

Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości energii elektrycznej oraz pracę agregatów w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

Abstrakt: Duża koncentracja jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych w nisko obciążonej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia często ma negatywny wpływ na parametry jakości energii elektrycznej, co skutkuje automatycznym wyłączeniem się falowników oraz utrudnia służbom energetycznym prowadzenie prac eksploatacyjnych z wykorzystaniem agregatów prądotwórczych. W artykule wyjaśniono i przedstawiono wpływ jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW na wartość skuteczną napięcia i asymetrię prądową i napięciową oraz omówiono współpracę agregatu prądotwórczego z mikroinstalacjami. W artykule zaprezentowano również wyniki pomiarów skuteczności łagodzenia negatywnego wpływu mikroinstalacji na parametry napięcia za pomocą transformatora symetryzującego oraz szeregowego transformatora dodawczego, z niezależną regulacją napięcia w poszczególnych fazach.

Słowa kluczowe: mikroinstalacje fotowoltaiczne, wzrosty i asymetria napięć, agregat prądotwórczy, transformator symetryzujący, szeregowy transformator dodawczy

Postęp technologiczny, konieczność ograniczania emisji substancji szkodliwych do atmosfery, rosnące ceny energii elektrycznej oraz obecność licznych rządowych programów wsparcia instalacji fotowoltaicznych, takich jak np. Mój Prąd (2020), Prosument 2 (2020) lub Czyste Powietrze (2020), powoduje, że obserwowany jest gwałtowny wzrost przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych do sieci dystrybucyjnych. W konsekwencji w sieciach spółek dystrybucyjnych tworzą się liczne obszary z dużą koncentracją mikroinstalacji. Dotyczy to głównie sieci wiejskich, które charakteryzują się niskim obciążeniem w godzinach okołopołudniowych, znacznymi długościami obwodów oraz niskimi przekrojami przewodów. To wszystko, w połączeniu z wysokim współczynnikiem jednoczesności wprowadzanej energii do sieci (często bliskim jedności), powoduje, że mikroinstalacje fotowoltaiczne nawet małej mocy

(rzędu 2 kW) znacząco wpływają na wartość skuteczną napięcia oraz asymetrię prądową i napięciową (dotyczy to głównie instalacji jednofazowych), co często skutkuje ich automatycznym wyłączeniem się na skutek zadziałania automatyki zabezpieczeniowej.

Poza problemami z poprawną pracą mikroinstalacji, na które skarżą się prosumenci, również operatorzy systemów dystrybucyjnych obserwują coraz więcej problemów z prowadzeniem prac eksploatacyjnych w sieciach dystrybucyjnych za pomocą agregatów prądotwórczych. Zasilenie stacji transformatorowej SN/nn za pomocą agregatu, do której przyłączono mikroinstalacje fotowoltaiczne o znacznej mocy w stosunku do mocy agregatu, może spowodować wyłączenie lub w najgorszym przypadku awarię urządzenia. Rejestrowana przez spółki energetyczne rosnąca liczba takich przypadków powoduje problemy z zapewnieniem ciągłości zasilania dla odbiorców zasilanych z fragmentów sieci objętych pracami eksploatacyjnymi, co często skutkuje wydłużeniem czasu prowadzonych prac lub koniecznością przeniesienia ich prac na inny dzień. Ponadto częste wyłączenie i włączanie agregatu może spowodować uszkodzenie mikroinstalacji oraz odbiorników zasilanych z danej stacji transformatorowej SN/nn.

W niniejszym artykule omówiono i przedstawiono rezultaty badania wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW na wybrane parametry jakości energii elektrycznej. Analizie poddano również przypadek współpracy agregatu prądotwórczego z mikroinstalacjami oraz zaprezentowano

wyniki pomiarów skuteczności łagodzenia negatywnego wpływu mikroinstalacji na parametry napięcia za pomocą transformatora symetryzującego oraz szeregowego transformatora dodatkowego, z niezależną regulacją napięcia w poszczególnych fazach.

Wpływ jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia i asymetrię napięć i prądów

W celu ukazania wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia wykonano symulację promieniowej sieci niskiego napięcia dla trzech przypadków. W pierwszym przypadku założono, że do jednej fazy przyłączono sześć jednofazowych odbiorników o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$. W drugim przypadku założono, że zamiast sześciu jednofazowych odbiorników do tej samej fazy przyłączono sześć jednofazowych mikroinstalacji również o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$. Z kolei w trzecim przypadku założono, że sześć jednofazowych mikroinstalacji pracuje z trzema różnymi współczynnikami mocy $\cos \varphi$, tj. $\cos \varphi = 1$, $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind.}}$ (o charakterze indukcyjnym) oraz

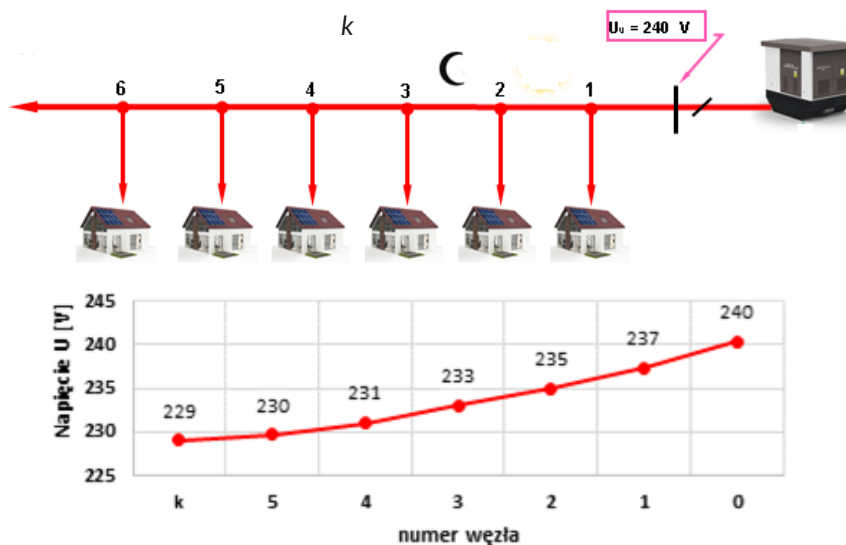
$\cos \varphi = 0,95_{\text{poj.}}$ (o charakterze pojemnościowym). Parametry elementów sieci niskiego napięcia przyjętych do symulacji zestawiono w Tab. 1.

Tab. 1. Zestawienie parametrów elektrycznych elementów sieci niskiego napięcia przyjętych do symulacji wartości skutecznych napięć fazowych w promieniowej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

Trójfazowe źródło napięcia	
Napięcie nominalne U_n	15 kV
Moc zwarciova S_k	100 MVA
Stosunek X/R	7
Transformator SN/nn Dyn	
Moc znamionowa S_n	100 kVA
Rezystancja uzwojeń sprawdzona na stronę niskiego napięcia R_T	0,03 Ω
Reaktancja uzwojeń sprawdzona na stronę niskiego napięcia X_T	0,07 Ω
Linia niskiego napięcia Al. $4 \times 50 \text{ mm}^2$	
Rezystancja jednostkowa R_L	0,58 Ω/km
Reaktancja jednostkowa X_L	0,30 Ω/km
Liczba odcinków p	6
Długość odcinka l	0,10 km

Przypadek 1

W przedstawionym na Rys. 1 przypadku prąd płynie od stacji transformatorowej do poszczególnych odbiorników i wywołuje spadki wartości skutecznej napięcia pomiędzy poszczególnymi węzłami.



Rys. 1. Profil wartości skutecznych napięć wzdłuż jednej fazy obwodu, do którego przyłączono sześć jednofazowych odbiorników o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$

To powoduje, że wartości skuteczne napięć w kolejnych węzłach sieci zmniejszają się. Zakładając, że wartość skuteczna napięcia w stacji transformatorowej S_n/n_n jest stała, to wartość skuteczną napięcia w węźle k można wyznaczyć z zależności:

$$U_k = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} \Delta U_{(k-1)k} = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} I_{(k-1)k}^c R_{(k-1)k} \quad (1)$$

gdzie:

U_0 – wartość skuteczna napięcia po stronie niskiego napięcia transformatora, V,

$\Delta U_{(k-1)k}$ – spadek wartości skutecznej napięcia pomiędzy węzłami $(k-1)k$, V,

$I_{(k-1)k}^c$ – wartość skuteczna składowej czynnej prądu pomiędzy węzłami $(k-1)k$, A,

$R_{(k-1)k}$ – rezystancja linii niskiego napięcia pomiędzy węzłami $(k-1)k$, Ω .

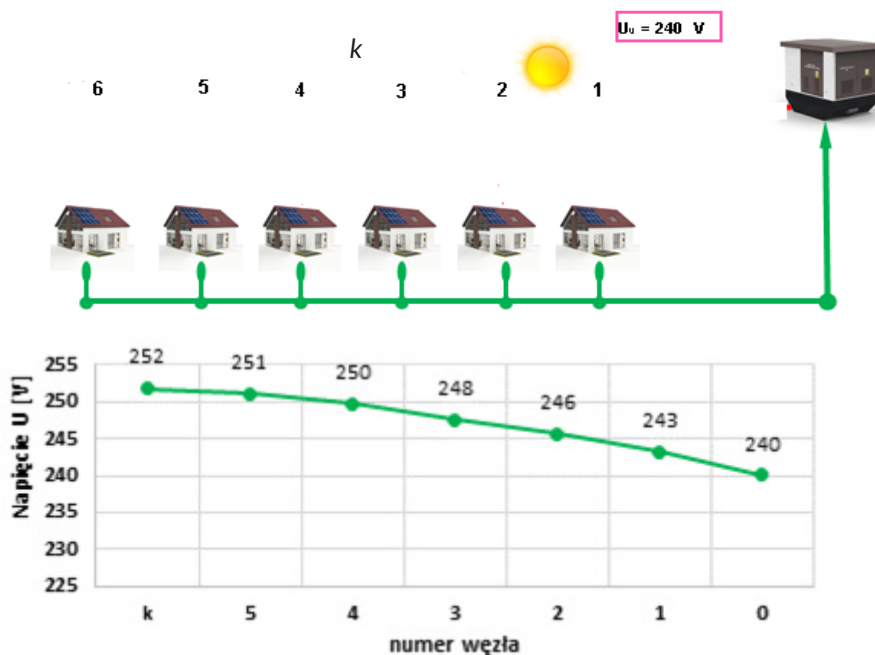
Przypadek 2

Przypadek z Rys. 2 pokazuje, że po zastąpieniu jednofazowych odbiorników mikroinstalacjami takiej samej mocy profil wartości skutecznych napięć wzdłuż

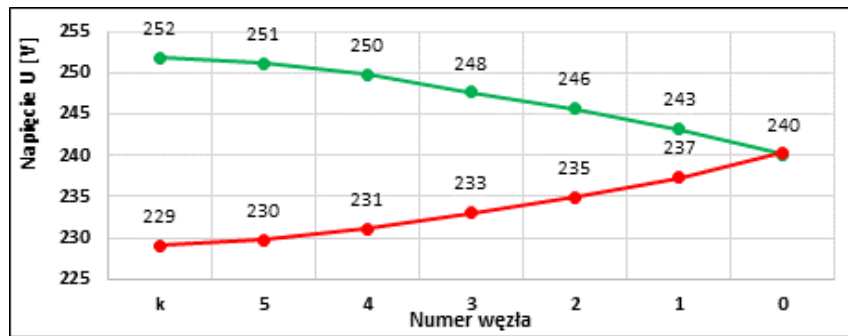
fazy obwodu wygląda zupełnie inaczej. Wartości skuteczne napięć w każdym kolejnym węźle zwiększają się i osiągają maksymalną wartość na końcu obwodu. W porównaniu do przypadku 1 (Rys. 1) zmienił się kierunek przepływu prądu. Prąd nie płynie już od stacji transformatorowej w kierunku poszczególnych odbiorców, tylko od prosumentów w kierunku stacji transformatorowej. To powoduje, że spadki wartości skutecznej napięcia pomiędzy poszczególnymi węzłami zmieniają znak, przez co dodają się one do wartości skutecznej napięcia w stacji transformatorowej. Zakładając, że wartość skuteczna napięcia w stacji transformatorowej jest stała, to wartość skuteczną napięcia w węźle k można wyznaczyć z zależności:

$$U_k = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} -\Delta U_{(k-1)k} = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} -I_{(k-1)k}^c R_{(k-1)k} = U_k = U_0 + \sum_{k=1}^{k=n} \Delta U_{(k-1)k} \quad (2)$$

Na Rys. 3 zestawiono profile wartości skutecznych napięć wzdłuż rozpatrywanej fazy obwodu, dla przypadku poboru i generacji energii przez sześć jednofazowych odbiorników i mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$.



Rys. 2. Profil wartości skutecznych napięć wzdłuż jednej fazy obwodu, do którego przyłączono sześć jednofazowych mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2 \text{ kW}$ i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$



Rys. 3. Zestawienie profili wartości skutecznych napięć dla przypadku poboru i generacji energii przez sześć jednofazowych odbiorników i mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2$ kW i współczynniku mocy $\cos \varphi = 1$

Na podstawie Rys. 3 można stwierdzić, że na największe zmiany wartości skutecznej napięcia są narażeni odbiorcy i prosumenci zlokalizowani na końcu obwodu. W przedziałach czasu, w których nie ma generacji, wartości skuteczne napięć z dużym zapasem mieszczą się w dopuszczalnych limitach. Natomiast w chwili poprawy warunków nasłonecznienia wartości skuteczne napięć mogą natychmiast osiągnąć lub nawet przekroczyć górną dopuszczalną granicę wartości skutecznej napięcia, tj. 253 V, określoną w Rozporządzeniu systemowym (*Rozporządzenie Ministra Gospodarki...* 2007) i normie (PNK 2010).

Przypadek 3

Jak można zauważyć na Rys. 4, regulacja mocy biernej przez mikroinstalacje wpływa na wartości skuteczne napięć w poszczególnych węzłach sieci. Praca mikroinstalacji ze współczynnikiem mocy

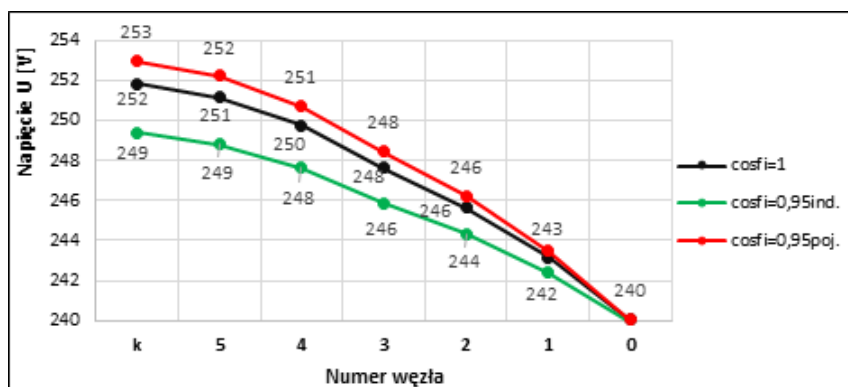
$\cos \varphi = 0,95_{ind.}$ (pobór mocy biernej indukcyjnej) powoduje obniżenie wartości skutecznych napięć we wszystkich węzłach sieci, w stosunku do wartości skutecznych napięć otrzymanych przy pracy tych mikroinstalacji ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi = 0,95_{poj.}$ (pobór mocy biernej pojemnościowej) i $\cos \varphi = 1$. Uwzględniając wpływ mocy biernej na wartość skuteczną napięć w poszczególnych węzłach sieci, wartość skuteczną napięcia w węzle k można wyznaczyć z zależności:

$$U_k = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} \Delta U_{(k-1)k} = U_0 - \sum_{k=1}^{k=n} [I_{(k-1)k}^c R_{(k-1)k} - I_{(k-1)k}^b X_{(k-1)k}], \quad (3)$$

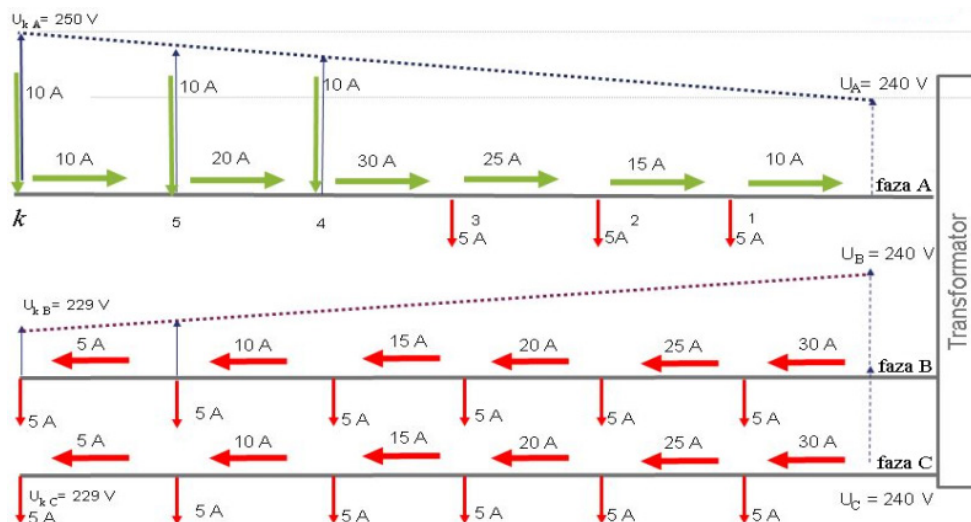
gdzie:

$I_{(k-1)k}^b$ – wartość skuteczna składowej biernej prądu pomiędzy węzłami $(k-1)k$, A,

$X_{(k-1)k}$ – reaktancja linii niskiego napięcia pomiędzy węzłami $(k-1)k$, Ω .



Rys. 4. Profile wartości skutecznych napięć wzdłuż jednej fazy obwodu, do którego przyłączono sześć jednofazowych mikroinstalacji o mocy czynnej $P = 2$ kW i współczynniku mocy $\cos \varphi$ zmieniającym się od $0,95_{poj.}$ do $0,95_{ind.}$



Rys. 5. Przykładowy rozpyły prądów oraz profili wartości skutecznych napięć w układzie trójfazowym z jednofazowymi odbiornikami (czerwone strzałki) i mikroinstalacjami (zielone strzałki) przyłączonymi niesymetrycznie do poszczególnych faz

Z kolei na Rys. 5 przedstawiono przykładowy rozpyły prądów oraz profile wartości skutecznych napięć w układzie trójfazowym z jednofazowymi odbiornikami i mikroinstalacjami, obrazujący typową sytuację występującą w okresach największego nastłonecznienia w sieciach niskiego napięcia, z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji przyłączonych niesymetrycznie pomiędzy poszczególne fazy.

Rys. 5 pokazuje, że niesymetrycznie przyłączone jednofazowe mikroinstalacje mają wpływ nie tylko na występowanie wzrostów wartości skutecznych napięć, ale również na asymetrię prądową i napięciową w układzie trójfazowym.

Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia w sieciach niskich napięć jest bardzo dobrze opisany w literaturze przedmiotu. Autor artykułu zachęca Czytelników do zapoznania się z odpowiednimi publikacjami (Jędrzychowski et al. 2018; Kacejko et al. 2017; Kacejko et al. 2018).

Wymagania stawiane mikroinstalacjom w zakresie regulacji mocy biernej

Zgodnie z obowiązującymi dokumentami (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019) mikroinstalacje

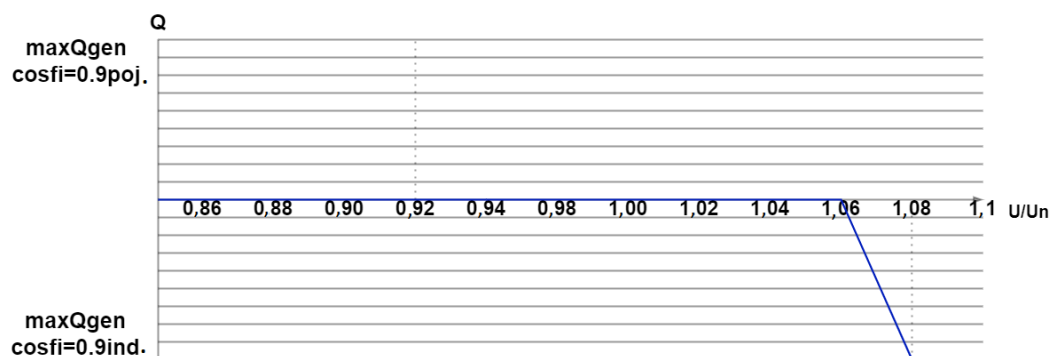
muszą być zdolne do pracy w następujących trybach sterowania mocą bierną:

- sterowanie mocą bierną w funkcji wartości skutecznej napięcia na zaciskach generatora $Q = f(U)$ – jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej $\cos \varphi = f(P)$ – jako tryb alternatywny,
- sterowaniem współczynnikiem mocy ustawionym na stałe w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind.}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj.}}$ – jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja mają być możliwe z poziomu falownika. Wymagana jest również ochrona falownika przed nieuprawnioną ingerencją w tryby sterowania, tak aby ich zmiana nie mogła być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019).

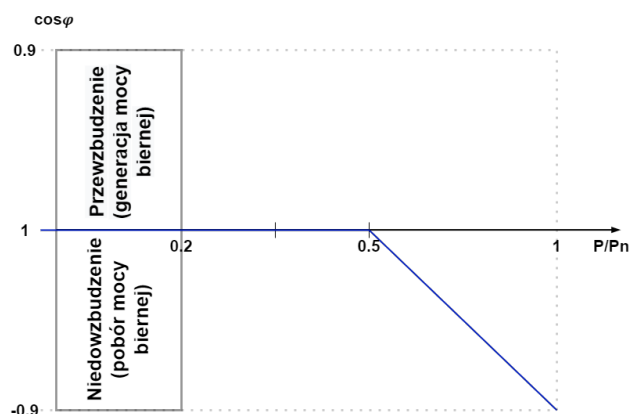
W trybie podstawowym $Q = f(U)$ sterowanie mocą bierną ma odbywać się zgodnie z charakterystyką przedstawioną na Rys. 6.

Charakterystyka przedstawiona na Rys. 6 wymaga, aby przy wzroście wartości skutecznej napięcia na zaciskach falownika od 6% do 8% napięcia znamionowego, falownik zaczął w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej w celu ograniczenia wzrostu wartości skutecznej napięcia powodowanego generacją mocy czynnej P .



Rys. 6. Wymagana charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji wartości skutecznej napięcia $Q = f(U)$ dla jednofazowych mikroinstalacji w trybie podstawowym (TAURON 2019a; TAURON 2019b)

W trybie alternatywnym $\cos \varphi = f(P)$ sterowanie współczynnikiem mocy ma odbywać się według charakterystyki przedstawionej na Rys. 7.



Rys. 7. Wymagana charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej $\cos \varphi = f(P)$ w trybie alternatywnym (TAURON 2019a; TAURON 2019b)

Według charakterystyki przedstawionej na Rys. 7 po przekroczeniu przez mikroinstalację połowy jej mocy znamionowej falownik powinien w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej, zmniejszając współczynnik mocy $\cos \varphi$ od 1 do 0,9. Ponadto dokumenty (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019) wymagają, aby każda mikroinstalacja była wyposażona w dwa stopnie zabezpieczeń nadnapięciowych:

- pierwszy stopień ($U >$) – jeśli 10-minutowa średnia wartość skuteczna napięcia (wyznaczana w oknie przesuwym składającym się z próbek napięcia agregowanych 3-sekundowo) przekroczy 253 V, to instalacja musi zostać odłączona od sieci w czasie do 3 sekund,

- drugi stopień ($U >>$) – jeśli chwilowa wartość skuteczna napięcia przekroczy 264,5 V, to instalacja musi zostać odłączona od sieci w czasie wynoszącym od 0,1 s do 0,2 s.

Ponowne włączenie mikroinstalacji jest dopuszczalne przy spełnieniu warunku, który mówi, że wartość skuteczna napięcia w sieci musi zawierać się w przedziale 195,5–253 V, przy minimalnym czasie obserwacji wynoszącym 60 sekund (PKN 2019).

Współpraca agregatu prądotwórczego z mikroinstalacjami

W celu minimalizacji czasu przerw w dostawie energii elektrycznej spółki energetyczne, podczas licznie prowadzonych prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej, często korzystają z agregatów prądotwórczych, którymi zapewniają ciągłość dostaw energii do odbiorców. W związku z powszechnym wykorzystywaniem agregatów w takich sytuacjach spółki energetyczne zadają sobie pytanie, czy bezpieczne jest zasilanie stacji transformatorowych SN/nn z agregatów, dla których poziom wprowadzanej energii do sieci jest na tyle duży, że występuje nadprodukcja energii, która jest przesyłana w kierunku agregatu?

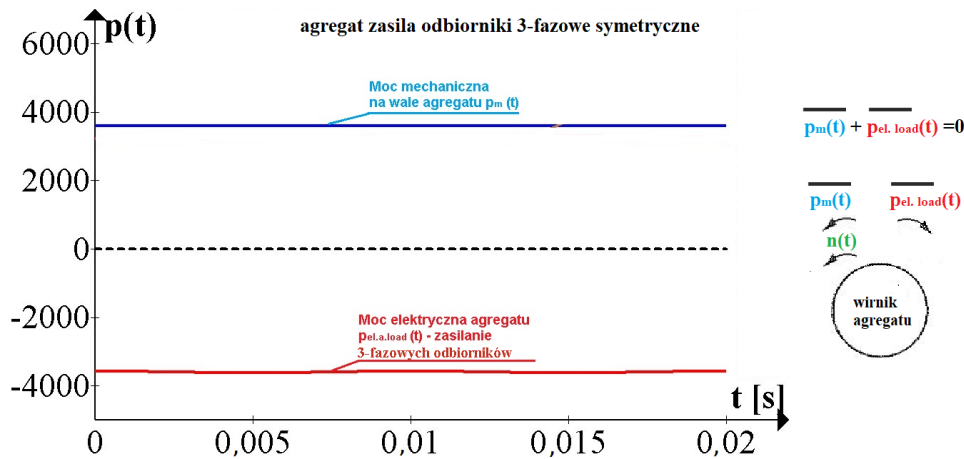
Aby spróbować odpowiedzieć na to pytanie, w pierwszej kolejności przeanalizowany zostanie przebieg chwilowej mocy elektrycznej $p_{el}(t)$ na wyjściu prądnicy synchronicznej, w przypadku zasilania przez nią trójfazowych odbiorników symetrycznych i niesymetrycznych.

Rys. 8 pokazuje, że w przypadku zasilania przez prądnicę synchroniczną trójfazowych symetrycznych odbiorników, chwilowa moc elektryczna $p_{el}(t)$ na wyjściu agregatu jest stała w czasie i równa chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$, co oznacza, że układ znajduje się w równowadze. W związku z tym agregat pracuje poprawnie, bez drgań i wibracji.

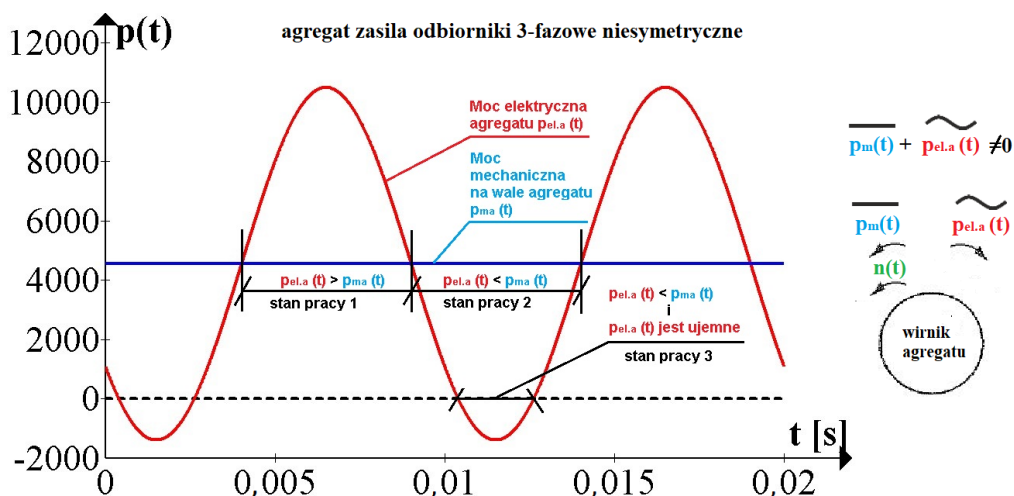
Z kolei Rys. 9 pokazuje, że w przypadku zasilania przez maszynę synchroniczną trójfazowych odbiorników niesymetrycznych (w tym jednofazowych mikroinstalacji) chwilowa moc elektryczna $p_{el}(t)$ ma charakter oscylacyjny i nie jest równa chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$, która nadal jest stała w czasie.

W pojedynczym okresie napięcia zasilającego możemy wyróżnić trzy stany pracy:

- stan pracy 1 – jest to stan, w którym $p_{el}(t)$ jest większa od $p_m(t)$, co powoduje hamowanie wirnika maszyny,
- stan pracy 2 – jest to stan, w którym $p_{el}(t)$ jest mniejsza od $p_m(t)$, co powoduje przyspieszanie wirnika maszyny,
- stan pracy 3 – jest to stan, w którym $p_{el}(t)$ jest mniejsza od $p_m(t)$, a $p_{el}(t)$ zmienia znak. Zmiana znaku $p_{el}(t)$ powoduje, że powstaje moment, który próbuje obrócić wirnik w kierunku przeciwnym do jego aktualnego kierunku obrotu.



Rys. 8. Przebieg chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$ na wale agregatu oraz chwilowej mocy elektrycznej $p_{el}(t)$ w przypadku zasilania odbiorników trójfazowych symetrycznych



Rys. 9. Przebieg chwilowej mocy mechanicznej $p_m(t)$ na wale agregatu oraz chwilowej mocy elektrycznej $p_{el}(t)$ w przypadku zasilania odbiorników trójfazowych niesymetrycznych, w tym jednofazowych mikroinstalacji

Przeprowadzona analiza teoretyczna pokazuje, że agregat może mieć problemy z poprawną pracą w warunkach dużej asymetrii, co może skutkować powstawaniem drgań i wibracji w układzie, a to z kolei może doprowadzić do wyłączenia agregatu poprzez zadziałanie zabezpieczenia przed pracą asymetryczną lub w przypadku niezadziałania automatyki może skutkować jego uszkodzeniem.

Instalacje fotowoltaiczne i sieć dystrybucyjna niskiego napięcia na terenie gminy Ochotnica Dolna

Gmina Ochotnica Dolna od pięciu lat prowadzi intensywne działania na rzecz ochrony środowiska oraz poprawy bezpieczeństwa energetycznego regionu przez sukcesywny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w swoim bilansie energetycznym. I tak, w 2015 r. na terenie gminy powstała farma fotowoltaiczna zasilająca jedną z oczyszczalni ścieków o mocy znamionowej 200 kW wraz z systemem magazynowania energii w technologii litowo-jonowej o pojemności 120 kWh. Tego samego roku powstała również instalacja fotowoltaiczna na budynku Zespołu Szkolno-Przedszkolnego o mocy znamionowej 22 kW, a na dachach domów jednorodzinnych zabudowano 120 sztuk instalacji fotowoltaicznych o mocy znamionowej 2 kW, służących do grzania ciepłej wody użytkowej (bez możliwości oddawania nadwyżek energii do sieci dystrybucyjnej). Gmina nie poprzestała na dotychczasowych działaniach i w 2017 r. w ramach programu priorytetowego Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej „Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii” zbudowano na dachach domów jednorodzinnych kolejne 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy znamionowej 2 kW służących do grzania wody, tym razem z możliwością oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci dystrybucyjnej. Tym sposobem niemal 1/3 budynków całej gminy ma instalacje fotowoltaiczne, dzięki którym ich mieszkańcy zaspokajają część swoich potrzeb energetycznych (Gmina Ochotnica Dolna 2019).

Z kolei na Rys. 10 przedstawiono lokalizację 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych rozmieszczonych na terenie gminy Ochotnica Dolna.



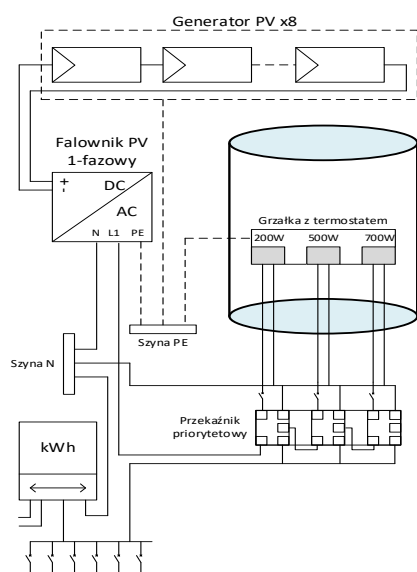
Rys. 10. Lokalizacja 726 jednofazowych mikroinstalacji (żółte punkty) na terenie gminy Ochotnica Dolna

Układ podłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznych do wewnętrznej instalacji elektrycznej odbiorców

Wszystkie 726 jednofazowych mikroinstalacji zostało zaprojektowanych w taki sposób, aby w pierwszej kolejności energia elektryczna dostarczana z paneli fotowoltaicznych poprzez falownik była wykorzystywana na potrzeby grzania ciepłej wody użytkowej w bojlerze. W tym celu tzw. przełącznik priorytetowy decyduje o włączeniu poszczególnych modułów grzałek na podstawie pomiaru temperatury wody w zbiorniku. W przypadku gdy woda osiągnie zadaną temperaturę, przełącznik priorytetowy wyłącza grzałki i włącza falownik na instalację wewnętrzną odbiorcy. Jeśli odbiorca ma do tej fazy przyłączone odbiorniki energii elektrycznej, to będą one zasilone z instalacji fotowoltaicznej, a nadwyżki energii zostaną oddane do sieci dystrybucyjnej. W skład każdej z 726 mikroinstalacji wchodzi (Gmina Ochotnica Dolna 2019):

- 8 paneli polikrystalicznych, każdy o mocy 250 W,
- przełącznik priorytetowy,
- grzałka z termostatem i modułami 200 W, 500 W i 700 W,
- jednofazowy falownik o mocy 2 kW.

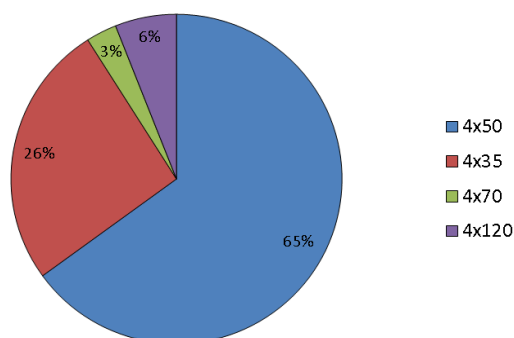
Schemat podłączenia pojedynczej mikroinstalacji przedstawiono na Rys. 11.



Rys. 11. Schemat podłączenia pojedynczej jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 2 kW z bojlerem oraz instalacją odbiorczą i siecią dystrybucyjną niskiego napięcia

Sieć dystrybucyjna niskiego napięcia na terenie gminy Ochotnica Dolna

Obwody sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, do której zostały przyłączone jednofazowe mikroinstalacje, są w większości wykonane przewodami aluminiowymi o przekroju $4 \times 50 \text{ mm}^2$. Długości obwodów zawierają się w przedziale 200–950 metrów. Na Rys. 12 przedstawiono dane statystyczne dotyczące struktury sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia zlokalizowanej na terenie gminy.



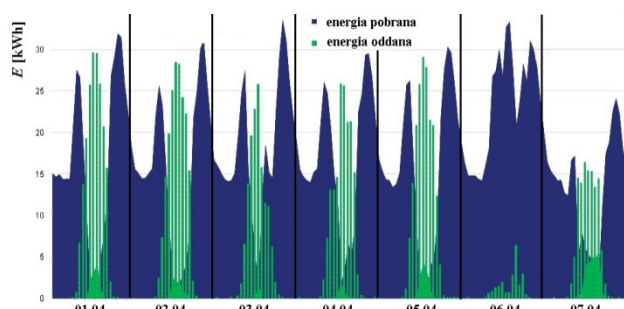
Rys. 12. Przekroje przewodów sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia zlokalizowanej na terenie gminy Ochotnica Dolna

Gmina Ochotnica Dolna została zelektryfikowana na początku lat 70. ubiegłego wieku (Ligęza, Ziemianek 2015). Przekroje przewodów oraz długości obwodów zostały dobrane przez projektantów do jednokierunkowego przepływu energii, z uwzględnieniem współczynników jednoczesności zawierających się w przedziale 0,2–0,07 (w zależności od liczby odbiorców zasilanych z danego obwodu). Do momentu zabudowy mikroinstalacji w 2017 r., do operatora systemu dystrybucyjnego sporadycznie wpływały reklamacje odbiorców na parametry jakościowe dostarczanej energii. Niestety, duża koncentracja jednofazowych mikroinstalacji spowodowała, że w godzinach największego nasłonecznienia większość generowanej energii jest oddawana do sieci dystrybucyjnej (w tych godzinach występuje małe zapotrzebowanie odbiorców na energię), co oznacza, że współczynnik jednoczesności dla generacji jest praktycznie równy 1. Praca sieci dystrybucyjnej w warunkach dla niej nieprzewidzianych powoduje częste problemy ze wzrostami wartości skutecznej napięcia i asymetrią napięciową, co skutkuje automatycznym wyłączaniem się inwerterów oraz licznymi skargami prosumentów do zakładu energetycznego.

Analiza danych pomiarowych z prosumenckich oraz bilansujących liczników energii elektrycznej

Dane odczytane z liczników bilansujących zlokalizowanych w stacjach transformatorowych SN/nn, dla których udział instalacji fotowoltaicznych wynosi powyżej 35%, pokazują, że w okresach największego nasłonecznienia występuje nadprodukcja energii elektrycznej. Przykładowy tygodniowy bilans energii czynnej pobranej i oddanej dla pewnej stacji transformatorowej SN/nn o 48-procentowym udziale jednofazowych mikroinstalacji został przedstawiony na Rys. 12. Bilanse energetyczne dla innych stacji transformatorowych SN/nn, z przybliżonym lub większym udziałem instalacji fotowoltaicznych, wyglądają bardzo podobnie.

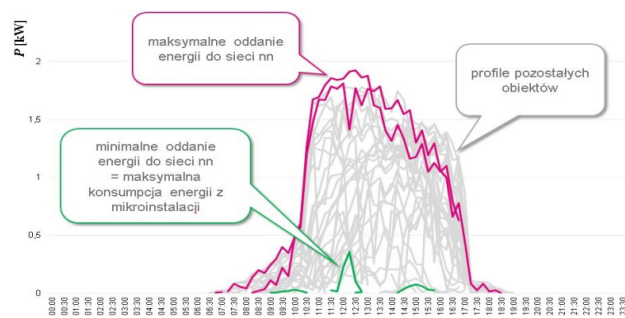
Na podstawie Rys. 13 można zauważyć, że w godzinach największego nasłonecznienia energia generowana jest większa niż energia pobierana, co skutkuje przepływem energii ze strony niskiego napięcia przez transformator SN/nn w kierunku sieci średniego napięcia.



Rys. 13. Godzinowy bilans energii czynnej E pobranej i oddanej dla pewnej stacji transformatorowej o 48-procentowym udziale jednofazowych mikroinstalacji za dni 1–7 kwietnia 2019 r.

Z kolei na Rys. 14 przedstawiono profile generowanej mocy czynnej wszystkich prosumentów z tej samej stacji transformatorowej SN/nn o 48-procentowym udziale jednofazowych mikroinstalacji.

Na podstawie Rys. 14 można zauważyć, że prosumenci w małym stopniu wykorzystują energię dostarczaną im przez jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne, stąd znaczna jej część jest oddawana do sieci dystrybucyjnej.

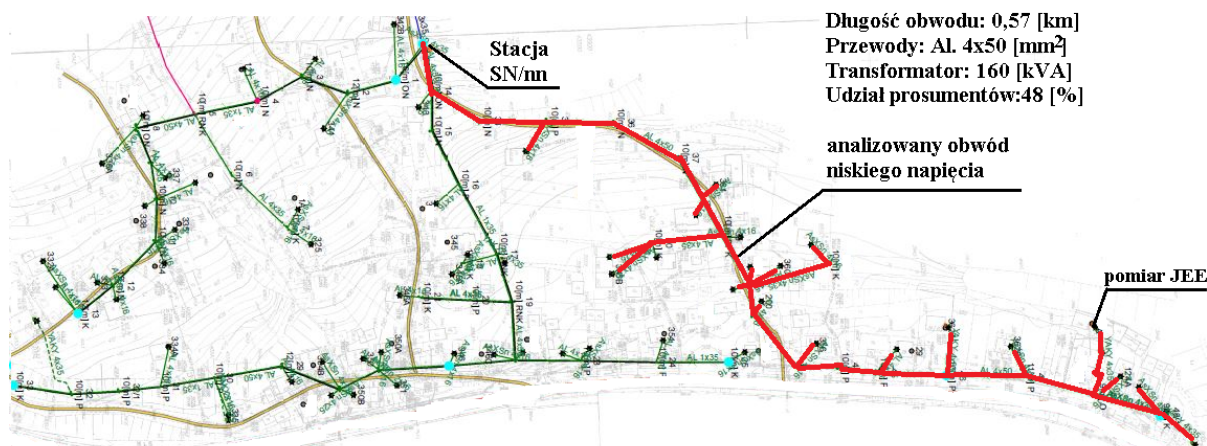


Rys. 14. Zbiorcze zestawienie profili generowanej mocy czynnej przez prosumentów przyłączonych do pewnej stacji transformatorowej SN/nn o 48-procentowym udziale mikroinstalacji

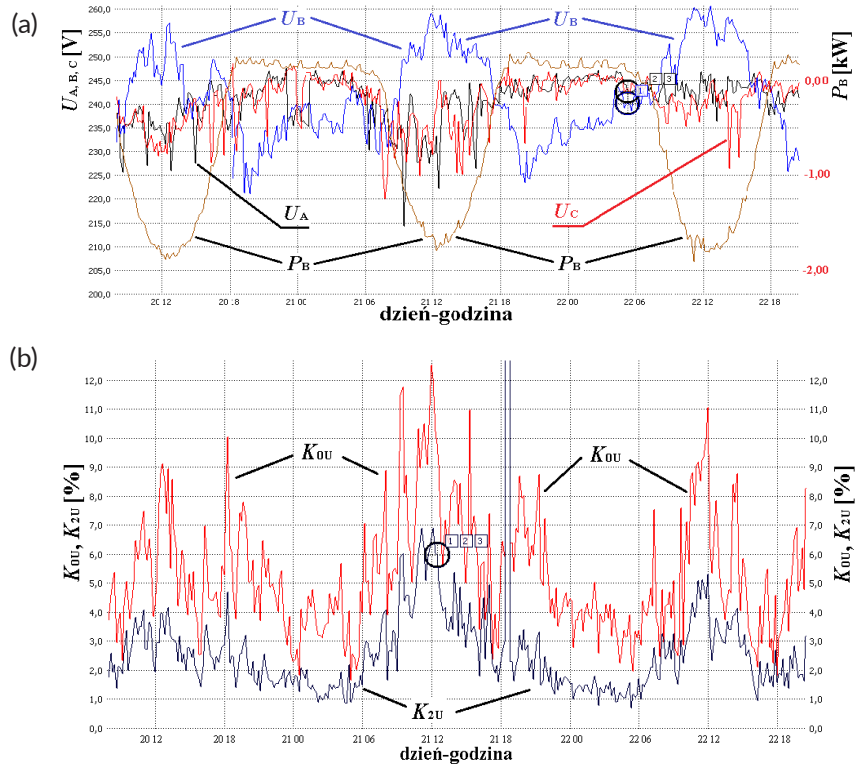
Analiza danych pomiarowych z analizatorów parametrów jakości energii elektrycznej – wpływ na pracę sieci

W celu sprawdzenia wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry jakości energii elektrycznej wybrano pewną sieć dystrybucyjną niskiego napięcia o 48-procentowym udziale mikroinstalacji. Mapę układu sieci niskiego napięcia przedstawiono na Rys. 15.

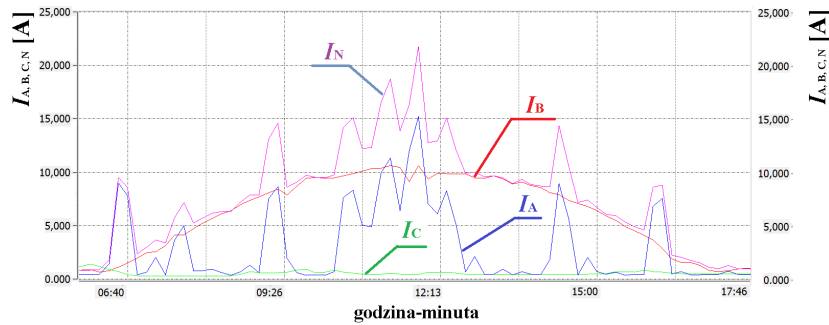
Pomiary parametrów jakości energii elektrycznej wykonano analizatorem klasy A, w złączu kablowym u jednego z ostatnich prosumentów na obwodzie. Na Rys. 16–18 przedstawiono wybrane wyniki pomiarów za okres 20–22 kwietnia 2019 r.



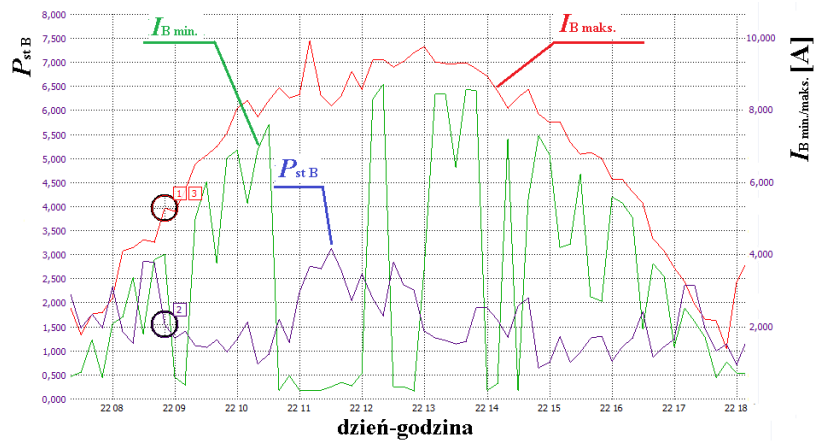
Rys. 15. Mapa wybranego do pomiarów obwodu sieci niskiego napięcia z 48-procentowym udziałem mikroinstalacji



Rys. 16. Wykres maksymalnych (agregacja 200 ms) wartości skutecznych napięć fazowych (a) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej K_{0u} i przeciwnej K_{2u} napięcia (b) zmierzonych na przyłączy do prosumenta



Rys. 17. Wykres wartości skutecznych prądów fazowych składowej podstawowej $I_{A,B,C}$ i prądu w przewodzie neutralnym I_N (agregacja 10 minut) zmierzonych na przyłączy prosumenta



Rys. 18. Wykres zmian współczynnika P_{st} dla fazy B i prądu składowej podstawowej maksymalnej $I_{B maks}$ i minimalnej $I_{B min}$ (agregacja 200 ms)

Wyniki pomiarów przedstawione na Rys. 16 pokazują, że duża liczba mikroinstalacji o małej mocy jednostkowej przyłączona do jednej fazy układu trójfazowego powoduje wzrosty wartości skutecznej napięcia i współczynników asymetrii ponad wartości dopuszczalne. Sytuacja taka występuje w przypadku niezbilansowania ilości energii oddawanej do sieci dystrybucyjnej z ilością energii pobieranej przez odbiorców w danym przedziale czasu. Szczególnie wysokie wartości przyjmuje współczynnik składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia K_{0U} , dla którego nie ma określonych limitów w regulacjach krajowych i międzynarodowych (*Rozporządzenie Ministra Gospodarki...* 2007; PKN 2010; Robak et al. 2014). Wysoki poziom składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia wynika z przepływu znacznej wartości skutecznej prądu przewodem neutralnym I_N . Z kolei Rys. 16 przedstawia sytuację, w której podczas oddawania energii do sieci przez mikroinstalację przyłączoną do fazy B i jednoczesnym poborze energii na fazach A i C, wartość skuteczna prądu w przewodzie neutralnym I_N jest w pewnych przedziałach czasu dużo większa od wartości skutecznych prądów fazowych $I_{A,B,C}$. Dzieje się tak, ponieważ przepływ prądu przewodem neutralnym N powoduje spadek napięcia na impedancji tego przewodu, co prowadzi do przesunięcia środka ciężkości gwiazdy napięć fazowych i skutkuje wysokim udziałem składowej symetrycznej kolejności zerowej w napięciu zasilającym (Beharrysingh 2014). W związku z dokonanymi obserwacjami konieczne wydaje się opracowanie limitów udziału tej składowej w napięciu zasilającym, ponieważ jej wysoka zawartość jest związana z niesymetrycznym przyłączaniem jednofazowych mikroinstalacji do sieci niskiego napięcia, przez co znacząco wpływa na asymetrię i wzrosty wartości skutecznej napięcia.

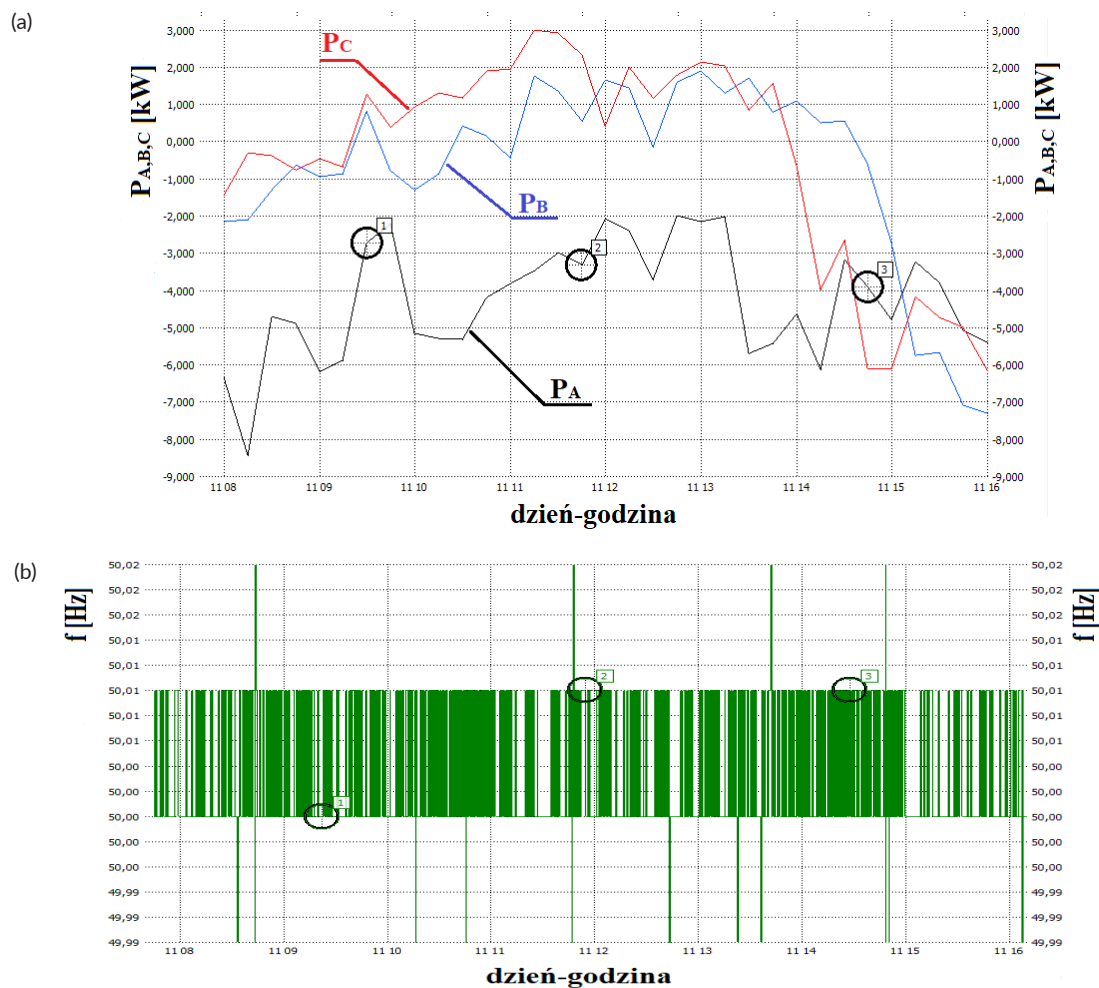
Mikroinstalacje mogą mieć również wpływ na wahania napięcia w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, co zostało pokazane na Rys. 18. Wzrost współczynnika P_{st} , zwłaszcza w godzinach 11.00–13.00, związany jest z dużą zmiennością prądu prosumenta,

powodowaną dynamicznie zmieniającymi się warunkami nasłonecznienia. Należy mieć również na uwadze, że na wzrost współczynnika P_{st} mają także wpływ pozostałe jednofazowe mikroinstalacje oraz inne odbiorniki przyłączone do tej fazy obwodu niskiego napięcia.

Analiza danych pomiarowych z analizatorów parametrów jakości energii elektrycznej – wpływ na pracę agregatu

W celu weryfikacji, czy w warunkach rzeczywistych agregat może zasilac stację transformatorową SN/nn z dużym udziałem mikroinstalacji, podczas prowadzenia prac eksploatacyjnych na jednym z ciągów liniowych SN zasilono stację transformatorową SN/nn z 30-procentowym udziałem prosumentów z agregatu prądotwórczego o mocy 630 kVA. Rezultaty pomiarów wykonanych na wyjściu agregatu przedstawiono na Rys. 19.

Na Rys. 19a można wyróżnić przedziały czasu, w których energia w fazie A przepływała w kierunku agregatu, podczas gdy energia w fazach B i C przepływała w kierunku odbiorników. Widoczne są również takie przedziały czasu, w których we wszystkich trzech fazach energia płynęła w kierunku agregatu (przejście z pracy prądnicowej do pracy silnikowej agregatu). Pomimo wystąpienia takich stanów pracy agregat pracował poprawnie, bez słyszalnych drgań i wibracji. Potwierdzeniem poprawnego stanu pracy agregatu jest również Rys. 19b, na którym nie widać zmian częstotliwości (prędkości obrotowej wirnika). Agregat w takich warunkach pracował poprawnie, ponieważ moc agregatu była dużo większa od poziomu mocy generowanej przez mikroinstalacje. Duża bezwładność masy wirnika powodowała, że zmienny chwilowy moment elektryczny powodujący naprzemiennie hamowanie i przyspieszanie wirnika był na zbyt niskim poziomie, aby mógł spowodować zakłócenia w pracy urządzenia.



Rys. 19. Wykres mocy czynnej (agregacja 10 minut) (a) oraz częstotliwości (b) zmierzonej 6 czerwca 2019 r. na wyjściu agregatu zasilającego stację transformatorową SN/nn o 30-procentowym udziale prosumentów

Niemniej jednak autor spotkał się z licznymi relacjami pracowników zakładów energetycznych, którzy zgłaszali problemy z poprawną pracą agregatów zasilających stacje transformatorowe SN/nn, zwłaszcza z udziałem trójfazowych mikroinstalacji o mocach powyżej 10 kW. Pracownicy najczęściej sygnalizowali problemy agregatu z utrzymaniem częstotliwości sieci (prędkości obrotowej), przez co pobudzeniu ulegało zabezpieczenie nadczęstotliwościowe i po upływie krótkiej chwili agregat ulegał wyłączeniu. Wyjaśnieniem takiego zachowania się agregatu jest jego przejście w stan pracy silnikowej, co powoduje, że chwilowy moment elektryczny działa w tym samym kierunku, co chwilowy moment mechaniczny, a to powoduje dodatkowe napędzanie wirnika agregatu, co skutkuje wzrostem jego prędkości obrotowej i częstotliwości generowanego napięcia. Doświadczenia

autora wskazują na graniczny udział generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje w stosunku do mocy pozornej agregatu, wynoszący ok. 15–20%. Po przekroczeniu tej granicy często zaczynają się problemy z poprawną pracą agregatu.

Zakłady energetyczne odnotowują coraz większą liczbę problemów z pracą agregatów w warunkach dużej koncentracji mikroinstalacji przyłączonych do stacji transformatorowych SN/nn, stąd pilnie poszukują sposobów ich rozwiązania. Poza zastosowaniem agregatu większej mocy (przewymiarowaniem agregatu), innym sposobem na utrzymanie poprawnej pracy agregatu jest podniesienie wartości skutecznej napięcia na regulatorze do wartości powyżej np. 245 V. To powinno spowodować, że część mikroinstalacji fotowoltaicznych zlokalizowanych zwłaszcza na końcówkach obwodów

uleganie wyłączeniu na skutek zadziałania zabezpieczenia nadnapięciowego. W ten sposób można by częściowo ograniczyć poziom generowanej mocy czynnej i przepływu energii w kierunku agregatu. Operatorzy sieciowi są jednak ostrożni i mają uzasadnione obawy dotyczące stosowania tego sposobu wpływania na poziom generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje, ponieważ w przypadku uszkodzenia urządzeń elektrycznych odbiorców (nawet niespowodowanego podwyższonym poziomem napięcia w sieci) narażają się na reklamacje i pozwody odszkodowawcze.

Innym, znacznie bezpieczniejszym sposobem wpływania na poziom generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje byłaby regulacja częstotliwości pracy agregatu. Zgodnie z normą (PNK 2019) każda mikroinstalacja powinna posiadać zaimplementowany tzw. tryb LFSM-O (ang. *Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency*), tj. tryb pracy, w którym poziom generowanej mocy czynnej zmniejsza się w sposób liniowy w odpowiedzi na wzrost częstotliwości w sieci powyżej progu 50,2 Hz. Obecnie operatorzy sieciowi prowadzą rozmowy z producentami agregatów, które mają na celu rozeznanie możliwości implementacji w agregatach trybu regulacji częstotliwości w zakresie 50–52 Hz. Wydaje się, że ograniczanie poziomu generowanej mocy czynnej przez mikroinstalacje w ten sposób byłoby bezpieczne zarówno dla sieci, jak i dla zasilanych z niej odbiorców.

Łagodzenie negatywnego wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci poprzez działania inwestycyjne oraz lokalne usługi systemowe

W celu łagodzenia i przeciwdziałania negatywnemu wpływowi mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry jakości energii elektrycznej, spółki dystrybucyjne mogą podejmować różne działania inwestycyjne.

Mogą one polegać m.in. na:

- wymianie istniejących elementów infrastruktury energetycznej (przewodów linii dystrybucyjnych oraz transformatorów SN/nn) na elementy o większej zdolności przesyłowej,
- budowie dodatkowych obwodów sieci dystrybucyjnej oraz stacji transformatorowych SN/nn w celu skracania istniejących ciągów liniowych,
- instalowaniu kondycjonerów poprawiających wybrane parametry jakości energii elektrycznej. Do takich urządzeń można zaliczyć m.in.: transformatory SN/nn z podobciążeniową regulacją zaczepek (OLTC), transformatory symetryzujące o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, szeregowo transformatory dodawcze, dynamiczne stabilizatory napięcia (DVR), filtry aktywne (APF), układy typu STATCOM,
- opomiarowaniu odbiorców i prosumentów inteligentnymi licznikami lub analizatorami jakości energii elektrycznej, w celu prowadzenia bieżącego monitoringu pracy sieci dystrybucyjnych.

Intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii, technologii magazynowania energii, rosnąca liczba pojazdów elektrycznych oraz wymagania narzucone przez UE (*Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/944... 2019*) dotyczące sukcesywnego zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym bilansie zużycia energii elektrycznej powodują, że obecnie spółki energetyczne pracują nad wykorzystaniem tzw. usług elastyczności sieci dystrybucyjnych. W literaturze przedmiotu nie ma jednoznacznej definicji elastyczności sieci, ponieważ pojęcie to ewoluje wraz z rozwojem prac nad tym zagadnieniem. Przez elastyczność sieci często rozumie się zdolność systemu elektroenergetycznego do reagowania w czasie rzeczywistym na zmiany zapotrzebowania i generacji energii elektrycznej przez źródła wytwórcze (*Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/944... 2019*; Mataczyńska et al. 2019). Elastyczność może mieć charakter pierwotny, co oznacza, że sieć dystrybucyjna (charakteryzująca się wysokim poziomem zautomatyzowania oraz wysoką obserwowalnością) jest źródłem elastyczności, jak i wtórny, będący odpowiedzią użytkowników

systemu dystrybucyjnego na skierowane do nich bodźce (np. usługi DSR, magazynowanie energii, regulacja mocy biernej, ograniczenie generacji energii z instalacji wytwórczej w określonych godzinach doby itp.) (Mataczyńska et al. 2019).

Z punktu widzenia operatora systemu dystrybucyjnego wykorzystanie usług elastyczności sieci w założeniach ma skutkować m.in.:

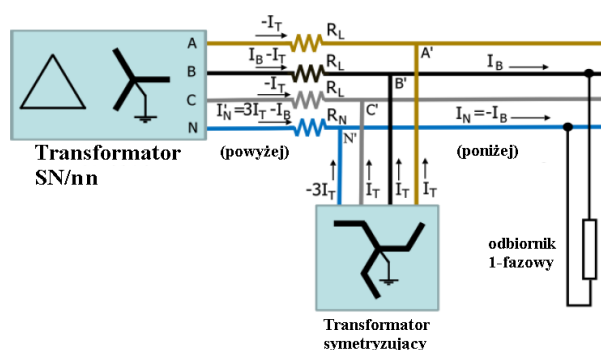
- zwiększeniem efektywności lokowania środków finansowych przeznaczanych na modernizację sieci, poprzez odsunięcie w czasie lub ograniczenie modernizacji sieci o dużym potencjale elastyczności (zwłaszcza wtórnej) i przeniesienie środków na modernizację sieci o niskim potencjale elastyczności pierwotnej,
- zwiększeniem efektywności prowadzenia ruchu sieciowego, np. poprzez rekonfigurację układu pracy sieci tak, aby minimalizować przeciążenia elementów sieci lub maksymalizować liczbę obszarów samobilansujących się,
- poprawą parametrów jakości energii elektrycznej skutkującą zwiększeniem przyłączanych mikroinstalacji.

Niestety, działania inwestycyjne wiążą się z koniecznością przeznaczania przez spółki dystrybucyjne dużych środków finansowych celem ich wdrożenia. Co jest istotne i często podkreślane przez operatorów, wielkość tych środków jest niewspółmierna do czasu pracy mikroinstalacji i czasu występowania problemów związanych z wyłączeniem się mikroinstalacji. W związku z tym operatorzy pokładają duże nadzieje w usługach elastyczności (zwłaszcza elastyczności wtórnej), które stanowiłyby doraźną formę rozwiązywania problemów pogarszającej się jakości dystrybuowanej energii elektrycznej oraz zwiększałyby efektywność środków przeznaczanych na działania inwestycyjne.

Przewiduje się, że rynkowe pozyskiwanie przez OSD lokalnych usług elastyczności może przyczynić się do zmniejszenia zakresu modernizacji sieci lub przesunięcia w czasie terminu jej wykonania, a zaoszczędzone w ten sposób środki finansowe będzie można przeznaczyć na inne cele inwestycyjne o wyższym priorytecie.

Poprawa wybranych parametrów jakości energii elektrycznej poprzez zastosowanie transformatora symetryzującego

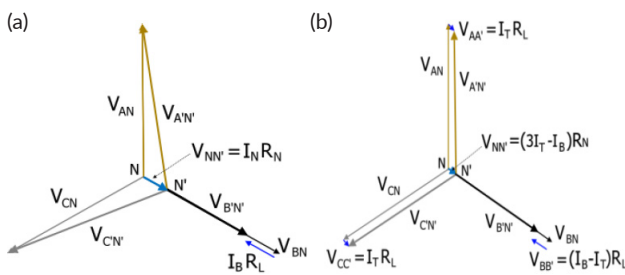
Jednym ze sposobów kompensacji asymetrii prądów i napięć w sieciach trójfazowych czteroprzewodowych zasilających jednofazowe odbiorniki i odnawialne źródła energii jest zainstalowanie na problematycznym obwodzie tzw. transformatora symetryzującego. Transformator symetryzujący jest to trójfazowy transformator o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, który przyłącza się równolegle w wybranym miejscu sieci. Urządzenie to konstrukcyjnie jest bardzo podobnie do tradycyjnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn i zasadniczo różni się tylko tym, że nie posiada uzwojenia wtórnego (Beharrysingh 2014). Zasada symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego została przedstawiona na Rys. 20.



Rys. 20. Przykład obrazujący zasadę symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego (Beharrysingh 2014)

Przed podłączeniem transformatora symetryzującego cały prąd odbiornika jednofazowego I_B płynie fazą B i wraca do transformatora dystrybucyjnego SN/nn przewodem neutralnym N . Przepływ prądu I_B powoduje spadek wartości skutecznej napięcia w fazie B oraz w przewodzie neutralnym N . Skutkuje to przesunięciem środka ciężkości gwiazdy wektorów napięć, co w konsekwencji powoduje, że wartości skuteczne napięć fazowych nie są sobie równe (Rys. 21a) (Beharrysingh 2014).

Włączenie transformatora symetryzującego powoduje, że część prądu I_N wracającego przewodem neutralnym N płynie przez transformator symetryzujący (dzieje się tak, ponieważ połączenie uzwojeń transformatora w zygzak charakteryzuje się małą impedancją dla składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu), a następnie jest równomiernie rozdzielana na poszczególne fazy. Powoduje to, że zmniejsza się spadek wartości skutecznej napięcia w fazie B , ponieważ zmniejszeniu uległ prąd płynący tą fazą ($I_B - I_T$) oraz zmniejsza się spadek wartości skutecznej napięcia w przewodzie neutralnym N o wyrażeniu $3I_T - I_B$ (Beharrysingh 2014). Dzięki temu napięcia fazowe stają się bardziej symetryczne (Rys. 21b).



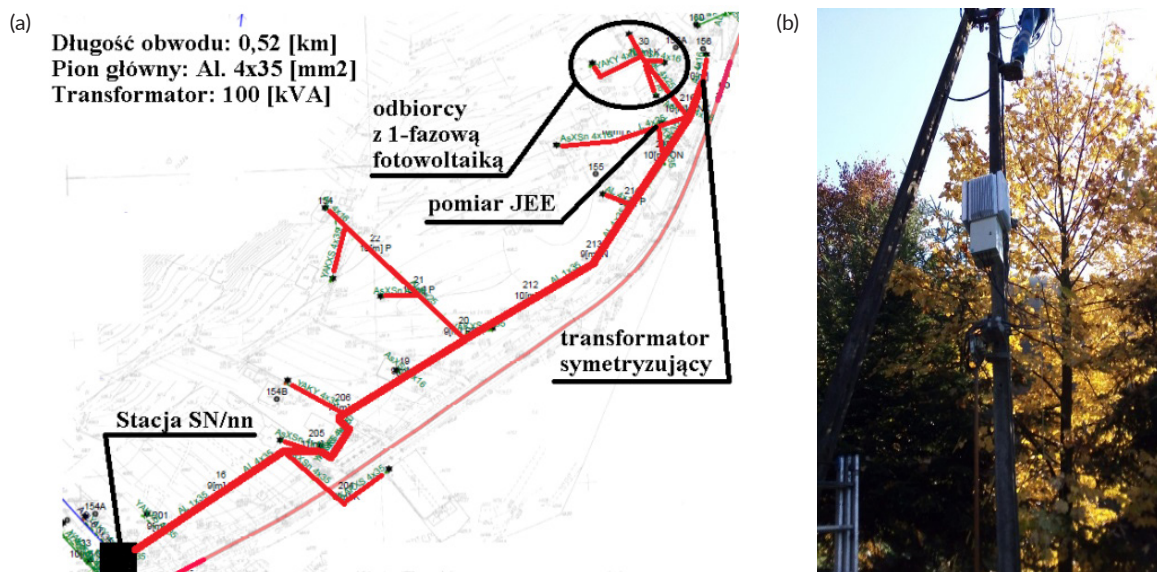
Rys. 21. Gwiazda napięć fazowych przed włączeniem (a) i po włączeniu (b) transformatora symetryzującego (Beharrysingh 2014)

Skuteczność symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego zależy od

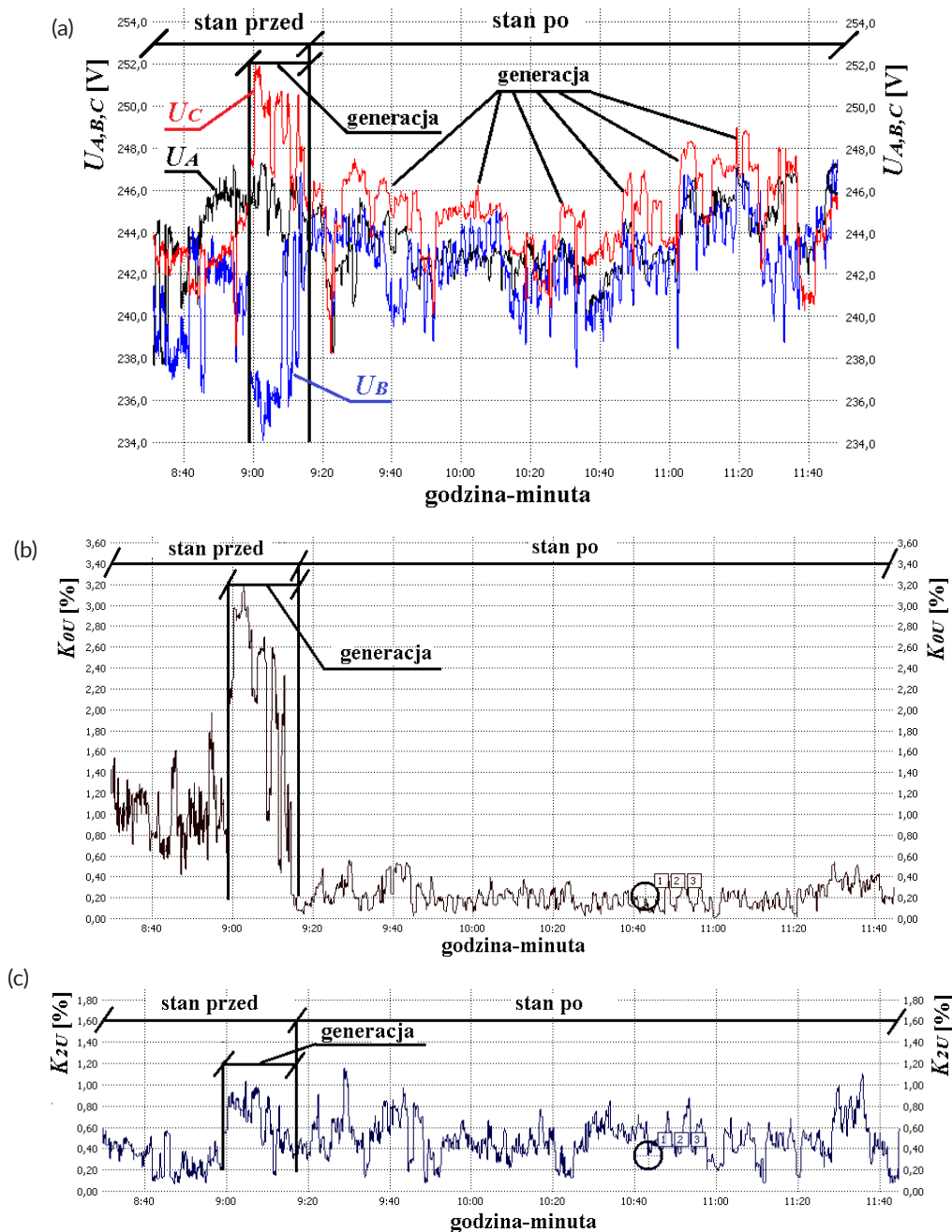
stosunku impedancji przewodu neutralnego i impedancji uzwojeń transformatora symetryzującego. Im większy będzie ten stosunek (im mniejsza będzie impedancja uzwojeń transformatora symetryzującego), tym większa część prądu wracająca przewodem neutralnym N będzie płynęła przez transformator symetryzujący i będzie rozdzielana na poszczególne fazy przez to urządzenie (Beharrysingh 2014).

W celu przeprowadzenia pilotażu urządzenia wybrano pewną sieć niskiego napięcia zlokalizowaną na terenie gminy Ochotnica Dolna, której układ przedstawiono na Rys. 22a.

Na lokalizację transformatora symetryzującego wybrano ostatni słup ciągu głównego obwodu. Pomiar wskaźników jakości energii elektrycznej wykonano za pomocą analizatora w jednym ze złączy kablowych, powyżej urządzenia symetryzującego. W celu uwidocznienia krótkotrwałych zmian napięcia zmniejszono czas uśredniania mierzonych parametrów z 10 minut do 10 sekund. Pomiar został przeprowadzony w dniach 12 października–13 listopada 2018 r., a urządzenie symetryzujące zostało włączone pod napięcie 12 października 2018 r. o godzinie 9:15. Na Rys. 23 przedstawiono wyniki pomiarów zawężone do chwili wystąpienia generacji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i chwili włączenia urządzenia symetryzującego.



Rys. 22. Mapa układu sieci niskiego napięcia (a) oraz widok transformatora symetryzującego (b)



Rys. 23. Wykres wartości skutecznych napięć fazowych (a) i współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej K_{0U} (b) i przeciwnej K_{2U} (c) napięcia zawężony do godzin 8:40–11:40 z dnia 12 października 2018 r.

Na podstawie wyników przedstawionych na Rys. 23a można stwierdzić, że w chwili rozpoczęcia generacji energii elektrycznej przez jednofazowe instalacje fotowoltaiczne i po włączeniu symetryzatora napięcia fazowe stały się bardziej symetryczne, a współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia K_{0U} uległ zmniejszeniu poniżej 0,4% (Rys. 23b). Z wykresu napięć fazowych zarejestrowanych w dniu 12 października 2018 r. po godzinie 9:15

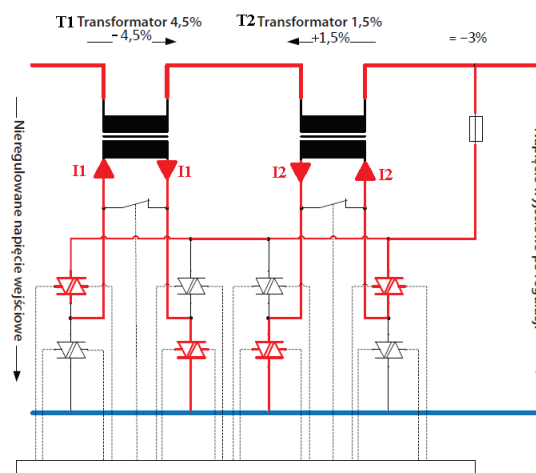
(chwila podłączenia symetryzatora pod napięcie) widoczna jest spora liczba przedziałów czasu, w których instalacje fotowoltaiczne oddawały energię elektryczną do sieci, ale nie powodowało to dużych wzrostów napięcia. Wyraźnie widać, że zakres zmienności napięcia w fazie, w której wystąpiła generacja, został ograniczony przez urządzenie symetryzujące. Urządzenie to niestety nie ma wpływu na składową symetryczną kolejności przeciwnej napięcia K_{2U} (Rys. 23c).

Poprawa wybranych parametrów jakości energii elektrycznej poprzez zastosowanie szeregowego transformatora dodawczego

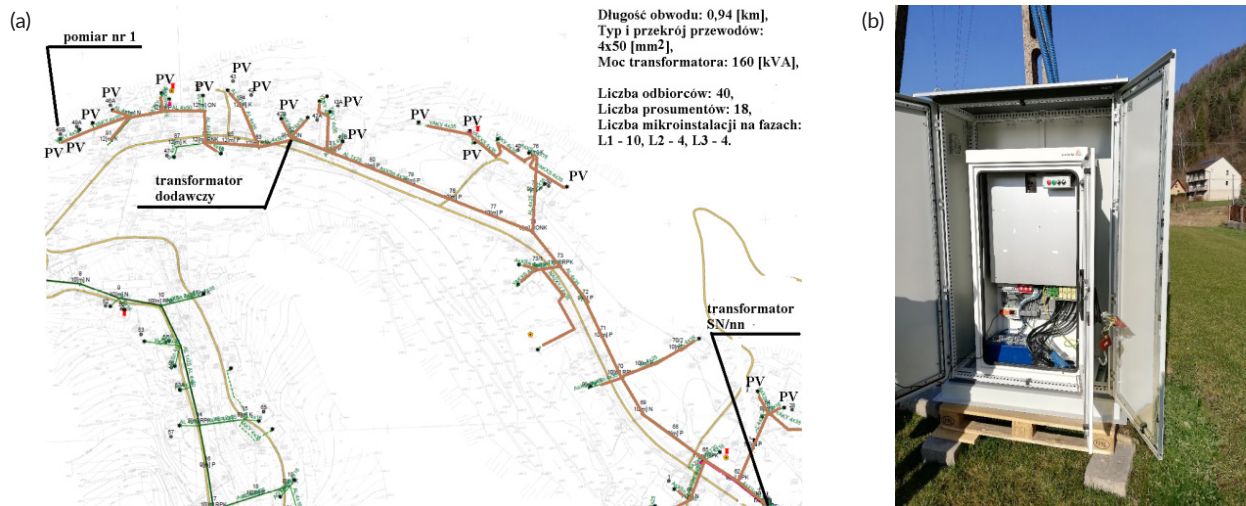
Szeregowy transformator dodawczy jest to urządzenie, które zwykle składa się z trzech jednofazowych jednostek regulacyjnych (po jednym na fazę), które mogą pracować wspólnie (urządzenie ogranicza wzrosty lub zapady napięcia) lub osobno (urządzenie ogranicza wzrosty lub zapady napięcia oraz kompensuje asymetrię napięć). Natomiast każda jednostka regulacyjna składa się z co najmniej dwóch transformatorów połączonych szeregowo, których odpowiednie sprzężanie i odsprężanie daje możliwość regulacji napięcia wyjściowego w górę lub w dół (A-Eberle 2019; Holt et al. 2018). Pożądana konfiguracja podłączania transformatorów jest ustalana przez regulator napięcia, który podejmuje decyzje na podstawie pomiaru wartości skutecznych trzech napięć fazowych na wejściu urządzenia. Sprzężanie i odsprężanie transformatorów odbywa się poprzez łączniki tyrystorowe, dzięki czemu podczas tego procesu nie pojawiają się przetężenia prądowe i przepięcia (A-Eberle 2019). Jednofazowy schemat szeregowego transformatora dodawczego przedstawiający przykład redukcji napięcia o 3% został przedstawiony na Rys. 24.

Transformator T1 ($\pm 4,5\%$) jest podłączony przez łączniki tyrystorowe w kierunku przeciwnym, w związku z czym odejmuje 10,35 V ($-4,5\%$ z 230 V) od napięcia wyjściowego. Z kolei transformator T2 ($\pm 1,5\%$) jest podłączony przez łączniki tyrystorowe w kierunku zgodnym i dodaje 3,45 V ($1,5\%$ z 230 V) do napięcia wyjściowego. Tym sposobem napięcie wyjściowe zostało obniżone o 6,9 V (3% z 230 V) do 223,1 V (A-Eberle 2019).

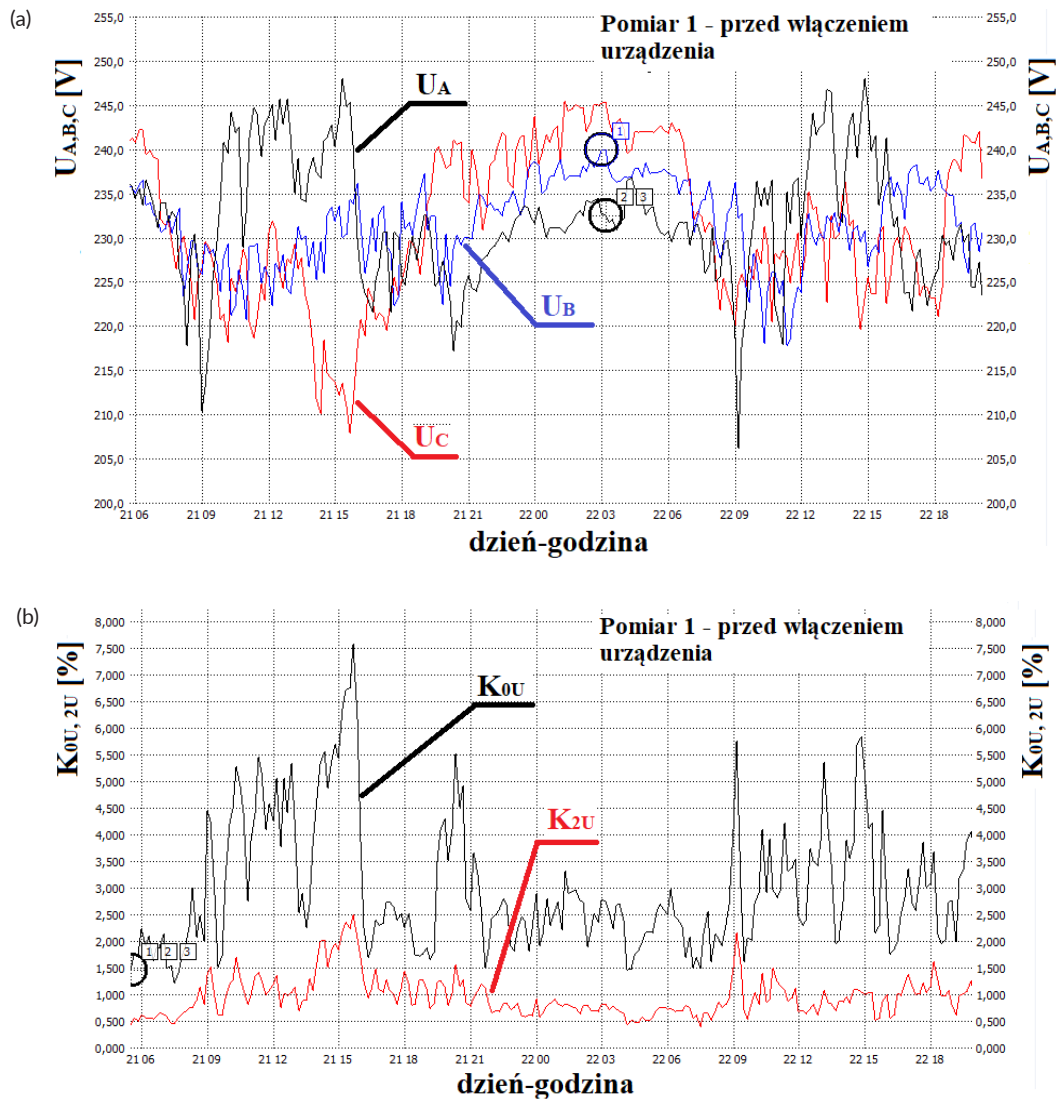
W celu przeprowadzenia pilotażu szeregowego transformatora dodawczego wybrano pewną sieć niskiego napięcia zlokalizowaną na terenie gminy Ochotnica Dolna, w której udział prosumentów wynosi 45%. Aby zweryfikować skuteczność ograniczania wzrostów i asymetrii napięć, wykonano dwa pomiary parametrów jakości energii elektrycznej analizatorami klasy A, na końcu obwodu i w miejscu zainstalowania urządzenia. Czas agregacji mierzonych parametrów został ustawiony na 10 minut. Pomiary wykonywano w okresie od 17 kwietnia do 1 września 2019 r., a transformator dodawczy w całym okresie pomiarowym był podłączony pod napięcie, poza dniami 21–22 kwietnia 2019 r., w godzinach 8:00–19:30. Mapę układu sieci niskiego napięcia wybraną do pilotażu przedstawiono na Rys. 25a. Z kolei na Rys. 26 i 27 przedstawiono pomiary wartości skutecznych napięć fazowych i współczynników składowych symetrycznych kolejności przeciwnej K_{2U} i zerowej K_{0U} napięcia przed i po włączeniu urządzenia.



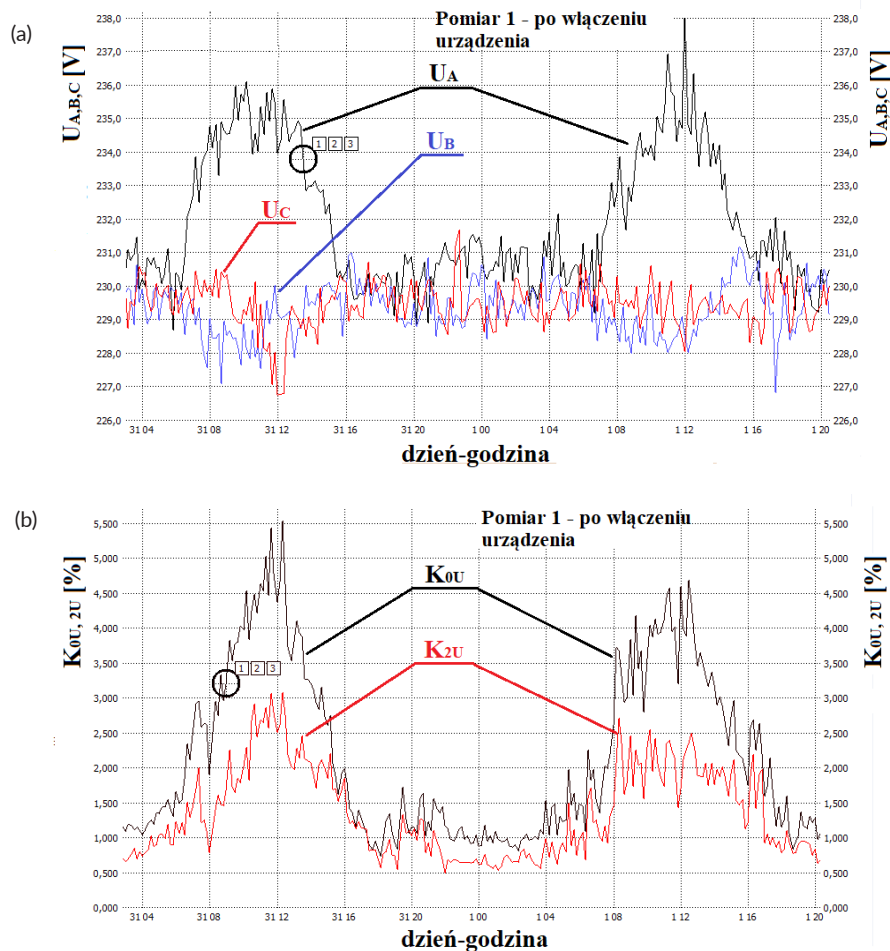
Rys. 24. Jednofazowy schemat szeregowego transformatora dodawczego przedstawiający zasadę redukcji napięcia o 3% (A-Eberle 2019)



Rys. 25. Mapa układu sieci niskiego napięcia (a) oraz widok szeregowego transformatora dodatkowego (b)



Rys. 26. Wykres wartości skutecznych napięć fazowych $U_{A,B,C}$ (a) oraz współczynników składowej symetrycznej kolejności przeciwnej K_{2U} i zerowej K_{0U} napięcia (b) przed włączeniem transformatora dodatkowego (21–22 kwietnia 2019 r.)



Rys. 27. Wykres wartości skutecznych napięć fazowych $U_{A,B,C}$ (a) oraz współczynników składowej symetrycznej kolejności przeciwnej K_{2U} i zerowej K_{0U} napięcia (b) po włączeniu transformatora dodatkowego (31 kwietnia–1 maja 2019 r.)

Przeprowadzone pomiary przedstawione na Rys. 26–27 wykazały, że szeregowy transformator dodatkowy ogranicza wzrosty napięcia w fazie, w której zachodzi generacja, oraz symetryzuje wartości skuteczne napięć fazowych. Niestety urządzenie to nie wpływa na kąty wektorów napięć fazowych, przez co – nawet pomimo znaczącej symetryzacji wartości skutecznych napięć fazowych – współczynnik składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia K_{2U} nie uległ redukcji. Nieznacznej redukcji uległ natomiast współczynnik składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia K_{0U} , którego wpływ na asymetrię napięć w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia ze znaczącym udziałem jednofazowych mikroinstalacji jest zdecydowanie większy niż składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia K_{2U} , i dla którego w regulacjach i normach

krajowych i międzynarodowych nie ma ustalonych dopuszczalnych limitów.

Podsumowanie

W niniejszym artykule omówiono wpływ jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia, asymetrię prądową i napięciową oraz pracę agregatu prądotwórczego zasilającego stację transformatorową SN/nn, z dużym udziałem prosumentów. W artykule przedstawiono również wyniki skuteczności łagodzenia negatywnego wpływu mikroinstalacji na wzrosty i asymetrię napięć za pomocą dwóch kondycjonerów, tj. transformatora symetryzującego oraz szeregowego transformatora dodatkowego.

W artykule wykazano, że im większy jest udział jednofazowych mikroinstalacji na obwodzie sieci niskiego napięcia, tym większe jest niezbalansowanie energii wprowadzanej z energią pobieraną, co istotnie wpływa na parametry jakości energii elektrycznej takie jak: wartość skuteczna napięcia (powstawanie wzrostów napięć), asymetria napięć i prądów (przepływ większego prądu w przewodzie neutralnym niż w przewodach fazowych) oraz wahania napięcia. Wykazano również, że duża koncentracja mikroinstalacji może mieć wpływ na nieprawidłową pracę agregatów prądotwórczych, które bardzo często są wykorzystywane przez spółki dystrybucyjne w czasie prowadzenia prac eksploatacyjnych w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii do odbiorców.

Intensywny rozwój mikroinstalacji oznacza dla wszystkich spółek dystrybucyjnych konieczność podejmowania szeregu działań zaradczych i ponoszenia przez nie dużych nakładów inwestycyjnych, które są niewspółmierne do przedziałów czasu, w których mikroinstalacje powodują przekraczanie dopuszczalnych limitów napięć. Istniejące sieci dystrybucyjne były projektowane z uwzględnieniem współczynników jednoczesności dla poboru energii, a jak wykazały pomiary przeprowadzone w sieciach na terenie gminy Ochotnica Dolna, współczynniki te są zupełnie inne dla generacji energii z mikroinstalacji (są one w przybliżeniu równe 1). To powoduje, że prosumenci zasilani ze stacji transformatorowych SN/nn z dużym udziałem mikroinstalacji, często zgłaszają do spółek dystrybucyjnych reklamacje dotyczące nieprawidłowej pracy ich instalacji PV. Kolejnym ważnym aspektem jest również częsty brak aktywowania charakterystyk w zakresie regulacji mocy biernej. Doświadczenia autora pokazują, że zdecydowana większość mikroinstalacji pracuje ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi = 1$. Z całą pewnością wprowadzenie ustawień do falowników zgodnie z dokumentem (TAURON 2019a; TAURON 2019b; PKN 2019) skutkowałoby rozwiązaniem części problemów zgłaszanych przez prosumentów.

Artykuł powstał w ramach projektu Gospostrateg1/385085/21/NCBR/2019 pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii” w ramach

I konkursu na projekty otwarte w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków”.

Bibliografia:

- A-Eberle (2019), <https://www.a-eberle.de/en/content/lvrsys™-3-phase-plastic-cabinet> [dostęp: 24.11.2019].
- Beharrysingh S. (2014), *Doctoral Thesis: Phase Unbalance on Low-Voltage Electricity Networks and its Mitigation Using Static Balancer*, Loughborough University.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.
- Gmina Ochotnica Dolna, <http://www.ochotnica.pl> [dostęp: 15.12.2019].
- Holt M., Grosse-Holz G., Rehtanz C. (2018), *Line Voltage Regulation in Low Voltage Grids*, „CIREN Workshop”, Ljubljana: 1–4.
- Jędrychowski R., Pijarski P., Adamek S., Sereja K. (2018), *Ocena wpływu generacji PV na skuteczność regulacji napięcia w sieciach niskiego napięcia*, „Rynek Energii” 3: 43–47.
- Kacejko P., Adamek S., Wanczer M., Jędrychowski R. (2017), *Ocena możliwości opanowania podskoków napięcia w sieci nn o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi*, „Wiadomości Elektrotechniczne” 85 (9): 20–26.
- Kacejko P., Pijarski P. (2018), *Ograniczenie wzrostu napięcia spowodowane intensywnym rozwojem fotowoltaiki w sieci nn*, „Energia Elektryczna” 9: 1–11.
- Ligęza K., Ziemianek A. (2015), *Pozostałości po dawnych siłowniach wodnych na tle zmian morfologii potoku Ochotnica*, „Zeszyty Naukowe – Inżynieria Łądowa i Wodna w Kształtowaniu Środowiska” 12: 16–37.
- Mataczyńska E., Sikora M., Lewandowski W. (2019), *Wykorzystanie usług elastyczności przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Raport PGE Dystrybucja SA opracowany przez zespół ekspertów w ramach prowadzonych prac nad modelem wykorzystania usług elastyczności w spółce*, „Rynek Energii Elektrycznej REE 2019”: 1–9.
- Polski Komitet Normalizacyjny (PKN) (2010), Norma PN-EN 50160:2010, *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*, Warszawa.
- Polski Komitet Normalizacyjny (PKN) (2019), Norma PN-EN 50549-1:2019-02, *Wymagania dla instalacji generacyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych*, Warszawa.
- Program Czyste Powietrze, <https://czystepowietrze.gov.pl/> [dostęp: 28.08.2020].
- Program Mój Prąd, <https://mojprad.gov.pl/> [dostęp: 28.08.2020].
- Program Prosument 2, <http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/> [dostęp: 28.08.2020].
- Robak S., Pawlicki A., Pawlicki B. (2014), *Asymetria napięć i prądów w elektroenergetycznych układach przesyłowych*, „Przegląd Elektrotechniczny” 90 (7): 26.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 4 maja 2007 r., Dz.U. z 2007 r., poz. 623 z późniejszymi zmianami.
- TAURON Dystrybucja S.A. (2019a), *Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji*: 7–13.
- TAURON Dystrybucja S.A. (2019b), *Karta aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD) nr 7/2018 z dnia 18 kwietnia 2019 r.*: 15–22.

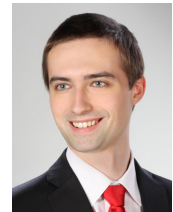
The impact of photovoltaic micro-installations on selected power quality parameters and the operation of the mobile power generation units in a low-voltage distribution network

Abstract: High concentration of single-phase photovoltaic micro-installations on a low-loaded low-voltage distribution feeder often has a negative impact on power quality parameters which leads to automatic photovoltaic inverters shutdown and obstructs distribution network maintenance using mobile power generation units. The paper presents the impact of 2 kW single-phase micro-installations on voltage profile and voltage and current unbalance in a low-voltage distribution network. The paper also discusses cooperation of a mobile power generation unit with micro-installations and presents the results of measurements of mitigation effectiveness of the negative impact of micro-instal-

lations on voltage quality using a balancing transformer and a series automatic voltage regulator with independent phase voltage regulation.

Keywords: photovoltaic micro-installations, voltage swells and unbalance, mobile power generation unit, balancing transformer, series automatic voltage regulator

Mgr inż. Łukasz Topolski
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Elektrotechniki, Automatyki,
Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Energoelektroniki i Automatyki
Systemów Przetwarzania Energii
topolski@agh.edu.pl



Energetyka Rozproszona

Czasopismo redagowane przez zespół projektu Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) (www.er.agh.edu.pl) w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

Członkowie redakcji:
Zbigniew Hanzelka
Andrzej Kaźmierski
Marek Kisiel-Dorohinicki
Ryszard Sroka
Wojciech Suwała
Tomasz Szmuc
Karol Wawrzyniak

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autor

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii

