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$	Percentyl CP95 po aktywacji w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 240,81 \text{ V}$ $U_{L2} - 245,98 \text{ V}$ $U_{L3} - 238,61 \text{ V}$	$U_{L1} - 240,49 \text{ V}$ $U_{L2} - 246,73 \text{ V}$ $U_{L3} - 238,07 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,22\%$ $U_2/U_1 - 1,35\%$	$U_0/U_1 - 4,01\%$ $U_2/U_1 - 1,61\%$
Wskaźniki długookresowych wahań napięcia	$P_{it_L1} - 2,43$ $P_{it_L2} - 2,11$ $P_{it_L3} - 2,42$	$P_{it_L1} - 1,58$ $P_{it_L2} - 2,03$ $P_{it_L3} - 1,64$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_L1} - 4,36\%$ $THD_{U_L2} - 4,11\%$ $THD_{U_L3} - 4,20\%$	$THD_{U_L1} - 4,27\%$ $THD_{U_L2} - 4,02\%$ $THD_{U_L3} - 3,83\%$

Po aktywacji w jednofazowych falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$ wyraźnie widoczny jest wzrost mocy biernej skorelowanej z generacją mocy czynnej (rys. 7.27b), co świadczy o poprawnej konfiguracji falowników przez firmę instalatorską. Ponadto, na podstawie uzyskanych wyników pomiarów przedstawionych na rysunkach 7.28-7.29 oraz w tabeli 7.7 można z pewnym zaskoczeniem stwierdzić, że aktywacja trybu regulacji mocy biernej $\cos\phi=f(P)$ nie przyczyniła się do redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych. W obu przypadkach uzyskano bardzo zbliżone rezultaty percentyli CP95 dla napięć fazowych oraz współczynników asymetrii. Brak pozytywnego wpływu regulacji mocy biernej na oczekiwaną redukcję wzrostów napięć fazowych jest spowodowany nierównomiernym przyłączenia do poszczególnych faz jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych. Powoduje to, że w godzinach dużego nasłonecznienia występują jednoczesne dwukierunkowe przepływy prądów w poszczególnych fazach. Wymuszenie dodatkowej składowej biernej prądu przez jednofazowe falowniki powoduje pogłębienie się asymetrii prądowej w obwodzie. To z kolei powoduje przepływ dużego prądu w przewodzie neutralnym, który wywołuje na nim spadek napięcia. Skutkuje to przesunięciem potencjału punktu gwiazdowego wektorów napięć fazowych, co objawia się wysokim udziałem składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 w napięciu zasilającym. W związku z tym, w dużej części wzrosty napięć fazowych są powodowane asymetrią prądową, która prowadzi do dużej asymetrii napięć fazowych.

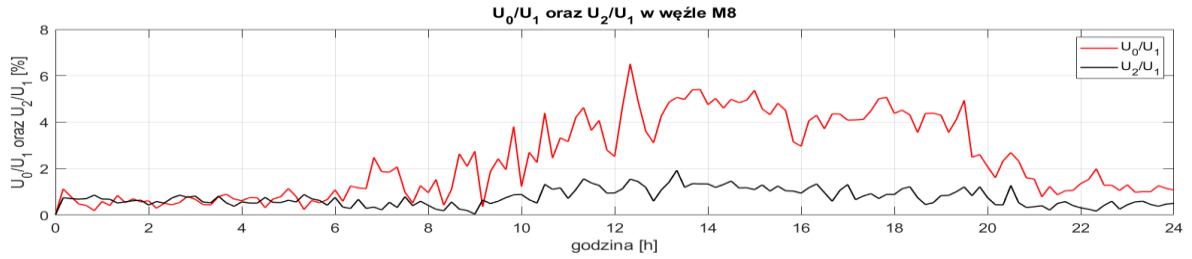
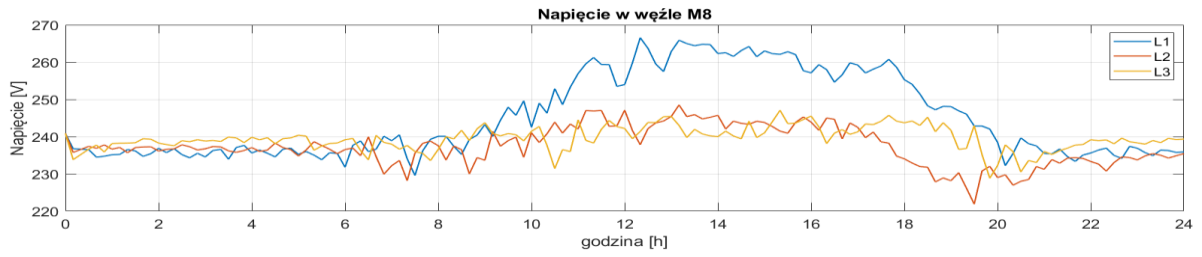
Ponadto porównując wartości wskaźników P_{It} przedstawione w tabeli 7.7 można zauważyć, że po aktywacji w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$ ich wartości zmalały we wszystkich fazach. Niemniej jednak, na tej podstawie nie można wyciągnąć generalnego wniosku o pozytywnym wpływie aktywacji tego trybu na wskaźnik P_{It} ze względu na różne okresy wykonywania pomiarów i inny nieporównywany charakter pracy odbiorników i mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Wyniki symulacji

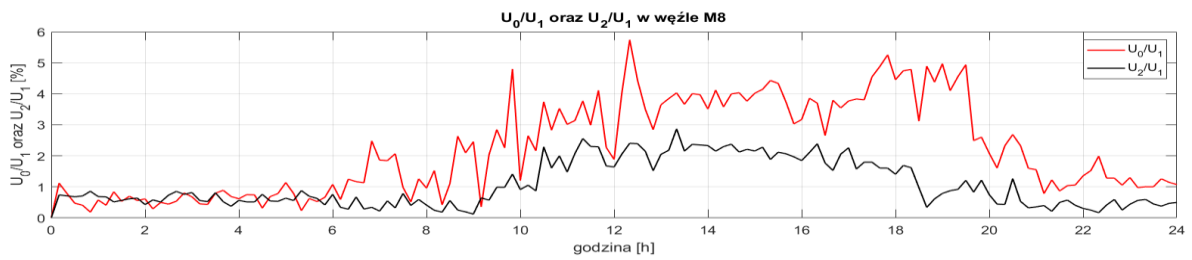
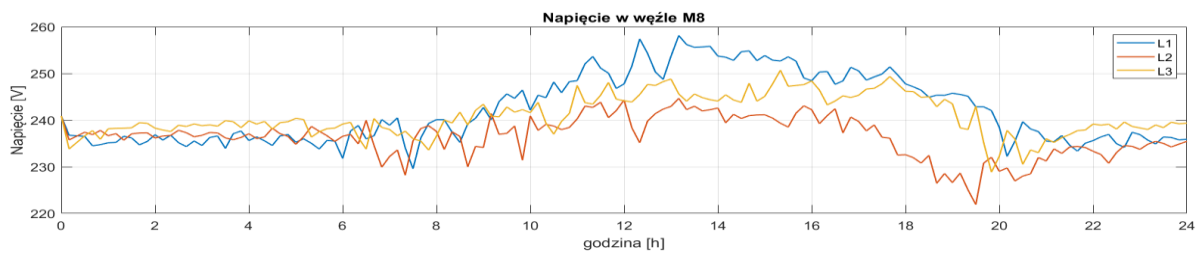
W celu sprawdzenia możliwości poprawy parametrów napięcia dla różnych trybów pracy falowników fotowoltaicznych wykonano symulację obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” dla następujących przypadków:

- a) braku aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$,
- b) aktywacji w jednofazowych falownikach tylko trybu $Q=f(U)$,
- c) aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$,
- d) zabudowy trójfazowych falowników o takiej samej mocy (2 kW) w miejsce falowników jednofazowych, bez aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$,
- e) aktywacji w trójfazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$.

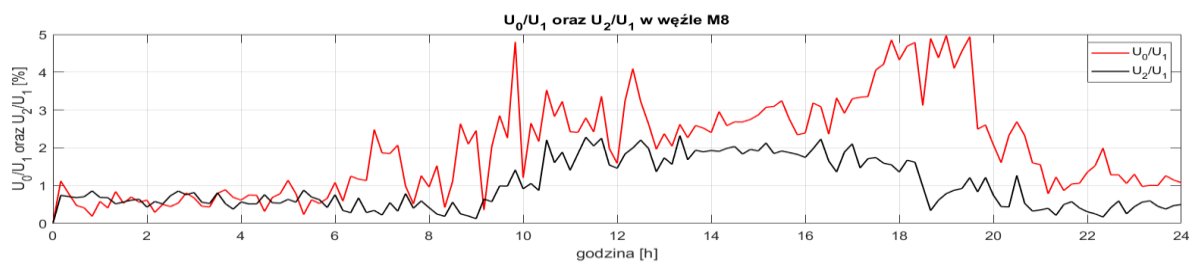
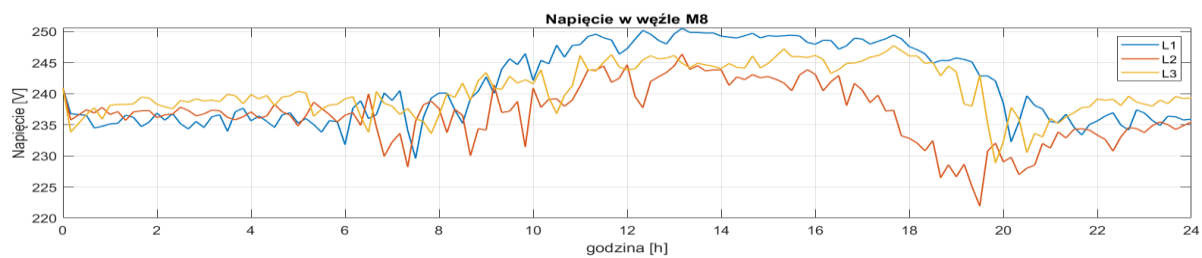
Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii w punkcie M8 dla powyższych przypadków przedstawiono na rysunku 7.30. W tabeli 7.8 zestawiono miary liczbowe dla przebiegów przedstawionych na rysunku 7.30.



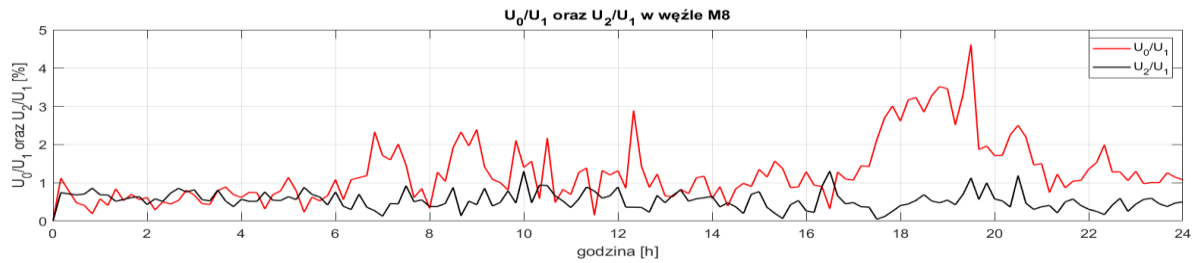
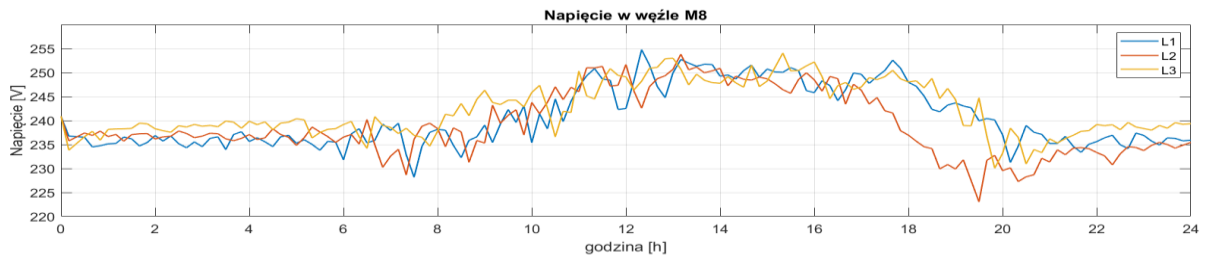
(a)



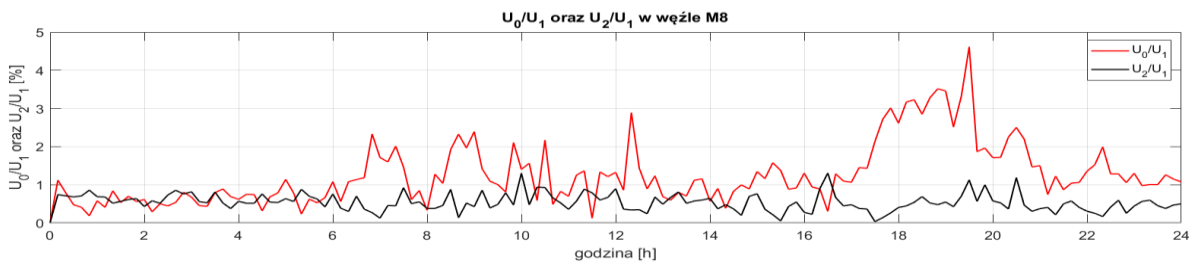
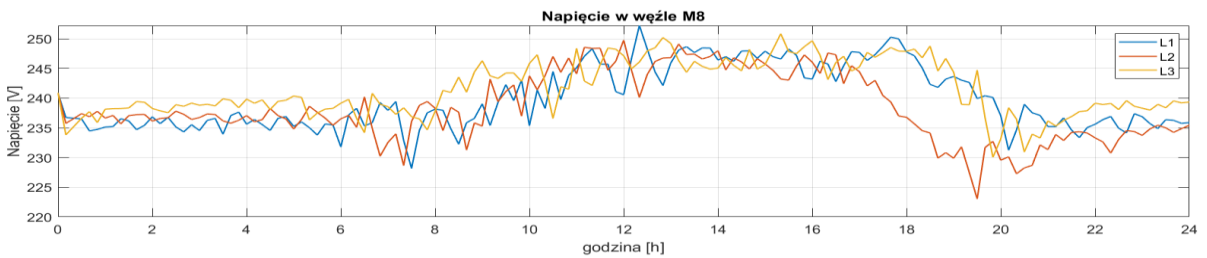
(b)



(c)



(d)



(e)

Rys. 7.30. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 i przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8 dla przypadku: (a) braku aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, (b) z aktywnym tylko trybem $Q=f(U)$, (c) z aktywnymi trybami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, (d) wymiany jednofazowych falowników na trójfazowe falowniki o takiej samej mocy, brak aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, (e) z aktywną regulacją $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ w trójfazowych falownikach

Tabela 7.8. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 dla różnych zastosowanych sposobów pracy falowników fotowoltaicznych w obwodzie zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

Symulowany przypadek	Wartość skuteczna napięcia (wartości średnie)	Współczynniki asymetrii napięć fazowych (wartości średnie)	Straty energii w układzie ⁸
brak aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ ⁹	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	3,42%
aktywny w jednofazowych falownikach tryb $Q=f(U)$ ¹⁰	$U_{L1} - 242,2 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,8 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 2,22\%$ $U_2/U_1 - 1,06\%$	3,96%
aktywne w jednofazowych falownikach tryby $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	$U_{L1} - 241,3 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,8 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,6 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 1,95\%$ $U_2/U_1 - 1,00\%$	3,56%
wymiana jednofazowych falowników na równoważne trójfazowe falowniki, brak aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	$U_{L1} - 240,6 \text{ V}$ $U_{L2} - 239,1 \text{ V}$ $U_{L3} - 242,2 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 1,26\%$ $U_2/U_1 - 0,54\%$	2,48%
aktywne w trójfazowych falownikach tryby $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	$U_{L1} - 239,9 \text{ V}$ $U_{L2} - 238,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 241,5 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 1,26\%$ $U_2/U_1 - 0,54 \%$	2,79%

Na podstawie wyników symulacji przedstawionych na rysunku 7.30 oraz w tabeli 7.8 można stwierdzić, że:

- wyniki symulacji potwierdzają wyniki wykonanych pomiarów, tj. aktywacja w jednofazowych falownikach trybu regulacji mocy biernej wpłynęła jedynie na nieznaczną redukcję składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia (tab. 7.7 i tab. 7.8). Ponadto, zarówno w wynikach pomiarów (tab. 7.7), jak i symulacji (tab. 7.8) widoczny jest wzrost składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz mały wpływ na redukcję wzrostów napięcia,
- aktywacja w jednofazowych falownikach trybu regulacji mocy biernej nie przyczyniła się do obniżenia napięcia w fazie L1 poniżej 253 V, tj. poniżej progu I stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego falowników (rys. 7.30b). Dopiero aktywacja w jednofazowych falownikach trybu $P=f(U)$ spowodowała obniżenie napięcia w tej fazie poniżej 253 V (rys. 7.30c),

⁸ Straty energii zostały wyznaczone jako stosunek energii wprowadzonej do obwodu i energii oddanej z obwodu, tj. przepływającej przez transformator SN/nN w kierunku sieci SN.

⁹ Wartości skuteczne napięć fazowych, współczynniki asymetrii oraz straty energii w układzie wyznaczone dla przypadku pracy mikroinstalacji bez aktywnych trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ będą w dalszej części pracy porównywane z uzyskanymi analogicznymi wskaźnikami wyznaczonymi dla przypadku przyłączenia do obwodu modeli rozpatrywanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: szeregowy regulator napięcia typu LVR, dynamiczny regulator napięcia typu DVR oraz symetryzator transformatorowy.

¹⁰ Wartości skuteczne napięć fazowych, współczynniki asymetrii oraz straty energii w układzie wyznaczone dla przypadku pracy mikroinstalacji w trybie $Q=f(U)$ będą w dalszej części pracy porównywane z uzyskanymi analogicznymi wskaźnikami wyznaczonymi dla przypadku przyłączenia do obwodu modeli rozpatrywanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: równoległy filtr aktywny oraz kompensator DSTATCOM.

- c) aktywacja w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ wpłynęła pozytywnie na współczynniki asymetrii napięcia U_0/U_1 oraz U_2/U_1 , w porównaniu do przypadku aktywacji w falownikach tylko trybu $Q=f(U)$ (rys. 7.30b i rys. 7.30c),
- d) wymiana jednofazowych falowników na równoważne urządzenia trójfazowe takiej samej mocy spowodowała obniżenie współczynników asymetrii napięcia U_0/U_1 oraz U_2/U_1 (rys. 7.30a-c i rys. 7.30d-e),
- e) wymiana jednofazowych falowników na równoważne trójfazowe urządzenia takiej samej mocy nie spowodowała obniżenia napięć fazowych poniżej progu I stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego (rys. 7.30d),
- f) aktywacja trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ w falownikach trójfazowych spowodowała obniżenie napięć fazowych poniżej 253 V (rys. 7.30e). Aktywacja w falownikach tych trybów sterowania nie wpłynęła na obniżenie współczynników asymetrii napięcia U_0/U_1 oraz U_2/U_1 względem wyników uzyskanych dla trójfazowych falowników bez aktywacji dodatkowych trybów sterowania (rys. 7.30d i rys. 7.30e),
- g) największe straty energii w obwodzie otrzymano dla przypadku pracy jednofazowych falowników w trybie $Q=f(U)$, a najmniejsze dla przypadku wymiany jednofazowych falowników na urządzenia trójfazowe, pracujące bez aktywnej regulacji $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ (tab. 7.8).

7.3.4. Zastosowanie równoległego filtra aktywnego

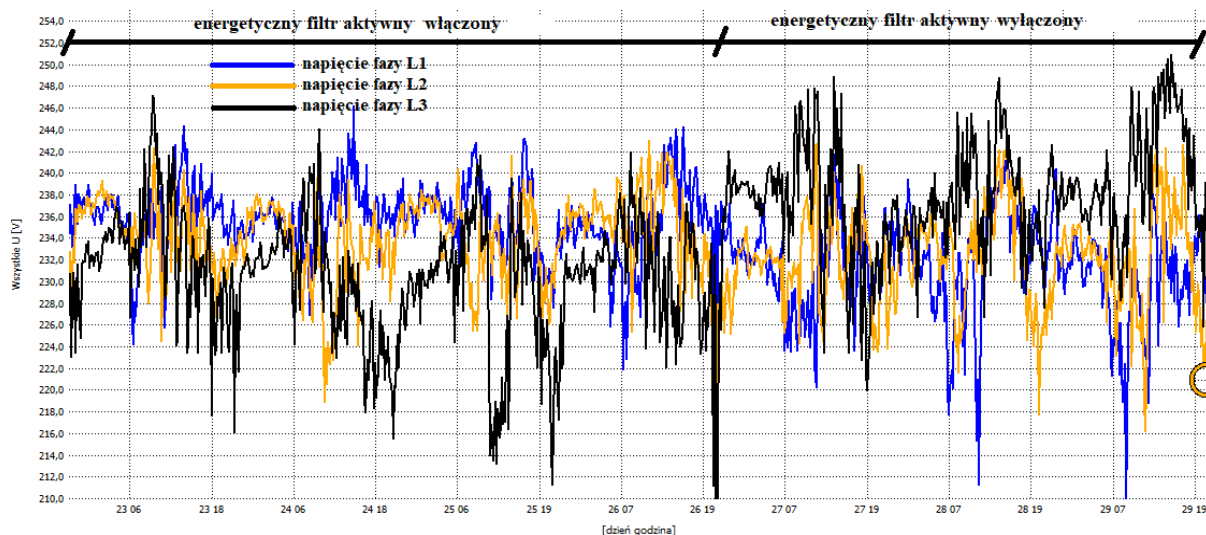
Wyniki pomiarów

Równoległy filtr aktywny pracował w sieci niskiego napięcia (zasilanej ze stacji transformatorowej SN/nN „X”) w dwóch konfiguracjach:

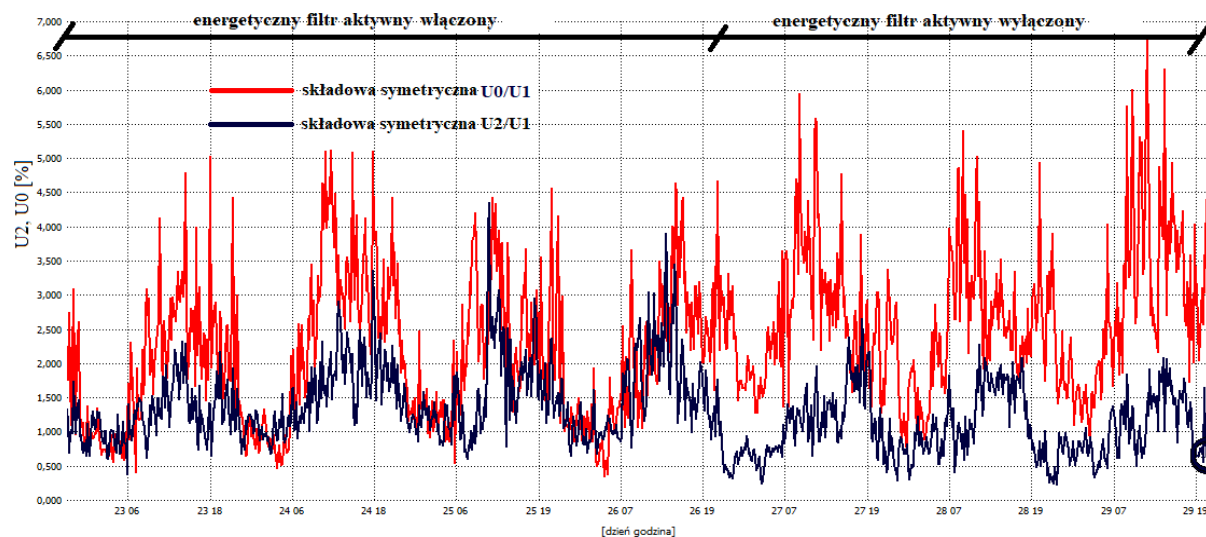
- a) **pełna konfiguracja** – tryb kompensacji mocy biernej składowej podstawowej, składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu I_0 oraz wyższych harmonicznym prądu (okres 22-30.07.2021 r.),
- b) **niepełna konfiguracja** – tryb kompensacji składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu I_0 oraz wyższych harmonicznym prądu (okres 26.09-03.10.2021 r.).

Zdecydowano o przeprowadzeniu testów urządzenia pracującego w dwóch trybach, ponieważ od IV kwartału 2020 roku wszystkie jednofazowe falowniki pracują z aktywną charakterystyką $\cos\phi=f(P)$, przez co wymuszają przepływ mocy biernej indukcyjnej w obwodzie. Zatem celem przeprowadzenia testów w dwóch konfiguracjach urządzenia było sprawdzenie, czy w którejś z nich filtr aktywny osiągnie lepszy efekt symetryzacji napięć fazowych, który przyczyni się do większej redukcji wzrostów napięć fazowych w obwodzie.

W przypadku testów urządzenia w pełnej konfiguracji, na skutek zadziałania automatyki SPZ (Samoczynne Ponowne Załączenie) w linii SN zasilającej stację transformatorową SN/nN „X”, filtr aktywny uległ wyłączeniu i niestety nie załączył się ponownie po powrocie napięcia zasilającego. W związku z tym, na rysunku 7.31 oraz w tabeli 7.9 porównano parametry napięcia w okresie, kiedy urządzenie pracowało (okres 22-26.07.2021 r.) oraz w okresie o takiej samej długości, kiedy urządzenie pozostawało wyłączone (okres 26-30.07.2021 r.). Na rysunkach 7.32-7.33 oraz w tabeli 7.10 przedstawiono tygodniowe wyniki pomiarów dla niepełnej konfiguracji urządzenia.



(a)



(b)

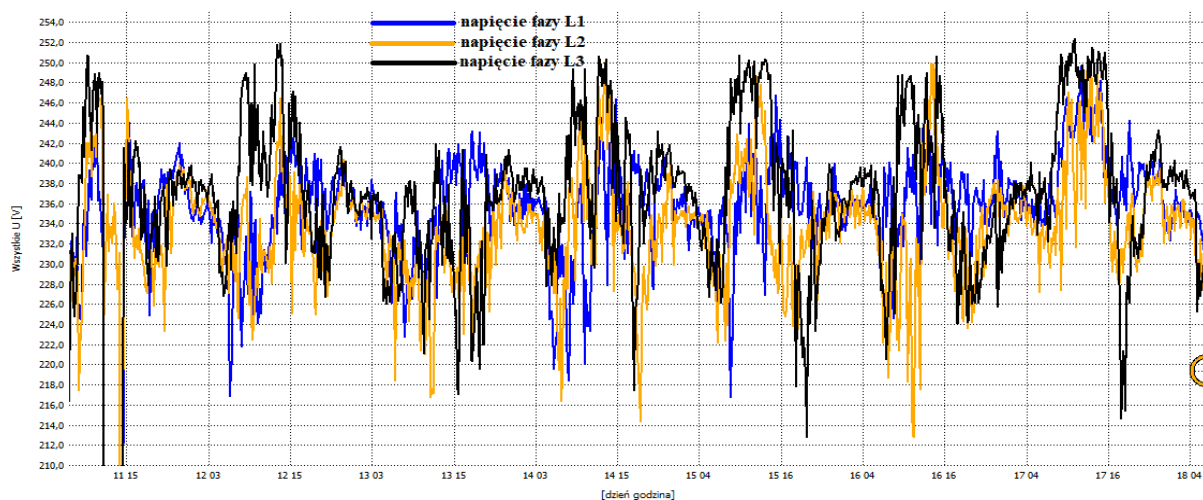
Rys. 7.31. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych (a) oraz (b) współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 i przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8 z włączonym oraz wyłączonym równoległym filtrem aktywnym (okres 22-30.07.2021 r.) pracującym w pełnej konfiguracji

Tabela 7.9. Porównanie percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M8 przy wyłączonym (okres 26-30.07.2021 r.) oraz włączonym (okres 22-26.07.2021 r.) równoległym filtrze aktywnym pracującym w pełnej konfiguracji (ze względu na niepełny tydzień pomiarowy pracy filtra aktywnego w każdym ze stanów, nie zaznaczono kolorem wartości przekraczających dopuszczalne poziomy określone w rozporządzeniu systemowym [8])

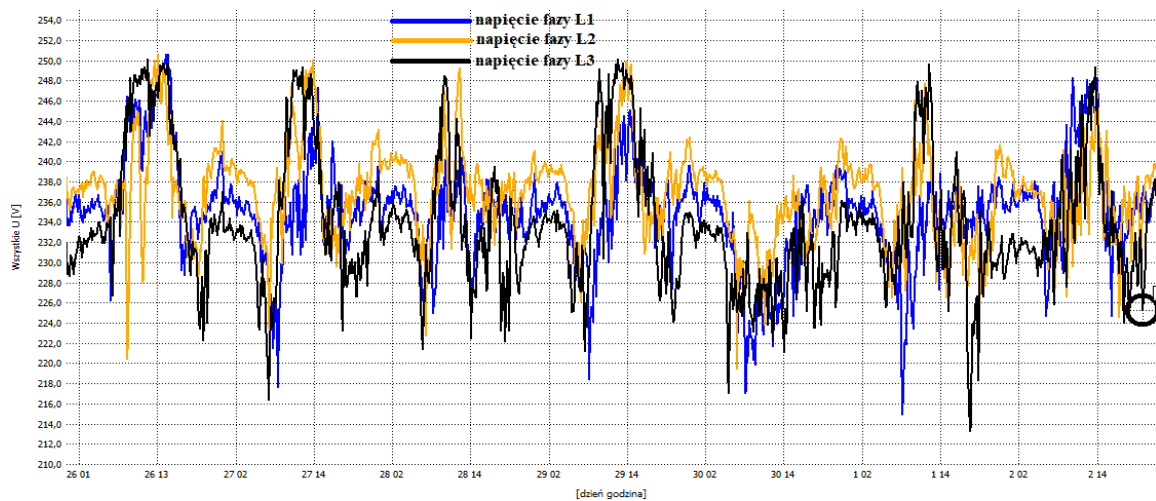
Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przy wyłączonym równoległym filtrze aktywnym	Percentyl CP95 przy włączonym równoległym filtrze aktywnym
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 237,94 \text{ V}$ $U_{L2} - 240,84 \text{ V}$ $U_{L3} - 247,25 \text{ V}$	$U_{L1} - 241,05 \text{ V}$ $U_{L2} - 239,23 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,10 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,77\%$ $U_2/U_1 - 1,91\%$	$U_0/U_1 - 3,98\%$ $U_2/U_1 - 2,51\%$
Wskaźnik długookresowych wahań napięcia	$P_{It,L1} - 1,74$ $P_{It,L2} - 2,30$ $P_{It,L3} - 2,02$	$P_{It,L1} - 1,77$ $P_{It,L2} - 2,51$ $P_{It,L3} - 2,20$

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przy wyłączonym równoległym filtrze aktywnym	Percentyl CP95 przy włączonym równoległym filtrze aktywnym
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	THD _{U,L1} – 4,48% THD _{U,L2} – 4,53% THD _{U,L3} – 3,87%	THD _{U,L1} – 9,14% THD _{U,L2} – 6,90% THD _{U,L3} – 5,42%

Na podstawie rezultatów przedstawionych na rysunku 7.31 oraz tabeli 7.9 można zauważyć pozytywny wpływ filtra aktywnego na redukcję wzrostów napięcia w fazie L3 poprzez zmniejszenie współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 . Niestety urządzenie to niekorzystnie wpłynęło na współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz współczynnik odształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u.

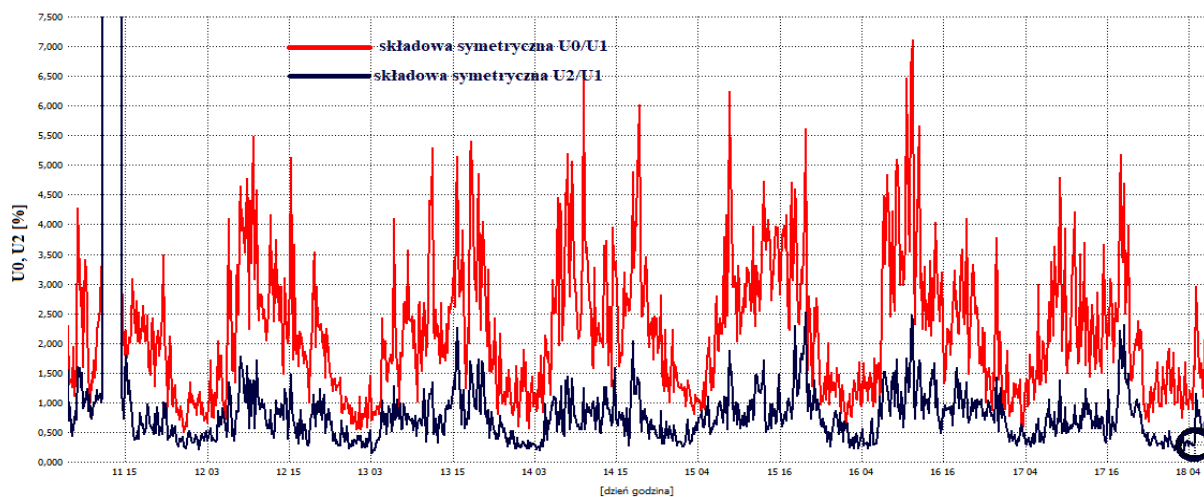


(a)

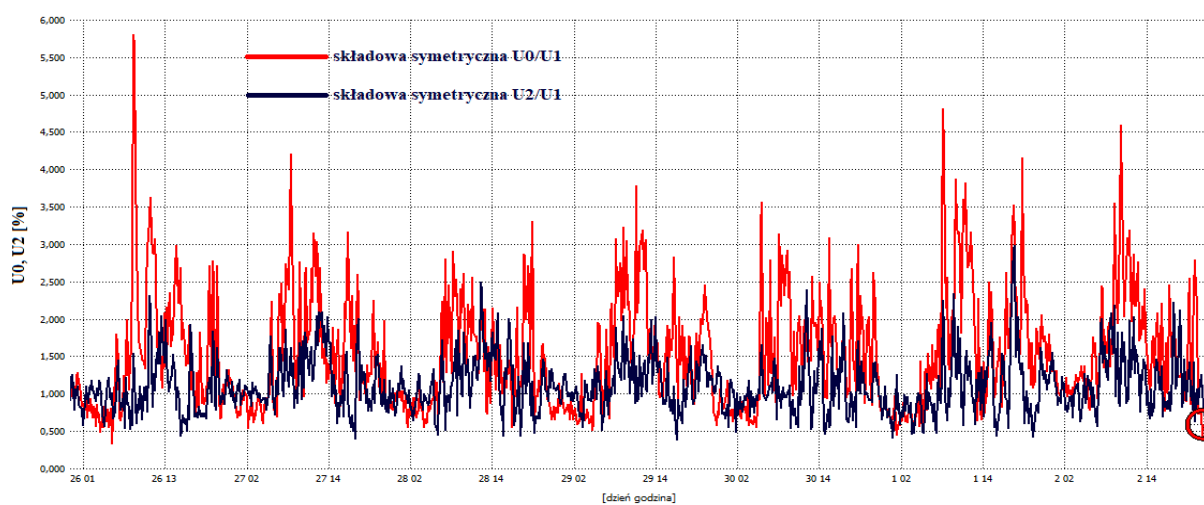


(b)

Rys. 7.32. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie M8: (a) z wyłączonym (okres 11-18.10.2021 r.) oraz (b) włączonym (okres 26.09-03.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji



(a)



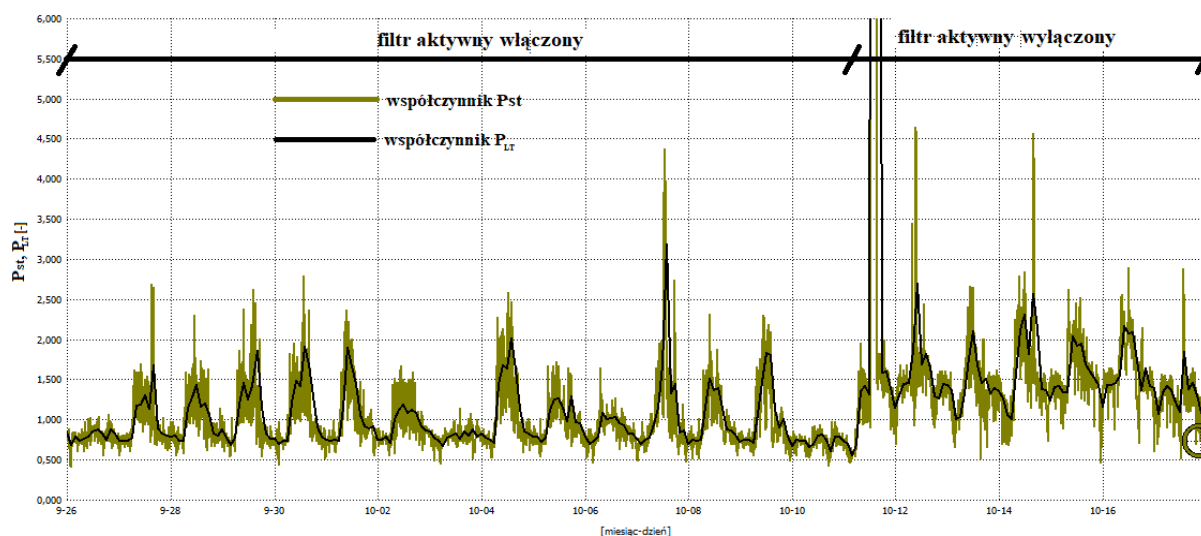
(b)

Rys. 7.33. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8: (a) z wyłączonym (okres 11-18.10.2021 r.) oraz (b) włączonym (okres 26.09-03.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji

Tabela 7.10. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M8 z wyłączonym (okres 11-18.10.2021 r.) oraz włączonym (okres 26.09-03.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przy wyłączonym równoległym filtrze aktywnym	Percentyl CP95 przy włączonym równoległym filtrze aktywnym
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 242,57 \text{ V}$ $U_{L2} - 243,42 \text{ V}$ $U_{L3} - 249,26 \text{ V}$	$U_{L1} - 244,67 \text{ V}$ $U_{L2} - 245,54 \text{ V}$ $U_{L3} - 247,85 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,59\%$ $U_2/U_1 - 1,59\%$	$U_0/U_1 - 2,99\%$ $U_2/U_1 - 1,82\%$
Wskaźnik długookresowych wahań napięcia	$P_{it_L1} - 2,28$ $P_{it_L2} - 2,19$ $P_{it_L3} - 2,47$	$P_{it_L1} - 1,67$ $P_{it_L2} - 2,14$ $P_{it_L3} - 2,46$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_L1} - 3,77\%$ $THD_{U_L2} - 4,43\%$ $THD_{U_L3} - 4,49\%$	$THD_{U_L1} - 8,26\%$ $THD_{U_L2} - 6,34\%$ $THD_{U_L3} - 5,59\%$

Niepełna konfiguracja filtra aktywnego również przyczyniła się do redukcji współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , nieznacznego wzrostu współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz wzrostu współczynnika THD_u w trzech fazach. Podczas pracy filtra aktywnego w niepełnej konfiguracji zaobserwowano mniejsze wartości współczynników asymetrii w porównaniu do pracy filtra w pełnej konfiguracji (tab. 7.9 i tab. 7.10). Ze względu na niepełny tydzień pracy filtra aktywnego skonfigurowanego na kompensację składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu oraz wyższych harmonicznych prądu (niepełna konfiguracja) nie można wyciągnąć jednoznacznego wniosku o większej efektywności pracy urządzenia w tym trybie w porównania z jego pracą w pełnej konfiguracji. Ponadto dla niepełnej konfiguracji filtra aktywnego zaobserwowano zauważalną redukcję współczynnika długookresowego wahanía napięcia P_{lt} w fazie L1, którego przebieg czasowy przedstawiono na rysunku 7.34.



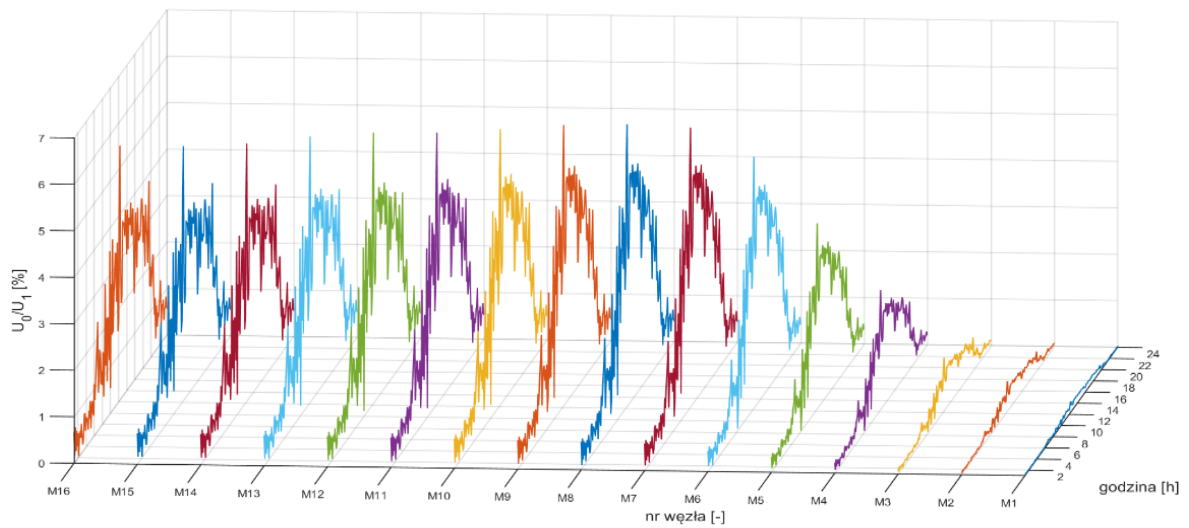
Rys. 7.34. Przebiegi krótko (P_{st}) - oraz długookresowego (P_{lt}) wskaźnika migotania światła w punkcie M8 w fazie L1 z włączonym oraz wyłączonym (okres 26.09-18.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji

Wyniki symulacji

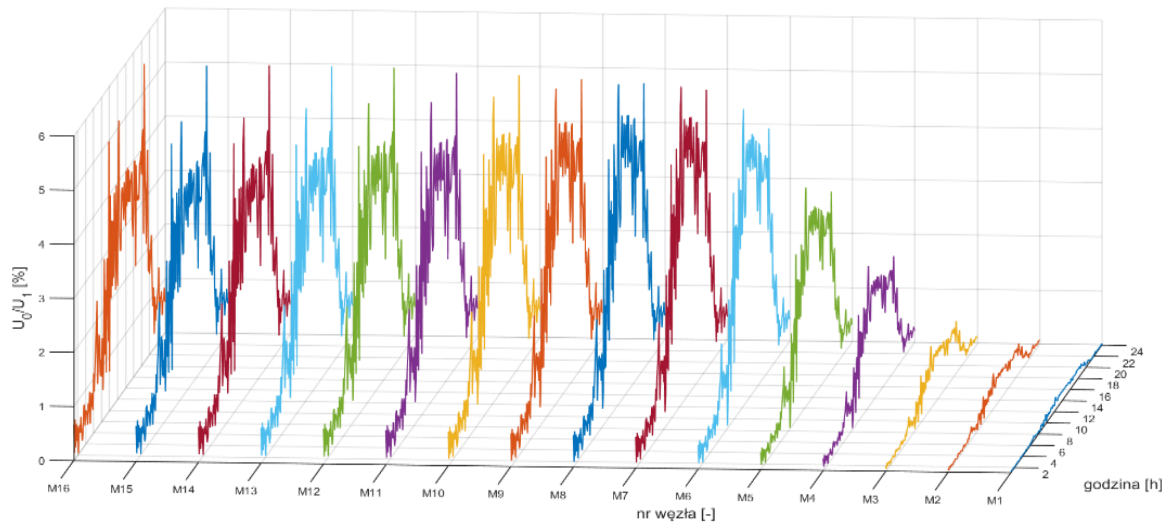
W celu sprawdzenia skuteczności pracy filtra aktywnego w sieci niskiego napięcia, przeprowadzono badania symulacyjne tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.26). Praca urządzenia została sprawdzona w dwóch konfiguracjach:

- a) **pełna konfiguracja** – tryb kompensacji mocy biernej składowej podstawowej, składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 i przeciwnej I_2 prądu w punkcie przyłączenia,
- b) **niepełna konfiguracja** – tryb kompensacji wyłącznie składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 oraz przeciwnej I_2 prądu w punkcie przyłączenia.

Maksymalny prąd urządzenia nie został ograniczony, stąd model filtra aktywnego kompensował całkowitą zmierzoną wartość składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 i przeciwnej I_2 prądu w ciągu głównym obwodu w punkcie M8 (opis modelu symulacyjnego filtra aktywnego przedstawiono w załączniku A rozprawy doktorskiej). Wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne pracowały z aktywnym trybem regulacji mocy biernej ($Q=f(U)$), tak jak w przypadku prowadzenia badań polowych tego urządzenia. Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 7.35-7.37 oraz tabeli 7.11.

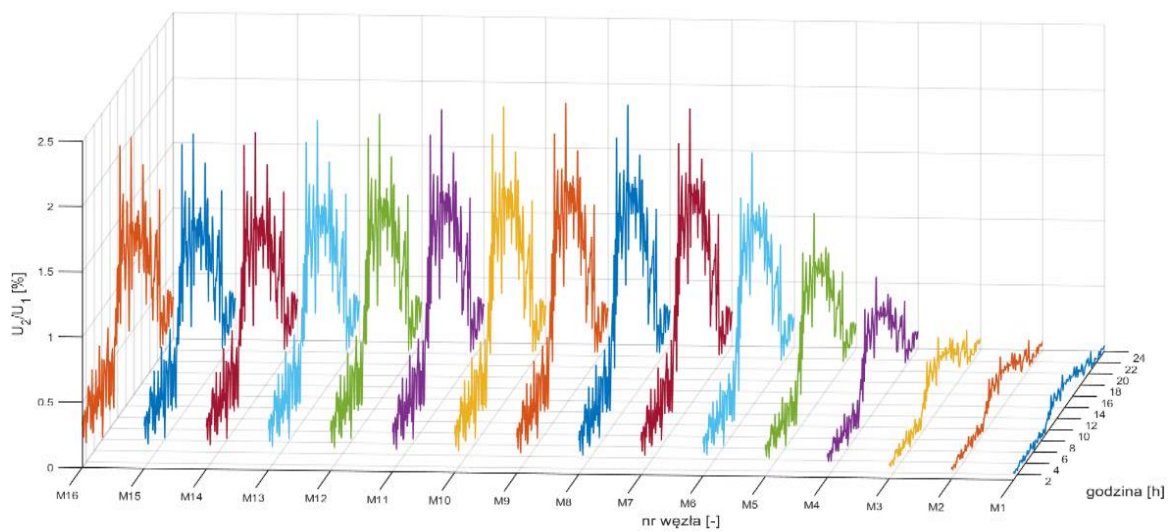


(a)

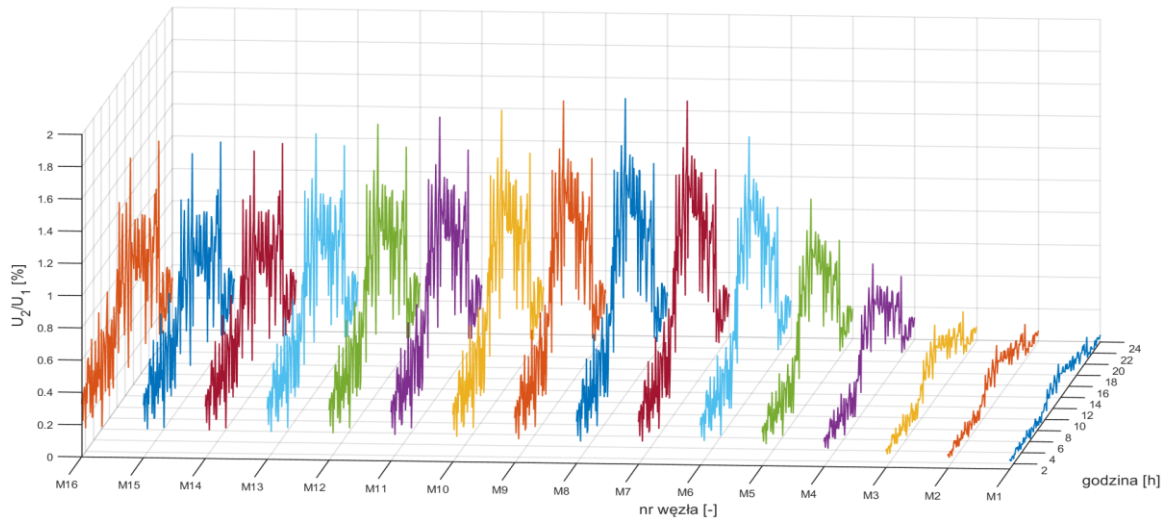


(b)

Rys. 7.35. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 równoległego filtra aktywnego pracującego w: (a) pełnej oraz (b) niepełnej konfiguracji urządzenia

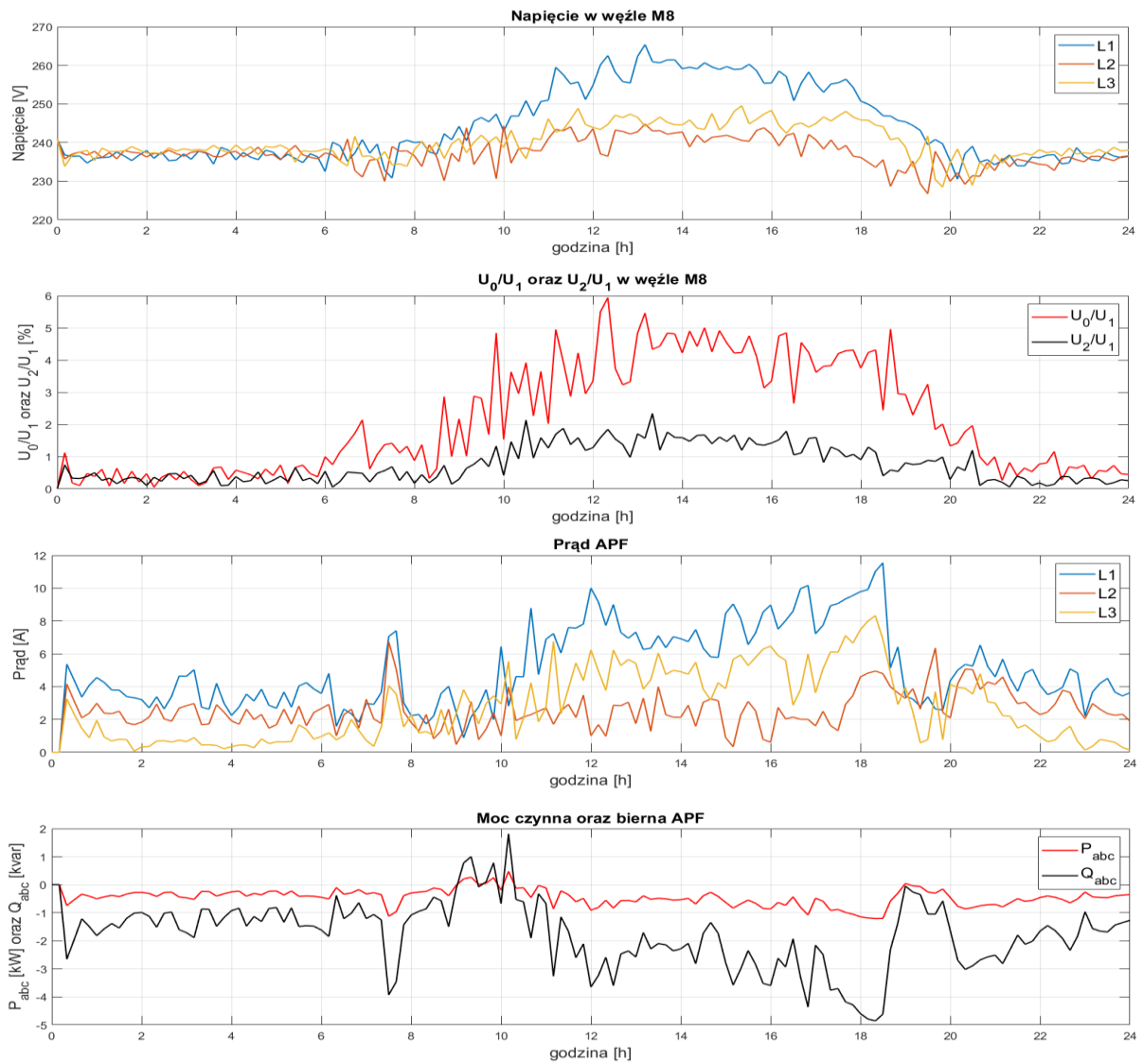


(a)

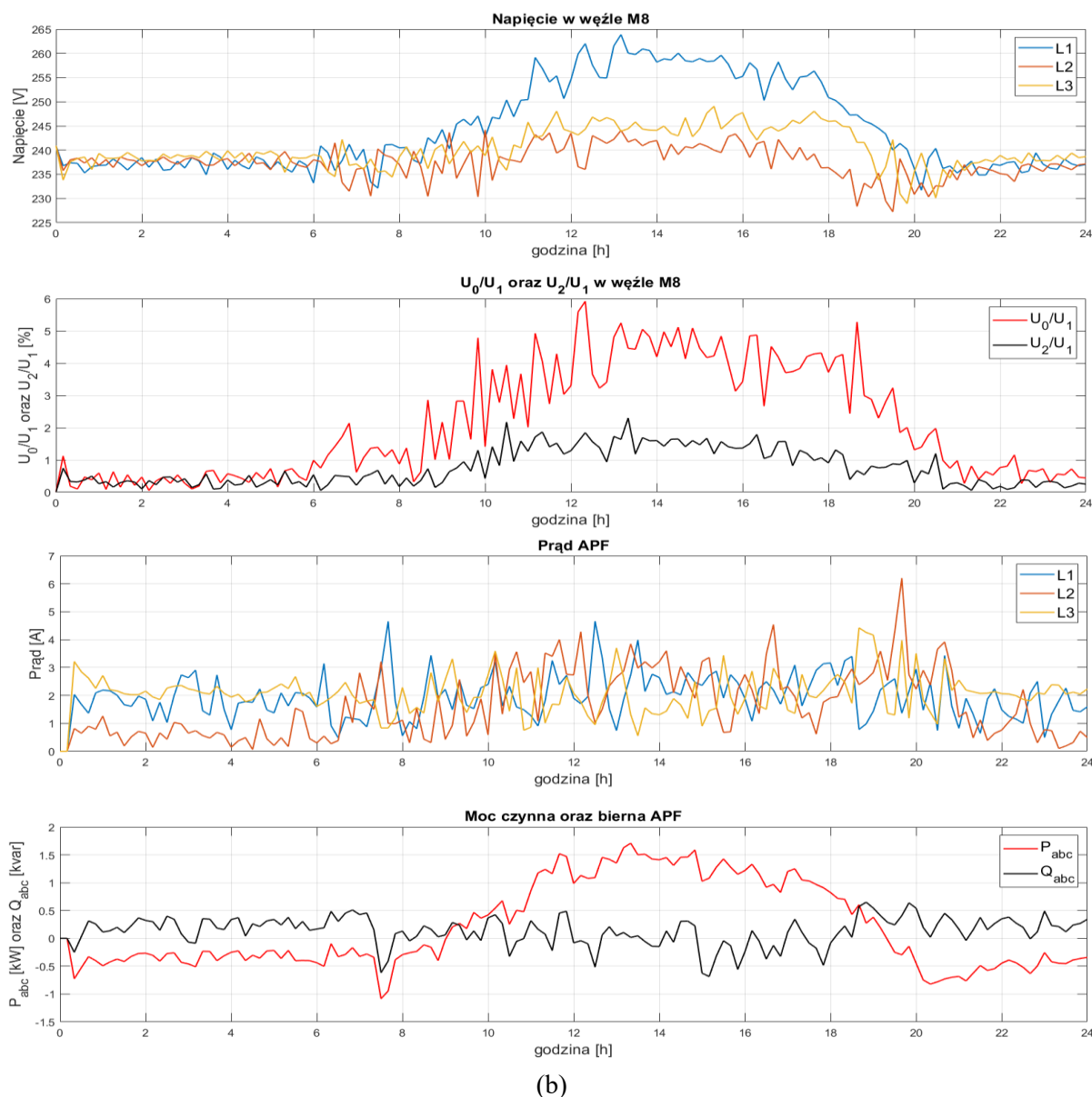


(b)

Rys. 7.36. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 równoległego filtra aktywnego pracującego w: (a) pełnej oraz (b) niepełnej konfiguracji urządzenia



(a)



(b)

Rys. 7.37. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 , wartości skutecznych prądów fazowych, mocy czynnej i biernej filtra aktywnego w punkcie M8 dla przypadku pracy urządzenia w: (a) pełnej oraz (b) niepełnej konfiguracji

Tabela 7.11. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 z przyłączonym oraz bez przyłączonego równoległego filtra aktywnego pracującego w pełnej oraz niepełnej konfiguracji

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez filtra aktywnego	Wyniki symulacji z filtrem aktywnym w pełnej konfiguracji	Wyniki symulacji z filtrem aktywnym w niepełnej konfiguracji
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 242,2 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,8 \text{ V}$	$U_{L1} - 244,4 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,6 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,3 \text{ V}$	$U_{L1} - 244,9 \text{ V}$ $U_{L2} - 238,0 \text{ V}$ $U_{L3} - 238,5 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,22\%$ $U_2/U_1 - 1,06\%$	$U_0/U_1 - 2,10\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 2,00\%$ $U_2/U_1 - 0,63\%$
Straty energii w układzie	3,96%	3,13%	3,68%

Na podstawie rysunków 7.35-7.37 można stwierdzić, że przyłączenie filtra aktywnego nie spowodowało znaczącej redukcji współczynników asymetrii oraz wzrostów napięcia w fazie L1, niezależnie od konfiguracji urządzenia. Dopiero porównanie wyników przedstawionych w tabeli 7.11

pokazuje, że współczynniki asymetrii napięcia uległy nieznacznej redukcji w stosunku do przypadku pracy mikroinstalacji w trybie $Q=f(U)$, bez przyłączonego filtra aktywnego. Nieznacznie większy stopień redukcji współczynników asymetrii uzyskano dla pracy filtra aktywnego w niepełnej konfiguracji (tab. 7.11). Zatem można stwierdzić, że zarówno wyniki symulacji, jak i wyniki pomiarów (rys. 7.31-7.33 oraz tab. 7.9-7.10) wykazały niską skuteczność poprawy parametrów napięcia w obwodzie za pomocą filtra aktywnego. Wynika to z faktu, że filtr aktywny uzyskuje największą efektywność kompensacji niepożądanych składowych, gdy jest przyłączony bezpośrednio przed źródłem zaburzeń. W przypadku promieniowej sieci niskiego napięcia, w której odbiorniki oraz mikroinstalacje nie są przyłączone w jednym punkcie oraz uwzględniając zmienny w czasie pobór oraz generację energii, należy stwierdzić, że źródło zaburzeń zmienia lokalizację w obwodzie. Zatem zwiększenie skuteczności filtra aktywnego wymagałoby śledzenia punktu występowania maksymalnych zaburzeń oraz ciągłej zmiany lokalizacji filtra aktywnego w obwodzie.

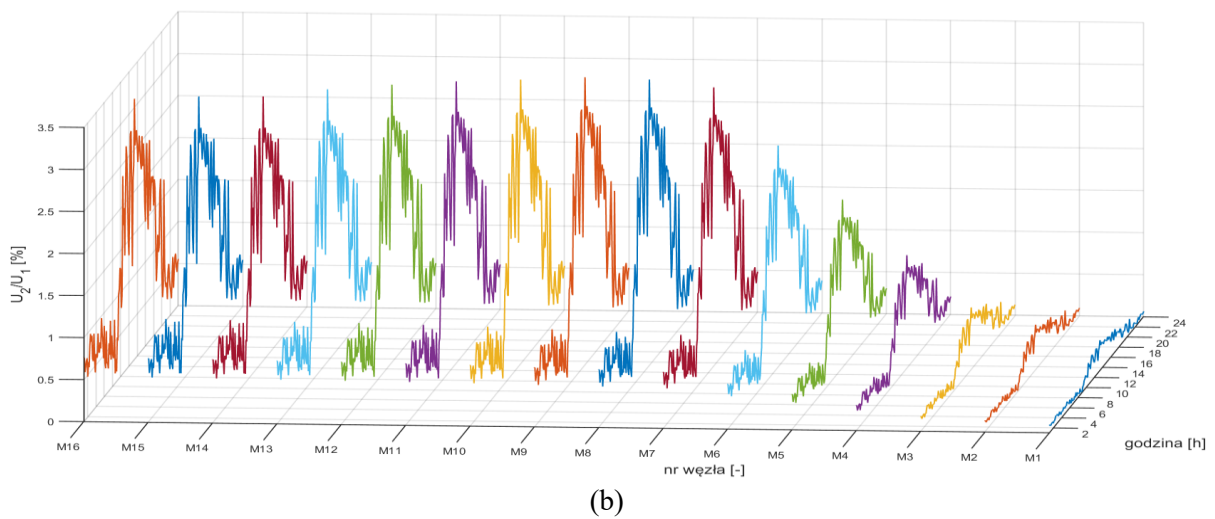
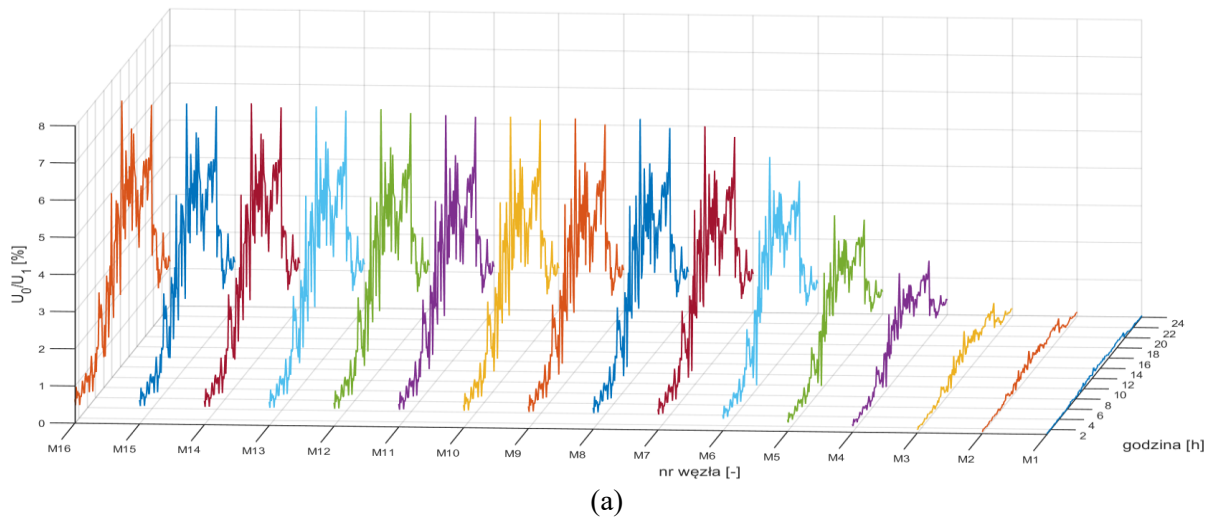
Jedynym pozytywnym aspektem przyłączenia filtra aktywnego jest zmniejszenie strat energii w układzie. Największą redukcję strat uzyskano dla przypadku pracy filtra w pełnej konfiguracji (tab. 7.11).

7.3.5. Zastosowanie kompensatora DSTATCOM

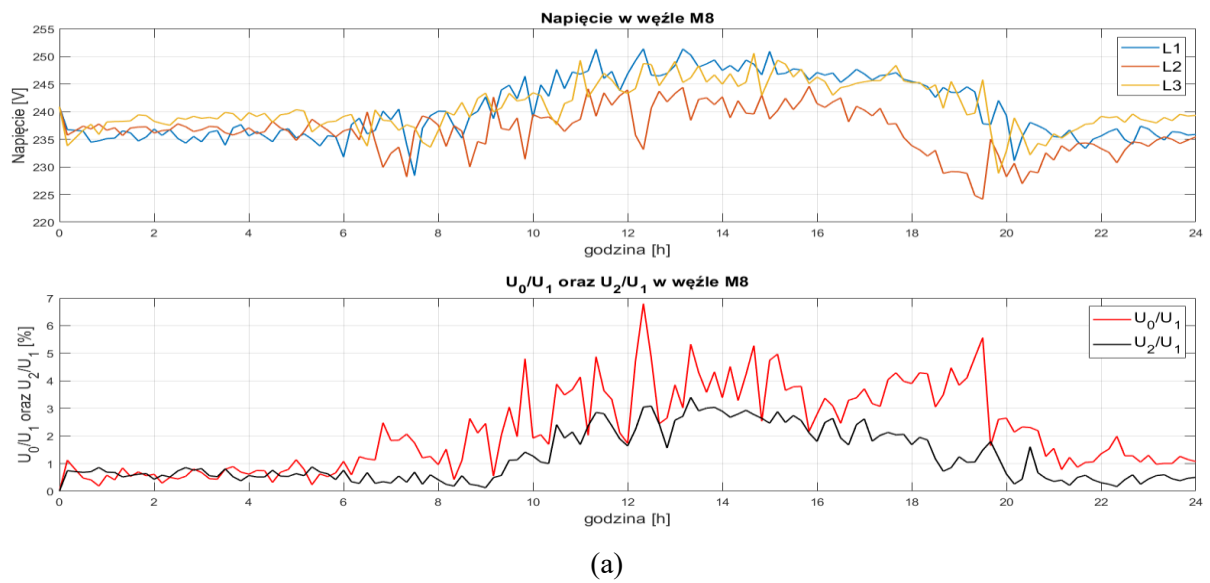
Wyniki symulacji

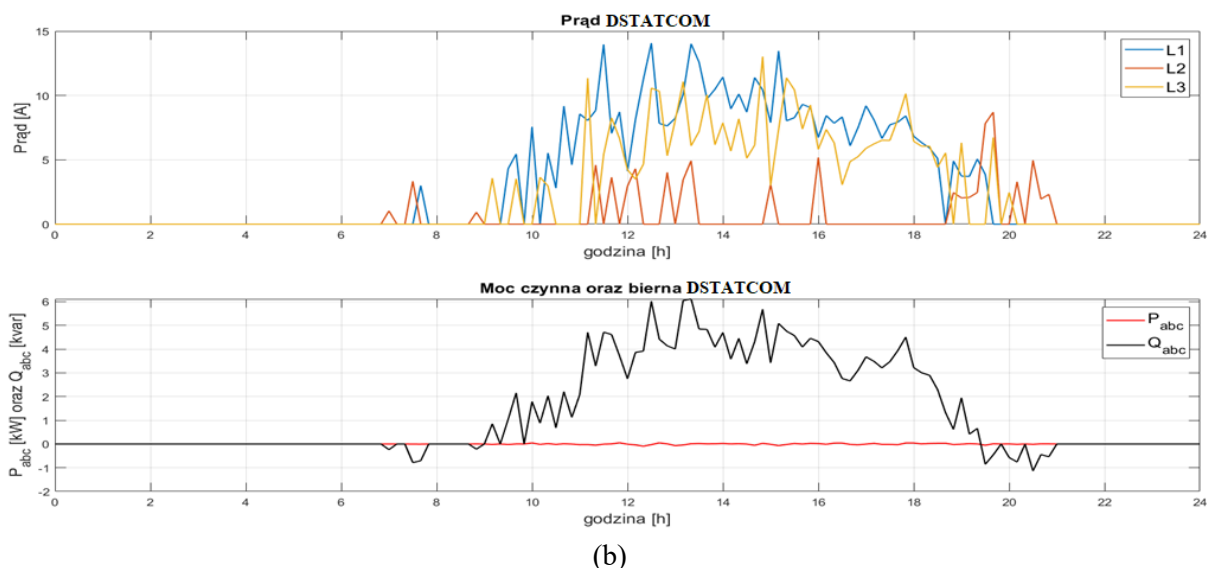
W celu sprawdzenia skuteczności redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych opracowano model symulacyjny tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.26). Urządzenie dokonywało pomiaru napięć fazowych w punkcie jego przyłączenia, na podstawie których wyznaczana była wartość mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej w poszczególnych fazach. Jeśli napięcie w danej fazie zawierało się w przedziale 242-253 V, kompensator wymuszał przepływ mocy biernej indukcyjnej proporcjonalnej do różnicy napięć z tego przedziału. W ten sam sposób była wyznaczana moc bierna pojemnościowa dla poszczególnych faz, dla przedziału napięć 215-230 V. Maksymalna moc bierna indukcyjna i pojemnościowa dla pojedynczej fazy została ograniczona do 4,6 kvar. Zatem moc trójfazowa urządzenia wynosiła 13,8 kVA (opis modelu symulacyjnego kompensatora DSTATCOM przedstawiono w załączniku A rozprawy doktorskiej). Ponadto, wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne pracowały z aktywnym trybem regulacji mocy biernej $Q=f(U)$, tak jak w przypadku badania filtra aktywnego¹¹. Wyniki przeprowadzonych symulacji przedstawiono na rysunkach 7.38-7.39 oraz w tabeli 7.12.

¹¹ Symulacje kompensatora DSTATCOM zostały przeprowadzone w warunkach pracy mikroinstalacji z aktywnym trybem $Q=f(U)$, ponieważ aktywacja w mikroinstalacjach jednego z trybów regulacji mocy biernej jest wymagana przez OSD, zatem rzeczywisty kompensator DSTATCOM pracowałby właśnie w takich warunkach.



Rys. 7.38. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 kompensatora DSTATCOM





Rys. 7.39. Przebiegi: (a) wartości skutecznych napięć fazowych i współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 oraz (b) wartości skutecznych prądów fazowych, mocy czynnej i biernej kompensatora DSTATCOM przyłączonego w punkcie M8

Tabela 7.12. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 z przyłączonym oraz bez przyłączonego kompensatora DSTATCOM

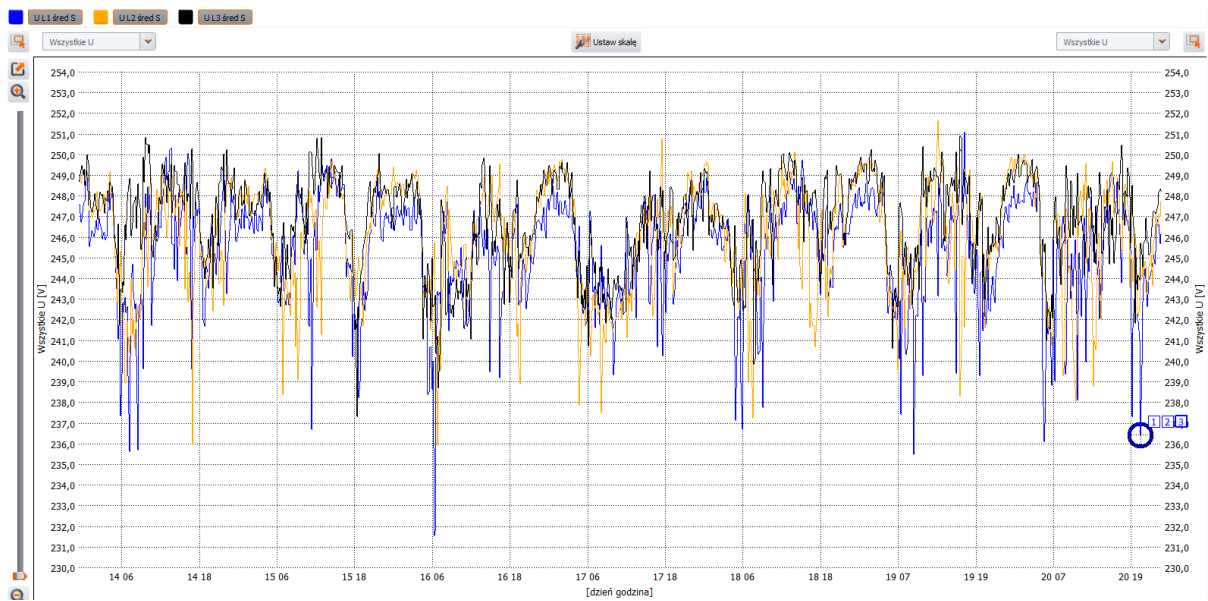
Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez kompensatora DSTATCOM	Wyniki symulacji z kompensatorem DSTATCOM
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 242,2 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,8 \text{ V}$	$U_{L1} - 240,7 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,6 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,9 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,22\%$ $U_2/U_1 - 1,06\%$	$U_0/U_1 - 2,18\%$ $U_2/U_1 - 1,21\%$
Straty energii w układzie	3,96%	4,47%

Wyniki symulacji przedstawione na rysunkach 7.38-7.39 oraz w tabeli 7.12 pokazują, że kompensator DSTATCOM nie przyczynił się do znacznego obniżenia współczynników asymetrii napięć fazowych. Nieznacznej redukcji uległ współczynnik asymetrii U_0/U_1 , podczas gdy współczynnik U_2/U_1 zwiększył się po przyłączeniu urządzenia (tab. 7.12). Pomimo braku pozytywnego wpływu urządzenia na współczynniki asymetrii, należy zauważyć, że kompensator przyczynił się do redukcji wzrostów napięcia w poszczególnych fazach i w punkcie M8 nie przekraczają one dopuszczalnych 253 V (rys. 7.39). Pomimo przeprowadzenia dla tego urządzenia wyłącznie badań symulacyjnych można przypuszczać, że urządzenie to może pełnić w sieciach niskiego napięcia charakterystycznych się dużą asymetrią prądów i napięć, tylko rolę stabilizatora napięcia, które poprzez wymuszanie niesymetrycznych przepływów moc biernej będzie utrzymywało napięcia fazowe na zadanym poziomie.

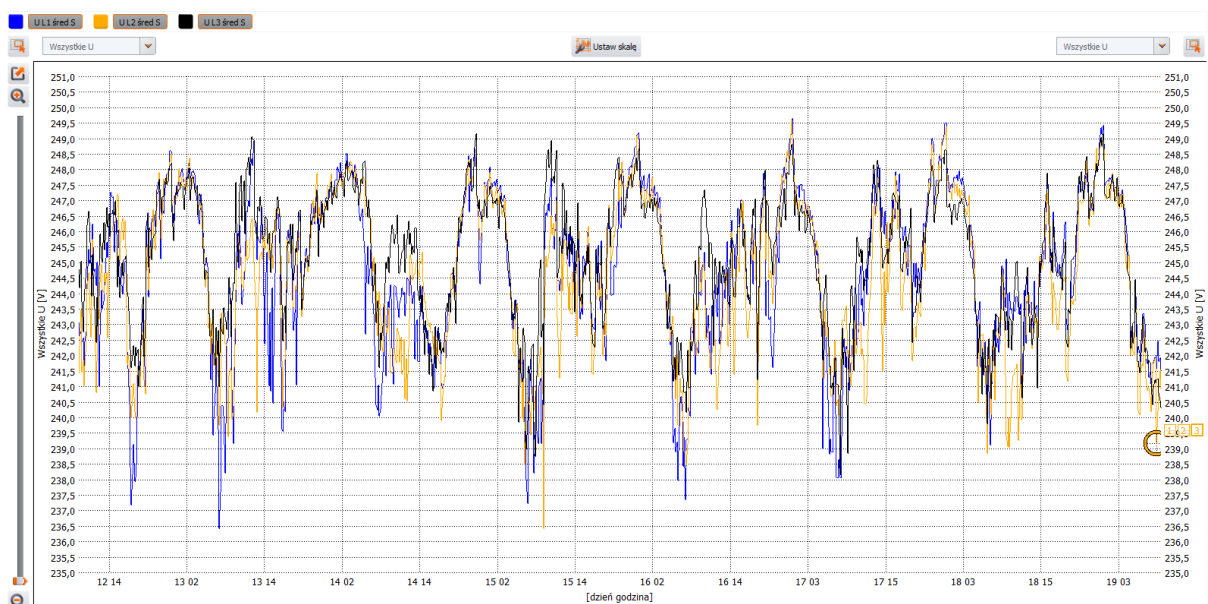
7.3.6. Zastosowanie symetryzatora transformatorowego

Wyniki pomiarów

Badania transformatora symetryzującego zostały przeprowadzone w obwodzie niskiego napięcia zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”. Urządzenie zostało zainstalowane w punkcie N2 obwodu, a pomiary parametrów napięcia przeprowadzono w punkcie N1 (rys. 7.25). Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunkach 7.40-7.41 oraz w tabelach 7.13-7.14.

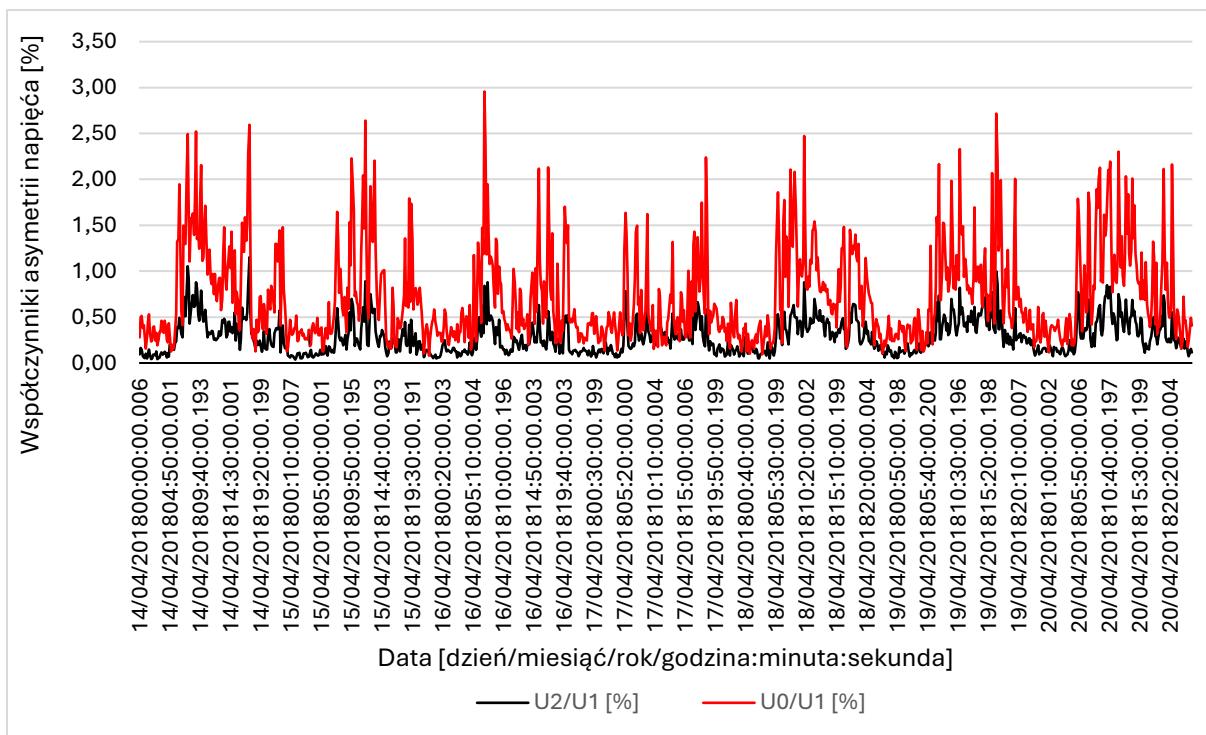


(a)

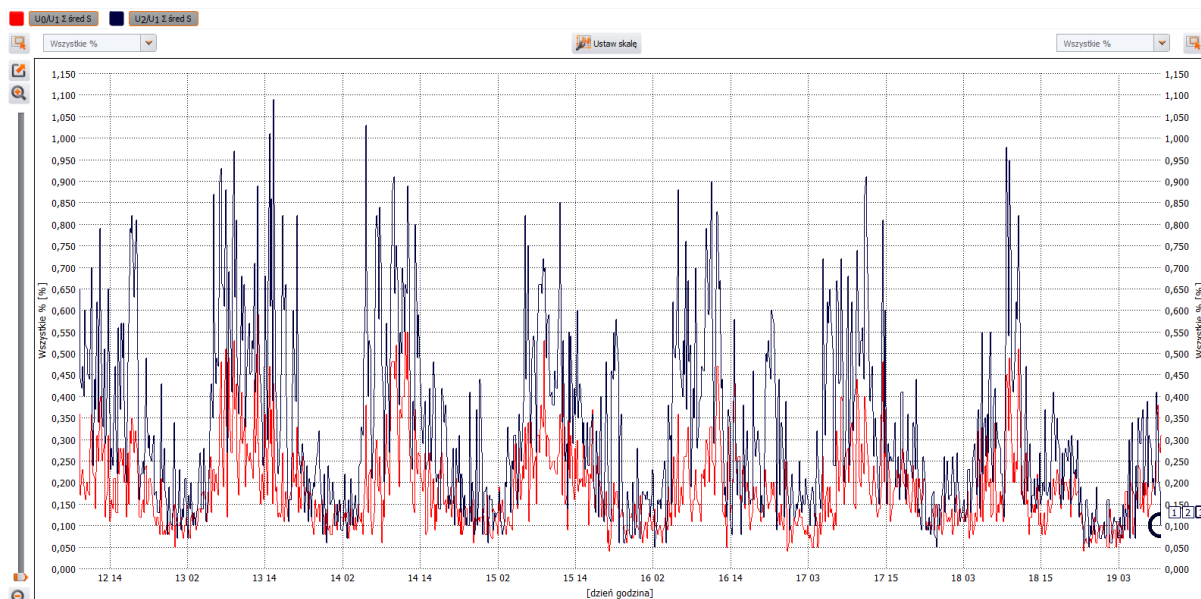


(b)

Rys. 7.40. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie N2: (a) przed (okres 14-21.04.2018 r.) oraz (b) po (okres 12-19.10.2018 r.) przyłączeniu symetryzatora transformatorowego



(a)



(b)

Rys. 7.41. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie N2: (a) przed (okres 14-21.04.2018 r.) oraz (b) po (okres 12-19.10.2018 r.) przyłączeniu symetryzatora transformatorowego

Tabela 7.13. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie N2 przed (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz po (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączeniu symetryzatora transformatorowego (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

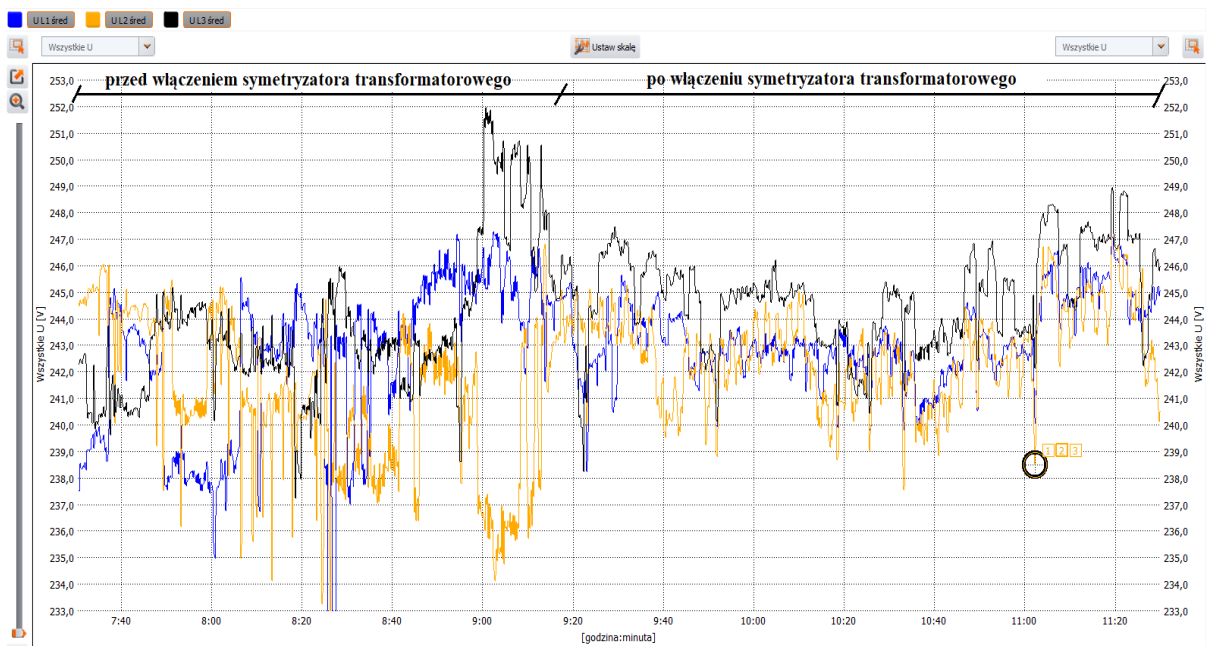
Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez symetryzatora transformatorowego	Percentyl CP95 z symetryzatorem transformatorowym
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 248,66 \text{ V}$ $U_{L2} - 249,38 \text{ V}$ $U_{L3} - 249,57 \text{ V}$	$U_{L1} - 248,15 \text{ V}$ $U_{L2} - 248,00 \text{ V}$ $U_{L3} - 248,07 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 1,75\%$ $U_2/U_1 - 0,64\%$	$U_0/U_1 - 0,37\%$ $U_2/U_1 - 0,74\%$
Wskaźnik długookresowego wahanía napięcia	$P_{it,L1} - 0,99$ $P_{it,L2} - 1,55$ $P_{it,L3} - 1,04$	$P_{it,L1} - 1,20$ $P_{it,L2} - 1,19$ $P_{it,L3} - 1,15$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U,L1} - 3,00\%$ $THD_{U,L2} - 3,09\%$ $THD_{U,L3} - 2,79\%$	$THD_{U,L1} - 2,80\%$ $THD_{U,L2} - 2,93\%$ $THD_{U,L3} - 2,70\%$

Tabela 7.14. Porównanie wyników pomiarów impedancji pętli zwarcia przed oraz po załączeniu symetryzatora transformatorowego

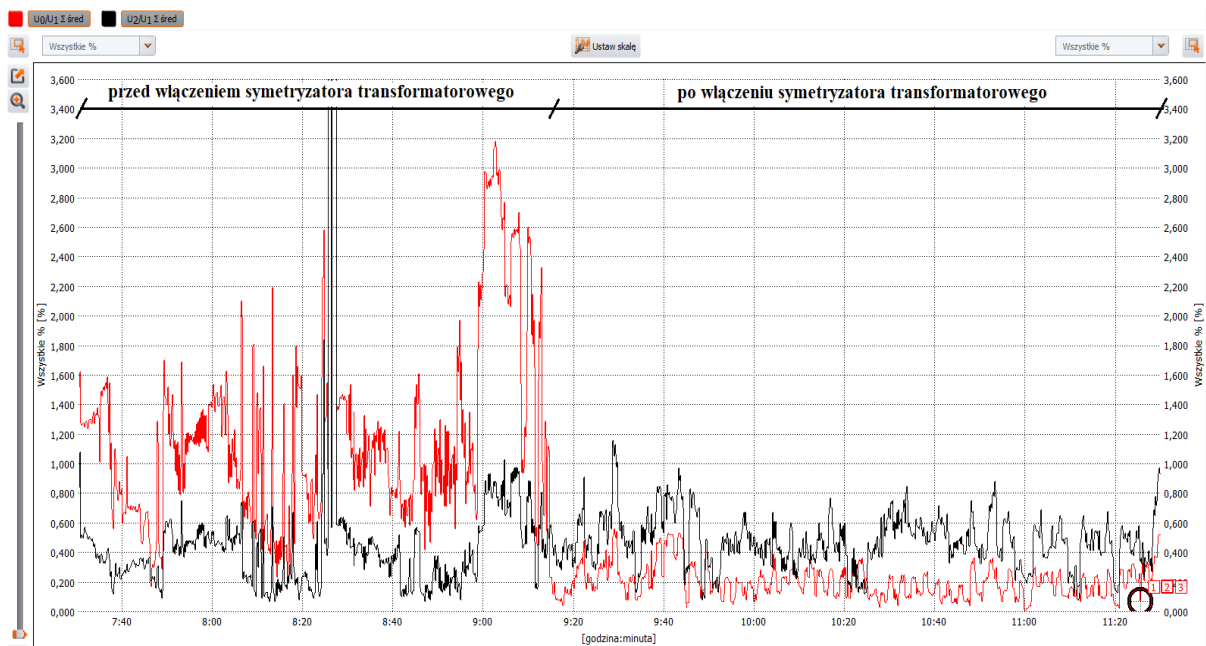
Parametr jakości napięcia	Przed załączeniem symetryzatora transformatorowego	Po załączeniu symetryzatora transformatorowego
Rezystancja pętli zwarcia (wartość średnia dla trzech faz)	0,68 Ω	0,41 Ω
Reaktancja pętli zwarcia (wartość średnia dla trzech faz)	0,31 Ω	0,17 Ω
Impedancja pętli zwarcia (wartość średnia dla trzech faz)	0,75 Ω	0,45 Ω
Prąd zwarcia jednofazowego L-PEN (wartość średnia dla trzech faz)	307 A	514 A

Wyniki pomiarów przedstawione na rysunkach 7.40-7.41 oraz w tabeli 7.13 potwierdzają wysoką skuteczność urządzenia do redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia. Symetryzator transformatorowy wpłynął również korzystnie na nieznaczne zmniejszenie współczynnika odształcenia napięcia THD_u (tab. 7.13) oraz znaczne zmniejszenie (aż o 40%) impedancji pętli zwarcia (tab. 7.14). Niestety brak jest widocznego pozytywnego wpływu urządzenia na wskaźnik P_{it} oraz składową symetryczną kolejności przeciwnej U_2/U_1 napięcia. Można nawet stwierdzić nieznaczne zwiększenie tej składowej po podłączeniu symetryzatora (tab. 7.13).

Na rysunku 7.42 przedstawiono przebiegi agregowanych 10-sekundowo profili wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii w chwili tuż przed oraz tuż po załączeniu urządzenia. Tuż przed załączeniem urządzenia są widoczne wzrosty oraz asymetria napięć fazowych powodowane mikroinstalacjami fotowoltaicznymi przyłączonymi do fazy L3. W chwili załączenia urządzenia widoczna jest nagła redukcja wzrostów napięcia oraz współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , którego przebieg przyjmuje wartości mniejsze niż dla współczynnika U_2/U_1 (rys. 7.42).



(a)



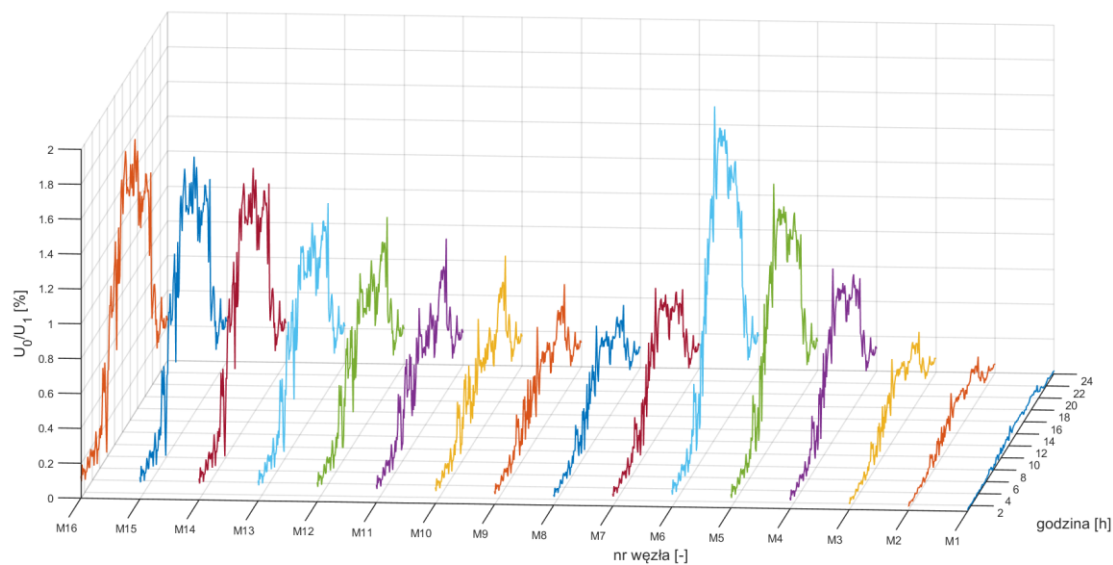
(b)

Rys. 7.42. Przebiegi agregowanych 10-sekundowo profili wartości skutecznych napięć fazowych (a) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia tuż przed oraz tuż po załączeniu symetryzatora transformatorowego (dzień 12.10.2018 r.)

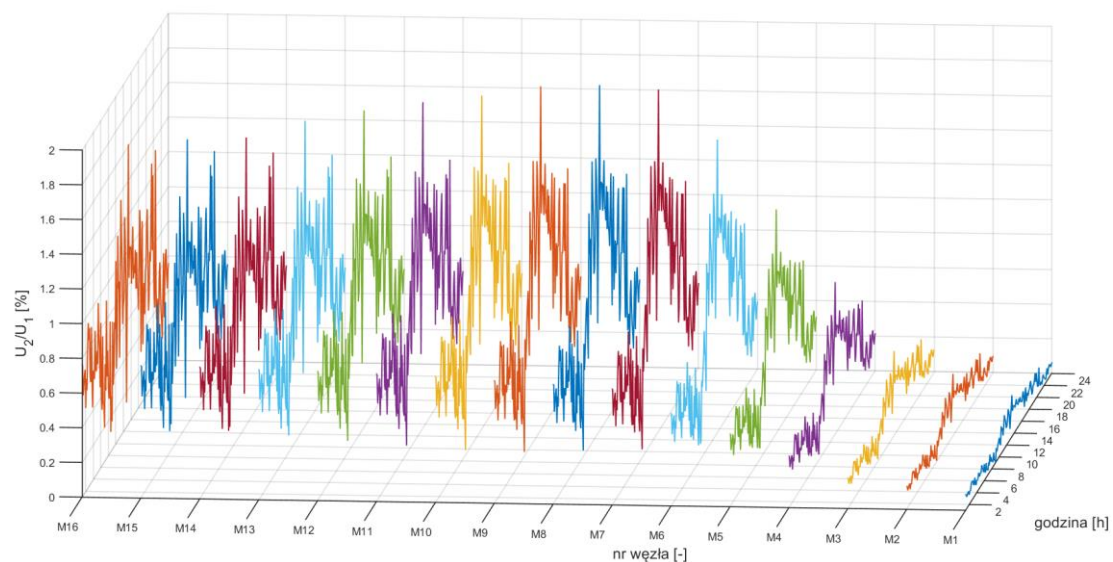
Wyniki symulacji

W celu potwierdzenia wniosków wyciągniętych na podstawie pomiarów przeprowadzonych po przyłączeniu do obwodu niskiego napięcia symetryzatora transformatorowego wykonano symulację obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”, do którego w węźle M8 przyłączono symetryzator (rys. 7.26). Model symetryzatora transformatorowego został wykonany jako trzy transformatory jednofazowe o przekładni 1:1 połączone w zygzak (opis modelu symetryzatora przedstawiono w załączniku A rozprawy doktorskiej). Wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne w obwodzie pracowały bez aktywowanego trybu regulacji mocy biernej, tak jak w przypadku

przewodzenia badań polowych tego urządzenia. Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 7.43-7.44 oraz w tabeli 7.15.

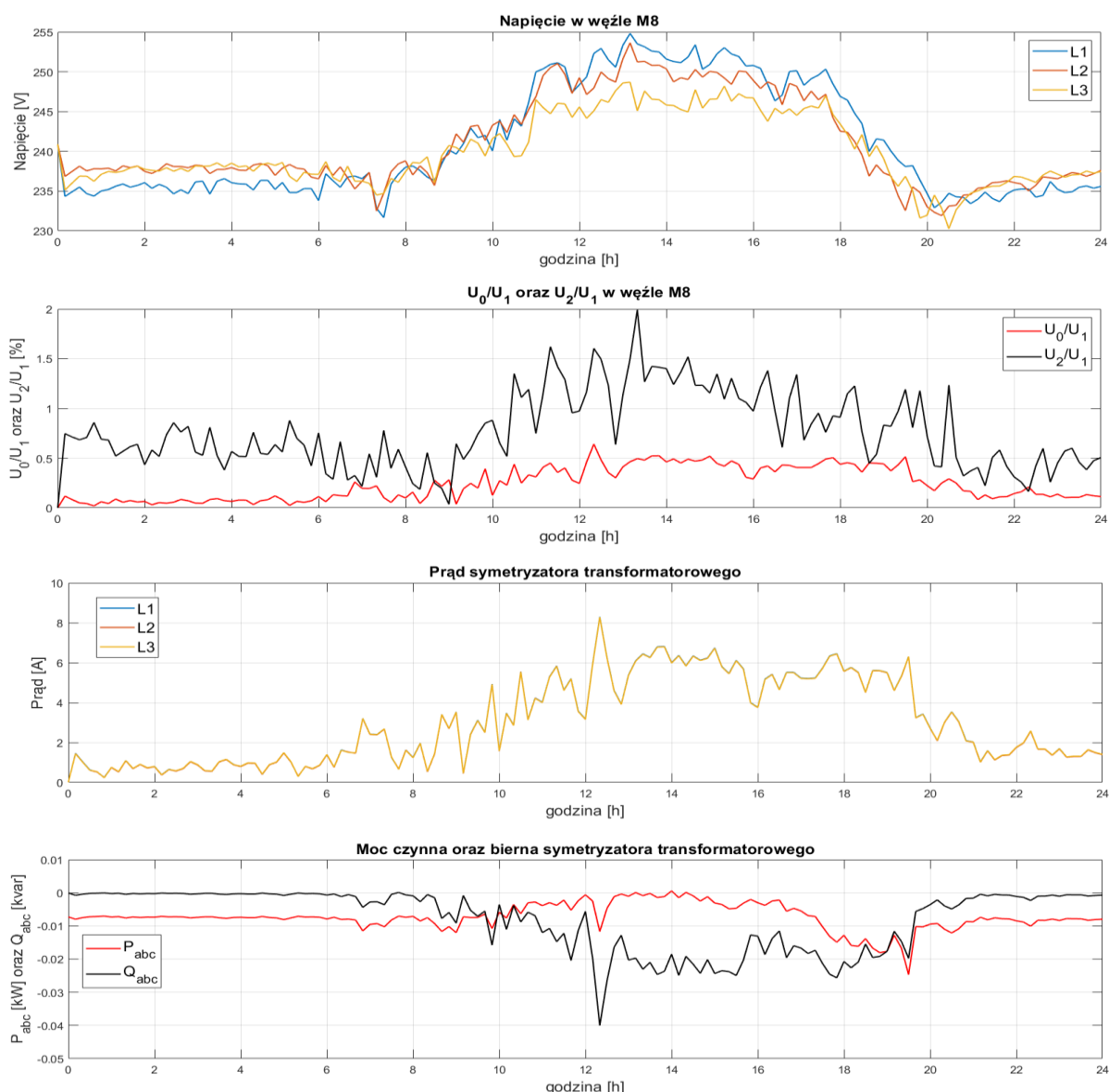


(a)



(b)

Rys. 7.43. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 symetryzatora transformatorowego



Rys. 7.44. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 , wartości skutecznych prądów fazowych, mocy czynnej i biernej w punkcie M8 po przyłączeniu symetryzatora transformatorowego

Tabela 7.15. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 z przyłączonym oraz bez przyłączonego symetryzatora transformatorowego

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez symetryzatora transformatorowego	Wyniki symulacji z symetryzatorem transformatorowym
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_{L1} - 241,0 \text{ V}$ $U_{L2} - 241,0 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,0 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 0,24\%$ $U_2/U_1 - 0,77\%$

Wyniki symulacji przedstawione na rysunkach 7.43-7.44 oraz tabeli 7.15 potwierdzają bardzo wysoką skuteczność symetryzatora transformatorowego do redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia. Jak można zauważyć z rysunku 7.43a największą redukcję współczynnika asymetrii napięcia U_0/U_1 w obwodzie uzyskano w punkcie przyłączenia symetryzatora (M8). Im dalej od urządzenia, tym pozytywny wpływ symetryzatora na ten współczynnik asymetrii jest mniejszy. Wyniki przeprowadzonych symulacji potwierdzają również niekorzystny wpływ tego urządzenia na

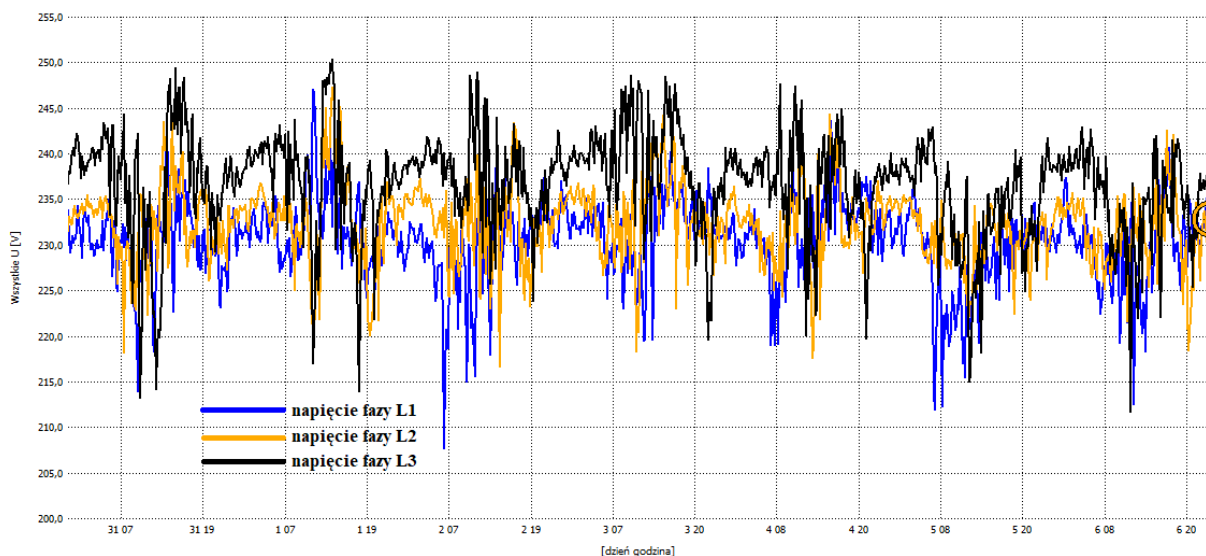
współczynnik składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 napięcia, który nieznacznie wzrósł po przyłączeniu urządzenia (tab. 7.15). Pomimo dużej redukcji współczynnika asymetrii napięcia U_0/U_1 , wzrosty napięcia w fazie L1 w punkcie M8 nie zostały zredukowane poniżej 253 V (rys. 7.44). Z kolei przebiegi prądów fazowych oraz mocy czynnej i biernej symetryzatora świadczą o tym, że przez urządzenie przepływają wyłącznie prądy składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 .

7.3.7. Zastosowanie bateryjnego magazynu energii elektrycznej

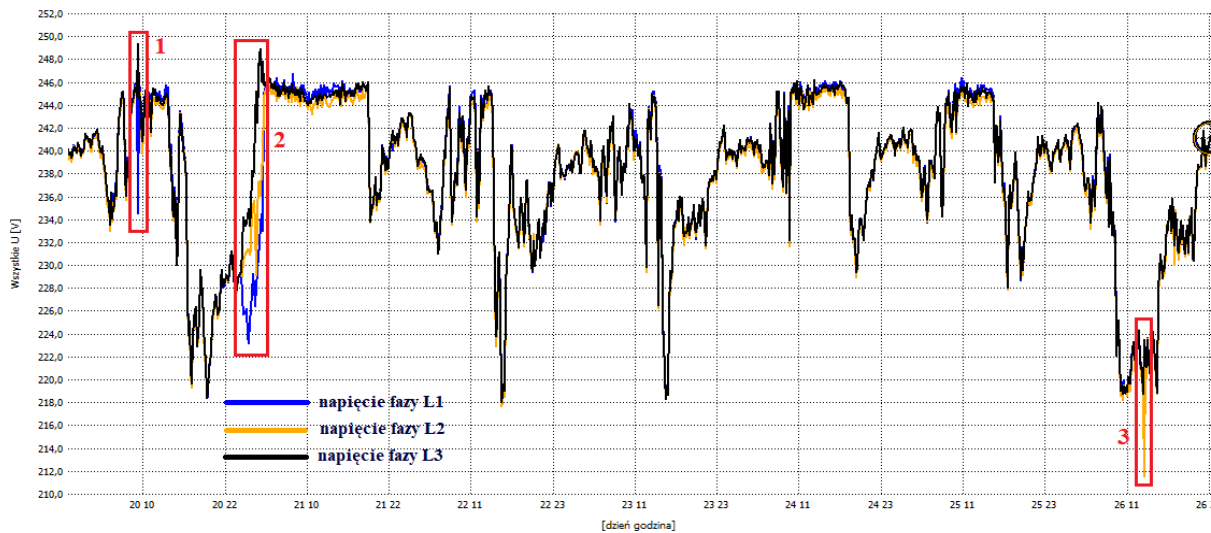
Wyniki pomiarów

Brak modyfikacji nastaw urządzenia

Zastosowany w badanym magazynie energii elektrycznej algorytm sterowania jest chroniony prawami autorskimi, stąd nie jest znany autorowi rozprawy. Na podstawie informacji przekazanych przez producenta urządzenia wiadomo, że zastosowano algorytm sterowania mocą czynną i bierną niezależnie w każdej z faz, wyłącznie na podstawie pomiaru trzech napięć fazowych. Jeśli poziom naładowania baterii SOC (ang. *State of Charge*) znajdował się w dopuszczalnym zakresie (20-90% pojemności znamionowej baterii), to symetryzacja oraz stabilizacja napięcia odbywała się wyłącznie poprzez wymuszanie mocy czynnej w fazach. Jeśli poziom naładowania baterii SOC znajdował się poza dopuszczalnym zakresem, to urządzenie wymuszało wyłącznie moc bierną (niesymetryczny w poszczególnych fazach). W sterowniku magazynu energii zastosowano nadążny algorytm sterowania jego pracą, co oznacza, że wymagane fazowe moce czynne oraz bierne były określane na podstawie bieżącej obserwacji napięć fazowych agregowanych 1-sekundowo. Zakres stabilizacji napięć fazowych zawierał się w przedziale 245-215 V. Wyniki pomiarów z przeprowadzonego pilotażu urządzenia przedstawiono na rysunkach 7.45-7.46 oraz w tabeli 7.17.

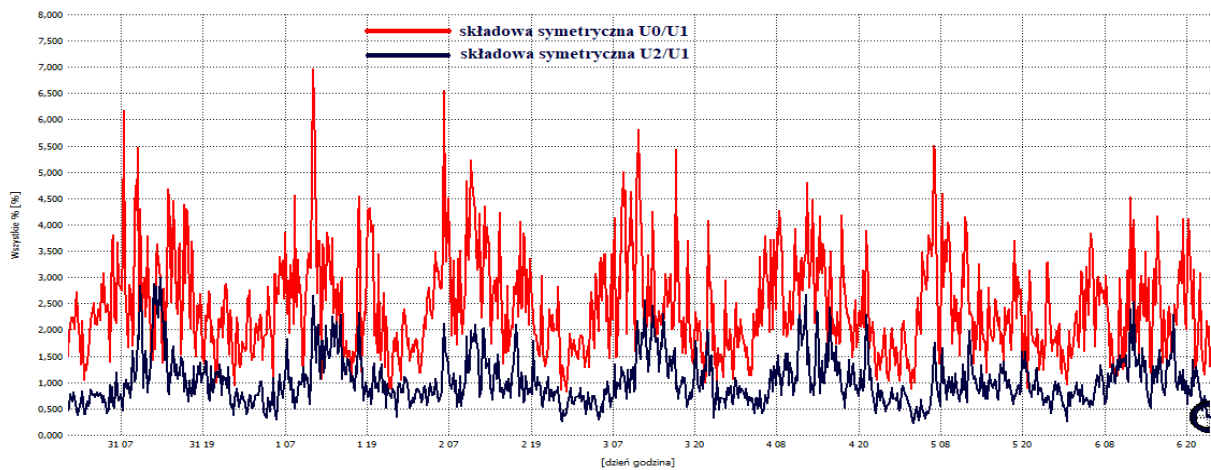


(a)

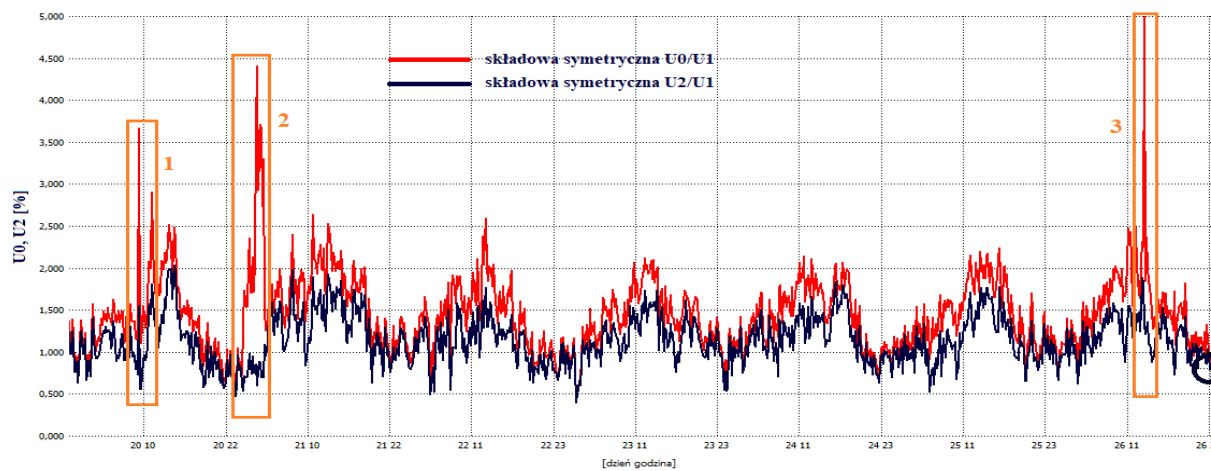


(b)

Rys. 7.45. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie M11: (a) bez (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz (b) z (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączonym baterijnym magazynem energii (1 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania II-stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, 2 – proces ładowania konserwującego baterię, 3 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania I-stopnia zabezpieczenia podnapięciowego)



(a)



(b)

Rys. 7.46. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M11: (a) bez

(okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz (b) z (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączonym baterijnym magazynem energii (1 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania II-stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, 2 – proces ładowania konserwującego baterię, 3 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania I-stopnia zabezpieczenia podnapięciowego)

Tabela 7.17. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M11 bez (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz z (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączonym baterijnym magazynem energii (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez baterijnego magazynu energii	Percentyl CP95 z baterijnym magazynem energii
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 236,79 \text{ V}$ $U_{L2} - 239,68 \text{ V}$ $U_{L3} - 245,10 \text{ V}$	$U_{L1} - 245,65 \text{ V}$ $U_{L2} - 245,03 \text{ V}$ $U_{L3} - 245,51 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,16\%$ $U_2/U_1 - 1,94\%$	$U_0/U_1 - 2,12\%$ $U_2/U_1 - 1,65\%$
Współczynniki długookresowego wahania napięcia	$P_{It,L1} - 1,68$ $P_{It,L2} - 1,58$ $P_{It,L3} - 2,42$	$P_{It,L1} - 1,65$ $P_{It,L2} - 1,94$ $P_{It,L3} - 2,75$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U,L1} - 4,14\%$ $THD_{U,L2} - 4,36\%$ $THD_{U,L3} - 4,00\%$	$THD_{U,L1} - 3,96\%$ $THD_{U,L2} - 4,83\%$ $THD_{U,L3} - 4,47\%$

Na podstawie wyników pomiarów przedstawionych na rysunkach 7.45-7.46 oraz w tabeli 7.17 można stwierdzić, że praca baterijnego magazynu energii przyczyniła się do znacznej redukcji współczynników asymetrii napięcia (dotyczy to zwłaszcza współczynnika składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia) oraz stabilizacji napięć fazowych. Jednocześnie urządzenie nie wpłynęło na obniżenie wskaźnika P_{It} oraz współczynnik THD_u .

Na rysunkach 7.45b oraz 7.46b zaznaczono trzy przedziały czasowe, w których jest wyraźnie widoczna chwilowa utrata zdolności do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. Przyczyny wystąpienia tych trzech stanów są różne. W pierwszym przypadku było to spowodowane wyłączeniem się baterijnego magazynu energii na skutek zadziałania drugiego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, które po przekroczeniu w fazie L1 napięcia 264,5 V wyłączyło urządzenie¹². Drugi przypadek był spowodowany trwającym w tym czasie ładowaniem konserwującym baterię. Czynność ta była wykonywana raz w tygodniu i była powtarzana w całym okresie trwania pilotażu urządzenia. Ładowanie konserwujące polegało na ładowaniu baterii do jej pojemności znamionowej, co zgodnie z zaleceniem producenta baterii, miało chronić ją przed nadmierną degradacją. W czasie trwania tego procesu, po osiągnięciu stanu naładowania wynoszącego co najmniej 90% pojemności znamionowej baterii, funkcja symetryzacji napięć fazowych mocą czynną i bierną była automatycznie wyłączana. Celem tego działania była ochrona baterii przed składową zmienną, której obecność po stronie napięcia DC w chwilach wymuszania po stronie AC falownika asymetrycznych przepływów składowych czynnych i biernych prądów fazowych mogłaby ją uszkodzić. Trzeci przypadek był z kolei spowodowany zadziałaniem zabezpieczenia podnapięciowego w fazie L2, które po przekroczeniu chwilowej wartości skutecznej napięcia wynoszącej 195,5 V wyłączyło magazyn energii.

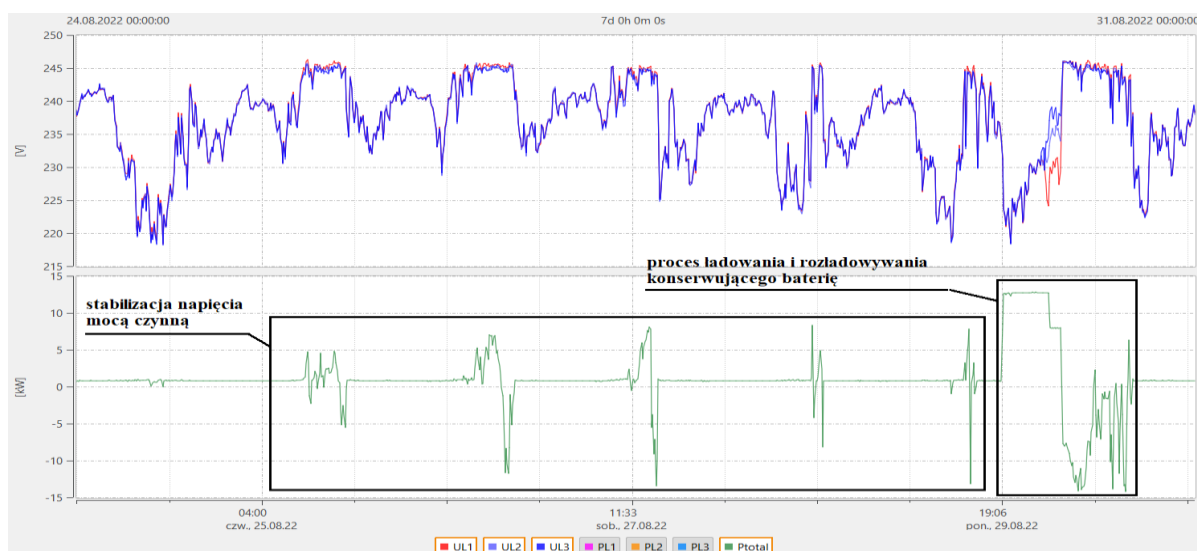
Zwiększenie górnego zakresu stabilizacji napięć fazowych

W ramach prowadzonych badań dokonano zmiany górnego zakresu stabilizacji napięć fazowych z 245 V do 250 V (rys. 7.47) oraz 240 V do 245 V (rys. 7.48). Podczas tej próby stwierdzono, że im węższy jest zakres stabilizacji napięcia, tym częściej jest wykorzystywana energia zgromadzona

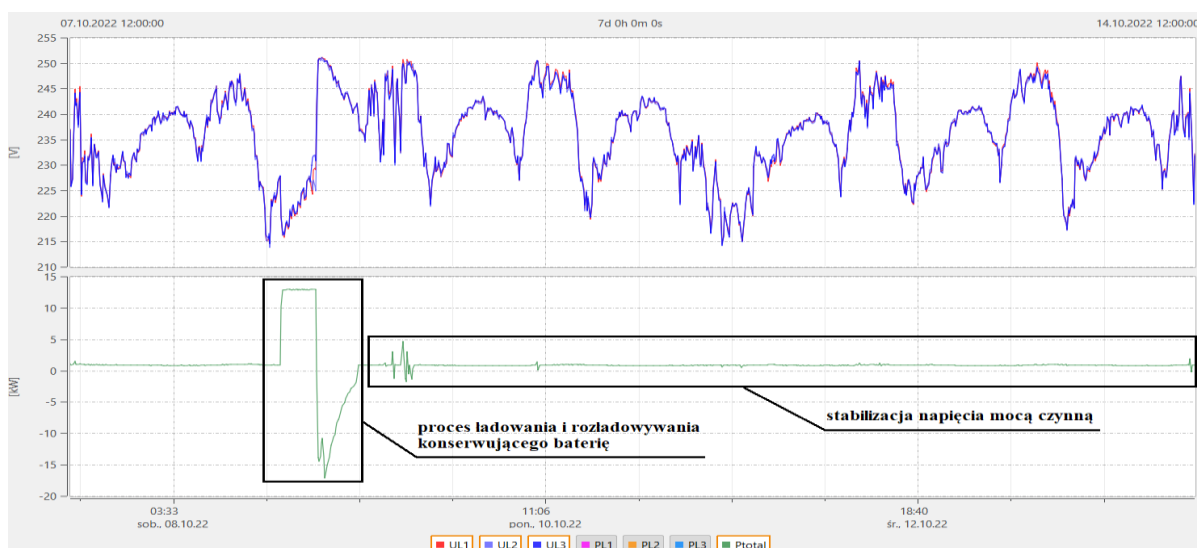
¹² Dla badanego baterijnego magazynu energii przyjęto takie same nastawy zabezpieczeń jak dla mikroinstalacji fotowoltaicznych, zgodnie z dokumentem [11].

w baterii oraz tym większa jest szansa, że zasobnik zostanie naładowany lub rozładowany do górnego lub dolnego dopuszczalnego stanu naładowania SOC. W takim przypadku baterijny magazyn energii częściej stabilizuje napięcie mocą bierną (rys. 7.48).

Ponadto przy wyborze górnego poziomu stabilizacji napięcia bardzo duże znacznie ma ustawiona wartość napięcia na szynach niskiego napięcia w stacji transformatorowej SN/nN (rys. 7.48). Wybór górnego poziomu stabilizacji napięcia równego lub mniejszego od napięcia w stacji transformatorowej SN/nN powoduje, że magazyn energii w godzinach niskiego poboru energii przez odbiorców (zwykle są to godziny 00:00-05:00) będzie pobierał energię do zasobnika w celu obniżenia napięcia i jednocześnie nie będzie miał możliwości, aby się rozładować. Pobór mocy czynnej przez baterijny magazyn energii w tych godzinach jest niepożądany, ponieważ urządzenie to powinno stopniowo rozładowywać się w celu przygotowania zasobnika do kolejnego dnia i ładowania się w chwilach wzrostu napięcia powodowanego pracą mikroinstalacji fotowoltaicznych w ciągu dnia.

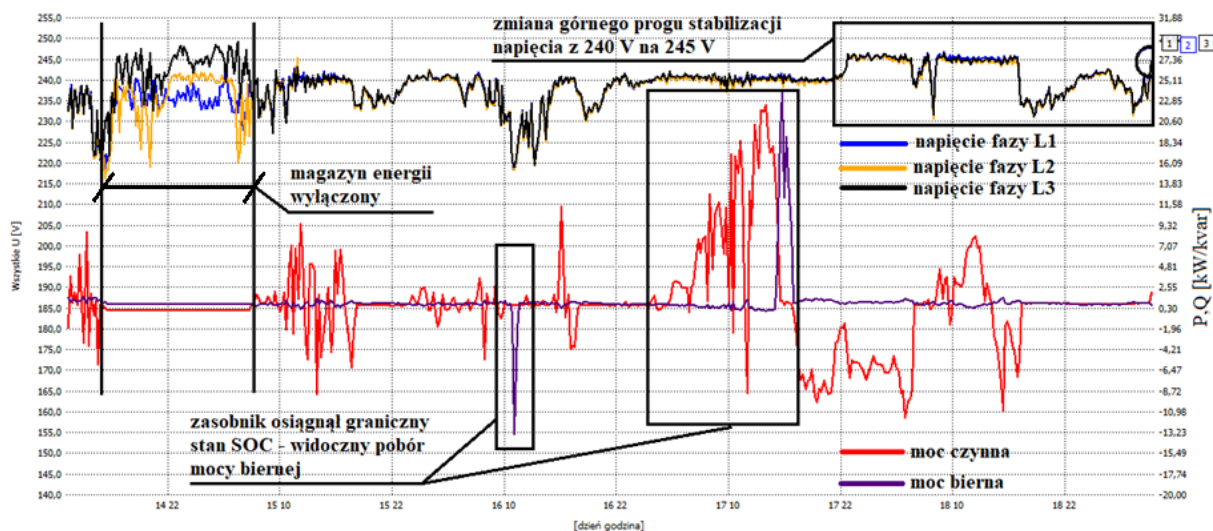


(a)



(b)

Rys. 7.47. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu baterijnego magazynu energii stabilizującego napięcia w zakresie: (a) 215-245 V (okres 24-31.08.2022 r.) oraz (b) 215-250 V (okres 07-14.10.2022 r.)



Rys. 7.48. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, trójfazowej mocy czynnej oraz bierniej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu bateryjnego magazynu energii przy ustawionym górnym progu stabilizacji napięcia równym napięciu w stacji transformatorowej SN/nN wynoszącym 240 V (okres 14-19.07.2022 r.)

Programowe zmniejszenie mocy falownika magazynu energii

W ramach prowadzonych badań ograniczono moc falownika magazynu energii z 35 kVA do 25 kVA, a następnie do 15 kVA (rys. 7.49). Celem tej próby było sprawdzenie, jak ograniczenie mocy falownika wpłynie na zdolność urządzenia do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych.

Ograniczenie mocy falownika do 25 kVA nie spowodowało zaburzenia zdolności do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych, w przeciwieństwie do ograniczenia mocy falownika do 15 kVA. Po osiągnięciu przez falownik maksymalnej mocy pozornej wynoszącej 15 kVA, widoczne jest nieznaczne pogorszenie stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych (rys. 7.49).

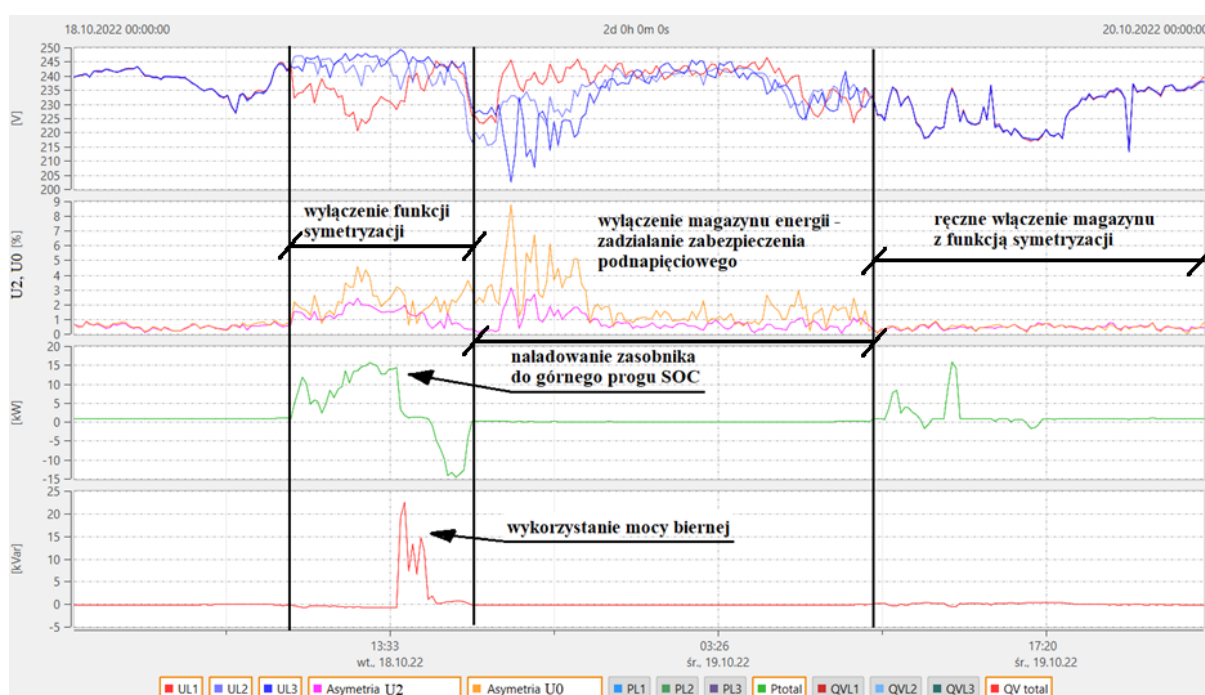


Rys. 7.49. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii napięcia, trójfazowej mocy czynnej, bierniej oraz pozornej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu bateryjnego magazynu energii po ograniczeniu mocy falownika do 25 kVA i 15 kVA (okres 12-18.10.2022 r.)

Wyłączenie funkcji symetryzacji napięć fazowych

W ramach prowadzonych badań wyłączono funkcję symetryzacji napięć fazowych (rys. 7.50). Celem tej próby było sprawdzenie jak wyłączenie tej funkcjonalności wpłynie na stabilizację oraz symetryzację napięć fazowych. Falownik magazynu energii został przełączony w tryb symetrycznej pracy trójfazowej, a jego reakcja (decyzja o poborze lub oddawaniu mocy czynnej lub biernej) odbywała się na podstawie pomiaru pojedynczego napięcia fazowego, które przekroczyło górny (245 V) lub dolny (215 V) próg stabilizacji.

Wyłączenie symetryzacji napięć zgodnie z oczekiwaniami wykazało znaczne pogorszenie, wręcz całkowitą utratę stabilizacji oraz symetryzacji napięć. Ponadto magazyn energii został naładowany do górnego dopuszczalnego stanu SOC_{max} w niespełna 3 godziny, stąd w celu dalszego obniżania napięcia falownik zaczął wymuszać moc bierną. Następnie, ze względu na wystąpienie zapadu napięcia w fazie L2 poniżej progu zadziałania zabezpieczenia podnapięciowego, magazyn energii uległ wyłączeniu (rys. 7.50).

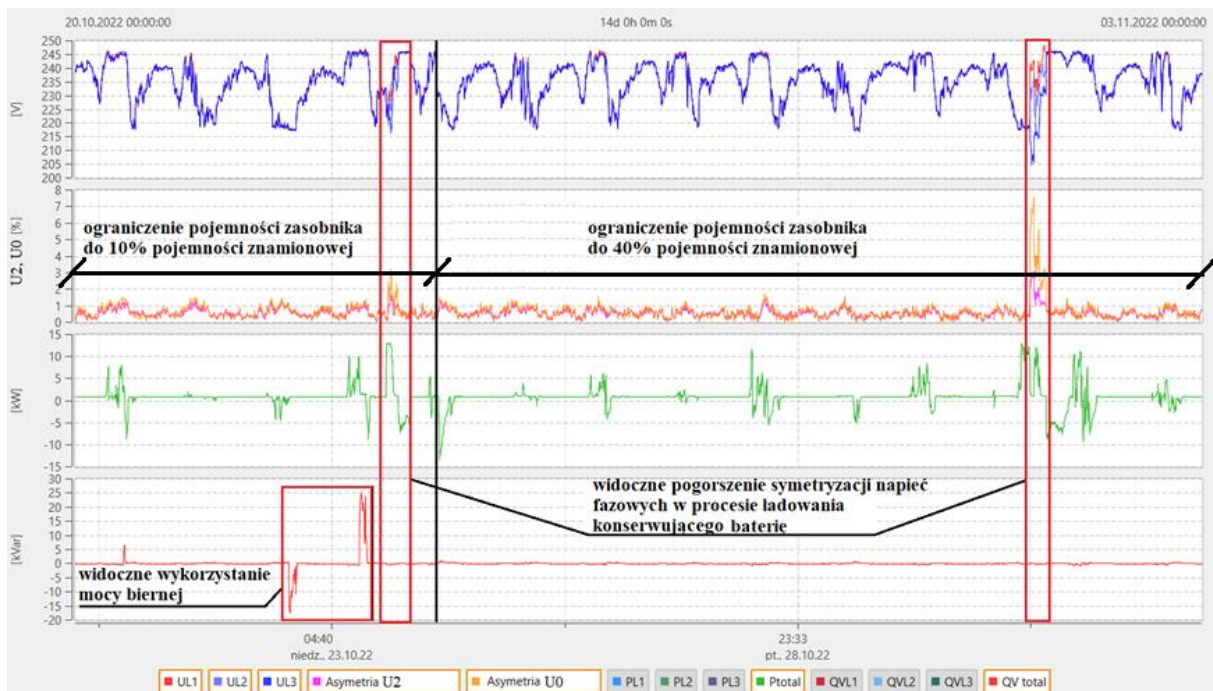


Rys. 7.50. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii napięcia, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu magazynu energii po wyłączeniu funkcji symetryzacji napięć fazowych (okres 18-20.10.2022 r.)

Programowe zmniejszenie pojemności magazynu energii

W ramach prowadzonych badań ograniczono programowo pojemności baterii do 10% oraz 40% jej pojemności znamionowej (rys. 7.51). Celem tej próby było sprawdzenie, jak ograniczenie pojemności zasobnika wpłynie na zdolność magazynu do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych.

Ograniczenie pojemności zasobnika do 10% pojemności znamionowej skutkowało znacznym wykorzystaniem mocy biernej falownika po osiągnięciu skrajnych stanów SOC. Jednakże nie wpłynęło to na obniżenie zdolności falownika do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. To samo można stwierdzić dla ograniczenia pojemności zasobnika do 40% jego pojemności znamionowej, co okazało się wystarczające, aby zapewnić pełną symetryzację oraz stabilizację napięć fazowych, bez konieczności wykorzystania mocy biernej falownika (rys. 7.51). W obu przypadkach widoczne jest pogorszenie funkcji symetryzacji napięć fazowych w procesie ładowania konserwującego.



Rys. 7.51. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii napięcia, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu bateryjnego magazynu energii po ograniczeniu pojemności zasobnika do 10% oraz 40% jego pojemności znamionowej (okres 20.10-03.11.2022 r.)

Podsumowanie badań magazynu energii elektrycznej

Dokonując podsumowania przeprowadzonego pilotażu bateryjnego magazynu energii należy stwierdzić, że w obwodzie charakteryzującym się dużą asymetrią napięć fazowych najbardziej pożądaną funkcjonalnością jest ciągła symetryzacja napięć za pomocą wymuszania składowych podstawowych mocy czynnej i biernej o różnych wartościach i kierunkach w poszczególnych fazach. Co istotne, badania wykazały, że zarówno ograniczenie mocy falownika z 35 kVA do 15 kVA, jak również pojemności baterii do 10% jej pojemności znamionowej nie wpłynęło istotnie na pogorszenie zdolności urządzenia do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. Wyłączenie funkcji symetryzacji napięć fazowych spowodowało praktycznie całkowitą utratę kontroli nad napięciami w obwodzie (rys. 7.50).

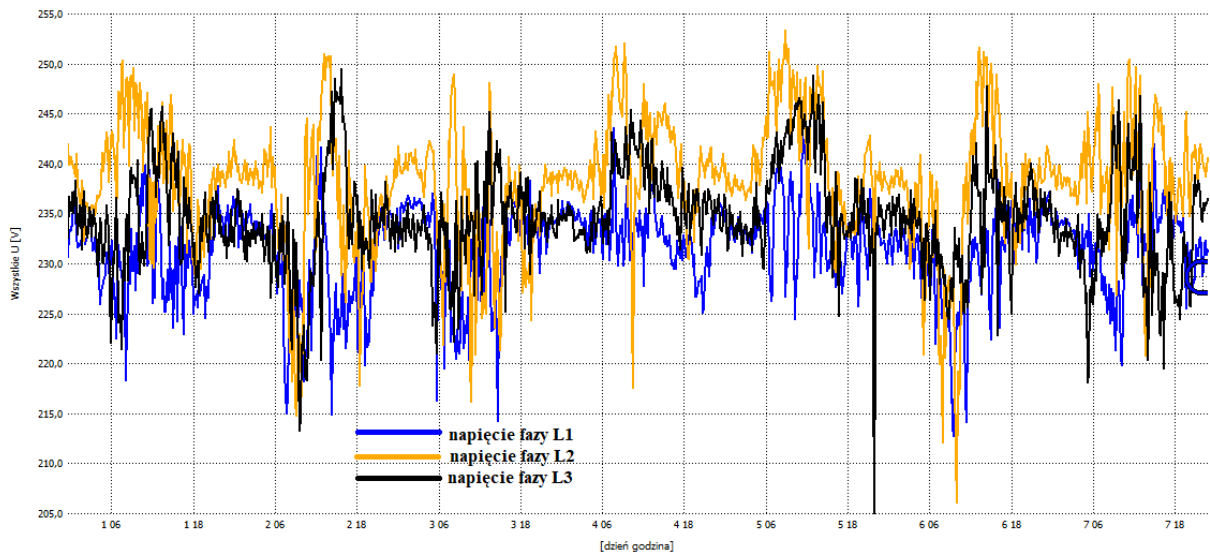
Zebrane cenne doświadczenia z przeprowadzonego pilotażu bateryjnego magazynu energii wraz z przeprowadzonymi różnymi scenariuszami jego pracy można wykorzystać do dalszych badań w zakresie optymalizacji doboru mocy falownika oraz pojemności baterii do konkretnej aplikacji, co nie jest było celem pracy.

Jednocześnie, w związku brakiem znajomości algorytmu sterowania pracą bateryjnego magazynu energii nie wykonano badań symulacyjnych skuteczności poprawy parametrów napięcia przez to urządzenie.

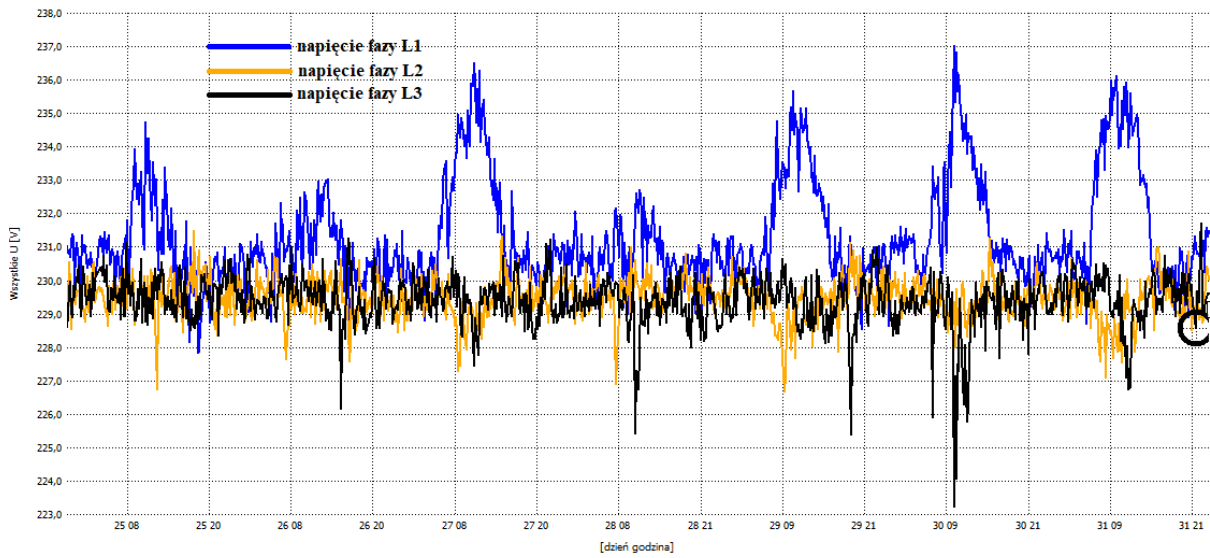
7.3.8. Zastosowanie szeregowego regulatora napięcia typu LVR

Wyniki pomiarów

Wyniki pomiarów z przeprowadzonego pilotażu urządzenia przyłączonego w punkcie M8 stacji transformatorowej SN/nN „X” przedstawiono na rysunkach 7.52-7.53 oraz tabeli 7.18.

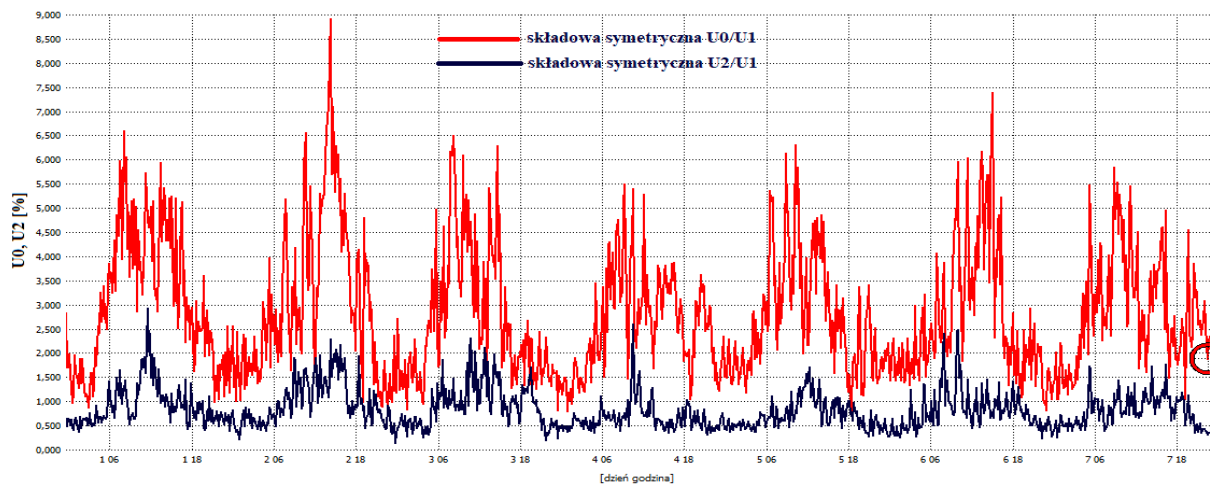


(a)



(b)

Rys. 7.52. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie M8: (a) bez (okres 01-07.04.2021 r.) oraz (b) z (okres 25-31.03.2019 r.) przyłączonym szeregowym regulatorem napięcia typu LVR



(a)



(b)

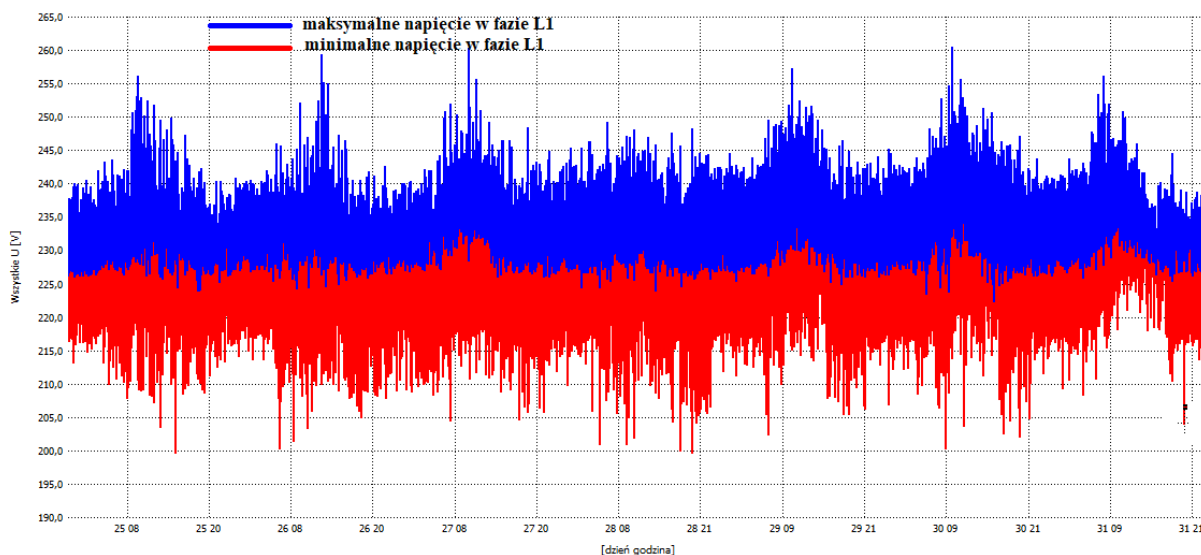
Rys. 7.53. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8: (a) bez (okres 01-07.04.2021 r.) oraz (b) z (okres 25-31.03.2019 r.) przyłączonym szeregowym regulatorem napięcia typu LVR

Tabela 7.18. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M8 bez (okres 01-07.04.2021 r.) oraz z (okres 25-31.03.2019 r.) przyłączonym szeregowym regulatorem napięcia typu LVR (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez szeregowego regulatora napięcia typu LVR	Percentyl CP95 z szeregowym regulatorem napięcia typu LVR
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 243,63 \text{ V}$ $U_{L2} - 248,39 \text{ V}$ $U_{L3} - 236,93 \text{ V}$	$U_{L1} - 231,68 \text{ V}$ $U_{L2} - 234,72 \text{ V}$ $U_{L3} - 231,46 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 5,35\%$ $U_2/U_1 - 1,64\%$	$U_0/U_1 - 3,66\%$ $U_2/U_1 - 2,08\%$
Współczynniki długookresowego wahania napięcia	$P_{it,L1} - 2,51$ $P_{it,L2} - 1,88$ $P_{it,L3} - 2,62$	$P_{it,L1} - 3,45$ $P_{it,L2} - 3,18$ $P_{it,L3} - 2,37$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U,L1} - 5,06\%$ $THD_{U,L2} - 5,44\%$ $THD_{U,L3} - 4,45\%$	$THD_{U,L1} - 4,23\%$ $THD_{U,L2} - 4,22\%$ $THD_{U,L3} - 4,38\%$

Na podstawie wyników pomiarów przedstawionych na rysunku 7.52 oraz w tabeli 7.18 można stwierdzić, że szeregowy regulator napięcia typu LVR w fazach L2 i L3 ustabilizował napięcia fazowe na zadanym w regulatorze poziomie, tj. 230 V. W fazie L1 widoczne jest największe odchylenie napięcia fazowego od ustalonej wartości 230 V i wynika ono z ograniczonej zdolności urządzenia do stabilizacji napięć fazowych, która wynosi $\pm 6\% U_n$. Niestety urządzenie wpłynęło niekorzystnie na współczynnik asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 (rys. 7.53), który w okresie tygodnia nieznacznie przekroczył wartość dopuszczalną określoną w rozporządzeniu systemowym [8], tj. 2% (tab. 7.18). Widoczna jest za to redukcja współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 (rys. 7.53 oraz tab. 7.18). Uzyskane wyniki w zakresie otrzymanych współczynników asymetrii potwierdzają, że urządzenie wpływa na ich częściową redukcję poprzez stabilizację napięć fazowych, nie kontrolując jednak kątów pomiędzy wektorami napięć.

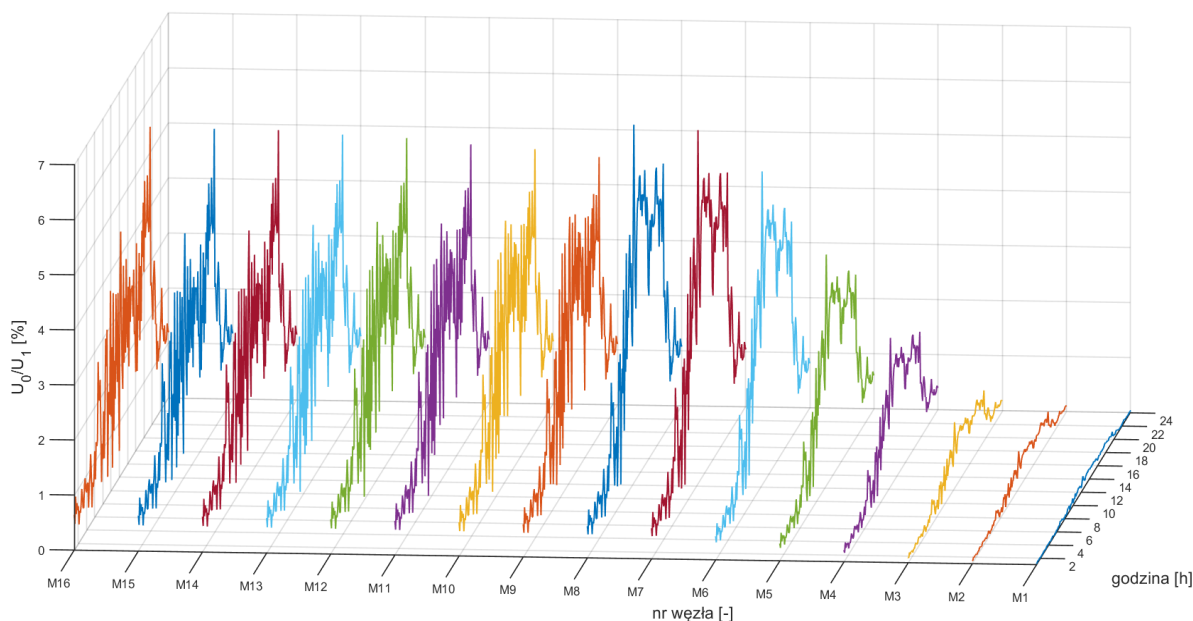
Kolejną wadą tego urządzenia jest jego duży i niekorzystny wpływ na wahania napięcia, które powodują znaczący wzrost wskaźnika P_{it} (tab. 7.18). Jest to spowodowane skokową regulacją napięcia przez urządzenie. Przykład przedstawiający maksymalne oraz minimalne (agregowane 200-milisekundowo) napięcia zarejestrowane w fazie L1 podczas pracy urządzenia przedstawiono na rysunku 7.54.



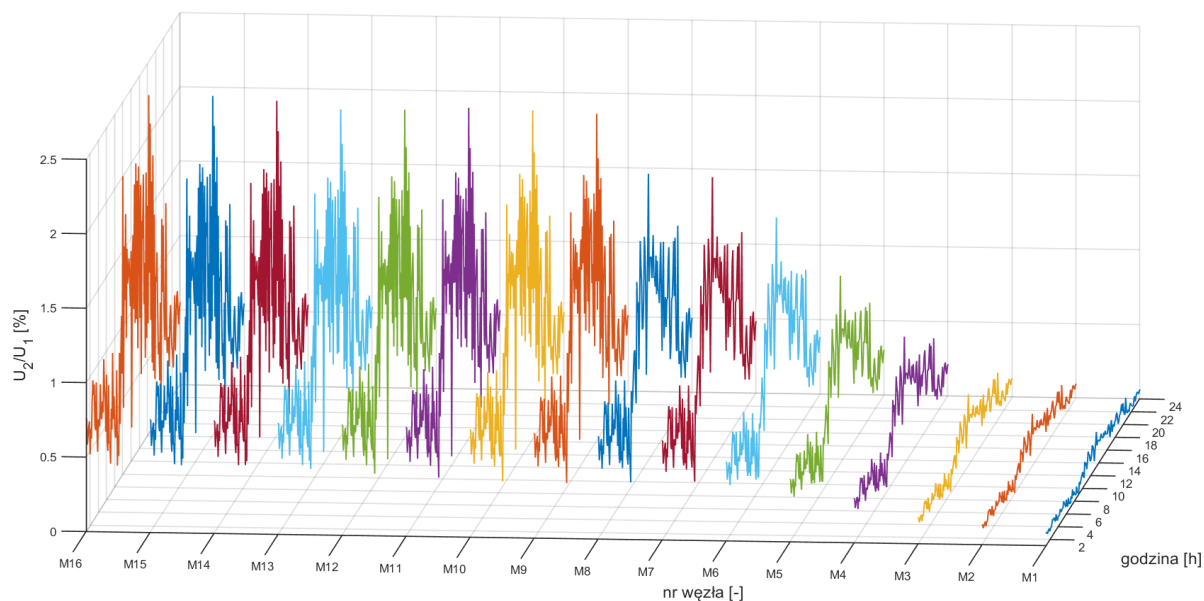
Rys. 7.54. Przebiegi minimalnych oraz maksymalnych (agregowanych 200-milisekundowo) wartości skutecznych napięć fazowych zmierzonych w fazie L1 w punkcie M8 podczas pracy szeregowego regulatora napięcia typu LVR (okres 25-31.03.2019 r.)

Wyniki symulacji

W celu sprawdzenia skuteczności pracy szeregowego regulatora napięcia typu LVR w sieci niskiego napięcia wykonano również model symulacyjny tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.26). Wykonany model charakteryzował się takim samym zakresem regulacji napięć fazowych jak rzeczywiste urządzenie, tj. $\pm 6\% U_n$, a wartość stabilizacji napięcia została ustawiona na 240 V i była równa napięciu w stacji transformatorowej (opis modelu urządzenia przedstawiono w załączniku A rozprawy doktorskiej). Ponadto, wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne pracowały bez aktywowanego trybu regulacji mocy biernej, tak jak w przypadku prowadzenia badań polowych tego urządzenia (rok 2019 – przed aktywacją w jednofazowych falownikach trybu regulacji mocy biernej). Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 7.55-7.56 oraz tabeli 7.19.

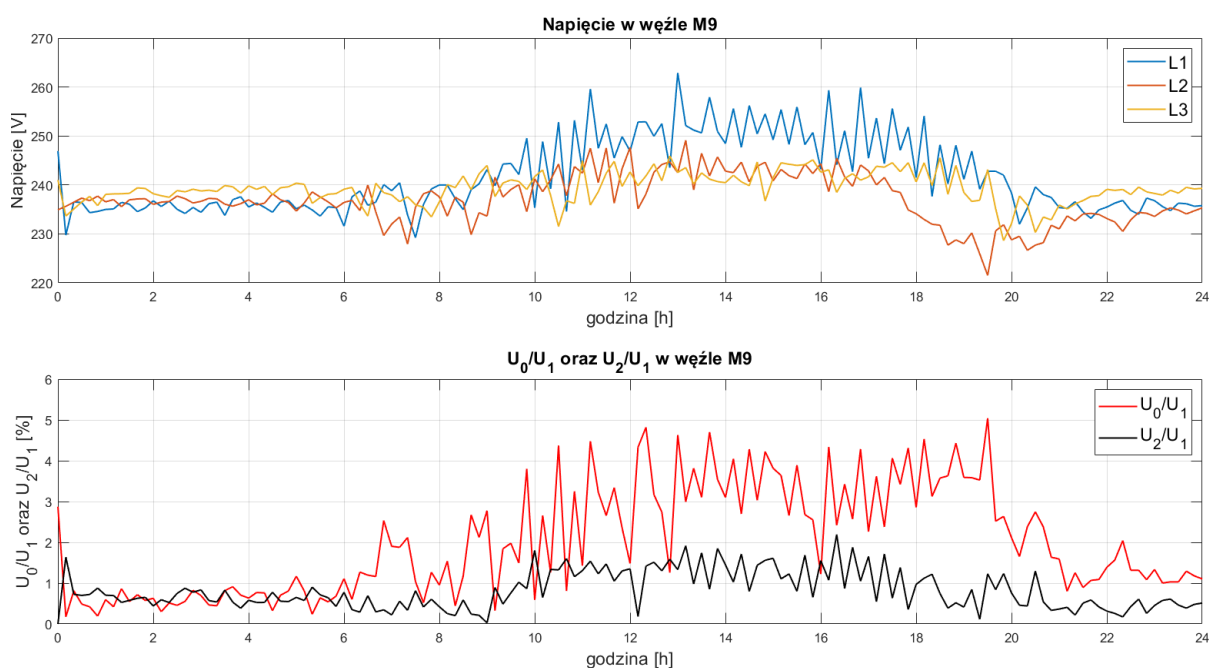


(a)



(b)

Rys. 7.55. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 szeregowego regulatora napięcia typu LVR



Rys. 7.56. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 w punkcie M9 po przyłączeniu szeregowego regulatora napięcia typu LVR w punkcie M8

Tabela 7.19. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M9 z przyłączonym oraz bez przyłączonego szeregowego regulatora napięcia typu LVR w punkcie M8

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez szeregowego regulatora napięcia typu LVR	Wyniki symulacji z szeregowym regulatorem napięcia typu LVR
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_{L1} - 241,7 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,0 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,3 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 2,01\%$ $U_2/U_1 - 0,82\%$

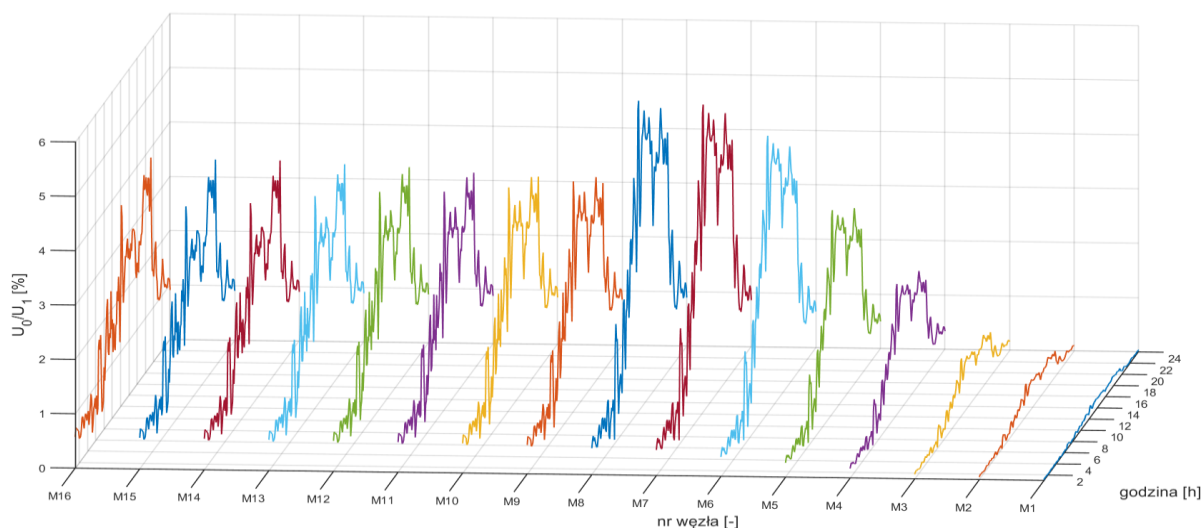
Jako punkt pomiarowy dla przebiegów wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii wybrano węzeł M9, ponieważ w węźle M8 urządzenie zostało przyłączone za układem pomiarowym (patrzac od strony stacji transformatorowej SN/nN), stąd w wynikach symulacji nie byłaby widoczna praca analizowanego urządzenia.

Na podstawie uzyskanych wyników symulacji przedstawionych na rysunkach 7.55-7.56 oraz tabeli 7.19 można stwierdzić, że szeregowy regulator napięcia typu LVR wpłynął na redukcję współczynnika asymetrii U_0/U_1 i jednocześnie wpłynął na nieznaczny wzrost współczynnika asymetrii U_2/U_1 , na odcinku od miejsca przyłączenia urządzenia w kierunku końca obwodu. Tym samym można stwierdzić, że otrzymane wyniki symulacji (rys. 7.55-7.56 oraz tab. 7.19) są zbieżne z wynikami pomiarów (rys. 7.52-7.53 oraz tab. 7.18). Ponadto w przebiegach napięć (rys. 7.56) jest widoczna skokowa praca urządzenia, która nie zapewnia utrzymania wartości skutecznych napięcia w fazie L1 poniżej 253 V.

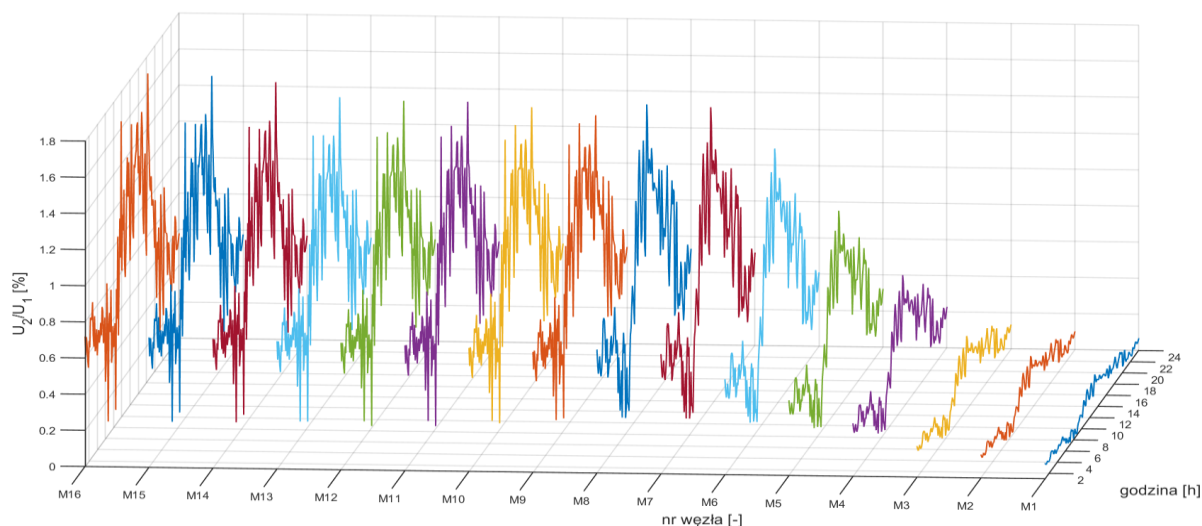
7.3.9. Zastosowanie dynamicznego regulatora napięcia typu DVR

Wyniki symulacji

W celu sprawdzenia skuteczności redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych opracowano model symulacyjny tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.26). Urządzenie dokonywało pomiaru napięć fazowych w punkcie jego przyłączenia, z których wyznaczana była składowa symetryczna kolejności zgodnej napięcia. Następnie, od wyznaczonej składowej zgodnej napięcia były odejmowane geometrycznie napięcia fazowe mierzone w poszczególnych fazach. Różnica tych napięć stanowiła wymagane napięcie dodatkowe, które DVR dodawał w poszczególnych fazach (opis modelu urządzenia przedstawiono w załączniku A rozprawy doktorskiej). Wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne w obwodzie pracowały bez aktywowanego trybu regulacji mocy biernej, tak jak w przypadku prowadzenia badań połowych urządzenia typu LVR. Wyniki przeprowadzonych symulacji przedstawiono na rysunkach 7.57-7.58 oraz tabeli 7.20.

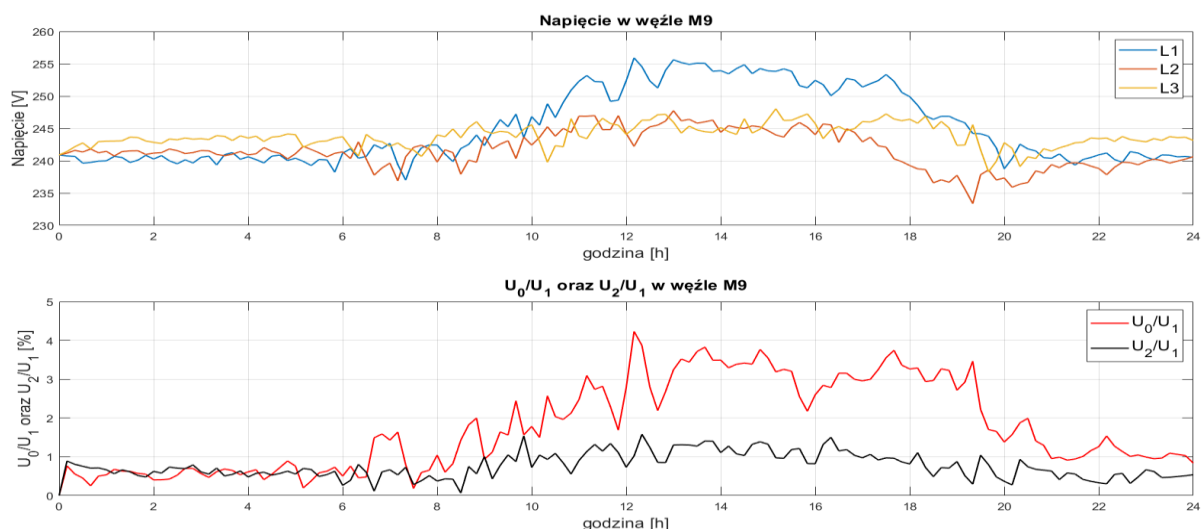


(a)



(b)

Rys. 7.57. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia dynamicznego regulatora napięcia typu DVR w punkcie M8



Rys. 7.58. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 w punkcie M9 po przyłączeniu dynamicznego regulatora napięcia typu DVR w punkcie M8

Tabela 7.20. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M9 z przyłączonym oraz bez przyłączonego dynamicznego regulatora napięcia typu DVR w punkcie M8

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez dynamicznego regulatora napięcia typu DVR	Wyniki symulacji z dynamicznym regulatorem napięcia typu DVR
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 241,6 \text{ V}$ $U_{L3} - 243,8 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 1,75\%$ $U_2/U_1 - 0,76\%$

Na podstawie uzyskanych wyników symulacji przedstawionych na rysunku 7.57 oraz w tabeli 7.20 można stwierdzić, że dynamiczny regulator napięcia typu DVR wpłynął na redukcję jedynie współczynnika asymetrii U_0/U_1 , na odcinku od miejsca przyłączenia urządzenia w kierunku końca obwodu. Jednocześnie regulator DVR nie zredukował w punkcie M9 wzrostów napięcia w fazie L1 poniżej 253 V (rys. 7.58). Porównując skuteczność pracy urządzenia typu LVR (rys. 7.55-7.56 oraz tab.

7.19) z DVR można stwierdzić, że lepszą symetryzację napięć fazowych uzyskano stosując urządzenie typu DVR.

7.3.10. Podsumowanie wyników pomiarów oraz symulacji skuteczności stabilizacji i symetryzacji napięć fazowych

Najważniejsze wnioski z przeprowadzonych pomiarów oraz symulacji różnych sposobów stabilizacji, symetryzacji oraz redukcji wzrostów napięć fazowych w obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych zostały zebrane w tabeli 7.21.

Z punktu widzenia prosumentów, którym zależy na ograniczeniu, a najlepiej wyeliminowaniu, automatycznych wyłączeń mikroinstalacji fotowoltaicznych ze względu na nadmierny wzrost napięcia zasilającego zaleca się aktywowanie w pierwszej kolejności jednego z trybów regulacji mocy biernej, np. $Q=f(U)$. Jeśli aktywacja trybu regulacji mocy biernej nie skutkuje redukcją wzrostów napięcia poniżej 253 V, to zaleca się aktywację oraz parametryzację trybu $P=f(U)$ w zakresie szybkości redukcji mocy czynnej w taki sposób, aby zapobiegał on wyłączaniu się falownika fotowoltaicznego.

Z kolei z punktu widzenia OSD, w przypadku występowania w sieci niskiego napięcia dużej asymetrii napięć fazowych powodowanej jednofazowymi odbiornikami oraz mikroinstalacjami można zastosować symetryzator transformatorowy. Urządzenie to charakteryzuje się bardzo dużą skutecznością redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 (która pośrednio przyczynia się do redukcji wzrostów i zapadów napięcia) spośród wszystkich pozostałych przebadanych urządzeń, a ponadto znacząco wpływa na redukcję: wyższych harmonicznych prądu tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej, współczynnika THD_u oraz impedancji pętli zwarcia, poprawiając skuteczność ochrony przeciwporażeniowej w obwodzie. Eliminacja składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia nie musi oznaczać, że w obwodzie nie będą występowały wzrosty napięcia. W przypadku dalszego ich występowania konieczna byłaby zabudowa drugiego urządzenia, np. regulatora napięcia typu LVR, DVR lub kompensatora DSTATCOM. Zamiast instalacji w obwodzie dwóch urządzeń, OSD może przyłączyć bateryjny magazyn energii z funkcją symetryzacji oraz stabilizacji napięć fazowych, który znacząco redukuje zarówno składową symetryczną kolejności zerowej U_0/U_1 , jak i przeciwną U_2/U_1 napięcia oraz stabilizuje napięcia fazowe w zakresie określonym przez użytkownika. Przeprowadzony pilotaż bateryjnego magazynu energii pokazał, że zaimplementowana funkcjonalność ciągłej symetryzacji napięć fazowych nie musi wiązać się ze wzrostem pojemności zasobnika magazynu energii, co ma istotny wpływ na koszt urządzenia. Z pośród przebadanych urządzeń najgorzej zaprezentował się równoległy filtr aktywny. Skuteczność pracy tego urządzenia jest silnie zależna od miejsca jego przyłączenia w obwodzie oraz punktu, w którym mierzone są jego sygnały sterujące, a także rodzaj mierzonych sygnałów. Niepoprawny wybór miejsca przyłączenia może spowodować, że przez większość czasu urządzenie będzie pozostawało bezczynne ze względu na brak zaburzeń, które mogłoby filtrować.

Tabela 7.21. Podsumowanie wyników pomiarów oraz symulacji badania skuteczności stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych w obwodzie niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych

Badany sposób poprawy parametrów napięcia	Redukcja współczynnika asymetrii U_0/U_1	Redukcja współczynnika asymetrii U_2/U_1	Stabilizacja i/lub redukcja wzrostów napięcia	Inne zalety	Wady
aktywacja w jednofazowych falownikach trybu $Q=f(U)$	TAK	NIE	NIE	-	<ul style="list-style-type: none"> wzrost strat energii w obwodzie.
aktywacja w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	TAK	NIE	TAK (redukcja wzrostów napięcia)	<ul style="list-style-type: none"> może przyczynić się do eliminacji lub ograniczenia liczby wyłączeń mikroinstalacji. 	<ul style="list-style-type: none"> wzrost strat energii w obwodzie.
wymiana falowników na urządzenia trójfazowe, brak aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	TAK	TAK	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	<ul style="list-style-type: none"> obniżenie strat energii w obwodzie 	-
aktywacja w trójfazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	TAK	TAK	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	<ul style="list-style-type: none"> może przyczynić się do eliminacji lub ograniczenia liczby wyłączeń mikroinstalacji, obniżenie strat energii w obwodzie w porównaniu do przypadku z zabudowanymi jednofazowymi falownikami. 	-
trójfazowy, czteroprzewodowy równoległy filtr aktywny	TAK	TAK/NIE ¹³	NIE	<ul style="list-style-type: none"> istnieje możliwość ograniczenia współczynnika P_{It}, kompensacji mocy biernej oraz filtracji wyższych harmoniczných prądu. 	<ul style="list-style-type: none"> istnieje możliwość zwiększenia współczynnika THD_u w sieci o małej mocy zwarciowej.

¹³ Wyniki pomiarów polowych wykazały wzrost tego współczynnika, ponieważ filtr aktywny nie posiadał funkcjonalności kompensacji składowej symetrycznej kolejności przeciwnej prądu I_2 , natomiast model symulacyjny urządzenia miał taką możliwość. Zatem możliwość redukcji tego współczynnika zależy od zaimplementowanych funkcjonalności w filtrze aktywnym.

Badany sposób poprawy parametrów napięcia	Redukcja współczynnika asymetrii U_0/U_1	Redukcja współczynnika asymetrii U_2/U_1	Stabilizacja i/lub redukcja wzrostów napięcia	Inne zalety	Wady
kompensator typu DSTATCOM	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	<ul style="list-style-type: none"> możliwość ograniczenia współczynnika P_{It}. 	-
symetryzator transformatorowy	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	<ul style="list-style-type: none"> filtracja wyższych harmoniczných prądów tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej, zmniejszenie współczynnika THD_u, zmniejszenie impedancji pętli zwarcia, możliwość ograniczenia wskaźnika P_{It}. 	-
bateryjny magazyn energii elektrycznej z funkcją stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych	TAK	TAK	TAK	<ul style="list-style-type: none"> ograniczenie wskaźnika P_{It}. 	<ul style="list-style-type: none"> spadek pojemności baterii w czasie, mniejsza pojemność użytkowa niż pojemność znamionowa, konieczność wykonywania cyklicznych ładowań konserwujących baterię.
regulator typu LVR	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	-	<ul style="list-style-type: none"> może mieć negatywny wpływ na wskaźniki P_{St} i P_{It}.
regulator typu DVR	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	<ul style="list-style-type: none"> możliwość filtracji wyższych harmoniczných napięć. 	

7.4. Podsumowanie

7.4.1. Opis wykonanych prac oraz osiągnięć naukowych

W celu przeprowadzenia badań w zakresie wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz metod redukcji ich negatywnego oddziaływania na sieć zasilającą konieczne było:

- a) przeprowadzenie laboratoryjnych badań falowników fotowoltaicznych w zakresie ich pracy w trybach mających wpływ na redukcję wzrostów napięcia, takich jak: $Q=f(U)$, $P=f(U)$ oraz OVRT,
- b) wytypowanie obwodów z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych (przekraczającą 30% wszystkich odbiorców przyłączonych w obwodzie) charakteryzujących się długością przekraczającą 500 m oraz przekrojami przewodów ciągu głównego nie większymi niż 50 mm^2 ,
- c) wytypowanie punktów pomiarowych do przeprowadzenia pomiarów wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz skuteczności poprawy tych parametrów poprzez zastosowanie różnych rozwiązań technicznych,
- d) przygotowanie konfiguracji analizatorów jakości dostawy energii elektrycznej,
- e) współpraca z gminą oraz firmą odpowiedzialną za serwis jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- f) wytypowanie i pozyskanie urządzeń służących do poprawy parametrów wskaźników jakości napięcia oraz współpraca z ich dostawcami w zakresie konfiguracji,
- g) analiza danych pomiarowych,
- h) opracowanie modelu symulacyjnego rzeczywistego obwodu niskiego napięcia oraz badanych rozwiązań technicznych poprawiających parametry napięcia,
- i) opracowanie wizualizacji wyników otrzymanych z przeprowadzonych symulacji.

Do oryginalnych osiągnięć naukowych pracy można zaliczyć:

- a) zaproponowanie obszaru położenia charakterystyki $P=f(U)$ dla falowników fotowoltaicznych w zależności od częstości obserwowanych wyłączeń mikroinstalacji (rozdz. 4.2.3, rys. 4.5 rozprawy doktorskiej),
- b) zmierzenie rzeczywistych charakterystyk $Q=f(U)$ dla dwunastu różnych trójfazowych falowników fotowoltaicznych (rozdz. 7.1.1, rys. 7.1 autoreferatu rozprawy doktorskiej oraz rozdz. 5.3, rys. 5.3 rozprawy doktorskiej),
- c) przeprowadzenie badania emisji wyższych harmonicznych prądu dla siedmiu jednofazowych falowników oraz siedemnastu trójfazowych falowników fotowoltaicznych (rozdz. 7.1.5, rys. 7.9-7.10 autoreferatu rozprawy doktorskiej oraz rozdz. 5.7, rys. 5.11-5.12 rozprawy doktorskiej),
- d) przeprowadzenie badań w zakresie ilości energii niewygenerowanej na skutek automatycznych wyłączeń mikroinstalacji oraz zaproponowanie zależności pozwalającej oszacować tę energię (rozdz. 6.6 rozprawy doktorskiej),
- e) przeprowadzenie badań polowych (*in situ*) oraz symulacyjnych wpływu jednofazowych mikroinstalacji oraz różnych rozwiązań technicznych w zakresie redukcji ich negatywnego oddziaływania na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w rzeczywistych obwodach niskiego napięcia oraz uzyskanie doświadczenia w zakresie oceny pracy urządzeń

poprawiających jakość zasilania (rozdz. 7 autoreferatu rozprawy doktorskiej oraz rozdz. 6-7 rozprawy doktorskiej).

7.4.2. Wnioski końcowe

Obserwowany od 2019 roku gwałtowny wzrost przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych do obwodów niskiego napięcia często skutkuje występowaniem wzrostów i asymetrii napięć fazowych, co prowadzi do wyłączeń falowników fotowoltaicznych przez zabezpieczenia nadnapięciowe oraz redukcji energii generowanej przez te instalacje w ciągu roku. Najczęściej zdarza się to w chwilach małego poboru energii przez odbiorców i prosumentów przyłączonych w danym obwodzie niskiego napięcia oraz wysokiej generacji energii w mikroinstalacjach (taka sytuacja z reguły ma miejsce w dni wolne od pracy). Skala zgłaszanych skarg przez prosumentów do OSD skłoniła autora rozprawy do przeprowadzenia badań w zakresie poszukiwania rozwiązań technicznych, których wdrożenie przez prosumentów i operatorów sieciowych przyczyni się do poprawy wskaźników jakości napięcia, zredukuje lub całkowicie wyeliminuje wyłączenia falowników oraz zwiększy zdolność sieci do przyłączania kolejnych mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Autor przeprowadził badania w czterech kategoriach:

- a) badania laboratoryjne falowników fotowoltaicznych,
- b) pomiary wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w wytypowanych obwodach niskiego napięcia,
- c) pomiary różnych rozwiązań technicznych skutkujących poprawą parametrów jakości dostaw energii elektrycznej w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- d) badania symulacyjne różnych rozwiązań technicznych skutkujących redukcją wzrostów i asymetrii napięć fazowych przeprowadzone dla modelu obwodu niskiego napięcia.

Badania laboratoryjne zostały przeprowadzone łącznie dla 29 falowników fotowoltaicznych (12 falowników jednofazowych oraz 17 falowników trójfazowych), w ramach których przeprowadzono badania ich pracy w trybach: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz emisji wyższych harmoniczných prądu.

Przeprowadzone badania wykazały, że producenci falowników mają problem z implementacją charakterystyki $Q=f(U)$, tak aby była ona realizowana zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 50549-1:2019-02 [10] w zakresie wymaganej tolerancji (dopuszczalnego zakresu zmian mocy biernej wokół charakterystyki referencyjnej) oraz maksymalnej osiąganey mocy biernej w zależności od poziomu obciążenia falownika mocą czynną (rozdz. 5.3 rozprawy doktorskiej).

Pracę w trybie $P=f(U)$ zbadano dla jednego trójfazowego falownika. Po wprowadzeniu do ustawień falownika charakterystyki odniesienia zauważono, że chwila redukcji mocy czynnej zależy od aktualnego poziomu obciążenia falownika. Im mniejsza wartość mocy czynnej, z którą pracuje falownik, tym później rozpoczyna się redukcja mocy czynnej w trybie $P=f(U)$ (rozdz. 5.4 rozprawy doktorskiej). Wymagania OSD [11] [12] oraz norma PN-EN 50549-1:2019-02 [10] nie narzucają sposobów realizacji tej charakterystyki zatem producenci falowników mają dowolność w jej realizacji. Mając to na względzie, autor zaproponował położenie charakterystyki $P=f(U)$, w zależności od częstości obserwowanych automatycznych wyłączeń mikroinstalacji. Im większa jest obserwowana liczba wyłączeń w ciągu słonecznego dnia, tym redukcja mocy czynnej powinna następować szybciej (rozdz. 4.2.3 rozprawy doktorskiej).

Większość przebadanych falowników nie miała możliwości pracy w trybie OVRT, ale jest to zgodne z postanowieniami normy PN-EN 50549-1:2019-02 [10], która dla modułów wytwarzania energii typu A jedynie zaleca pracę falowników w tym trybie. Przebadany falownik, który posiadał tę funkcjonalność wykazał się poprawną pracą w tym trybie, nie ulegając wyłączeniu po zadaniu serii wzrostów napięcia

o amplitudach i czasach trwania wymaganych przez normę PN-EN 50549-1:2019-02 [10] (rozdz. 5.6 rozprawy doktorskiej).

Wykonane badania w zakresie emisji wyższych harmoniczných prądu przez falowniki jedno- oraz trójfazowe wykazały zróżnicowane poziomy zawartości poszczególnych wyższych harmoniczných, niemniej zmierzone wartości nie przekroczyły poziomów zdefiniowanych w raporcie technicznym IEC TR 61000-3-15 [5] (rozdz. 5.7 rozprawy doktorskiej).

Badania wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej w panelach fotowoltaicznych wynoszącej 2 kW wykazały, że instalacje te mają duży wpływ na wzrosty oraz asymetrię napięć fazowych w analizowanym obwodzie (współczynnik siły korelacji r -Pearson wpływu generacji mocy czynnej na: wartość skuteczną napięcia wyniósł – 0,78, współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 wyniósł – 0,62, współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 wyniósł – 0,50). Znacznie mniejszy wpływ tych instalacji stwierdzono na wahania napięcia (współczynnik siły korelacji r -Pearson wpływu generacji mocy czynnej na wskaźnik P_{st} wyniósł – 0,28). Z kolei bardzo mały wpływ (wręcz znikomy) tych instalacji stwierdzono na współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u, dla którego współczynnik siły korelacji r -Pearson wpływu generacji mocy czynnej na współczynnik THD_u wyniósł zaledwie 0,0045 (rozdz. 6.7 rozprawy doktorskiej).

W ramach przeprowadzonych badań rozwiązań technicznych poprawy parametrów jakości dostawy energii elektrycznej sprawdzono:

- a) aktywację we wszystkich jednofazowych falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$,
- b) przyłączenie do obwodu równoległych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: równoległy filtr aktywny, symetryzator transformatorowy oraz baterijny magazyn energii,
- c) przyłączenie do obwodu szeregowego regulatora napięcia.

Aktywacja we wszystkich jednofazowych falownikach przyłączonych do analizowanego obwodu niskiego napięcia trybu $\cos\phi=f(P)$ nie wpłynęła na redukcję wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych. Główną przyczyną braku poprawy parametrów napięcia w obwodzie jest nierównomierne przyłączenie mikroinstalacji do poszczególnych faz. Wymuszenie dodatkowej składowej biernej prądu przez falowniki nie zmniejszyło asymetrii prądów w obwodzie, co przełożyło się również na brak redukcji asymetrii oraz wzrostów napięć fazowych (rozdz. 7.4.1.2.1 rozprawy doktorskiej).

Spośród przebadanych równoległych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej najbardziej skutecznym urządzeniem okazał się baterijny magazyn energii z funkcją symetryzacji oraz stabilizacji napięcia, który przyczynił się do znacznej redukcji współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 oraz stabilizacji napięć fazowych w zakresie poza progami aktywacji zabezpieczeń pod- oraz nadnapięciowych falowników fotowoltaicznych. Zastosowany przez producenta algorytm sterowania polegał na wymuszaniu mocy czynnej oraz biernej niezależnie w każdej z faz, wyłącznie na podstawie pomiaru trzech napięć fazowych. Jeśli poziom naładowania baterii znajdował się w dopuszczalnym zakresie (20-90% pojemności znamionowej baterii), to symetryzacja oraz stabilizacja napięcia odbywała się wyłącznie poprzez wymuszanie mocy czynnej. Jeśli poziom naładowania baterii znajdował się poza dopuszczalnym zakresem, to urządzenie wymuszało wyłącznie moc bierną, również niesymetryczną w poszczególnych fazach. Przeprowadzone dodatkowe badania zastosowanego baterijnego magazynu energii wykazały również, że istnieje możliwość znacznego ograniczenia mocy oraz pojemności baterii tak, aby nie dochodziło do zmniejszenia efektywności symetryzacji oraz stabilizacji napięć fazowych. Obserwacja ta może być przedmiotem dalszych badań w zakresie optymalizacji doboru mocy oraz pojemności baterii do konkretnej aplikacji, co nie było zakresem dysertacji (rozdz. 7.4.2.4.5 rozprawy doktorskiej).

Drugim urządzeniem, które zapewniło znaczną redukcję składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 w obwodzie jest symetryzator transformatorowy. Urządzenie to poprzez swoją budowę (układ trzech indukcyjności połączonych w zygzak) cechuje się wysoką skutecznością kompensacji składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu, przez co znacząco zmniejsza prąd w przewodzie neutralnym. Symetryzator transformatorowy jest bardzo dobrym wyborem dla obwodów, do których są przyłączone w sposób nierównomierny odbiorniki oraz źródła jednofazowe. Dodatkową cechą tego urządzenia jest również zmniejszenie impedancji pętli zwarcia oraz redukcja wyższych harmonicznych prądu tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej (rozd. 7.4.2.4.4 rozprawy doktorskiej).

Spośród przebadanych urządzeń przyłączanych równolegle najgorzej wypadł równoległy filtr aktywny. Urządzenie to co prawda wpłynęło na redukcję składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 i jednocześnie przyczyniło się do znaczącego wzrostu współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz współczynnika odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_n. Ponadto należy zauważyć, że skuteczność pracy tego urządzenia silnie zależy od miejsca przyłączenia w obwodzie oraz rodzaju i miejsca pozyskiwania sygnałów sterujących. Niepoprawny wybór miejsca przyłączenia może spowodować, że przez większość czasu urządzenie będzie pozostawało beczynne ze względu na brak zaburzeń, które mogłoby filtrować (rozd. 7.4.2.4.2 rozprawy doktorskiej).

Szeregowy regulator napięcia typu LVR, z niezależną regulacją napięcia w fazach wykazał się wysoką skutecznością stabilizacji napięcia (m.in. redukcją wzrostów napięcia) na zadanym przez użytkownika poziomie. Niemniej jednak urządzenie to ma ograniczoną zdolność do redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia ze względu na brak oddziaływania na kąty pomiędzy wektorami napięć fazowych. Wadą urządzenia jest również skokowa zmiana napięcia, która wpływa na wzrost krótko (P_{st}) - oraz długookresowego (P_{lt}) wskaźnika migotania światła (rozd. 7.4.2.4.6 rozprawy doktorskiej).

W ramach przeprowadzonych badań autor opracował model symulacyjny jednego z obwodów niskiego napięcia, w którym były prowadzone badania różnych rozwiązań technicznych poprawiających parametry napięcia. Opracowano również modele jedno- i trójfazowych falowników, z możliwością aktywacji trybów $Q=f(U)$ i $P=f(U)$ oraz modele: równoległego filtra aktywnego, kompensatora DSTATCOM, symetryzatora transformatorowego, szeregowego regulatora napięcia typu LVR oraz dynamicznego regulatora napięcia typu DVR. Urządzenia te były przyłączane do modelu obwodu w tych samych lokalizacjach, w których przeprowadzono badania rzeczywistych urządzeń.

Wyniki symulacji otrzymane dla przypadku aktywacji w jednofazowych falownikach trybu $Q=f(U)$ potwierdziły wyniki wykonanych badań polowych (*in situ*), tj. brak redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych. Redukcję wzrostów napięcia oraz współczynników asymetrii uzyskano dopiero po aktywacji w jednofazowych falownikach również trybu $P=f(U)$. Wymiana jednofazowych falowników na równoważne (tej samej mocy) trójfazowe urządzenia, bez aktywnych trybów $Q=f(U)$ i $P=f(U)$ nie wyeliminowała wzrostów napięcia, jednakże wpłynęła na znaczne obniżenie współczynników asymetrii napięć fazowych. Dopiero aktywacja w trójfazowych urządzeniach trybów $Q=f(U)$ i $P=f(U)$ spowodowała redukcję wzrostów napięcia (rozd. 7.4.1.2.2 rozprawy doktorskiej).

Zbieżne wyniki symulacji z wykonanymi pomiarami uzyskano również dla równoległego filtra aktywnego, symetryzatora transformatorowego oraz szeregowego regulatora napięcia typu LVR. Wyniki symulacji uzyskane dla tych urządzeń potwierdzają zatem zalety oraz wady zastosowania każdego z tych urządzeń (rozd. 7.4.2.4.2, 7.4.2.4.4 oraz 7.4.2.4.6 rozprawy doktorskiej).

Wyniki symulacji uzyskane dla kompensatora DSTATCOM wykazały pozytywny wpływ urządzenia na redukcję wzrostów napięcia. Natomiast kompensator nie przyczynił się do redukcji współczynników asymetrii napięć fazowych w obwodzie. Urządzenie to może zatem pełnić rolę stabilizatora napięcia zasilającego (rozd. 7.4.2.4.3 rozprawy doktorskiej).

Uzyskane wyniki symulacji dla dynamicznego regulatora napięcia typu DVR pokazały, że urządzenie wpływa na obniżenie współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 (w większym stopniu niż regulator LVR) oraz obniżenie wartości skutecznych napięć w fazie, która charakteryzowała się największymi wzrostami napięcia. W przeciwieństwie do regulatora LVR, regulacja napięcia przez urządzenie DVR odbywa się w sposób płynny (rozdz. 7.4.2.4.7 rozprawy doktorskiej).

Podsumowując wszystkie badania przeprowadzone przez autora pracy należy stwierdzić, że poprawa parametrów napięcia, tj. redukcja wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych, na które mają wpływ mikroinstalacje fotowoltaiczne (nie tylko przyłączane jednofazowo) w obwodach niskiego napięcia nie jest możliwa poprzez zastosowanie tylko jednego rozwiązania technicznego. Konieczne jest podjęcie szeregu działań zarówno po stronie prosumenta oraz OSD. Prosument, a w zasadzie instalator powinien zadbać o to, aby instalowana przez niego mikroinstalacja fotowoltaiczna pracowała z aktywnymi i poprawnie skonfigurowanymi trybami: $Q=f(U)$, $P=f(U)$ oraz OVRT (choć jak wykazały przeprowadzone badania nie zawsze aktywacja trybu $Q=f(U)$ może przyczynić się do poprawy parametrów napięcia zasilającego). Należy również zapewnić, aby instalacja wewnętrzna prosumenta spełniała wymagania w zakresie dopuszczalnego spadku napięcia. Z kolei prosument powinien wdrażać rozwiązania, które zwiększają poziom autokonsumpcji energii produkowanej w mikroinstalacji. Po stronie OSD jest wdrażanie rozwiązań zwiększających obserwowalność sieci (instalacja liczników zdalnego odczytu, analizatorów oraz mierników monitorujących podstawowe parametry napięcia, takie jak: wartość skuteczna napięcia, asymetria napięcia, zawartość wyższych harmonicznych w napięciu zasilającym), tak aby operator mógł prowadzić analizę trendów zmian tych parametrów i z wyprzedzeniem podejmować działania zaradcze. Do działań zaradczych poprawiających pracę istniejących mikroinstalacji oraz zwiększających zdolność do przyłączania kolejnych źródeł można zaliczyć:

- a) wdrażanie oraz rozwijanie aktywnych metod regulacji napięcia w sieciach SN (poprzez regulację zaczeń transformatorów WN/SN) oraz nN (poprzez wymianę transformatorów SN/nN na urządzenia z podobciążeniową regulacją zaczeń),
- b) instalację kondycjonerów wybranych parametrów jakości dostawy energii elektrycznej,
- c) instalację magazynów energii pełniących rolę kondycjonerów wybranych parametrów jakości dostawy energii elektrycznej.

Otrzymane w ramach pracy wyniki można również wykorzystać do przeprowadzenia dalszych badań w zakresie optymalizacji lokalizacji w obwodzie niskiego napięcia przebadanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, biorąc pod uwagę kryteria, takie jak np. minimalizacja współczynników asymetrii napięcia oraz minimalizacja wzrostów napięcia w całym obwodzie.

Bibliografia

- [1] „Strona internetowa wydarzenia Piknik OZE 2021,” [Online]. Available: <https://www.er.agh.edu.pl/piknik-oze/>. [Data uzyskania dostępu: 30 wrzesień 2023].
- [2] „Strona internetowa programu Mój Prąd. Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych,” [Online]. Available: <https://mojprad.gov.pl>. [Data uzyskania dostępu: 25 luty 2024].
- [3] „Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw,” Dz. U. 2016 poz. 925 , Warszawa, 2016.
- [4] „Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw,” Dz. U. 2019 poz. 1524 , Warszawa, 2019.
- [5] "IEC TR 61000-3-15:2011 Electromagnetic Compability (EMC) - Part 3-15:Limits Assessment of Low Frequency Electromagnetic Immunity and Emission Requirements for Dispersed Generation System in LV Networks," IEC, Switzerland, 2011.
- [6] „Strona internetowa firmy SONEL S.A. Karta katalogowa analizatorów jakości zasilania PQM-702/PQM-703,” [Online]. Available: <https://www.sonel.pl/pl/produkt/analizator-jakosci-zasilania-sonel-pqm-702/>. [Data uzyskania dostępu: 25 czerwiec 2024].
- [7] „Strona internetowa firmy ASTAT Sp. z o.o. Karta katalogowa przenośnego analizatora parametrów jakości energii PQ-Box 200,” [Online]. Available: <https://astat.pl/produkty/przenosne-analizatory-jakosci-energii-elektrycznej-aeb-101-7200-0000/>. [Data uzyskania dostępu: 25 czerwiec 2024].
- [8] „Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,” Dz. U. 2023 poz. 819, Warszawa, 2023.
- [9] „Piknik Odnawialnych Źródeł Energii. Badania porównawcze falowników fotowoltaicznych dla instalacji prosumenckich,” [Online]. Available: <https://www.tauron-dystrybucja.pl/piknik-oze>. [Data uzyskania dostępu: 02 październik 2023].
- [10] „PN-EN 50549-1:2019-02 Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych, Część 1: Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej nN, Instalacje wytwórcze aż do typu B włącznie,” Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa, 2019.
- [11] „Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji,” Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2019.
- [12] „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (tekst jednolity obowiązujący od dnia 01.01.2022 r.),” Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2022.