



POLITECHNIKA POZNAŃSKA
Wydział Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki
Instytut Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej



mgr inż. Piotr KUWAŁEK

dziedzina: Nauki Inżynieryjno-Techniczne
dyscyplina: Automatyka, Elektronika i Elektrotechnika

Tytuł rozprawy doktorskiej:
Diagnostyka wahań napięcia ukierunkowana na identyfikację i lokalizację uciążliwych odbiorników w sieciach elektroenergetycznych

Opis dorobku i osiągnięć naukowych oraz dydaktycznych

Poznań, 2021

Spis treści

Streszczenie	1
Abstract	2
1 Uzyskane tytuły oraz stopnie naukowe	3
2 Informacje o zatrudnieniu	3
3 Ogólny przegląd osiągnięć naukowych	4
4 Rozprawa doktorska	8
4.1 Tytuł rozprawy doktorskiej	8
4.2 Cel rozprawy doktorskiej	8
4.3 Zestawienie opublikowanych i powiązanych tematycznie prac naukowo-badawczych tworzących rozprawę doktorską	8
4.4 Opis publikacji wchodzących w skład rozprawy doktorskiej	9
4.4.1 Wprowadzenie	11
4.4.2 Algorytm selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia	13
4.4.3 Blok demodulacji AM	18
4.4.4 Blok dekompozycji z użyciem EEWT	22
4.4.5 Podsumowanie	28
4.4.6 Opis wkładu w poszczególne artykuły wchodzące w skład rozprawy doktorskiej	32
5 Pozostałe osiągnięcia naukowo-badawcze i dydaktyczne	35
5.1 Wykaz pozostałych publikacji	35
5.1.1 Publikacje w czasopismach wyróżnionych przez Journal Citation Reports (JCR)	35
5.1.2 Publikacje w recenzowanych czasopismach krajowych i zagranicznych nieujętych przez Journal Citation Reports (JCR)	36
5.1.3 Rozdziały w monografiach naukowych	37
5.1.4 Wystąpienia na konferencjach krajowych i międzynarodowych w roli prelegenta	38
5.2 Udział w projektach naukowych	39
5.3 Recenzowanie artykułów do czasopism naukowych	40
5.4 Międzynarodowe i krajowe nagrody za działalność naukową	40
5.5 Członkostwo w organizacjach oraz towarzystwach naukowych	40
5.6 Ukończone studia podyplomowe	41
5.7 Działalność dydaktyczna	41

Streszczenie

Rozprawa doktorska zatytułowana “Diagnostyka wahań napięcia ukierunkowana na identyfikację i lokalizację uciążliwych odbiorników w sieciach elektroenergetycznych”, jest monotematycznym cyklem publikacji, w której przedstawiono nowe podejście umożliwiające selektywną identyfikację i lokalizację źródeł wahań napięcia występujących w sieciach elektroenergetycznych o znanej topologii, bazując na symultanicznie wykonanych pomiarach w poszczególnych punktach sieci elektroenergetycznej. Przedstawione podejście uwzględnia między innymi źródła wahań napięcia, które zmieniają swój stan z częstotliwością do $3f_c$, gdzie f_c jest częstotliwością sieciową, która w Europie wynosi 50 Hz. Zaproponowany autorski algorytm składa się z trzech bloków. W pierwszym bloku zarejestrowane chwilowe wartości napięć są poddawane procesowi demodulacji z użyciem autorskiej metody demodulacji amplitudy z estymacją przebiegu nośnego, umożliwiającą odtworzenie przebiegu modulującego o częstotliwości większej od częstotliwości nośnej równej częstotliwości sieciowej f_c . W drugim bloku estymowane przebiegi modulujące poddawane są procesowi dekompozycji z użyciem ulepszonej empirycznej transformaty falkowej (EEWT), która umożliwia estymację sygnałów składowych skojarzonych z poszczególnymi źródłami zakłóceń w sieci, nawet w przypadku gdy analizowany sygnał jest zaszumiony i niestacjonarny. Na podstawie estymowanych sygnałów składowych wypadkowego sygnału modulującego wyznaczane są wybrane parametry skojarzone z poszczególnymi źródłami zakłóceń w sieci. Wybrane parametry to m.in. częstotliwość zmian stanu źródła zakłóceń oraz amplituda wywoływanych przez nich zmian napięcia. W ostatnim bloku na podstawie estymowanych wybranych parametrów skojarzonych z poszczególnymi źródłami zakłóceń dla analizowanych punktów sieci, możliwe jest zidentyfikowanie typu występujących źródeł zakłóceń, bądź ich grupy oraz możliwe jest wskazanie punktów zasilania źródeł zakłóceń bazując na metodzie oceny propagacji wahań napięcia w promieniowej sieci elektroenergetycznej. Przedstawione podejście zaimplementowane w infrastrukturze inteligentnych liczników stwarza bezpośrednią możliwość automatycznej lokalizacji źródeł wahań napięcia bez dodatkowej wiedzy eksperckiej. Uwzględniając konieczność modyfikacji infrastruktury pomiarowo-rejestrującej w celu wdrożenia proponowanego podejścia, opracowano proces kodowania z użyciem wskaźników wahań napięcia, które są rejestrowane przez istniejącą infrastrukturę pomiarowo-rejestrującą. Na podstawie zarejestrowanych wskaźników wahań napięcia możliwe jest odtworzenie zmienności napięcia. W poszczególnych pracach składających się na monotematyczny cykl publikacji stanowiący rozprawę doktorską, przedstawiono walidację dla poszczególnych bloków, jak i całego proponowanego podejścia. Realizowana walidacja obejmowała numeryczne badania symulacyjne, badania laboratoryjne na modelach sygnałowych oraz badania eksperymentalne w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej.

Do rozprawy doktorskiej opracowano autoreferat składający się z pięciu rozdziałów. W rozdziale 1 przedstawiono uzyskane tytuły oraz stopnie naukowe. W rozdziale 2 przedstawiono informację o zatrudnieniu. W rozdziale 3 przedstawiono ogólny przegląd osiągnięć naukowych. W rozdziale 4 przedstawiono opis poszczególnych publikacji wchodzących w skład monotematycznego cyklu publikacji stanowiącego rozprawę doktorską. W rozdziale 5 przedstawiono pozostałe osiągnięcia naukowo-badawcze i dydaktyczne.

Abstract

The Ph.D. dissertation, which is entitled “Diagnostics of voltage fluctuations focused on identification and localization of disturbing loads in power grids”, is the mono–thematic series of publications, which presents a new approach allowing for the selective identification and localization of voltage fluctuations sources occurring in power grids with a known topology. The presented approach considers, inter alia, voltage fluctuations sources that change their operating state with a frequency of up to $3f_c$, where f_c is the power frequency, which is 50 Hz in Europe. The proposed proprietary algorithm consists of three blocks. In the first block, the recorded sampled voltage are demodulated using a proprietary amplitude demodulation method with carrier signal estimation, allowing the estimation of modulating signal with a frequency greater than the carrier frequency equal to the power frequency f_c . In the second block, the estimated modulating signals are decomposed using an enhanced empirical wavelet transform (EEWT), which allows for the estimation of component signals associated with individual disturbance sources in the power grid, even in the case when analyzed signals are noisy and non-stationary. On the basis of estimated component signals of the resultant modulation signal, selected parameters associated with individual disturbing sources in the power grid are determined. The selected parameters include frequency of changes in the operating state of disturbing sources and the amplitude of voltage changes caused by them. In the last block, on the basis of estimated selected parameters associated with individual disturbing sources for the analyzed power grid points, it is possible to identify the type of disturbing loads or their group, and it is possible to indicate supply points of disturbing loads based on the method of assessing voltage fluctuations propagation in radial power grids. The presented approach implemented in the infrastructure of smart meters allows for direct possibility of automatic localization of voltage fluctuations sources without additional expert knowledge. Considering the need to modify the measurement and recording infrastructure in order to implement the proposed approach, an encoding process using voltage fluctuation indices that are recorded by the existing measurement and recording infrastructure has been proposed. On the basis of recorded voltage fluctuation indices, it is possible to recreate the voltage variation. In particular publications contained in the Ph.D. dissertation, validation is presented for individual blocks, as well as for the entire proposed approach. The performed validation included numerical simulation tests, laboratory tests on signal models and experimental tests in the real power grid.

For the Ph.D. dissertation, an independent guide consisting of five sections has been prepared. Section 1 presents the obtained titles and degrees. Section 2 provides information on employment. Section 3 provides a general overview of scientific achievements. Section 4 presents the description of individual publications included in the mono–thematic series of publications. Section 5 presents other scientific, research and didactic achievements.

1 Uzyskane tytuły oraz stopnie naukowe

- czerwiec 2018 - magister inżynier
 - Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny (obecnie Wydział Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki), Zakład Metrologii i Optoelektroniki (obecnie Zakład Metrologii, Elektroniki i Techniki Światlnej)
 - kierunek: Elektrotechnika, specjalność: Systemy Pomiarowe w Przemysle i Inżynierii Biomedycznej
 - tytuł pracy: „Problem „przecieku widma” w procesie oceny jakości energii elektrycznej”
 - promotor: dr inż. Przemysław Otomański
- czerwiec 2018 - licencjat
 - Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny (obecnie Wydział Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki), Zakład Równań Różniczkowych i Funkcyjnych
 - kierunek: Matematyka, specjalność: Modelowanie Matematyczne
 - tytuł pracy: „Zastosowanie analizy numerycznej do badania stanów niustalonych liniowych układów elektrycznych”
 - promotor: dr Alina Gleska
- luty 2017 - inżynier
 - Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny (obecnie Wydział Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki), Zakład Metrologii i Optoelektroniki (obecnie Zakład Metrologii, Elektroniki i Techniki Światlnej)
 - kierunek: Elektrotechnika, specjalność: Systemy Pomiarowe w Przemysle i Inżynierii Biomedycznej
 - tytuł pracy: „Wpływ wartości skutecznej sygnału wymuszającego na błąd pomiaru zawartości harmonicznych wybranymi przyrządami pomiarowymi”
 - promotor: dr inż. Przemysław Otomański

2 Informacje o zatrudnieniu

- październik 2019 - obecnie

Asystent w grupie pracowników badawczo-dydaktycznych, Politechnika Poznańska, Wydział Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki (dawniej Wydział Elektryczny), Instytut Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej
- wrzesień 2019 - listopad 2020

Programista / Elektronik / Specjalista od pomiarów sygnału (praca w ramach projektu NCBiR), Excento Sp. z o.o.
- kwiecień 2018 - wrzesień 2018

Instruktor, AmRest Holdings SE
- lipiec 2018 - sierpień 2018

Główny asystent ds. produkcji, SprintWerkt BV (Holandia)

3 Ogólny przegląd osiągnięć naukowych

W tym rozdziale przedstawiono ogólne informacje dotyczące dorobku naukowo-badawczego kandydata. Oprócz tabel przedstawiających współczynnik Impact Factor (w przypadku jego nadania) i punktacji według wykazu czasopism naukowych i recenzowanych materiałów z konferencji międzynarodowych, przedstawiono również aktualną analizę cytowań z baz Web of Science, Scopus oraz Google Scholar. W tabelach 1 i 2 przedstawione zostało podsumowanie wszystkich prac naukowych opublikowanych do dnia dzisiejszego. W tabelach 3 i 4 przedstawione zostało podsumowanie publikacji naukowych odpowiednio znajdujących i nieznajdujących się w wykazie czasopism naukowych i recenzowanych materiałów z konferencji międzynarodowych wraz z przypisaną liczbą punktów MEiN (dawniej MNiSW). W tabeli 5 przedstawione zostało podsumowanie pozostałych prac naukowych, tj. monografii i rozdziałów w monografiach.

Tablica 1: Ogólny wykaz osiągnięć naukowo-badawczych

L.p.	Wykaz osiągnięć	Liczba osiągnięć
1	Publikacje w czasopismach wyróżnionych przez Journal Citation Reports (JCR) - Lista Filadelfijska	8
2	Publikacje w recenzowanych czasopismach krajowych i zagranicznych nieujętych przez JCR	7
3	Autorstwo monografii lub rozdziału w monografii	7
4	Wygłoszone referaty w ramach konferencji międzynarodowych	8
5	Wygłoszone referaty w ramach konferencji krajowych	4
7	Udział w projektach naukowo-badawczych	8

Tablica 2: Ogólne podsumowanie punktacji MEiN (dawniej MNiSW)

L.p.	Publikacje	Liczba punktów
1	Publikacje w czasopismach wyróżnionych przez Journal Citation Reports (JCR) - Lista Filadelfijska	1040
2	Publikacje w recenzowanych czasopismach krajowych i zagranicznych nieujętych przez JCR	54
3	Autorstwo monografii lub rozdziału w monografii	120
	łącznie:	1214

Tablica 3: Zestawienie Impact Factor oraz liczby punktów dla wszystkich publikacji wyróżnionych przez Journal Citation Reports (przedstawione wartości IF oraz liczby punktów obowiązywały w podanym roku publikacji)

L.p.	Czasopismo	Rok publikacji	Impact Factor	Punkty	Liczba publikacji	Łącznie IF	Łącznie punkty
1	IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement	2021	4,016	100	1	4,016	100
2	Energies	2021	3,004	140	2	6,008	280
3	Biomedical Signal Processing and Control	2021	3,880	140	1	3,880	140
4	IEEE Transactions on Power Delivery	2021	4,131	140	1	4,131	140
5	Energies	2020	3,004	140	1	3,004	140
6	IEEE Transactions on Industrial Electronics	2020	8,236	200	1	8,236	200
7	Journal of Electrical Engineering & Technology	2020	1,069	40	1	1,069	40
Suma:					8	30,344	1040

Tablica 4: Zestawienie liczby punktów dla wszystkich publikacji w recenzowanych czasopiśmie krajowych i zagranicznych nieujętych przez Journal Citation Reports (przedstawione liczby punktów obowiązywały w podanym roku publikacji)

L.p.	Czasopismo	Rok publikacji	Punkty	Liczba publikacji	Łącznie punkty
1	Przegląd Elektrotechniczny	2019	20	1	20
2	Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering	2019	5	2	10
3	Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej	2019	5	1	5
4	ITM Web of Conferences	2019	5	2	10
5	Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering	2017	9	1	9
Suma:				7	54

Tablica 5: Zestawienie liczby punktów dla wszystkich rozdziałów w monografiach

L.p.	Monografia (wydawnictwo)	Rok publikacji	Punkty za rozdział	Liczba rozdziałów	Łącznie punkty
1	Proceedings of the 13th International Conference on Measurement (IEEE)	2021	20	2	40
2	Proceedings of the 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE)	2020	20	2	40
3	V Konferencja Naukowo-Techniczna: Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych (PTPiREE)	2020	5	1	5
4	Proceedings of the 12th International Conference on Measurement (IEEE)	2019	20	1	20
5	Proceedings of the 11th International Conference on Measurement (IEEE)	2017	15	1	15
Suma:				7	120

Bazy naukowe

Poniżej przedstawiono analizy cytowań z najbardziej popularnych obecnie baz naukowych. Indeks Hirscha dla opublikowanych prac w ostatecznej formie wynosi: 5 na podstawie bazy Web of Science, 5 na podstawie bazy Scopus, 5 na podstawie Google Scholar.

Aktualnie w bazie Web of Science znajduje się 15 publikacji mojego autorstwa, w bazie Scopus znajduje się 15 publikacji mojego autorstwa, zaś w Google Scholar znajdują się 23 publikacje mojego autorstwa.

1. Scopus

This author profile is generated by Scopus [Learn more](#)

Kuwalek, P.

[Politechnika Poznańska](#), Poznan, Poland [Show all author info](#)

[57195411305](#) <https://orcid.org/0000-0002-8746-7767>

[Edit profile](#) [Set alert](#) [Save to list](#) [Potential author matches](#) [Export to SciVal](#)

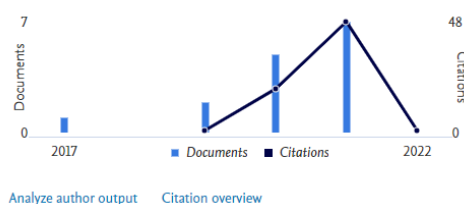
Metrics overview

15
Documents by author

69
Citations by 28 documents

5
h-index: [View h-graph](#)

Document & citation trends



Most contributed Topics 2016–2020

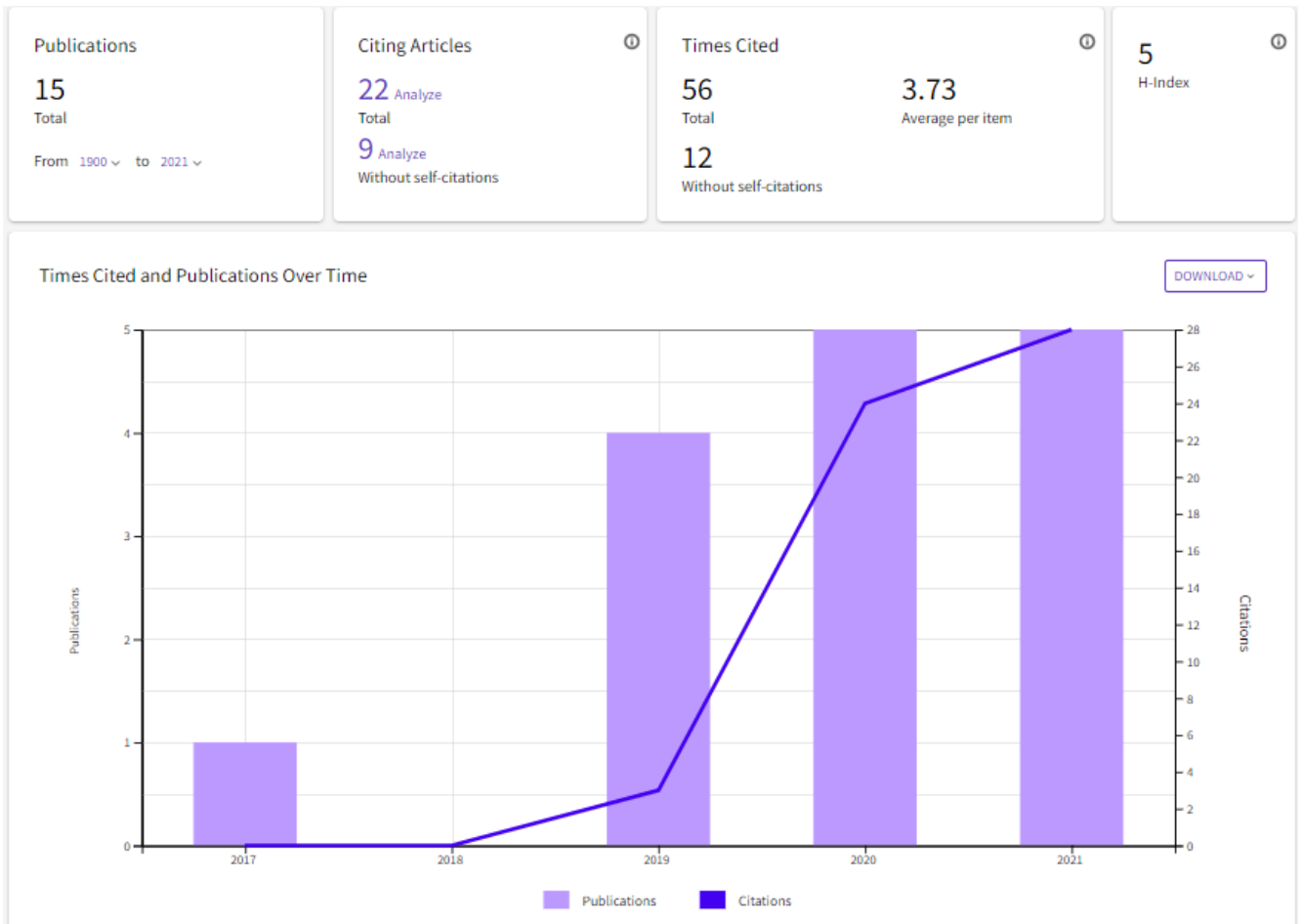
Arc Furnaces; Flicker; Power Quality
[6 documents](#)

Voltage Sag; Power Quality; Distribution System
[1 document](#)

Neuronal Network; Chaotic Oscillator; Synchronization
[1 document](#)

[View all Topics](#)

2. Web of Science



3. Google Scholar



Piotr Kuwalek FOLLOW

Poznan University of Technology
Verified email at doctorate.put.poznan.pl - [Homepage](#)
power quality evaluation signal processing

GET MY OWN PROFILE

Cited by	All	Since 2016
Citations	84	84
h-index	5	5
i10-index	3	3

Year	Citations
2019	5
2020	25
2021	55

TITLE	CITED BY	YEAR
Estimation of parameters associated with individual sources of voltage fluctuations P Kuwalek IEEE Transactions on Power Delivery 36 (1), 351-361	18	2020
AM modulation signal estimation allowing further research on sources of voltage fluctuations P Kuwalek IEEE Transactions on Industrial Electronics 67 (8), 6937-6945	15	2019
The application of kernel density estimation for aided the process of locating sources of voltage fluctuations P Kuwalek Przeład Elektrotechniczny 95 (8), 70-74	10	2019

4 Rozprawa doktorska

4.1 Tytuł rozprawy doktorskiej

Diagnostyka wahań napięcia ukierunkowana na identyfikację i lokalizację uciążliwych odbiorników w sieciach elektroenergetycznych

4.2 Cel rozprawy doktorskiej

Celem rozprawy doktorskiej jest opracowanie sposobu identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia w sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia o topologii promieniowej, z uwzględnieniem odbiorników zmieniających swój stan z częstotliwością większą od częstotliwości sieci (tj. 50 Hz w Europie).

4.3 Zestawienie opublikowanych i powiązanych tematycznie prac naukowo-badawczych tworzących rozprawę doktorską

Na osiągnięcie składają się następujące publikacje podane w kolejności chronologicznej począwszy od najnowszego:

1. **[En_2021] Piotr Kuwałek**, Selective Identification and Localization of Voltage Fluctuation Sources in Power Grids, *Energies*, 2021, vol. 14, no. 20, art. no. 6585, DOI: 10.3390/en14206585.
Punktacja MEiN (MNiSW): 140, IF: 3,004.
2. **[ICM_2021] Piotr Kuwałek**, Comparison of the Estimation Errors of Parameters Associated with Individual Voltage Fluctuations Sources using Selected Decomposition Methods, *Proceedings of the 13th International Conference on Measurement*, IEEE, Bratysława, Słowacja, 2021, pp. 101-104, DOI: 10.23919/Measurement52780.2021.9446782.
Punktacja MEiN (MNiSW): 20.
3. **[IEEE_TPD_2021] Piotr Kuwałek**, Estimation of Parameters Associated with Individual Sources of Voltage Fluctuations, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021, vol. 36, no. 1, pp. 351-361, DOI: 10.1109/TPWRD.2020.2976707.
Punktacja MEiN (MNiSW): 140, IF: 4,131.
4. **[IEEE_TIE_2020] Piotr Kuwałek**, AM Modulation Signal Estimation Allowing Further Research on Sources of Voltage Fluctuations, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2020, vol. 67, no. 8, pp. 6937-6945, DOI: 10.1109/TIE.2019.2935978.
Punktacja MEiN (MNiSW): 200, IF: 8,236.
5. **[ICHQP_2020] Piotr Kuwałek**, Increase of Diagnostic Capabilities of Voltage Fluctuation Indices, *Proceedings of the 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, IEEE, Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie, 2020, pp. 1-6, DOI: 10.1109/ICHQP46026.2020.9177887.
Punktacja MEiN (MNiSW): 20.
6. **[JEET_2020] Piotr Kuwałek**, Waldemar Jęsko, Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 2020, vol. 15, no. 2, pp. 601-609, DOI: 10.1007/s42835-020-00351-7.
Punktacja MEiN (MNiSW): 40, IF: 1,069, udział procentowy: 90%.
7. **[ZNWEAPG_2019] Piotr Kuwałek**, Identyfikacja Wybranych Parametrów Źródeł Wahań Napięcia z Wykorzystaniem Ulepszanej Empirycznej Transformaty Falkowej, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, 2019, vol. 66, pp. 33-36, DOI: 10.32016/1.66.06.
Punktacja MEiN (MNiSW): 5.

4.4 Opis publikacji wchodzących w skład rozprawy doktorskiej

Spis użytych skrótów i symboli

A1–A6	Zaproponowane algorytmy umożliwiające odtworzenie zmienności napięcia w sieci elektroenergetycznej ze wskaźników wahań napięcia.
A_i	Wartość średnia estymowanych kolejnych amplitud i -tej składowej sygnału modulującego AM w okresie dyskryminacji (z wyłączeniem wartości odstających).
AM	Modulacja amplitudowa (ang. <i>Amplitude Modulation</i>).
δ	Współczynnik wypełnienia określający cykl pracy źródła wahań napięcia.
δV	Amplituda pojedynczego wahania - zmiana wartości skutecznej kwalifikowana jako wahania napięcia.
ΔV_{10}	Wskaźnik - ekwiwalent wahań napięcia.
δV_{env}	Amplituda zmiany wartości obwiedni napięcia.
δU_{env}	Maksymalna amplituda zmiany wartości obwiedni napięcia w oknie dyskryminacji.
$\delta U_{x-y}, f_{x-y}$	Wskaźniki wahań napięcia.
dt	Chwile czasowe między kolejnymi zmianami napięcia wprowadzanymi przez algorytm odtwarzający zmienność napięcia.
ε	Błąd średniokwadratowy.
ESD	Demodulacja AM z estymacją sygnału nośnego.
EWT	Empiryczna Transformata Falkowa (ang. <i>Empirical Wavelet Transform</i>)
EEWT	Ulepszona Empiryczna Transformata Falkowa (ang. <i>Enhanced Empirical Wavelet Transform</i>).
f_c	Częstotliwość sieciowa (50 Hz lub 60 Hz) - częstotliwość sygnału nośnego dla modulacji AM bez tłumionej fali nośnej.
f_m	Częstotliwość podstawowa przypadkowego sygnału modulującego.
f_{m_i}	Częstotliwość podstawowa i -tego składowego sygnału modulującego skojarzona z częstością zmian stanu i -tego źródła zakłóceń.
$f_{m_i c}$	Estymowana częstotliwość podstawowa i -tego komponentu sygnału modulującego AM napięcie.
FD	Demodulator w torze sygnałowym IEC flickermetru.
FFT	Szybka Transformata Fouriera (ang. <i>Fast Fourier Transform</i>)
FT_n	Płaskie wierzchołki widma sygnału poddanego procesowi regularyzacji z użyciem filtracji OSF.
HD	Demodulator SOI Hilberta.
IEC	Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (ang. <i>International Electrotechnical Commission</i>).

k	Amplituda wypadkowego sygnału modulującego.
k_i	Amplituda i -tego składowego sygnału modulującego.
$k_{i c}$	Estymowana amplituda i -tego komponentu sygnału modulującego AM napięcie.
$k_{i c}^{(j)}$	Estymowana j -ta amplituda i -tej składowej sygnału modulującego AM w okresie dyskryminacji (dla sygnałów okresowych $k_{i c}^{(j)} = k_{i c} = \text{const}$).
l	Odległość od stacji elektroenergetycznej.
l_{P_i}	Odległość punktu zasilania i -tego źródła zakłóceń od stacji elektroenergetycznej.
N	Liczba komponentów uzyskanych w procesie dekompozycji z użyciem EEWT.
nN	Niskie napięcie.
ω_n	Granice segmentacji widma analizowanego sygnału.
OSF	ang. <i>Order Statistical Filter</i>
P_i	i -ty punkt zasilania odbiorników w sieci elektroenergetycznej.
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania oświetlenia.
P_{stc}	Wskaźnik krótkookresowego migotania oświetlenia wyznaczony dla zmienności napięcia odtworzonej ze wskaźników wahań napięcia.
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania oświetlenia.
Φ_n	Empiryczna funkcja skalująca.
Ψ_n	Empiryczna falka Meyera.
SOI	Skończona Odpowiedź Impulsowa.
SR	Szybkość zmian wartości skutecznej napięcia lub szybkość zmian wartości obwiedni napięcia.
SSR	Przełącznik statyczny (ang. <i>Solid-State Relay</i>).
ŚN	Średnie napięcie.
T	Okres podstawowy sygnału.
T_m	Okres podstawowy wypadkowego sygnału modulującego.
$u(t)$	Wartości chwilowe napięcia w sieci elektroenergetycznej, sygnał zmodulowany AM.
$u_c(t)$	Sygnał nośny, sygnał sinusoidalny o parametrach znamionowych.
$u_{env}(t)$	Obwiednia napięcia.
$u_{mod}(t)$	Wypadkowy sygnał modulujący AM napięcie w sieci - sygnał skojarzony z wypadkowym oddziaływaniem wszystkich źródeł zakłóceń w danej sieci elektroenergetycznej.
$u_{modi}(t)$	i -ta składowa sygnału modulującego skojarzona z oddziaływaniem i -tego źródła wahań napięcia.
$\tilde{u}_i(t)$	Wielomian Hermite'a.

$U(t)$	Zmienna w czasie chwilowa wartość skuteczna napięcia.
U_c	Wartość skuteczna sygnału nośnego.
$U_{env_{min}}$	Wartość minimalna obwiedni napięcia.
$U_{env_{avg}}$	Wartość średnia obwiedni napięcia.
$U_{env_{max}}$	Wartość maksymalna obwiedni napięcia.
U_m	Amplituda sygnału nośnego.
$w(t)$	Wielomian Lagrange'a.
$W_4/W_3/W_{P_{st}}$	Globalne miary jakości energii elektrycznej wyznaczone na podstawie P_{st}/P_{lt} .
$wg(t)$	Funkcja wagowa określona dla błędu średniokwadratowego.

4.4.1 Wprowadzenie

Intensywny rozwój świadczenia usług dostarczania energii elektrycznej spowodował, że na mocy ustawy [1] odwołującej do rozporządzenia Ministra Gospodarki [2], istnieje wymóg, który gwarantuje dostarczenie przez dystrybutora energii elektrycznej o pewnym standardzie. Jednym z najczęściej występujących zakłóceń pogarszających jakość energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej są wahania napięcia [3]. Mimo powszechnego występowania tego zjawiska, wciąż nie ma ono ścisłej definicji w literaturze naukowej i technicznej. Przykłady różnych definicji wahań napięcia, to m.in.:

- Wahania napięcia to seria zmian lub ciągła zmienność wartości skutecznej lub amplitudy napięcia [4]. [5] ponadto zakłada, że zmiana napięcia (klasyfikowana jako wahanie) nie może powodować wystąpienia napięcia o wartości mniejszej od 90% znamionowej wartości skutecznej napięcia. Niepełnienie tego warunku powoduje sklasyfikowanie zmiany napięcia jako zapadu.
- Wahania napięcia to seria zmian napięcia albo cykliczna zmiana obwiedni napięcia [6].
- Wahania napięcia to cykliczna zmienność napięcia o amplitudzie nieprzekraczającej 10% (bez sprecyzowania wielkości opisującej napięcie) [7].
- Wahania napięcia to regularna zmienność obwiedni napięcia lub seria przypadkowych zmian napięcia, których amplituda normalnie nie przekracza powyżej 1,1 i poniżej 0,9 wartości określonych w ANSI C84.1 [8]. Zwrócono uwagę na różnicę pomiędzy wahaniami napięcia a zjawiskiem uciążliwego migotania oświetlenia - flicker.
- Wahania napięcia to szybkie zmiany wartości skutecznej napięcia, które u odbiorców energii elektrycznej powstają na skutek występowania w sieciach elektroenergetycznych tzw. niespokojnych odbiorników energii elektrycznej. Odbiorniki niespokojne pobierają zmienny (co do wartości skutecznej) prąd, który wywołuje zmienne spadki napięcia w sieciach zasilających te odbiorniki, a te sprawiają, że napięcia u innych odbiorców energii elektrycznej ulegają zmianom (wahaniom) [9].
- Wahania napięcia to zmiany amplitudy napięcia o czasie dłuższym od okresu napięcia, dla którego rozważane są te wahania [10].

Jedną z najczęściej wykorzystywanych definicji określa Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna IEC (ang. *International Electrotechnical Commission*), która definiuje wahania napięcia jako szybkie zmiany wartości skutecznej lub amplitudy napięcia. Na potrzeby pracy przyjęto definicję wahań napięcia jako zmienność obwiedni [8] w celu uwzględnienia źródeł szybkozmiennych. Przyjęta definicja jest zgodna z definicją IEC dla sztywnej sieci elektroenergetycznej. W praktyce do oceny wahań napięcia wykorzystywane jest wiele miar takich jak np.:

- wskaźnik krótkookresowego P_{st} [11] i długookresowego P_{lt} [12] migotania oświetlenia,
- wskaźnik ΔV_{10} [13],
- wskaźniki wahań napięcia $(\delta U_{x-y}, f_{x-y})$ [14],
- maksymalne/średnie(zagregowane)/minimalne wartości skuteczne napięcia.

W Europie najczęściej stosowane są wskaźniki P_{st}/P_{lt} , które de facto dokonują oceny skutków wahań napięcia w postaci uciążliwego migotania oświetlenia - flickera [15], a nie samego zjawiska. Na podstawie P_{st}/P_{lt} wyznaczane są globalne miary jakości energii W_4 [16]/ W_3 [17]/ $W_{P_{st}}$ [18]. Obecnie w sieci elektroenergetycznej przedstawione miary wahań napięcia są najczęściej rejestrowane przez analizatory jakości energii elektrycznej zainstalowane u dużego konsumenta energii elektrycznej lub przez operatora w momencie rozpatrzenia skargi dotyczącej jakości energii elektrycznej. Warto zauważyć, że skutki wahań napięcia są jedną z najczęstszych przyczyn skarg (dotyczących jakości energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych) zgłaszanych przez konsumenta energii elektrycznej. Jednym z dominujących skutków wahań napięcia jest zjawisko uciążliwego migotania oświetlenia, które w niesprzyjających warunkach indukuje stany depresyjne lub epileptyczne. Nasilenie migotania zależy od parametrów wahań napięcia, właściwości źródeł światła (najbardziej podatne na wahania napięcia są źródła inkadescencyjne i wyładowcze [19, 20], zaś LED w zależności od sposobu ich zasilania [21, 22]), warunków środowiskowych oraz indywidualnej wrażliwości odbiorcy bodźców świetlnych. Problematyka dotycząca wahań napięcia i uciążliwości migotania oświetlenia jest przedmiotem wielu badań naukowych [23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31]. Wahania napięcia mogą również powodować niepoprawną pracę innych odbiorników zasilanych z tej samej sieci co źródło zakłóceń [32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40]. Stąd, ważne jest zlokalizowanie źródeł wahań napięcia, celem eliminacji wywoływanych przez nich zaburzeń.

Obecnie, działania służące minimalizacji wahań napięcia w sieci elektroenergetycznej, podejmowane są w przypadku zgłoszenia skargi przez konsumenta energii elektrycznej do dostawcy energii elektrycznej. W takim przypadku, występuje konieczność identyfikacji, a następnie lokalizacji niespokojnych odbiorników w sieci elektroenergetycznej. Przez identyfikację rozumie się wskazanie wybranych cech (właściwości) źródeł zaburzeń (np. częstość zmian jego stanu), zaś przez lokalizację rozumie się wskazanie punktu zasilania uciążliwego odbiorcy w sieci elektroenergetycznej. W literaturze dominują jednopunktowe metody identyfikacji/lokalizacji źródeł zaburzeń, takiej jak np.:

- korelacja zmian P_{st} i mocy i/lub prądu [14, 41, 42],
- badanie kierunku przepływu mocy interharmonicznej [43],
- analiza mocy wahań napięcia [44, 45],
- ocena nachylenia charakterystyki napięciowo-prądowej [46].

Jednakże w większości przypadków umożliwiają one jedynie wskazanie strony, która jest głównym źródłem zakłóceń w sieci. Do lokalizacji głównego źródła wahań napięcia w sieci, konieczne jest często wieloetapowe postępowanie iteracyjne. Większymi możliwościami diagnostycznymi cechują się metody wielopunktowe, takie jak np.:

- analiza zmienności napięcia δV [47, 48],
- skojarzenie analizy zmienności wahań napięcia ze zmiennością prądów [49, 50],
- analiza emisji flickera w poszczególnych punktach sieci [51],
- metoda bazująca na wielowarstwowej sieci neuronowej i transformacie S [52] lub dyskretnej transformacie falkowej [53],
- metoda gradientów amplitudy napięcia [54].

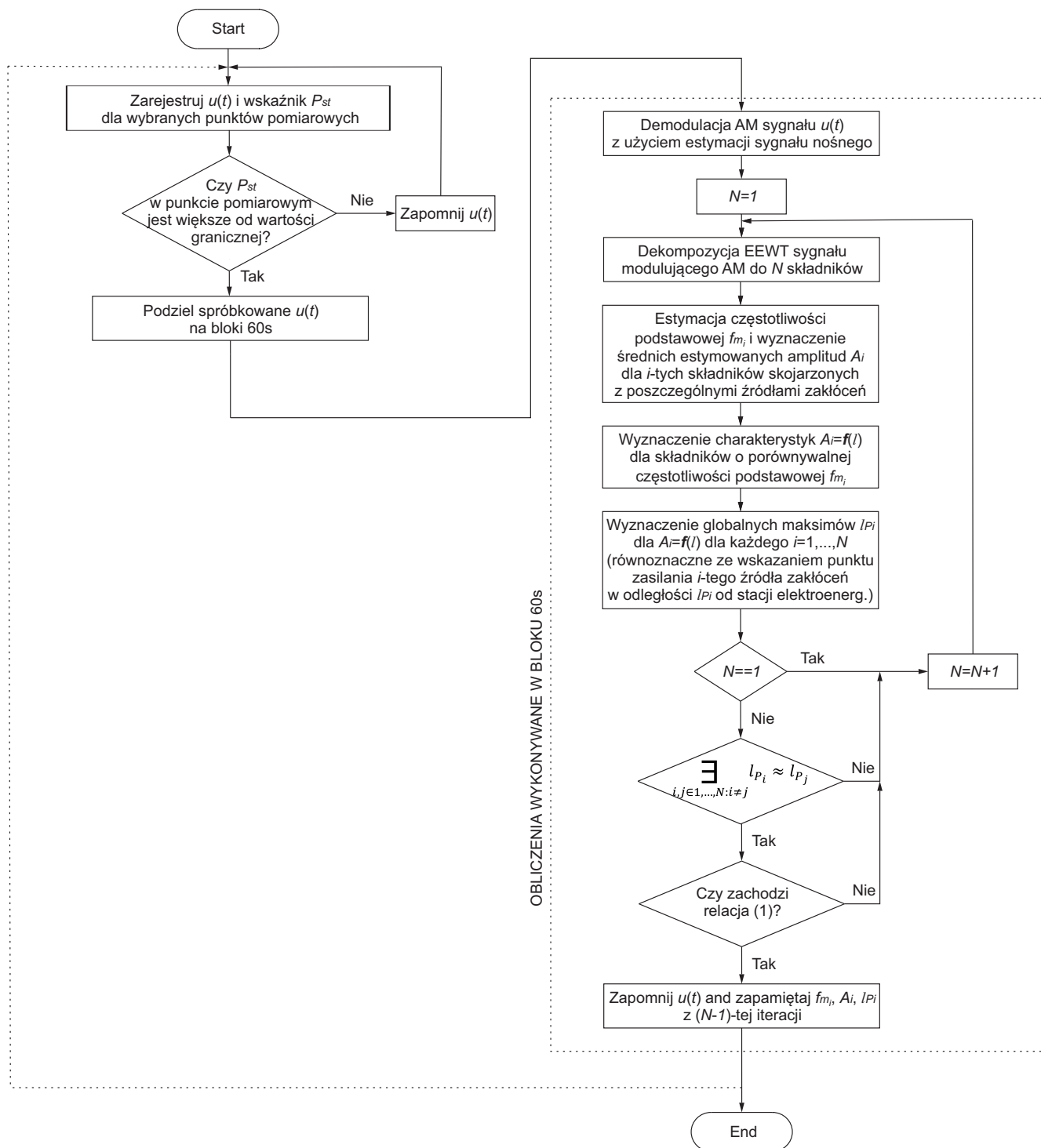
Metody wielopunktowe z użyciem symultanicznych pomiarów w sieci elektroenergetycznej, stwarzają bezpośrednią możliwość wskazania punktu zasilania głównego źródła zaburzeń. W przypadku wystąpienia większej liczby źródeł zakłóceń, zidentyfikowanie/zlokalizowanie poszczególnych niespokojnych odbiorników na podstawie jednego okresu pomiarów symultanicznych, możliwe jest dopiero po wyeliminowaniu głównego źródła zakłóceń. Ponadto, żadne obecne rozwiązanie dostępne w literaturze nie stwarza możliwości zidentyfikowania źródeł wahań napięcia, które zmieniają swój stan z częstotliwością większą niż częstotliwość sieciowa f_c (np. urządzenia energoelektroniczne). Tego typu źródła zaburzeń mogą wywoływać zjawisko uciążliwego migotania oświetlenia, ponieważ w procesie demodulacji IEC flickermetru [55] odzwierciedlającej źródło światła, składowe sygnału modulującego o częstotliwości f_{m_i} (skojarzonej z źródłem zaburzeń) w paśmie $f_c \div 3f_c$ stają się składnikiem flickera o częstotliwości $|2f_c - f_{m_i}|$. Istniejące w literaturze metody identyfikacji źródeł zakłóceń nie rozróżniają źródeł wolnozmiennych (zmieniających swój stan z częstością mniejszą niż f_c) od źródeł szybkozmiennych (zmieniających swój stan z częstością większą niż f_c). Przykładowo w przypadku wystąpienia dwóch źródeł zakłóceń zmieniających swój stan z częstością f_{m_i} oraz $2f_c + f_{m_i}$, to obecnie dostępne rozwiązania w literaturze będą te dwa źródła identyfikować jako jedno źródło i wskażą jedynie punkt zasilania uciążliwego odbiorcy bardziej oddalonego od stacji elektroenergetycznej.

Uwzględniając przedstawioną problematykę, opracowano kompleksowe narzędzie do diagnostyki wahań napięcia, które umożliwia identyfikację (wskazanie liczby istotnych źródeł zakłóceń, estymację częstości zmian stanu poszczególnych niespokojnych odbiorników oraz amplitudy wywołanych przez nich wahań napięcia w poszczególnych punktach sieci) i lokalizację (wskazanie punktu zasilania poszczególnych źródeł zakłóceń) źródeł wahań napięcia z uwzględnieniem odbiorników zmieniających swój stan z częstością większą od częstotliwości sieci. Opracowana metoda jest złożona koncepcyjnie, ale jej implementacja w istniejącej infrastrukturze inteligentnych liczników umożliwiłaby automatyczną identyfikację i lokalizację źródeł wahań napięcia w czasie rzeczywistym bez dodatkowej wiedzy eksperckiej.

4.4.2 Algorytm selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia

Zaproponowany w [En.2021] algorytm selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł zmienności napięcia przedstawiono na rys. 1. Przez selektywność rozumie się identyfikację i lokalizację wielu źródeł wahań napięcia występujących w tym samym czasie na podstawie jednego symultanicznego okresu pomiarowego. Proponowane podejście składa się z trzech głównych kroków i wykonywane jest w procesie iteracyjnym dla 1-minutowych interwałów. W każdej iteracji, w pierwszej kolejności dokonywana jest estymacja rzeczywistego sygnału modulującego AM z użyciem demodulatora AM bazującego na estymacji sygnału nośnego [IEEE_TIE_2020]. W drugiej kolejności estymowany sygnał modulujący AM napięcie poddawany jest dekompozycji z użyciem ulepszonej empirycznej transformaty falkowej (EWT) na N składowych. Dla poszczególnych i -tych składowych wyznaczana jest częstotliwość podstawowa f_{m_i} oraz średnia z amplitud zmian napięcia A_i (z wykluczeniem wartości odstających) [IEEE_TPD_2021]. Częstotliwość podstawowa f_{m_i} jest wyznaczana jako maksimum globalne widma funkcji autokorelacji i -tego sygnału składowego. W przypadku zaszumionych niestacjonarnych sygnałów składowych, estymacja częstotliwości podstawowej powinna być wykonywana dla widma poddanego procesowi regularyzacji z użyciem średniej ruchomej. Amplitudy zmian ($k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots$) i -tego sygnału składowego wyznaczane są jako połowa różnicy między wartościami lokalnych ekstremów oddalonych od siebie o okres czasu równy co najmniej $1/(1.5f_{m_i})$. Dobranie zapasu odległości między sąsiednimi ekstremami wynika z faktu, iż w rzeczywistości źródła wahań napięcia zmieniają swój stan quasiokresowo, a więc f_{m_i} jest uśrednioną częstotliwością podstawową. Lokalnie zmiany mogą występować z pewną odchyłką od wyznaczonego estymatora f_{m_i} . Do selektywnej identyfikacji źródeł zaburzeń wykorzystywana jest średnia A_i (z wykluczeniem wartości odstających) amplitud zmian ($k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots$) i -tego sygnału składowego po filtracji z użyciem filtra średniej ruchomej o częstotliwości odcięcia równej $2f_{m_i}$. Uśrednianie z wykluczeniem wartości odstających ma na celu uwzględnić losowy charakter rzeczywistych źródeł wahań napięcia oraz wykluczać lokalne zmiany wynikające z procesów łączeniowych. W ostatnim kroku przeprowadzana jest selektywna identyfikacja źródeł zmienności napięcia poprzez ocenę propagacji sygnału składowego, zakładając, że

propagacja komponentu sygnału modulującego przebiega w ten sam sposób co propagacja wypadkowej zmienności napięcia w sieci elektroenergetycznej (wypadkowego sygnału modulującego) [47, 49].



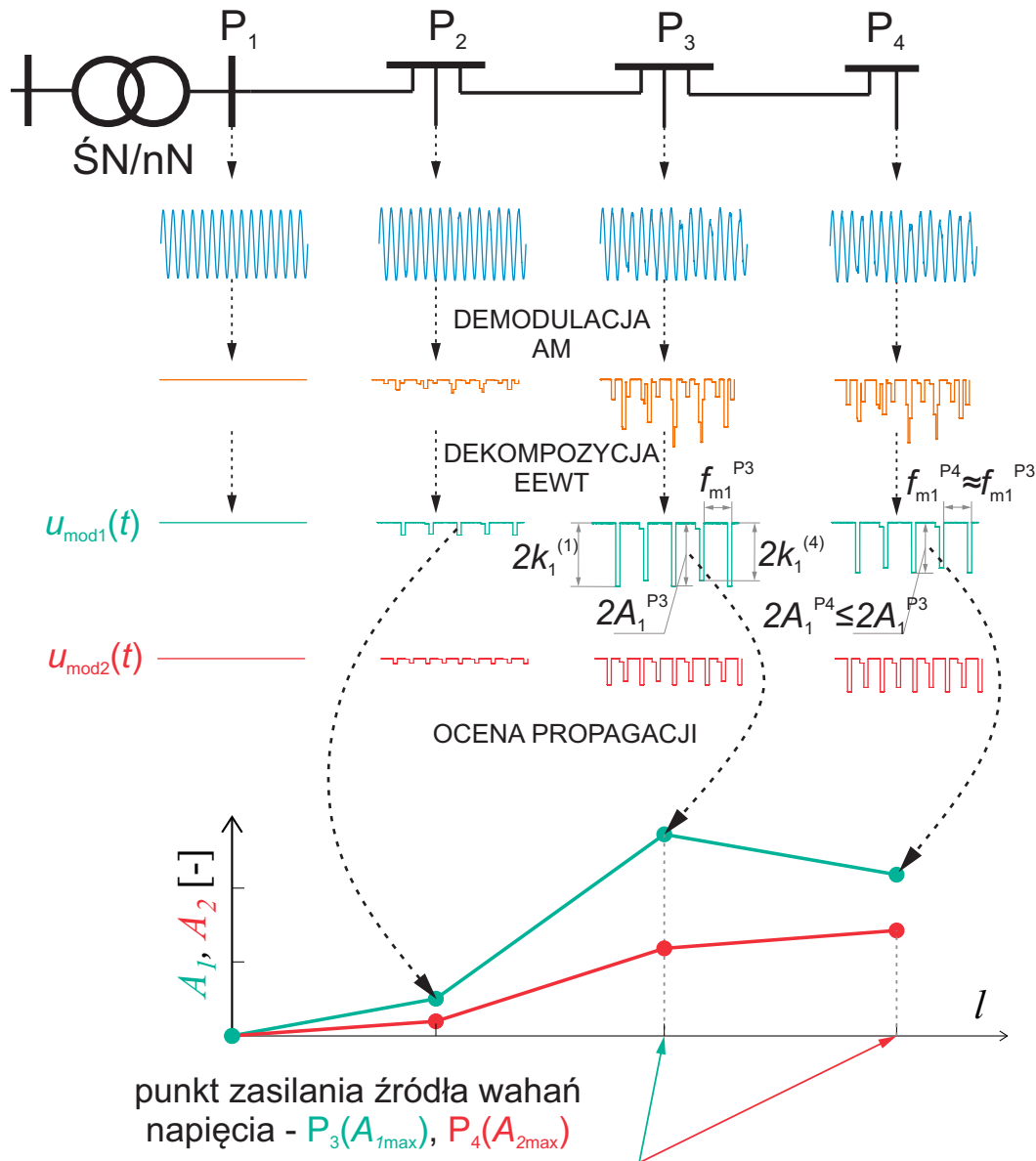
Rysunek 1: Schemat blokowy algorytmu selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia [En_2021]

Proces iteracyjny rozpoczyna się od $N=1$ (ilość sygnałów uzyskanych w procesie dekompozycji, które skojarzone są z poszczególnymi źródłami wahań napięcia) i powtarza się go zwiększając N do momentu, aż którekolwiek dwa sygnały składowe spośród N sygnałów wskażą ten sam punkt zasilania. W procesie lokalizacji punktów zasilania uciążliwych odbiorców istotna jest $N-1$ iteracja. Z kolei do procesu iden-

tyfikacji (rozpoznania) źródeł zaburzających, można wykorzystać N -tą iterację (lub wykonywać kolejne iteracje z zwiększeniem N), pod warunkiem, że dla częstotliwości podstawowych dwóch dowolnych sygnałów składowych, których ocena propagacji prowadzi do wskazania tego samego punktu, nie zachodzi następująca relacja:

$$\exists_{i,j \in 1, \dots, N: (i \neq j \wedge l_{P_i} \approx l_{P_j})} \{ f_{m_i} = |2f_c - f_{m_j}| \vee f_{m_i} = n f_{m_j} \} \quad (1)$$

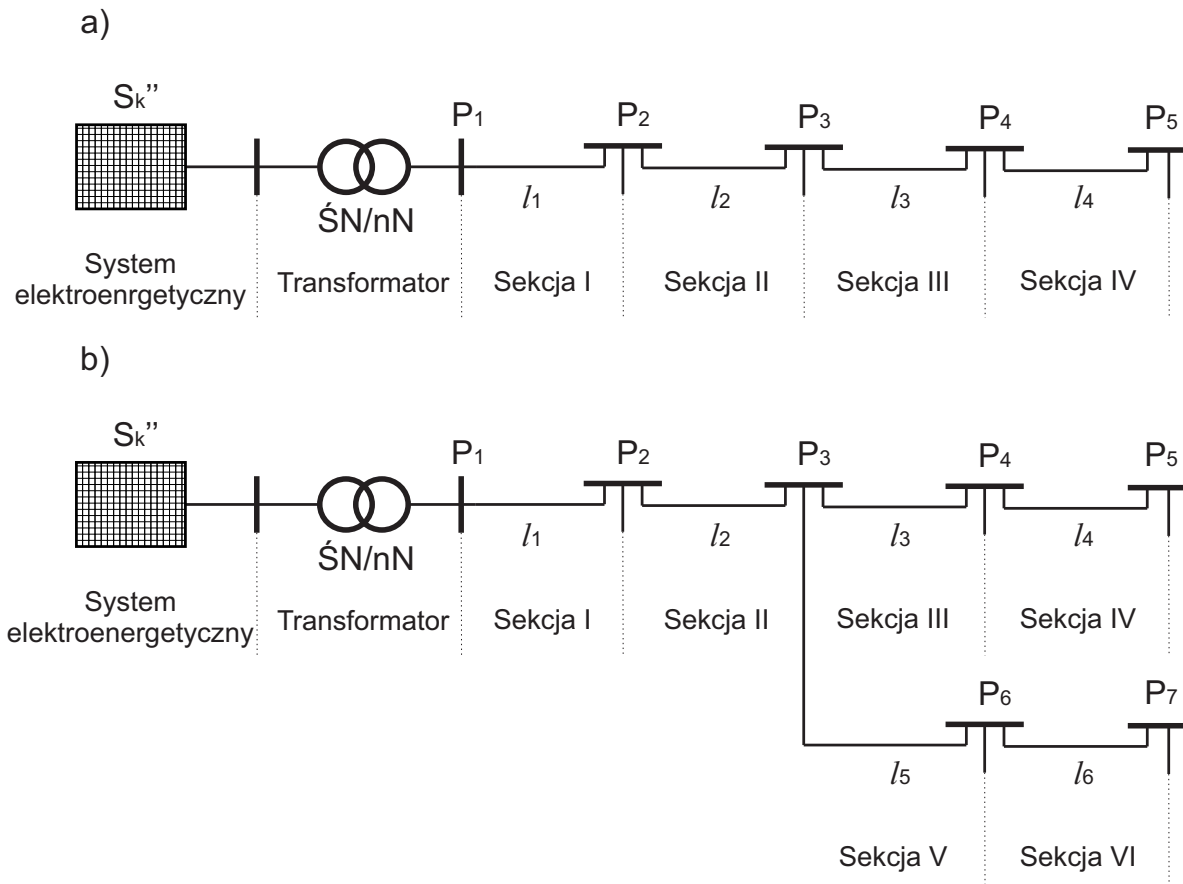
gdzie: $n \in 1, 2, 3, 4, 5$, f_c to częstotliwość sieciowa, tj. 50 Hz lub 60 Hz. Relacja opisana przez zależność (1) dla częstotliwości podstawowych dwóch dowolnych sygnałów składowych f_{m_1} i f_{m_2} , których ocena propagacji prowadzi do wskazania tego samego punktu, może być związana z błędem estymacji sygnału nośnego, lub błędnym (nadmiarowym) zdekomponowaniem sygnału modulującego. Graficzne przedstawienie procesu selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł zmienności napięcia przedstawiono na rys. 2



Rysunek 2: Graficzna reprezentacja procesu selektywnej lokalizacji źródeł wahań napięcia [En_2021]

Algorytm przeprowadza selektywną identyfikację niespokojnych odbiorników na podstawie symultanicznie wykonanych rejestracji wartości chwilowych napięcia z częstotliwością próbkowania co najmniej 12 kHz dla okresu rejestracji w którym wystąpiło oddziaływanie źródła zaburzającego. Wybór okresu rejestracji można dokonać poprzez monitorowanie wybranego wskaźnika wahań napięcia. W [En_2021] rozważono przede wszystkim sieć niskiego napięcia o topologii radialnej z rozgałęzieniami (topologia najpowszechniej stosowana w sieciach niskiego napięcia). Dlatego przyjęto wyznaczenie okresu rejestracji i przechowywania próbek napięcia w przypadku, gdy wartość wskaźnika krótkotrwałego migotania oświetlenia P_{st} na końcu linii osiągnęła wartość większą niż 0.8. Przyjęta wartość graniczna wynika z faktu, iż dopuszczalna wartość graniczna wskaźnika P_{st} w sieci niskiego napięcia wynosi 1.0 oraz uwzględniając sytuację wystąpienia źródła zakłóceń na początku linii elektroenergetycznej, dla której z uwagi na pojemnościowy charakter linii może dojść do tłumienia wahań napięcia, skutkującego zmniejszeniem wartości P_{st} na końcu linii. W przyszłości wybór okresu rejestracji może być wykonywany automatycznie poprzez wykorzystanie infrastruktury inteligentnych liczników, które w ramach wydzielonej struktury sieci elektroenergetycznej będą symultanicznie rejestrować wartości chwilowe napięcia i przechowywać je w 10 min interwałach w przypadku, gdy wskaźnik P_{st} na końcu linii osiągnie wartość zadaną. Dla zarejestrowanych próbek napięcia wywołany zostanie algorytm przedstawiony na rys. 1, po czym urządzenia mogą usunąć z pamięci zarejestrowane próbki napięcia i przechowywać w pamięci jedynie wynik działania proponowanego algorytmu.

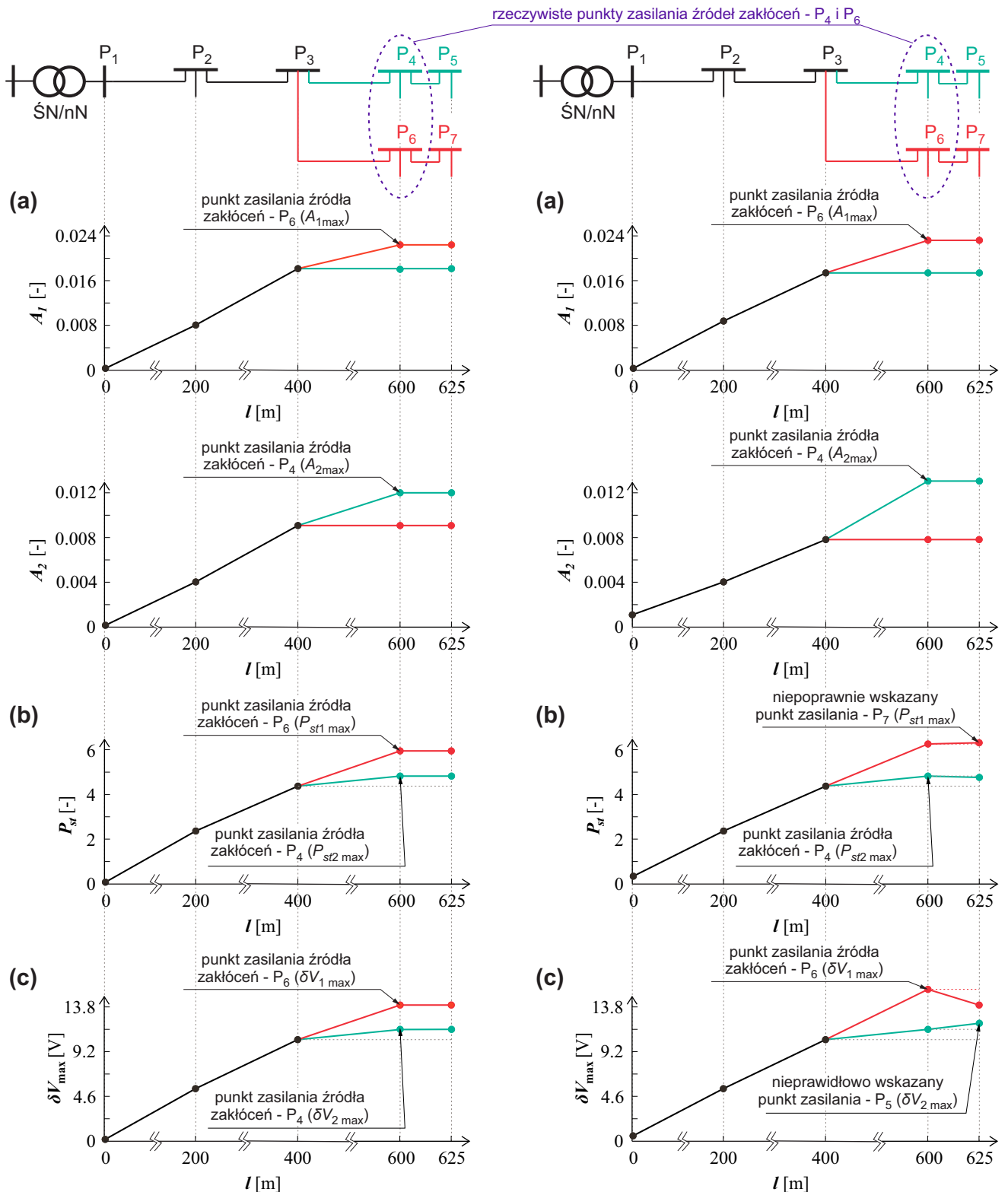
W [En_2021] zawarto również wyniki weryfikacji proponowanego rozwiązania. Weryfikację wykonano w numerycznych badaniach symulacyjnych na modelu sieci niskiego napięcia w programie MATLAB/SIMULINK oraz w badaniach eksperymentalnych w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia. Na rys. 3 przedstawiono rozważaną w weryfikacji sieć niskiego napięcia o topologii promieniowej oraz promieniowej z odgałęzieniami.



Rysunek 3: Sieć niskiego napięcia o topologii: a) promieniowej, b) promieniowej z odgałęzieniami [En_2021]

WYNIKI BADAŃ SYMULACYJNYCH
DLA MODELU SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ
W PROGRAMIE MATLAB/SIMULINK

WYNIKI BADAŃ EKSPERYMENTALNYCH
W RZECZYWISTEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ
(SIEĆ NISKIEGO NAPIĘCIA)



Rysunek 4: Porównanie proponowanego podejścia (oznaczonego jako (a)) z innymi metodami dostępnymi w literaturze (metoda wykorzystująca analizę statystyczną zmian wartości skutecznej δV oznaczona jako (b) oraz metoda wykorzystująca analizę statystyczną wskaźnika P_{st} oznaczona jako (c)) dla wybranej sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia (wariant symulacyjny i eksperymentalny) [En_2021]

W weryfikacji eksperymentalnej, źródłem zakłóceń był konwekcyjny układ grzewczy o mocy 3 kW z układem sterowania SSR-TRIAC (kluczującym pracę układu grzewczego z częstotliwością do 50 Hz) oraz konwekcyjno-radiacyjny układ grzewczy o mocy 2 kW z układem sterowania SSR-MOSFET (kluczującym pracę układu grzewczego z częstotliwością do 150 Hz). W weryfikacji symulacyjnej zamodelowano źródła zmienności napięcia jak w weryfikacji eksperymentalnej, celem porównania wyników badań symulacyjnych i eksperymentalnych. W badaniach źródła zakłóceń zasilano jednofazowo, a więc wszystkie wyniki przedstawione w [En_2021] ograniczono tylko do fazy w której wystąpiło zakłócenie. Przedstawione podejście w analogiczny sposób przeprowadza się w pozostałych fazach w przypadku wystąpienia w nich zmienności napięcia. Ponadto w symulacji zamodelowano losowe oddziaływanie innych odbiorników zasilanych z tej samej sieci, poprzez losowe załączenie i wyłączenie odbiorników o mocy do 1 kW w poszczególnych punktach sieci P₁-P₇. Na rys. 4 przedstawiono graficzną reprezentację pozwalającą na porównanie proponowanego podejścia z innymi metodami stosowanymi w praktyce dla wybranej sieci elektroenergetycznej. Przedstawiona reprezentacja graficzna pozwala również na porównanie wyników numerycznych badań symulacyjnych dla modelu sieci elektroenergetycznej w programie MATLAB/SIMULINK z wynikami badań eksperymentalnych w rzeczywistej sieci energetycznej (sieć niskiego napięcia).

4.4.3 Blok demodulacji AM

W celu umożliwienia identyfikacji źródeł wahań napięcia zmieniających swój stan z częstością większą od częstotliwości sieci, konieczna jest estymacja rzeczywistego sygnału modulującego AM napięcie w sieci elektroenergetycznej. Stąd, w [IEEE_TIE_2020] zaproponowano nową metodę demodulacji AM wykorzystującą estymację sygnału nośnego.

W ogólności, celem modulacji jest transformacja (proces modulacji) komunikatu $u_{\text{mod}}(t)$ (wpływ obciążeń zakłócających) na inny sygnał $u(t)$ (sygnał napięcia w sieci elektroenergetycznej). Transformacja musi być odwracalna, aby $u_{\text{mod}}(t)$ można było wyznaczyć (proces demodulacji) dokładnie z $u(t)$. Zmodulowany sygnał AM bez tłumionej fali nośnej ma postać [56]:

$$u(t) = [1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)] \cdot u_c(t), \quad (2)$$

gdzie: k jest dodatnią stałą zwaną czułością amplitudową modulatora (amplitudą sygnału modulującego), $u_c(t)$ jest falą nośną. Dla sygnału opisanego równaniem (2) definiuje się obwiednię sygnału jako [56]:

$$u_{\text{env}}(t) = U_m |1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)|, \quad (3)$$

gdzie U_m jest amplitudą sygnału nośnego. W procesie identyfikacji parametrów źródeł wahań napięcia, w przypadku braku odkształceń przebiegu napięcia w sieci elektroenergetycznej, sygnałem nośnym jest sygnał dany równaniem [IEEE_TIE_2020]:

$$u_c(t) = \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t), \quad (4)$$

gdzie np. dla sieci niskiego napięcia U_c i f_c wynosi odpowiednio 230 V i 50 Hz. Gdyby przebieg napięcia w sieci nie byłby odkształcony, to możliwa byłaby skuteczna demodulacja AM z użyciem funkcji secans. W takim przypadku, zakładając że modulacja amplitudy w dziedzinie czasu dana jest zależnością (2) oraz sygnał nośny dany jest równaniem (4), to zachodzi przybliżona równość [IEEE_TIE_2020]:

$$k \cdot u_{\text{mod}}(t) \approx \begin{cases} \frac{u(t) \sec(2\pi f_c t)}{\sqrt{2}U_c} - 1 & t : \cos(2\pi f_c t) \neq 0 \\ w(t) & t : \cos(2\pi f_c t) = 0 \end{cases}, \quad (5)$$

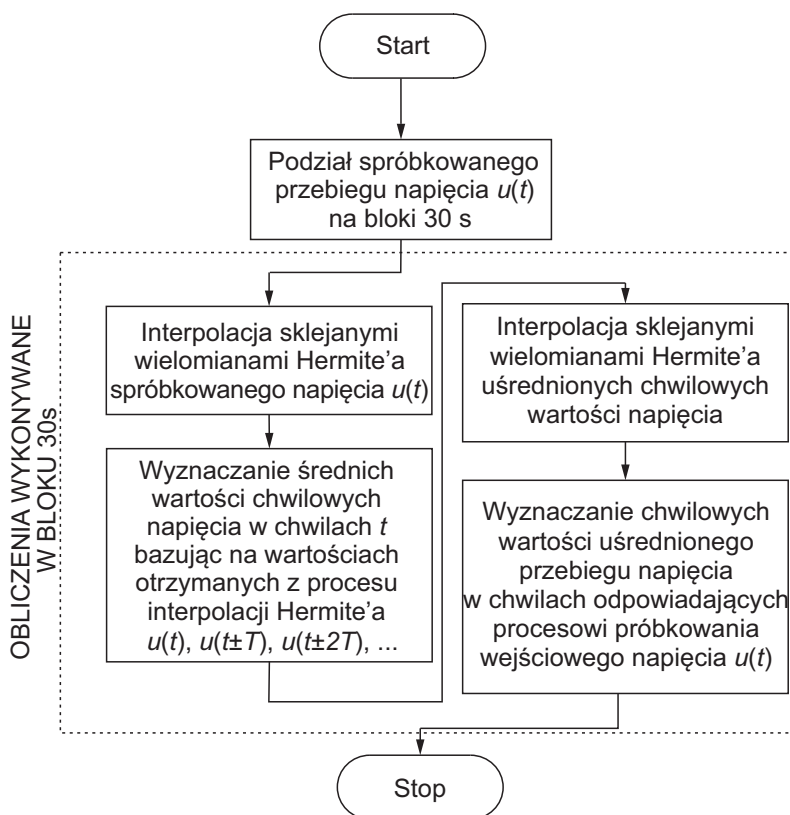
gdzie: $w(t)$ jest wielomianem Lagrange'a stopnia co najmniej pierwszego, bazującego na punktach należących zarówno do sąsiedztwa prawo- jak i lewostronnego otoczenia punktu osobliwego. Dla przykładu dyskretnego, który spełnia założenia wstępne oraz gdy wartości próbek zostały pobrane w chwilach czasowych, takich że $\cos(2\pi f_c t) \neq 0$, to zachodzi równość [IEEE_TIE_2020]:

$$\begin{aligned} \sqrt{2}U_c [1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)] &= u(t) \sec(2\pi f_c t) = \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)] \sec(2\pi f_c t) = \\ &= \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)] \frac{1}{\cos(2\pi f_c t)} = u_{\text{env}}(t), \end{aligned} \quad (6)$$

umożliwiająca wyznaczenie $u_{env}(t)$, bądź równość [IEEE_TIE_2020]:

$$\begin{aligned} k \cdot u_{\text{mod}}(t) &= u(t) \frac{\sec(2\pi f_c t)}{\sqrt{2}U_c} - 1 = \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)] \frac{\sec(2\pi f_c t)}{\sqrt{2}U_c} - 1 = \\ &= \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t)] \frac{1}{\sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t)} - 1 = 1 + k \cdot u_{\text{mod}}(t) - 1 = k \cdot u_{\text{mod}}(t), \end{aligned} \quad (7)$$

umożliwiająca wyznaczenie sygnału modulującego. Jeżeli próbki zostały pobrane w chwilach czasowych, takich że $\cos(2\pi f_c t) = 0$, to przy oszacowaniu wartości w tych punktach z wykorzystaniem interpolacji wielomianowej, możliwe jest odtworzenie sygnału modulującego. Błąd interpolowania wartości dla punktów osobliwych funkcji secans jest pomijalnie mały. Stąd, niedokładność demodulacji będzie bezpośrednio zależna od poziomu odkształcenia napięcia zasilającego. W celu skutecznej demodulacji AM umożliwiającej estymację sygnału modulującego o częstotliwości większej od nośnej dla rzeczywistego odkształconego przebiegu napięcia, wprowadzono modyfikację demodulacji z funkcją secans, polegającą na dokonaniu estymacji rzeczywistego przebiegu nośnego. W konsekwencji sprowadza się to, do dzielenia odpowiednich wartości chwilowych sygnału modulującego przez wartości chwilowe estymowanego sygnału nośnego. Pominięte zostaje dzielenie przez zero, dla którego wartość oszacowuje się z wykorzystaniem interpolacji Lagrange'a. Z równania (2) wynika, że po przeprowadzeniu procesu modulacji AM, wartości chwilowe napięcia oddalone od siebie o całkowitą wielokrotność okresu podstawowego będą oscylowały wokół odpowiedniej wartości chwilowej przebiegu nośnego powiększonej o wartość średnią sygnału modulującego. Wykorzystując ten fakt, jako estymator sygnału nośnego przyjęto uśredniony sygnał zmodulowany zgodnie z algorytmem przedstawionym na rys. 5.



Rysunek 5: Algorytm przybliżania sygnału nośnego uśrednionym przebiegiem zmodulowanym [IEEE_TIE_2020]

Przedstawiony proces można również zrealizować w ruchomym bloku 30s. Podział na 30s bloki umożliwia uwzględnienie wahań napięcia o małej wartości częstotliwości. Interpolacja ma na celu wyeliminowanie sytuacji w której w okresie pobierana jest różna ilość próbek, bądź sytuacji w której próbki pobierane są w odstępach niebędących całkowitą wielokrotnością okresu podstawowego. Zaproponowano

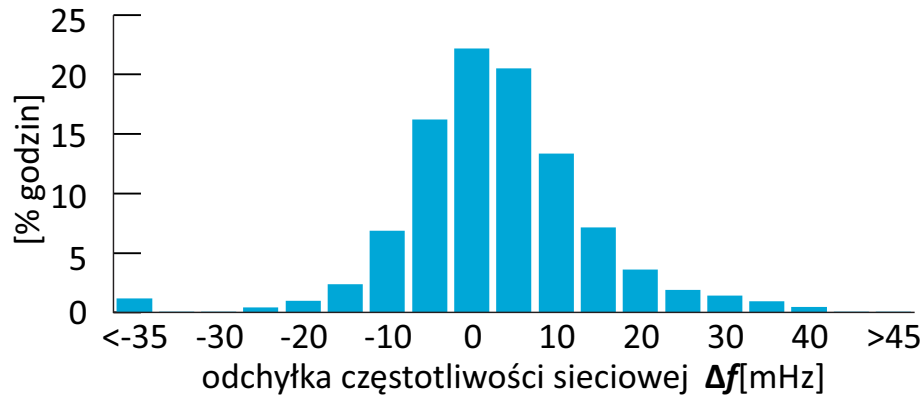
interpolację sklejającymi wielomianami Hermite'a $\tilde{u}_i(t)$, która na przedziale sklejania $[t_i, t_{i+1}]$ dana jest zależnością [57]:

$$\tilde{u}_i(t) = u(t_i) + h_i u'(t_i) \frac{2l-l^2}{2} + h_i u'(t_{i+1}) \frac{l^2}{2} + h_i \left[\frac{u(t_{i+1})-u(t_i)}{h_i} - \frac{u'(t_i)+u'(t_{i+1})}{2} \right] (3l^2 - 2l^3), \quad (8)$$

gdzie:

$$h_i = t_{i+1} - t_i, \quad l = \frac{t - t_i}{h_i}.$$

Wybór tej metody związany jest dobrymi własnościami interpolacji sygnałów przedziałowo monotonicznych, a w przypadku aproksymacji zapewnia bezwzględną zbieżność w przestrzeni z wagą. Mając wartości chwilowe estymowanego sygnału nośnego, można przeprowadzić proces podobny jak w demodulacji z funkcją secans. A więc wartości chwilowe napięcia zmodulowanego są dzielone przez odpowiadające im wartości chwilowe estymowanego przebiegu nośnego. Dla przypadku, gdy wartości estymowanego przebiegu nośnego są mniejsze niż $0,005U_c$, wartości sygnału modulującego wyznacza się z interpolacji Lagrange'a znając punkty w sąsiedztwie. Proces ten pozwala wyeliminować błąd związany z rozdzielczością bitową stosowanego rejestratora. Przedstawiony proces demodulacji zakłada, że okres przebiegu napięcia jest w przybliżeniu równy $T = 20$ ms. Znaczne odchylenia wartości częstotliwości napięcia w sieci od wartości znamionowej (np. ponad 1 Hz) będą generować błędy. Jednakże w obwodach dołączonych do systemu elektroenergetycznego takie odchylenia są mało prawdopodobne, co pokazano na rys. 6.



Rysunek 6: Dane systemowe PSE za rok 2018 – rozkład godzinowych odchyłek częstotliwości od wartości bazowej równej 50 Hz [58]

W [IEEE_TIE_2020] w sekcji 3 przedstawiono wyniki weryfikacji proponowanej metody demodulacji przeprowadzonej na podstawie numerycznych badań symulacyjnych oraz badań eksperymentalnych. Dodatkowo porównano działanie proponowanej metody demodulacji ze stosowanym obecnie demodulatorem w IEC flickermetrze oraz z demodulacją bazującą na transformacie Hilberta, która w literaturze jest wskazywana jako najskuteczniejsza metoda demodulacji AM [59]. Do oceny dokładności działania poszczególnych metod demodulacji wykorzystano następujące współczynniki: k_c/k oceniający dokładność demodulacji pod kątem zachowania poprawnej głębokości modulacji, f_{mc}/f_m oceniający dokładność demodulacji pod kątem zachowania poprawnej wartości częstotliwości, błąd globalny ε będący błędem średniokwadratowym [60]:

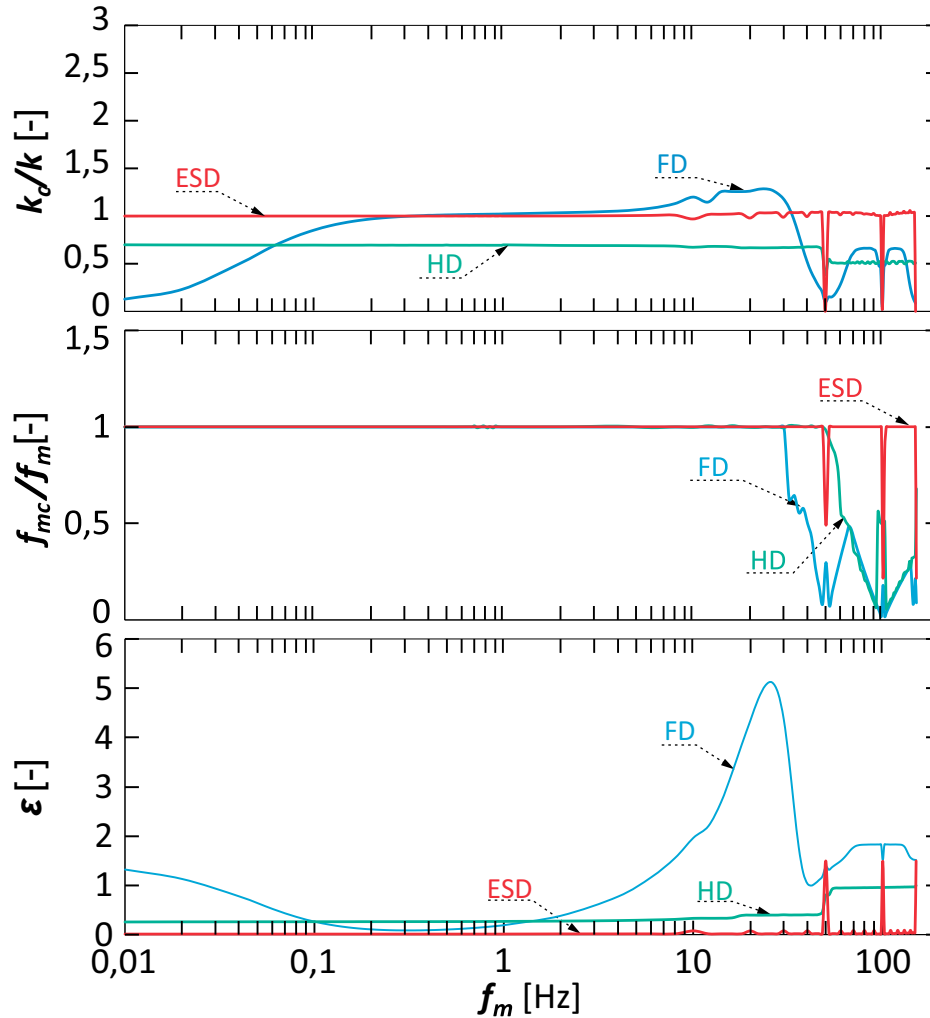
$$\varepsilon = \int_a^b wg(t)[u_{mod}(t) - u_{mod_c}(t)]^2 dt, \quad (9)$$

gdzie: $wg(t)$ jest funkcją wagową, $u_{mod_c}(t)$ jest estymowanym przebiegiem modulującym, k_c i f_{mc} jest odpowiednio wyznaczoną amplitudą i częstotliwością podstawową odtworzonego sygnału modulującego.

Na potrzeby badań przyjęto funkcję wagową jako funkcję tożsamościowo równą jeden. W przypadku idealnego działania demodulacji współczynniki k_c/k oraz f_{mc}/f_m powinny być równe jeden, zaś błąd ε powinien wynosić zero. Do wyznaczenia częstotliwości sygnału wykorzystano funkcję autokorelacji z wagą, która umożliwia wyznaczenie częstotliwości podstawowej dowolnej funkcji $g(t)$ [61]. Dla funkcji dyskretnej $g(n)$ autokorelację z wagą można wyliczyć zgodnie z zależnością:

$$r(n) = \sum_{j=0}^{N-1} [x(j)w(j)][x(j-n)w(j-n)], \quad (10)$$

gdzie: $w(n)$ jest wybraną funkcją okna. Wyznaczając różnicę pomiędzy położeniem maksimum otrzymuje się estymację częstotliwości podstawowej f_{mc} .



Rysunek 7: Przykładowe charakterystyki $k_c/k=f(f_m)$, $f_{mc}/f_m=f(f_m)$, $\varepsilon=f(f_m)$ dla wybranych metod demodulacji uzyskane z pomiarów laboratoryjnych, gdzie ESD - to proponowana metoda demodulacji z estymacją przebiegu nośnego, FD - to demodulator w IEC flickermetrze, HD - to demodulator SOI Hilberta [IEEE_TIE_2020]

Na potrzeby symulacji numerycznych przyjęto, że sygnał modulujący $u_{mod}(t)$ opisany jest równaniem:

$$u_{mod}(t) = \begin{cases} -k & t: lT_m < t < (l+0,1)T_m \\ k & t: (l+0,1)T_m \leq t \leq (l+1)T_m \end{cases}, \quad (11)$$

gdzie: k jest amplitudą sygnału, l jest dowolną liczbą naturalną, zaś $T_m = 1/f_m$ jest okresem podstawowym sygnału. Przedstawiony przebieg modulujący można identyfikować z typowym źródłem wahań napięcia, które powoduje w przybliżeniu skokowe zmiany wartości skutecznej napięcia. Ponadto większość procesów produkcyjnych zmienia stany pracy niesymetrycznie, stąd rozważono przypadek, dla którego współczynnik wypełnienia jest różny od 50%. Dla przyjętego sygnału modulującego o częstotliwości f_m z zakresu od 0,01 Hz do 150 Hz i amplitudzie k równej 0,05 przeprowadzono proces demodulacji: z użyciem demodulatora w torze IEC flickermetru; metodą bazującą na transformacie Hilberta; oraz metodą wykorzystującą estymację sygnału nośnego. W badaniach symulacyjnych rozważano dodatkowo wpływ typowego odkształcenia przebiegu nośnego jakie występuje w sieci niskiego napięcia na proces demodulacji AM. Na rys. 7 przedstawiono przykładowe charakterystyki $k_c/k=f(f_m)$, $f_{mc}/f_m=f(f_m)$, $\varepsilon=f(f_m)$ dla wybranych metod demodulacji uzyskane z pomiarów laboratoryjnych.

4.4.4 Blok dekompozycji z użyciem EEWT

W celu umożliwienia automatyzacji procesu identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia, w tym odbiorników zmieniających swój stan z częstością większą od częstotliwości sieci, zaproponowano użycie algorytmu Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej EEWT (ang. *Enhanced Empirical Wavelet Transform*) [IEEE_TPD_2021]. Empiryczna dekompozycja sygnału umożliwia automatyczny proces podziału sygnału zależny od aktualnych cech dekompowanego sygnału. Wynikiem procesu dekompozycji są sygnały skojarzone z poszczególnymi źródłami wahań napięcia. Na podstawie poszczególnych sygnałów składowych możliwe jest wyznaczenie parametrów skojarzonych z poszczególnymi źródłami wahań napięcia, tj. częstości zmian stanu niespokojnego odbiornika f_{m_i} oraz amplitudy wywoływanych przez nich wahań napięcia k_i . W [ZNWEAPG_2019]/[ICM_2021] przedstawiono jakościową/iłościową ocenę EEWT w kontekście wyodrębniania sygnałów skojarzonych z poszczególnymi typowymi źródłami wahań napięcia względem innych wybranych metod empirycznej dekompozycji. Ponadto, uwzględniając ograniczone możliwości obliczeniowe istniejącej infrastruktury pomiarowo-rejestrujących, zaproponowano alternatywne wyznaczanie wybranych parametrów skojarzonych z poszczególnymi źródłami zakłóceń z uwzględnieniem procesu kodowania zmienności napięcia do wskaźników wahań napięcia. W taki podejściu dekompozycja z użyciem EEWT jest realizowana dla sygnału odtworzonego ze wskaźników wahań napięcia. Proces odtwarzania zmienności napięcia ze wskaźników wahań napięcia wyznaczanych w sposób konwencjonalny ze zmian wartości skutecznej w czasie został opisany w [JEET_2020] oraz wyznaczanych w zaproponowany sposób ze zmian obwiedni napięcia w czasie został opisany w [ICHQP_2020]. Sposób wyznaczania wskaźników wahań napięcia determinuje zakres możliwych identyfikowanych częstości zmian stanu źródeł wahań napięcia. Dla konwencjonalnego sposobu wyznaczania wskaźników wahań napięcia, występuje ograniczenie poprawnego odtwarzania zmienności napięcia dla częstotliwości sygnału modulującego do 20 Hz, ponieważ wartość skuteczna poprzez uśrednianie zachowuje własności filtra dolnoprzepustowego. Stąd, w celu uwzględnienia odbiorników zmieniających swój stan z częstością większą niż częstotliwość sieci, konieczne jest rejestrowanie zmian rzeczywistej obwiedni sygnału napięcia.

W ogólności, do wyodrębnienia składowych sygnału modulującego AM napięcie w sieci elektroenergetycznej, który tworzy suma oddziaływań poszczególnych niespokojnych odbiorników, proponuje się użycie Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej EEWT. Algorytm EEWT jest ulepszonym algorytmem Empirycznej Transformaty Falkowej EWT (ang. *Empirical Wavelet Transform*) zaproponowanej przez Gillesa [62]. Algorytm EEWT można przedstawić w następujących krokach [63].

1. Zastosowanie szybkiej transformaty Fouriera FFT (ang. *Fast Fourier Transform*) do wyznaczenia widma analizowanego sygnału.

2. Wyznaczenie górnej obwiedni analizowanego sygnału z użyciem filtracji OSF (ang. *Order Statistical Filter*). W metodzie rozszerzonej (w odniesieniu do metody EWT) obwiednia służy do identyfikacji trendu zmienności widma.
3. Wyznaczenie lokalnych maksimów częstotliwości widma z wyznaczonej obwiedni i wybór przydatnych na podstawie następujących kryteriów: a) szerokość płaskiego wierzchołka nie może być mniejsza niż rozmiar filtru OSF; (b) wybierany jest najbardziej reprezentatywny płaski wierzchołek w konkretnym sąsiedztwie; (c) użyteczne płaskie wierzchołki nie pojawiają się w trendzie spadkowym analizowanego widma sygnału.
4. Obliczenie granic segmentacji widma na podstawie płaskich wierzchołków uzyskanych w kroku 3.
5. Konstrukcja empirycznej funkcji skalującej i falki empirycznej jak w metodzie EWT oraz dekompozycja analizowanego sygnału na sygnały składowe.

Kroki 1–4 pozwalają na segmentację widma analizowanego sygnału. W celu podziału widma, konieczne jest określenie granic segmentacji. W tym celu widmo normalizuje się do zakresu $[0; \pi]$ i dzieli się na N przedziałów (metoda EEWT umożliwia dekompozycję przetworzonego sygnału na określoną liczbę N sygnałów składowych). Granice poszczególnych przedziałów oznacza się jako ω_n , gdzie $\omega_0 = 0$ i $\omega_N = \pi$. Każdy podzakres oznacza się jako $\bigcup_{n=1}^N \Lambda_n = [0; \pi]$. Wyznaczanie granic opiera się na płaskich wierzchołkach opisanych w kroku 3. Każda granica to minimum między kolejnymi płaskimi wierzchołkami w analizowanym widmie sygnału. Jeśli płaskie wierzchołki są oznaczone jako FT_n , to:

$$\omega_n = \arg \min_{\omega \in (FT_n, FT_{n+1})} (\hat{f}(\omega)) \quad (12)$$

gdzie $\hat{f}(\omega)$ jest widmem analizowanego sygnału. Krok 5 pozwala na zbudowanie falki empirycznej umożliwiającej ekstrakcję sygnałów poszczególnych składowych, jak opisano w [62]. Dla określonych przedziałów konstruowana jest empiryczna funkcja skalująca Φ_n opisana przez (13) i empiryczna falka Meyera Ψ_n opisana przez (14) [62]:

$$\Phi_n = \begin{cases} 1 & \text{dla } |\omega| \leq \omega_n - \tau_n \\ \cos \left[\frac{\pi}{2} v \left(\frac{1}{2\tau_n} (|\omega| - \omega_n + \tau_n) \right) \right] & \text{dla } \omega_n - \tau_n < |\omega| < \omega_n + \tau_n, \\ 0 & \text{pozostałe przypadki} \end{cases} \quad (13)$$

$$\Psi_n = \begin{cases} 1 & \text{dla } \omega_n + \tau_n \leq |\omega| \leq \omega_{n+1} - \tau_{n+1} \\ \cos \left[\frac{\pi}{2} v \left(\frac{1}{2\tau_{n+1}} (|\omega| - \omega_{n+1} + \tau_{n+1}) \right) \right] & \text{dla } \omega_{n+1} - \tau_{n+1} < |\omega| < \omega_{n+1} + \tau_{n+1}, \\ \sin \left[\frac{\pi}{2} v \left(\frac{1}{2\tau_n} (|\omega| - \omega_n + \tau_n) \right) \right] & \text{dla } \omega_n - \tau_n \leq |\omega| \leq \omega_n + \tau_n \\ 0 & \text{pozostałe przypadki} \end{cases}, \quad (14)$$

gdzie $v(x)$ można opisać jako:

$$v(x) = \begin{cases} x^4(35 - 84x + 70x^2 - 20x^3) & \text{dla } 0 < x < 1 \\ 0 & \text{pozostałe przypadki} \end{cases} \quad (15)$$

Dla zdefiniowanej falki empirycznej, τ_n można wybierać na wiele sposobów i określać odpowiednią szerokość segmentu widma. Jednym z najprostszych wyborów jest τ_n proporcjonalne do ω_n , więc $\tau_n = \gamma\omega_n$, gdzie $0 < \gamma < 1$. Współczynniki skalujące są iloczynem skalarnym przetwarzanego sygnału i empirycznej funkcji skalującej:

$$W_{u_{\text{mod}}}^{\varepsilon}(0, t) = \langle u, \Phi_1 \rangle = \int u_{\text{mod}}(\tau) \overline{\Phi_1(\tau - t)} d\tau. \quad (16)$$

Współczynniki szczegółów są iloczynem skalarnym przetwarzanego sygnału i empirycznej falki:

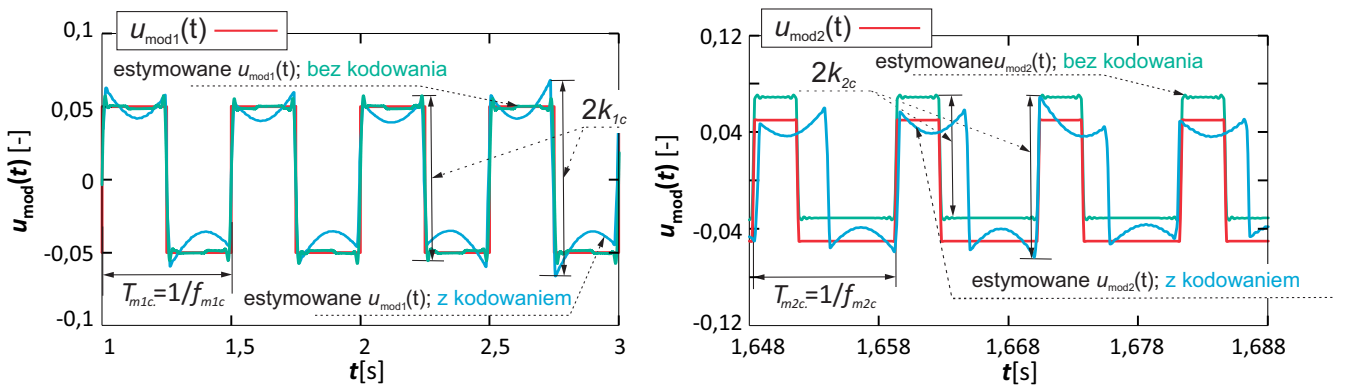
$$W_{u_{\text{mod}}}^{\varepsilon}(n, t) = \langle u, \Psi_n \rangle = \int u_{\text{mod}}(\tau) \overline{\Psi_n(\tau - t)} d\tau. \quad (17)$$

Dla zdefiniowanych współczynników skalujących i współczynników szczegółów dekompozycję sygnału można opisać jako:

$$u_{\text{mod}i}(t) = \begin{cases} W_{u_{\text{mod}}}^{\varepsilon}(0, t) * \Phi_1(t) & \text{dla } i = 0 \\ W_{u_{\text{mod}}}^{\varepsilon}(i, t) * \Psi_i(t) & \text{dla } i = 1, 2, \dots, N \end{cases}. \quad (18)$$

Szczegółowy opis i weryfikacja EEWT została przedstawiona w [63].

Jak wspomniano wcześniej, sygnały skojarzone z poszczególnymi źródłami wahań napięcia wyznacza się w procesie dekompozycji z estymowanego sygnału modulującego AM (w wersji bez kodowania) lub z odtworzonego sygnału modulującego AM ze wskaźników wahań napięcia (w wersji z kodowaniem). Na rys. 8 przedstawiono estymowane przebiegi $u_{\text{mod}1}(t)$ i $u_{\text{mod}2}(t)$ skojarzone z oddziaływaniem typowych źródeł wahań napięcia w podejściu z kodowaniem i bez kodowania.



Rysunek 8: Przykładowe estymowane przebiegi $u_{\text{mod}1}(t)$ i $u_{\text{mod}2}(t)$ skojarzone z oddziaływaniem typowych źródeł wahań napięcia w podejściu z kodowaniem i bez kodowania [IEEE_TPD_2021]

Tablica 6: Zestawienie przyjętych wartości zmian obwiedni dla poszczególnych podzakresów δU_{env} [JEET_2020] [ICHQP_2020]

Podzakresy δU_{env}	Wartości zmian wartości obwiedni względem δU_{env}	Uwagi
[1,0;0,9]	1,0	-
(0,9;0,8]	0,85	-
(0,8;0,7]	0,75	-
(0,7;0,5]	0,69; 0,60; 0,50	W poszczególnych podzakresach liczbę zmian podzielono na 3, a amplitudy przyjęto jako wartości skrajne i centralne w stosunku do podzakresu δU_{env} . Gdy liczba zmian jest niepodzielna o 3, to reszta przypada na zmiany centralne.
(0,5;0,3]	0,49; 0,40; 0,30	
(0,3;0,1]	0,29; 0,20; 0,10	
(0,1;0,0)	0,09; 0,05; 0,01	

Proces kodowania zmienności napięcia do wskaźników wahań napięcia i jej ponownego odtwarzania może zostać zrealizowany przez jeden z sześciu zaproponowanych algorytmów A1-A6. Dane wejściowe dla poszczególnych algorytmów za okres 5 minutowy to: wartość minimalna $U_{env_{min}}$, średnia $U_{env_{avg}}$ oraz maksymalna $U_{env_{max}}$ obwiedni napięcia, maksymalna zmiana wartości obwiedni napięcia $\delta U_{env} = \delta V_{env_{max}}$, liczba zmian wartości obwiedni napięcia w następujących podprzedziałach δU_{env} : $[1,0;0,9]$, $(0,9;0,8]$ $(0,8;0,7]$, $(0,7;0,5]$, $(0,5;0,3]$, $(0,3;0,1]$, $(0,1;0,0)$. Poszczególne algorytmy odtwarzające zmienność napięcia przyjmują wartości amplitud w poszczególnych przedziałach zgodnie z tab. 6 [JEET_2020] [ICHQP_2020]. Warto zwrócić uwagę, że analogicznie wartości te mogą zostać wyznaczone wprost z przebiegu modulującego wykorzystując zależność liniową opisaną przez równanie (3).

Wszystkie algorytmy wprowadzają kolejne zmiany w taki sposób, aby oscylowały one wokół wartości średniej $U_{env_{avg}}$ oraz, żeby kolejne zmiany nie przekroczyły zakresu określonego przez wartości $U_{env_{min}}$ oraz $U_{env_{max}}$. Różnice w działaniu poszczególnych algorytmów opisano poniżej [JEET_2020] [ICHQP_2020].

A1 Utworzono tabelę, w której przyjęto wszystkie zmiany zgodnie z założeniami przedstawionymi w tabeli 1. Przyjęto skokowe zmiany obwiedni napięcia (modulacja amplitudy sygnałem prostokątnym) oraz równomierny rozkład zmian w czasie. Następnie zmianę, której indeks w tabeli jest wybierany losowo zgodnie z rozkładem równomiernym, wpisuje się z takim znakiem, aby aktualna wartość średnia w momencie wprowadzenia zmiany była jak najbardziej zbliżona do wartości mierzonej $U_{env_{avg}}$. Jedynym wyjątkiem jest sytuacja, gdy zmiana spowodowałaby wyjście poza zakres $[U_{env_{min}};U_{env_{max}}]$, wówczas zmiana jest dokonywana tak, aby nie wychodzić z zaakceptowanego zakresu zmian.

A2 Utworzono dwie tabele. W jednej tabeli są zmiany z przedziału $(0,1;0,0)\delta U_{env}$, traktowane jako „tło” (drobne fluktuacje). Z kolei druga tabela zawiera pozostałe wahania napięcia. Przyjęto skokowe zmiany wartości skutecznej (modulacja amplitudy sygnałem prostokątnym) oraz równomierny rozkład zmian w czasie. Z uwagi na fakt, że liczba zmian $(0,1;0,0)\delta U_{env}$ jest często znacznie większa niż liczba zmian z pozostałych zakresów, założono że w cyklu będą wprowadzane kolejne zmiany: jedna zmiana z tabeli $[1,0;0,1]\delta U_{env}$, k zmian z tabeli $(0,1;0,0)\delta U_{env}$, gdzie k to zaokrąglenie w dół liczby zmian $(0,1;0,0)\delta U_{env}$ podzielone przez liczbę zmian $[1,0;0,1]\delta U_{env}$. Gdy k wynosi zero lub jest niezdefiniowane, zmiany są wprowadzane naprzemiennie z obu tabel. Dodatkowo zmiany wprowadzane są w trzech fazach: w pierwszej fazie zmiany wprowadzane są jako dodatnie, aby osiągnąć najbliższą wartość $U_{env_{max}}$, w drugiej zmiany wprowadzane są jako ujemne, aby osiągnąć najbliższą wartość $U_{env_{min}}$, w ostatniej zmiany faz są wprowadzane w taki sam sposób, jak w A1. W przeciwieństwie do A1 zmiany nie są wybierane losowo, lecz dobierane (przeszukując tabelę) w taki sposób, aby spełnione były założenia każdej fazy (porównując kolejno wprowadzane zmiany napięcia z wartością bezwzględną różnicy $U_{env_{max}}$ i końcowej wartość odtworzonej obwiedni i analogiczną wartością bezwzględną w stosunku do $U_{env_{min}}$).

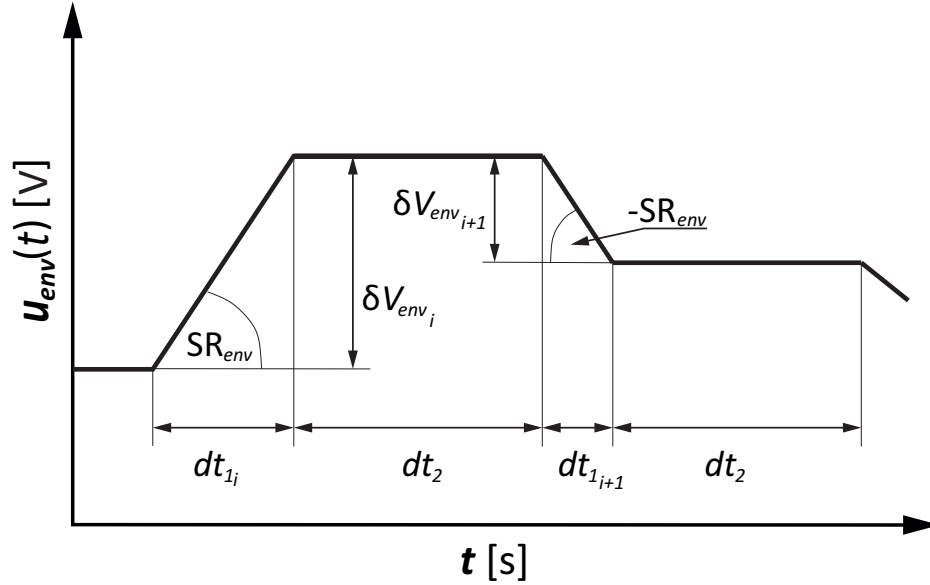
A3 Zmiany napięcia wprowadza się analogicznie do A1. Założono jednak trapezoidalne zmiany wartości skutecznej napięcia, a wprowadzane zmiany następują w różnych odstępach czasu (patrz rys. 9) z wykorzystaniem wielomianu pierwszego stopnia interpolacji Lagrange’a. Krok czasowy dt_1 wyznacza się przy założeniu stałej prędkości zmian napięcia $SR=300\% U_N/s$, gdzie U_N jest znamionową wartością napięcia w sieci elektroenergetycznej. Z kolei krok czasowy dt_2 jest określany jako różnica między okresem dyskryminacji (5 min) a sumą kroków czasowych dt_1 dla wszystkich zarejestrowanych zmian, podzieloną przez liczbę zmian.

A4 Wprowadzenie zmian napięcia odbywa się jak w A2. Przyjęto trapezoidalne zmiany napięcia i zmienny krok czasu analogicznie jak w A3.

A5 Wprowadzenie zmian napięcia odbywa się jak w A1. Przyjęto trapezoidalne zmiany napięcia i zmienny krok czasowy analogicznie jak w A3, z tą różnicą, że dt_1 wyznacza się na podstawie

zmiennej prędkości zmian napięcia SR . Z rozkładu gamma wybierane są losowo różne wartości szybkości zmiany napięcia o parametrze kształtu równym $300/0,7$ i parametrze skali równym $0,7$.

A6 Wprowadzenie zmian napięcia odbywa się jak w A2. Przyjęto trapezoidalne zmiany napięcia i zmienny krok czasu analogicznie jak w A5.

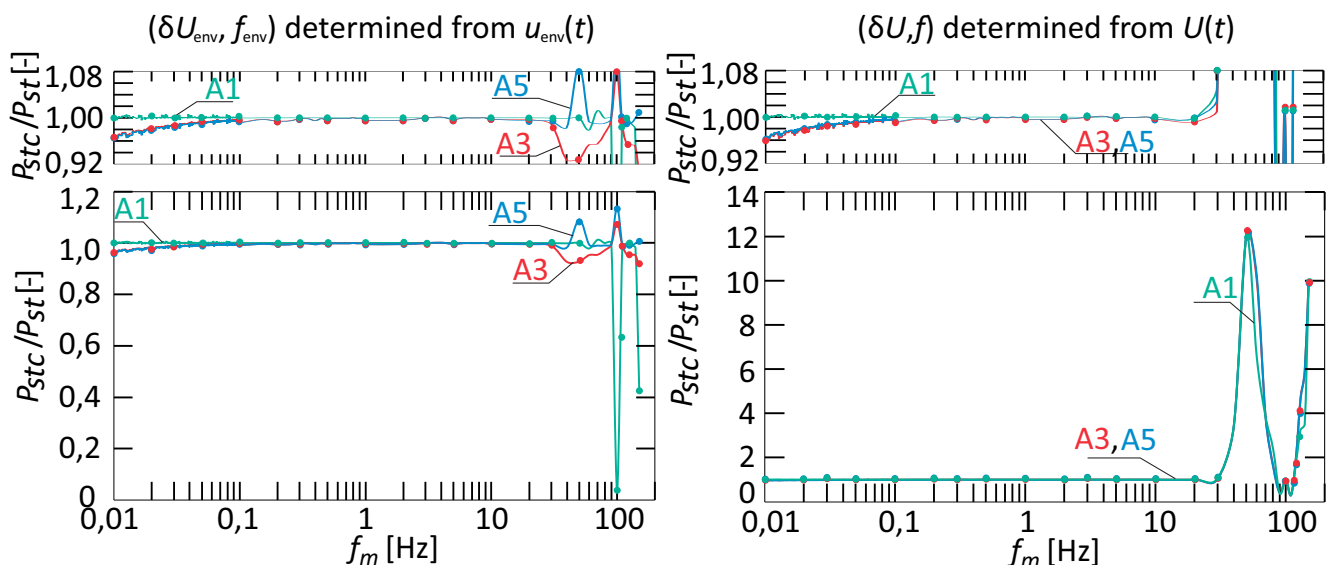


Rysunek 9: Przykładowy fragment obwiedni otrzymanej z użyciem algorytmu A3 [ICHQP_2020]

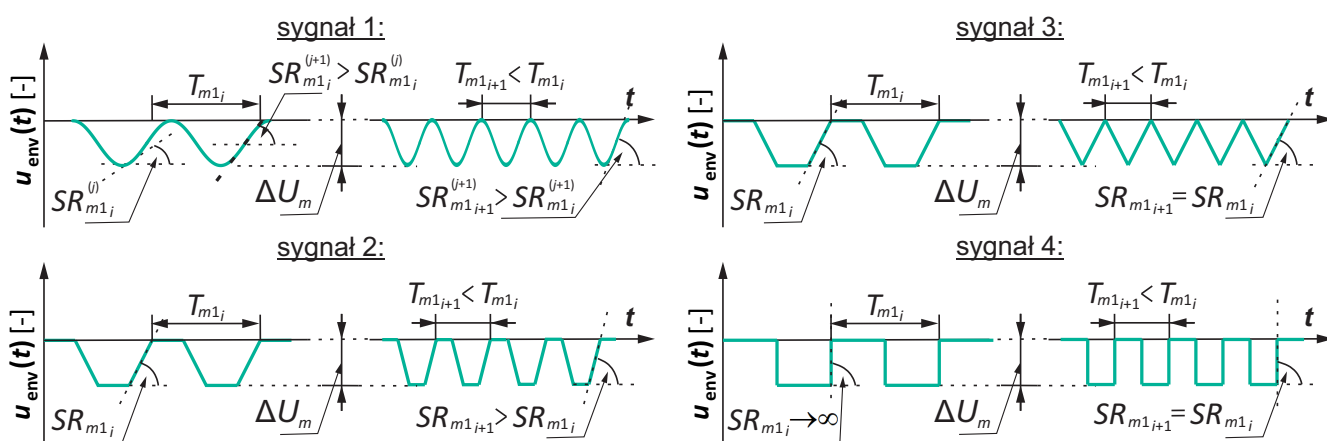
Wyniki dla weryfikacji poszczególnych algorytmów odtwarzających zmienność napięcia, z uwzględnieniem badań symulacyjnych, laboratoryjnych oraz eksperymentalnych w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej zostały przedstawione w [JEET_2020] [ICHQP_2020]. Na rys. 10 przedstawiono przykładowe porównanie skuteczności odtwarzania zmienności napięcia dla wybranych algorytmów (A1, A3, A5) wykorzystujących wskaźniki wahań napięcia wyznaczane w sposób konwencjonalny [JEET_2020] oraz w zaproponowany sposób z rzeczywistej obwiedni AM napięcia [ICHQP_2020]. Wartości zamieszczone na charakterystyce uzyskano w badaniach symulacyjnych i eksperymentalnych. W badaniach wygenerowany został sygnał sinusoidalny o wartości skutecznej 230 V oraz o częstotliwości równej 50 Hz, który poddano modulacji AM (bez tłumionej fali nośnej) sygnałem prostokątnym o częstotliwości od 0,01 Hz do 150 Hz. Dla wygenerowanych sygnałów dokonano rejestracji wskaźników wahań napięcia w sposób konwencjonalny i w zaproponowany sposób, oraz wskaźnika krótkookresowego migotania oświetlenia P_{st} z użyciem IEC flickermetru. Wykorzystując proponowane algorytmy odtworzono zmienność napięcia, a następnie dla wyznaczonej zmienności napięcia dokonano ponownie pomiaru wartości P_{st} z użyciem IEC flickermetru. Wynik ponownego pomiaru oznaczono jako P_{stc} . Dla poprawnie odtworzonej zmienności wskaźnik P_{stc}/P_{st} powinien być równy 1.

W [IEEE_TPD_2021] przedstawiono dodatkowo analizę możliwości identyfikacji wybranych parametrów poszczególnych typowych źródeł wahań napięcia z użyciem EEWT w wariancie z kodowaniem i bez kodowania. W tym celu przyjęto wypadkowy sygnał modulujący AM jako sumę dwóch sygnałów ($u_{mod1}(t)$ i $u_{mod2}(t)$) skojarzonych z dwoma źródłami wahań napięcia. Dla poszczególnych sygnałów składowych rozważono różne wartości współczynnika wypełnienia $\delta = t_{ON}/(t_{ON} + t_{OFF})$ związane z niesymetrycznym cyklem pracy niespokojnych odbiorników, gdzie t_{ON} i t_{OFF} to odpowiednio czas, gdy źródło zakłóceń jest załączone i wyłączone. Ponadto, przeanalizowano możliwości identyfikacji proponowanej metody w zależności od różnych szybkościach zmian napięcia SR . W tym celu uwzględniono sygnały modulujące o kształcie przedstawionym na rys. 11.

Otrzymane wyniki numerycznych badań symulacyjnych oraz laboratoryjnych badań eksperymentalnych [IEEE_TPD_2021] pokazują, że zaproponowany sposób estymacji parametrów skojarzonych z poszczególnymi źródłami zakłóceń wykorzystujący dekompozycję EEWT pozwala na oszacowanie wybranych



Rysunek 10: Przykładowe charakterystyki $P_{stc}/P_{st} = f(f_m)$ dla $P_{st} = 1,0 = \text{const}$ dla algorytmów A1, A3 i A5 wykorzystujących wskaźniki wahań napięcia wyznaczone w sposób konwencjonalny [JEET_2020] oraz w zaproponowany sposób z rzeczywistej obwiedni AM napięcia [ICHQP_2020]



Rysunek 11: Przykłady obwiedni napięcia o dwóch różnych przykładowych częstotliwości $f_{m1_i} = 1/T_{m1_i}$ i $f_{m1_{i+1}} = 1/T_{m1_{i+1}}$, gdzie: sygnał 1 to sinusoidalne zmiany napięcia z $SR = f(t, f_{m1}) = \text{var}$; sygnał 2 to trapezoidalne zmiany napięcia z czasem zmiany $1/4T_{m1}$ ($SR = f(f_{m1}) = \text{var}$); sygnał 3 to trapezoidalne zmiany napięcia o stałej szybkości zmian $SR = \text{const}$; sygnał 4 to trapezoidalne zmiany napięcia o szybkości $SR \rightarrow \infty$ [IEEE_TPD_2021]

parametrów dla typowych źródeł zakłóceń z błędem mniejszym niż 5%. Dla wersji bez kodowania minimalne błędy uzyskuje się przy równym czasie między załączeniem i wyłączeniem obciążenia (cykl pracy $\delta = 50\%$). Błąd oszacowania wzrasta, gdy δ zmierza do zera lub 100%. Jest to wynikiem zastosowania dekompozycji EEWT, która zmniejsza dokładność wraz ze zmniejszeniem udziału podstawowej harmonicznej w widmie sygnału składowego. Maksymalne błędy występują, gdy częstotliwości sygnałów składowych są w przybliżeniu równe. Jeśli częstotliwość sygnałów składowych jest równa, pojedyncze sygnały składowe nie są wykrywane. Wyniki badań wskazują, że najtrudniejsza jest ocena parametrów związanych ze źródłami zakłóceń powodujących gwałtowne zmiany napięcia. Jeśli prędkość zmian napięcia maleje, lub jeśli częstotliwość zmian napięcia wzrasta, a prędkość zmian napięcia jest stała, to błąd proponowanego algorytmu maleje, ponieważ wzrasta podstawowa harmoniczna wyodrębnionego sygnału składowego. W wersji z kodowaniem zmniejszenie wymaganej mocy obliczeniowej urządzenia pomiarowo-

rejestrującego skutkuje prawie dwukrotnie większym błędem niż typowe błędy w wersji bez kodowania. Jednakże dla proponowanego podejście z kodowaniem niezauważalny jest wpływ asymetrycznego cyklu pracy obciążeń zakłócających oraz różnych kształtów wywoływanych przez nich zmian napięcia, ponieważ w procesie odtwarzania sygnału modulującego AM (w przypadku użycia algorytmu A1) zakłada się równomierny rozkład zmian napięcia skutkujący wzrostem udziału harmonicznej podstawowej w widnie poszczególnych sygnałów składowych.

4.4.5 Podsumowanie

Omówione osiągnięcie (w postaci cyklu publikacji spójnych tematycznie) przedstawia nowe podejście umożliwiające selektywną identyfikację i lokalizację źródeł zmienności napięcia w sieci elektroenergetycznej, tj. umożliwiające wskazanie cech i punktów zasilania poszczególnych źródeł wahań napięcia w sieci na podstawie jednej symultanicznej wielopunktowej serii pomiarowej. Przedstawione podejście uwzględnia przede wszystkim źródła zmienności napięcia, które zmieniają swój stan z częstotliwością większą niż częstotliwość sieciowa. Tego typu zakłóceniami są np. urządzenia energoelektroniczne, których ilość w sieci znacząco się zwiększa. Poza przedstawionym algorytmem selektywnej identyfikacji niespokojnych odbiorników, nie ma rozwiązań, które umożliwiają identyfikację i lokalizację źródeł zaburzających, uwzględniających szybkie zmiany napięcia z częstotliwością do $3f_c$. Przedstawione podejście jest złożone koncepcyjnie, jednakże implementacja rozwiązania w istniejącej infrastrukturze inteligentnych liczników stworzyłaby bezpośrednią możliwość automatycznej lokalizacji źródeł wahań napięcia, która nie wymaga dodatkowej wiedzy eksperckiej. Poprawność proponowanego podejścia, jak i jego elementów składowych, zweryfikowano w: badaniach eksperymentalnych w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej; badaniach laboratoryjnych z użyciem modelowych przebiegów generowanych w sposób arbitralny; oraz w numerycznych badaniach symulacyjnych (w tym na modelu linii nN w programie MATLAB/SIMULINK). W badaniach rozważono powszechnie występującą w sieci niskiego napięcia topologię promieniową oraz topologię promieniową z odgałęzieniem. W rozważanych topologiach uwzględniano hybrydowe konfiguracje sieci elektroenergetycznych (sieć złożona z linii napowietrznych i kablowych o różnym przekroju, oraz o różnej mocy zwarciowej sieci i transformatora ŚN/nN). Na podstawie przedstawionych wyników badań, można zauważyć, że jedynie proponowany algorytm selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł zmienności napięcia umożliwia skuteczną identyfikację źródeł zmienności napięcia i umożliwia wskazanie ich punktów zasilania, uwzględniając źródła zaburzające zmieniające swój stan z częstotliwością do $3f_c$. Dla niespokojnych odbiorników, które zmieniają swój stan z częstotliwością mniejszą niż f_c , zauważalne są problemy poprawnej identyfikacji przez inne stosowane w praktyce metody dla sztywnej sieci elektroenergetycznej o znaczącej mocy zwarciowej oraz przy rozsynchronizowaniu pomiarów w poszczególnych punktach sieci w przypadku metod wielopunktowych. W takich sytuacjach, proponowane podejście również umożliwia zidentyfikowanie źródeł zmienności (określenie częstości zmian stanu źródła zakłóceń) oraz wskazanie ich punktu zasilania.

Do ograniczeń proponowanego podejścia należy zaliczyć, problem poprawnej identyfikacji źródeł zaburzających zasilanych z jednego punktu w przypadku wystąpienia zależności opisanej przez równanie (1), co jest ściśle związane z wykorzystaną metodą demodulacji z estymacją sygnału nośnego. Drugim istotnym ograniczeniem może być identyfikacja źródeł zmieniających swój stan z porównywalną częstotliwością, z uwagi na problem poprawnego podziału widna sygnału w procesie dekompozycji z użyciem EEWT. Rozwiązaniem przedstawionych ograniczeń, może być użycie metody dekompozycji, w której sygnałami bazowymi, będą funkcje opisujące kształt wahań napięcia wywołanych oddziaływaniem typowych źródeł zmienności napięcia w sieci. Pozyskanie sygnałów bazowych wymagające długotrwałych rejestracji wartości chwilowych napięcia w różnych punktach sieci oraz wykorzystania demodulacji z estymacją sygnału nośnego jest przedmiotem dalszych badań.

Biorąc pod uwagę złożoność proponowanego podejścia, wciąż istnieje konieczność rozwijania jego poszczególnych elementów składowych, w celu uwzględnienia rzeczywistych stanów występujących w sieci elektroenergetycznej. W celu uwzględnienia zmian stanów niespokojnych odbiorników z częstotliwością większą od $3f_c$, konieczne jest prowadzenie dalszych prac badawczych nad opracowaną metodą demodulacji AM

z estymacją przebiegu nośnego. W takich przypadkach informacja zawarta w sygnale zmodulowanym jest na poziomie szumu pomiarowego, co jest wyzwaniem badawczym. Ponadto, w sytuacji wystąpienia pracy wyspowej, gdzie zmiany obciążeń wywołują zmienność napięcia tożsamą z jednoczesną modulacją amplitudowo-fazową (częstotliwościową), również niezbędna jest dalsza modyfikacja proponowanej metody demodulacji.

Kolejnym kierunkiem dalszych badań jest ulepszanie i weryfikowanie w rzeczywistych warunkach proponowanych algorytmów odtwarzających zmienność napięcia w sieci elektroenergetycznej. W pracy skupiono się głównie na obwodach jednofazowych. W przypadku obwodów trójfazowych zakłócenia mogą przenikać do sąsiednich obwodów. Zapewnienie poprawności działania proponowanych algorytmów w takiej sytuacji jest niewątpliwie kolejnym wyzwaniem badawczym.

Warto zaznaczyć, że ogólna idea proponowanego podejścia może zostać w analogiczny sposób przełożona na zagadnienia identyfikacji innych źródeł zakłóceń (np. źródeł harmoniczných - źródeł odkształcenia napięcia). Ponadto wykorzystywane narzędzia z zakresu przetwarzania sygnałów mają charakter interdyscyplinarny, a więc mogą zostać użyte do rozwiązywania problemów badawczych w innych dziedzinach, czego przykładem mogą być opublikowane wyniki badań w renomowanych czasopismach z zakresu skutecznej wczesnej diagnostyki zwarć w uzwojeniach stojana silnika indukcyjnego lub skutecznej ekstrakcji cech z zaszumionych sygnałów biologicznych bogatych w artefakty ruchowe. Konkludując, kierunków dalszego rozwoju jest nieograniczenie dużo, naturalnie nie tylko w dziedzinie Automatyki, Elektroniki i Elektrotechniki.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007 nr 93 poz. 623).
- [3] Szósty raport benchmarkingowy CEER dotyczący jakości energii elektrycznej i dostaw gazu z roku 2016, <https://www.ceer.eu/>.
- [4] IEC number 161-08-05, *Voltage fluctuation*, <http://std.iec.ch/iec60050>.
- [5] PN-EN 50160, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych, 2010.
- [6] IEC number 604-01-19, *Voltage fluctuation*, <http://std.iec.ch/iec60050>.
- [7] Bayo A.H., Voltage Fluctuations and Flicker, w: *Handbook of Power Quality*, ed. Baghini A., Wiley 2008, pp. 135–163.
- [8] Dugan R.C., Santoso S., McGranaghan M.F., *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill 2003.
- [9] Kowalski Z., *Ekologiczne aspekty elektrotechniki – zagadnienia wybrane*, Kielce, Politechnika Świętokrzyska 2003.
- [10] Schlabbach J., Blume D., Stephanblome T., *Voltage quality in electrical power systems*, IEEE 2001.
- [11] IEC number 161-08-18, *Short-Term Flicker Indicator*, <http://std.iec.ch/iec60050>.
- [12] IEC number 161-08-19, *Long-Term Flicker Indicator*, <http://std.iec.ch/iec60050>.
- [13] Wiczyński G., Model of ΔV_{10} -meter signal chain for periodic voltage fluctuation, *Measurement*, vol. 93, pp. 224–231, 2016.
- [14] IEEE Std 1453-2015 (Revision of IEEE Std 1453-2011), IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, 2015.

-
- [15] IEC number 161-08-13, *Flicker*, <http://std.iec.ch/iec60050>.
- [16] Hanzelka Z., Blajszczak G., A concept of recipient allowance system for supplier's failure to maintain the required voltage quality, *Acta Energetica*, vol. 4, no. 9, pp. 32–37, 2011.
- [17] Jasinski M. *i inni*, Combined cluster analysis and global power quality indices for the qualitative assessment of the time-varying condition of power quality in an electrical power network with distributed generation, *Energies*, vol. 13, no. 8, p. art. no. 2050, 2020.
- [18] Jasinski M. *i inni*, Global power quality indices for assessment of multipoint power quality measurements, w: *Proc. of 10th Int. Conf. on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*, Jassy, Rumunia, 2018, p. 6.
- [19] Peretto L. *i inni*, A measurement system for the analysis of the response of the human eye to the light flicker, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 56, no. 4, pp. 1384–1390, 2007.
- [20] Chmielowiec K., Flicker effect on different types of light sources, w: *Proc. of 11th Int. Conf. on Electrical Power Quality and Utilisation*, Lizbona, Portugalia, 2011, pp. 1–6.
- [21] Otomański P., Wiczyński G., Zajac B., Flicker vision of selected light sources, *Measurement Science Review*, vol. 17, no. 5, pp. 232–240, 2017.
- [22] Putz Ł., Bednarek K., Nawrowski R., Disturbances generated by lighting systems with LED lamps and the reduction in their impacts, *Applied Sciences*, vol. 9, no. 22, art. no. 4894, 2019.
- [23] Alam M.R. *i inni*, Classification and visualization of power quality disturbance-events using space vector ellipse in complex plane, *IEEE Transactions on Power Delivery*, DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3008003 (*Early Access*), 2020.
- [24] Maksic M., Papic I., Blazic B., Simple continuous assessment of transmission-network flicker levels caused by multiple sources, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 6, pp. 2546–2552, 2016.
- [25] Bastos A.F., Santoso S., Universal waveshape-based disturbance detection in power quality data using similarity metrics, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 4, pp. 1779–1787, 2020.
- [26] Hanzelka Z. *i inni*, New challenges for voltage quality studies, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 89, pp. 17–25, 2013.
- [27] Duda K. *i inni*, Analysis of voltage disturbances caused by simultaneous amplitude and phase modulation in electric power network, w: *2014 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power* (IEEE Cat. No.04EX951), 2004, pp. 199–204.
- [28] Geiger D.L., Halpin S.M., Flicker limit compliance assessment in the presence of background disturbances, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 3028–3035, 2018.
- [29] Geiger D.L., Halpin S.M., Assessing voltage fluctuations and lamp flicker using rms voltages, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 6, pp. 2481–2488, 2017.
- [30] Wetula A., Bień A., New Measures of Power-Grid Voltage Variation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1020–1027, 2014.
- [31] Dejamkhooy A., Dastfan A., Ahmadyfard A., Modeling and Forecasting Nonstationary Voltage Fluctuation Based on Grey System Theory, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 3, pp. 1212–1219, 2017.

-
- [32] Ghaseminezhad M., Doroudi A., Hosseinian A.J.S.H., Analysis of voltage fluctuation impact on induction motors by an innovative equivalent circuit considering the speed changes, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, pp. 512–519, 2017.
- [33] Mindykowski J., Tarasiuk T., Problems of power quality in the wake of ship technology development, *Ocean Engineering*, vol. 107, pp. 108–117, 2015.
- [34] Jhala K., Natarajan B., Pahwa A., The Dominant Influencer of Voltage Fluctuation (DIVF) for Power Distribution System, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4847–4856, 2019.
- [35] Hanzelka Z., Wahania napięcia, *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia*, vol. 2, no. 5, pp. 6–22, 2011.
- [36] Hadi N.A.A. *i inni*, Experimental and numerical study of impact of voltage fluctuate, flicker and power factor wave electric generator to local distribution, *AIP Conference Proceedings*, vol. 1891, art. no. 020045, 2017.
- [37] Gnaciński P. *i inni*, Effects of Voltage Interharmonics on Cage Induction Motors, *Energies*, vol. 14, no. 5, art. no. 1218, 2021.
- [38] Gnaciński P. *i inni*, The effects of voltage subharmonics on cage induction machine, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 125–131, 2019.
- [39] Ghaseminezhad M. *i inni*, Investigation of Increased Ohmic and Core Losses in Induction Motors Under Voltage Fluctuation Conditions, *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, vol. 43, pp. 373–382, 2019.
- [40] Gnaciński P. *i inni*, Vibration of Induction Machine Supplied With Voltage Containing Subharmonics and Interharmonics, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 4, pp. 1928–1937, 2019.
- [41] Hanzelka Z., Single point methods for location of electromagnetic disturbances in power system, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 91, no. 6, pp. 1–5, 2015.
- [42] Hanzelka Z. *i inni*, Single point methods for location of distortion, unbalance, voltage fluctuation and dips sources in a power system, w: *Power Quality*, IntechOpen, rozdział 9, 2011, DOI: 10.5772/16410.
- [43] Nasif A., Zhang D., Xu W., Flicker source identification by interharmonic power direction, w: *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2005, pp. 549–552.
- [44] Axelberg P.G.V., Bollen M., An algorithm for determining the direction to a flicker source, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 755–760, 2006.
- [45] Axelberg P.G.V., Bollen M., Gu L., Trace of flicker sources using the quantity of flicker power, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 465–471, 2008.
- [46] Nassif A.B., Nino E.E., Xu W., A V-I slope-based method for flicker source detection, w: *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, 2005, pp. 364–367.
- [47] Wiczyński G., Analysis of Voltage Fluctuations in Power Networks, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 57, no. 11, pp. 2655–2664, 2008.
- [48] Wiczyński G., Determining location of voltage fluctuation source in radial power grid, *Electric Power Systems Research*, vol. 180, no. 106069, 2020.
- [49] Wiczyński G., Voltage-fluctuation-based identification of noxious loads in power network, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 58, no. 8, pp. 2893–2898, 2009.
-

-
- [50] Otomański P., Wiczyński G., The usage of voltage and current fluctuation for localization of disturbing loads supplied from power grid, *Przeegląd Elektrotechniczny*, vol. 87, no. 1, pp. 107-111, 2011.
- [51] Renner H., Flicker source identification in meshed high voltage grids, w: *2012 Electric Power Quality and Supply Reliability*, 2012, pp. 1-6.
- [52] Eghtedarpour N., Farjah E., Khayatian A., Intelligent identification of flicker source in distribution systems, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 9, pp. 1016-1027, 2010.
- [53] Inamdar J., Annapoorani K., A Soft Computing approach for Detection of the Voltage Flicker Source, *International Journal of Pure and Applied Mathematics*, vol. 118, no. 17, pp. 881-889, 2018.
- [54] Dejamkhooy A., Dastfan A., Ahmadyfard A., Source detection and propagation of equal frequency voltage flicker in nonradial power system, *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 24, no. 3, pp. 1351-1370, 2016.
- [55] PN-EN 61000-4-15, Miernik migotania światła - Specyfikacja funkcjonalna i pomiarowa, 2011.
- [56] Tretter S.A., *Communication System Design Using DSP Algorithms*, Boston: Springer, 2008.
- [57] Verlan I., On convexity preserving C^1 hermite spline interpolation, *Computer Science Journal of Moldova*, vol. 18, pp. 54-59, 1994.
- [58] Polski System Elektroenergetyczny PSE, *Rozkład godzinowych odchyień częstotliwości - raport za 2018 r.*, <https://www.pse.pl/>.
- [59] Chen G., Lin S., *Design, implementation and comparison of demodulation methods in AM and FM*, Praca Magisterska, Blekinge Institute of Technology, Szwecja, 2012.
- [60] Fortuna Z., Macukow B., Wasowski J., *Metody numeryczne*, Warszawa: WNT, 2001.
- [61] Lin Q., Shao Y., A novel normalization method for autocorrelation function for pitch detection and for speech activity detection, w: *2018 International Conference on Interspeech*, pp. 2097-2101, 2018.
- [62] Gilles J., Empirical wavelet transform, *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 61, no. 16, pp. 3999-4010, 2013.
- [63] Hu Y. *i inni*, An enhanced empirical wavelet transform for noisy and non-stationary signal processing, *Digital Signal Processing*, vol. 60, pp. 220-229, 2017.

4.4.6 Opis wkładu w poszczególne artykuły wchodzące w skład rozprawy doktorskiej

Poniżej zaprezentowane zostały podsumowania wkładu kandydata w poszczególne prace wchodzące w skład rozprawy doktorskiej. Dla pracy współautorskiej wskazane zostały zadania wyszczególnione w oświadczeniu przygotowanym z współautorem publikacji.

1. W artykule [En.2021] zostały przedstawione następujące sekcje:

- opis opracowanego algorytmu selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia w sieci elektroenergetycznej, który umożliwi wskazanie punktu zasilania uciążliwego odbiorcy na podstawie pomiarów wielopunktowych (sekcja 2);

-
- opis wybranych konfiguracji sieci niskiego napięcia, w których przeprowadzona została walidacja opracowanego algorytmu selektywnej identyfikacji i lokalizacji źródeł wahań napięcia ze wskazaniem wartości parametrów poszczególnych konfiguracji (sekcja 3);
 - opis wyników walidacji opracowanego algorytmu przeprowadzonej w numerycznych badaniach symulacyjnych oraz w badaniach eksperymentalnych w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej (sekcja 4);
 - sformułowanie wniosków końcowych oraz przedstawienie propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 5).

2. W rozdziale monografii [ICM_2021] zostały przedstawione następujące sekcje:

- skrócony opis opracowanego algorytmu identyfikacji wybranych parametrów (amplituda wywoływanych zmian napięcia, częstotliwość zmian stanu niespokojnego odbiornika) skojarzonych z poszczególnymi źródłami wahań napięcia na podstawie pomiarów jednopunktowych (sekcja 2);
- opis badań eksperymentalnych, na podstawie których wyznaczono błąd estymacji wybranych parametrów skojarzonych z poszczególnymi źródłami wahań napięcia dla różnych wybranych metod dekompozycji empirycznej (Empiryczny Rozkład na Mody, Empiryczna Transformata Falkowa, Ulepszona Empiryczna Transformata Falkowa) (sekcja 3);
- analiza otrzymanych błędów estymacji wybranych parametrów; sformułowanie wniosków końcowych oraz przedstawienie propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 4).

3. W artykule [IEEE_TPD_2021] zostały przedstawione następujące sekcje:

- opis opracowanego algorytmu identyfikacji wybranych parametrów (amplituda wywoływanych zmian napięcia, częstotliwość zmian stanu niespokojnego odbiornika) skojarzonych z poszczególnymi źródłami wahań napięcia na podstawie pomiarów jednopunktowych, w wariancie bez kodowania i z kodowaniem w postaci wskaźników wahań napięcia (sekcja 2);
- opis wskaźników wahań napięcia (amplituda i częstość wahań napięcia) (sekcja 3);
- skrócony opis bloku demodulacji AM z estymacją sygnału nośnego, który wykorzystano w torze sygnałowym opracowanego algorytmu na potrzeby estymacji wypadkowego sygnału modulującego AM (sekcja 4);
- skrócony opis bloku dekompozycji sygnału z użyciem ulepszonej empirycznej transformaty falkowej, który wykorzystano w torze sygnałowym opracowanego algorytmu na potrzeby estymacji sygnałów składowych wypadkowego sygnału modulującego AM skojarzone z oddziaływaniem poszczególnych niespokojnych odbiorników (sekcja 5);
- skrócony opis bloku odtwarzającego zmienność napięcia w sieci ze wskaźników wahań napięcia, który wykorzystano demodulacji AM z estymacją sygnału nośnego, który wykorzystano w torze sygnałowym na potrzeby realizacji algorytmu w wariancie z kodowaniem (sekcja 6);
- opis numerycznych badań symulacyjnych oraz badań eksperymentalnych, na podstawie których dokonano walidacji opracowanego algorytmu identyfikacji wybranych parametrów skojarzonych z poszczególnymi niespokojnymi odbiornikami (sekcja 7);
- sformułowanie wniosków końcowych oraz przedstawienie propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 8).

4. W artykule [IEEE_TIE_2020] zostały przedstawione następujące sekcje:

- opis problematyki demodulacji AM bez tłumionej fali nośnej z uwzględnieniem sygnałów modulujących o częstotliwości większej niż częstotliwość sygnału nośnego; opis metod demodulacji AM najczęściej wykorzystywanych w procesie estymacji flickera oraz opis zaproponowanej metody demodulacji AM z użyciem funkcji secans oraz z użyciem estymacji sygnału nośnego, która umożliwia odtworzenie sygnału modulującego o częstotliwości większej niż częstotliwość sygnału nośnego (sekcja 2);

-
- opis numerycznych badań symulacyjnych oraz badań eksperymentalnych, na podstawie których dokonano walidacji opracowanej metody demodulacji AM z estymacją sygnału nośnego; porównanie błędów estymacji sygnału modulującego AM przez opracowaną metodę demodulacji AM, przez demodulator w torze sygnałowym IEC flickermetru oraz przez demodulator filtru SOI Hilberta z uwzględnieniem sygnałów modulujących AM występujących przy oddziaływaniu typowych źródeł wahań napięcia, w tym niespokojnych odbiorników zmieniających swój stan z częstością większą od częstotliwości sieciowej (sekcja 3);
 - sformułowanie wniosków końcowych oraz przedstawienie propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 4).

5. W rozdziale monografii [ICHQP_2020] zostały przedstawione następujące sekcje:

- opis wskaźników wahań napięcia (amplituda i częstość wahań napięcia) wyznaczanych w konwencjonalny sposób ze zmian wartości skutecznej w czasie oraz w zaproponowany sposób z odtworzonego sygnału modulującego AM z użyciem opracowanego demodulatora AM z estymacją sygnału nośnego (sekcja 2);
- opis trzech wybranych autorskich algorytmów odtwarzających zmienność napięcia w sieci elektroenergetycznej, które na podstawie wskaźników wahań napięcia umożliwiają odtworzenie sygnału modulującego AM wywołującego zbliżone skutki do rzeczywiście występujących wahań napięcia (sekcja 3);
- opis numerycznych badań symulacyjnych oraz badań eksperymentalnych, na podstawie których dokonano walidacji nowego sposobu wyznaczania wskaźników wahań napięcia, umożliwiającego odtworzenie zmienności napięcia wywołanego niespokojnymi odbiornikami zmieniającymi swój stan z częstością większą od częstotliwości sieciowej (sekcja 4);
- analiza otrzymanych błędów odtworzenia zmienności napięcia ze wskaźników wahań (wyznaczanych w sposób konwencjonalny oraz w zaproponowany sposób) przez wykorzystane algorytmy; sformułowanie wniosków końcowych oraz przedstawienie propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 5).

6. Mój wkład w powstanie pracy [JEET_2020] polegał na:

- opisie podstawowych parametrów określających wahania napięcia (sekcja 2);
- opracowaniu i opisanie sześciu autorskich algorytmów odtwarzających zmienności napięcia w sieci elektroenergetycznej ze wskaźników wahań napięcia (sekcja 3);
- opisie współprowadzonych numerycznych badań symulacyjnych oraz badań eksperymentalnych (przeprowadzonych samodzielnie), na podstawie których dokonano walidacji opracowanych algorytmów odtwarzających zmienność napięcia (sekcja 4);
- analizie otrzymanych błędów odtworzenia zmienności napięcia przez poszczególne algorytmy; sformułowaniu wniosków końcowych oraz przedstawieniu propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 5).

7. W artykule [ZNWEAPG_2019] zostały przedstawione następujące sekcje:

- opis algorytmu Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej (sekcja 2);
- opis użycia metody Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej do dekompozycji sygnału modulującego AM napięcie w sieci elektroenergetycznej, celem ekstrakcji sygnałów składowych skojarzonych z poszczególnymi niespokojnymi odbiornikami; ocena jakościowa metody dekompozycji z użyciem Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej w procesie identyfikacji wybranych parametrów skojarzonych z poszczególnymi źródłami zakłóceń (sekcja 3);
- sformułowanie wniosków końcowych oraz przedstawienie propozycji kierunków dalszej pracy (sekcja 4).

5 Pozostałe osiągnięcia naukowo-badawcze i dydaktyczne

5.1 Wykaz pozostałych publikacji

5.1.1 Publikacje w czasopismach wyróżnionych przez Journal Citation Reports (JCR)

1. **Piotr Kuwałek**, Grzegorz Wiczyński, Dependence of Voltage Fluctuation Severity on Clipped Sinewave Distortion of Voltage, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2021, vol. 70, art. no. 2006008, DOI: 10.1109/TIM.2021.3102693.

Punktacja MEiN (MNiSW): 100, IF: 4,016, udział procentowy: 50%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- zaproponowaniu i uwzględnieniu napięcia zasilającego typu “clipped cosine” i “sharpened cosine” (rzeczywiste przebiegi napięcia powstałe na skutek oddziaływań odbiorników energoelektronicznych) w badaniach dotyczących oceny uciążliwości wahań napięcia (sekcja 3);
- współprowadzeniu badań eksperymentalnych oraz analizy otrzymanych wyników prac eksperymentalnych (sekcja 4);
- przygotowaniu manuskryptu w formie zgłoszenia do czasopisma.

2. Konrad Górny, **Piotr Kuwałek**, Wojciech Pietrowski, Increasing Electric Vehicles Reliability by Non-Invasive Diagnosis of Motor Winding Faults, *Energies*, 2021, vol. 14, no. 9, art. no. 2510, DOI: 10.3390/en14092510.

Punktacja MEiN (MNiSW): 140, IF: 3,004, udział procentowy: 50%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- opracowaniu metody diagnostyki zwarców w uzwojeniu stojana silnika indukcyjnego z użyciem metody Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej oraz metody Zagnieżdżonych Drzew Decyzyjnych (ang. *Ensemble Bagged Trees*) (sekcja 2);
- walidacji zaproponowanej metody diagnostycznej oraz porównaniu jej skuteczności z innymi metodami uczenia maszynowego pod kątem wczesnej diagnostyki zwarców w uzwojeniu stojana silnika indukcyjnego (sekcja 4);
- implementacji softwarowej proponowanej metody diagnostyki.

3. **Piotr Kuwałek**, Bartłomiej Burlaga, Waldemar Jęsko, Patryk Konieczka, Research on methods for detecting respiratory rate from photoplethysmographic signal, *Biomedical Signal Processing and Control*, 2021, vol. 66, art. no. 102483, DOI: 10.1016/j.bspc.2021.102483.

Punktacja MEiN (MNiSW): 140, IF: 3,880, udział procentowy: 70%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- zaproponowaniu użycia Ulepszonej Empirycznej Transformaty Falkowej do ekstrakcji składowej oddechowej z sygnału fotopletyzmograficznego (PPG) ze znaczącym udziałem artefaktów ruchowych; opisie wybranych metod dostępnych w literaturze do ekstrakcji składowej oddechowej z sygnału PPG (sekcja 2);
- opisie baz danych (klinicznej ogólnodostępnej bazy danych oraz bazy danych pozyskanej w ramach realizacji projektu e-Pionier I - współdziałanie w procesie pozyskiwania danych do eksperymentalnej bazy danych) wykorzystanych do walidacji proponowanego sposobu ekstrakcji składowej oddechowej z sygnału PPG (sekcja 3);
- analizie uzyskanych wyników badań; oszacowaniu złożoności obliczeniowej proponowanego sposobu ekstrakcji składowej oddechowej z sygnału PPG oraz innych metod dostępnych w literaturze (sekcja 4);
- sformułowaniu wniosków końcowych (sekcja 5).

-
4. **Piotr Kuwałek**, Przemysław Otomański, Krzysztof Wandachowicz, Influence of the Phenomenon of Spectrum Leakage on the Evaluation Process of Metrological Properties of Power Quality Analyser, *Energies*, 2020, vol. 13, no.20, art. no. 5338, DOI: 10.3390/en13205338.

Punktacja MEiN (MNiSW): 140, IF: 3,004, udział procentowy: 40%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- opisie zjawiska “przecieku widma” w procesie oceny jakości energii elektrycznej (sekcja 3);
- opisie okien pomiarowych umożliwiających minimalizację skutków zjawiska “przecieku widma” w pomiarach wyższych harmonicznych; zaproponowaniu użycia okna typu Flat Top w pomiarach wyższych harmonicznych oraz w pomiarach współczynnika całkowitego zniekształcenia napięcia THD (sekcja 4);
- wykonaniu badań eksperymentalnych dla analizatorów jakości energii elektrycznej klasy A, na podstawie których dokonano jakościowej i ilościowej oceny wpływu zjawiska “przecieku widma” na pomiar harmonicznych i THD (sekcja 5);
- na przygotowaniu i wykonaniu badań symulacyjnych, na podstawie których dokonano jakościowej i ilościowej oceny skuteczności różnych okien pomiarowych w pomiarach harmonicznych i THD (sekcja 6).

5.1.2 Publikacje w recenzowanych czasopismach krajowych i zagranicznych nieujętych przez Journal Citation Reports (JCR)

1. **Piotr Kuwałek**, The Application of Kernel Density Estimation for Aided the Process of Locating Sources of Voltage Fluctuations, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2019, vol. 95, no. 8, pp. 70-74, DOI: 10.15199/48.2019.08.18.

Punktacja MEiN (MNiSW): 20.

“W artykule przedstawiono ulepszenie wielopunktowej metody identyfikacji źródeł wahań napięcia bazującej na analizie zmienności napięcia. Ulepszenie polega na wykorzystaniu estymatora jądrowego gęstości do analizy statystycznej. Przedstawiono problemy, mogące zaburzać przeprowadzenie poprawnego procesu lokalizacji z wykorzystaniem metod wielopunktowych, które do oceny statystycznej wykorzystują inne metody statystycznej analizy nieparametrycznej. Przedstawiono rezultaty badań symulacyjnych, pokazujące korzyści zaproponowanego ulepszenia. Omówiono możliwość automatycznej lokalizacji źródeł wahań napięcia oraz praktycznej implementacji metody w przyrządach pomiarowo-rejestrujących.”

2. **Piotr Kuwałek**, Problem “przecieku widma” w procesie oceny jakości energii elektrycznej, *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*, 2019, vol. 97, pp. 63-73, DOI: 10.21008/j.1897-0737.2019.97.0006.

Punktacja MEiN (MNiSW): 5.

“ W artykule przedstawiono wyniki symulacji związane ze zjawiskiem “przecieku widma” w procesie oceny jakości energii elektrycznej. Przedstawiono analizowane sygnały testowe wraz z ich opisem funkcyjnym. Dla wybranych przebiegów przeprowadzono analizę widmową FFT z wykorzystaniem programu MATLAB. Podczas symulacji zmieniano częstotliwość sygnału badanego w zakresie dopuszczalnych odchyżeń częstotliwości napięcia sieci określonych odpowiednią normą. Przy zmianie wspomnianego parametru monitorowano błędy pomiaru zawartości wyższych harmonicznych przy zastosowaniu wybranych okien czasowych.”

3. Waldemar Jęsko, **Piotr Kuwałek**, Bezprzewodowa sieciowa karta pomiarowa, *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*, 2019, vol. 100, pp. 19-28, DOI: 10.21008/j.1897-0737.2019.100.0002.

Punktacja MEiN (MNiSW): 5, udział procentowy: 10%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na testach stworzonej prototypowanej bezprzewodowej karty pomiarowej.

-
4. **Piotr Kuwałek**, The Problem of „Spectrum Leakage” in the Measurement of Harmonics, *ITM Web of Conferences*, 2019, vol. 28, art. no. 01044, DOI: 10.1051/itmconf/20192801044.

Punktacja MEiN (MNiSW): 5.

“W artykule przedstawiono wyniki badań symulacyjnych ukazujących problem “przecieku widma” w pomiarach harmonicznym. Na wstępie w artykule omówiono zagadnienia związane z koniecznością analizy jakości energii oraz zjawiskiem „przecieku widma”. Następnie dla sygnałów testowych wykonano pomiar harmonicznym zgodnie z obowiązującą normą. W trakcie badań symulacyjnych zmieniano częstotliwość badanego sygnału w zakresie dopuszczalnych odchyłeń częstotliwości napięcia w sieci elektroenergetycznej określonych odpowiednią normą. Wyznaczono błąd pomiaru harmonicznym ze znanym widmem sygnałów testowych. W artykule przedstawiono metrologiczną interpretację uzyskanych wyników oraz sformułowano wnioski.”

5. Waldemar Jęsko, **Piotr Kuwałek**, The prototype of a wireless measurement card, *ITM Web of Conferences*, 2019, vol. 28, art. no. 01045, DOI: 10.1051/itmconf/20192801045.

Punktacja MEiN (MNiSW): 5, udział procentowy: 10%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na testach stworzonej prototypowanej bezprzewodowej karty pomiarowej.

6. **Piotr Kuwałek**, Przemysław Otomański, Wpływ wartości skutecznej sygnału na dokładność pomiaru zawartości harmonicznym, *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*, 2017, vol. 90, pp. 213-221, DOI: 10.21008/j.1897-0737.2017.90.0019.

Punktacja MEiN (MNiSW): 9, udział procentowy: 90%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- opisie zagadnienia rozwinięcia funkcji okresowej w szereg Fouriera (sekcja 2);
- opisie zagadnienia analizy harmonicznym wybranych sygnałów (sekcja 3);
- wykonaniu badań eksperymentalnych, na podstawie których dokonano oceny zależności wartości skutecznej od błędu pomiaru wyższych harmonicznym; analizie otrzymanych wyników badań (sekcja 4);
- na sformułowaniu wniosków końcowych (sekcja 5).

5.1.3 Rozdziały w monografiach naukowych

1. **Piotr Kuwałek**, Influence of Voltage Variation on the Measurement of Total Harmonic Distortion (THD) by AMI Smart Electricity Meters, *Proceedings of the 13th International Conference on Measurement*, IEEE, Bratysława, Słowacja, 2021, pp. 159-162, DOI: 10.23919/Masurement52780.2021.9446802.

Punktacja MEiN (MNiSW): 20.

“W artykule przedstawiono przykładowe wyniki pomiaru THD inteligentnymi licznikami energii elektrycznej AMI oraz wybranym analizatorem jakości energii klasy A w sytuacji występowania wahań napięcia. Przedstawiono metrologiczną interpretację uzyskanych wyników oraz wskazano problem rozbieżności wskazań THD w sytuacji wystąpienia wahań napięcia, która wynika z wybranej implementacji zależności określającej THD.”

2. **Piotr Kuwałek**, Trace of Flicker Sources by Using Non-Parametric Statistical Analysis of Voltage Changes, *Proceedings of the 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, IEEE, Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie, 2020, pp. 1-6, DOI: 10.1109/ICHQP46026.2020.9177871.

Punktacja MEiN (MNiSW): 20.

“W artykule zaproponowano zastosowanie wielopunktowej nieparametrycznej metody analizy statystycznej zmian napięcia w celu identyfikacji źródeł wahań napięcia w sieci elektroenergetycznej. Omówiono estymację jądrową gęstości, która została wykorzystana w metodzie analizy statystycznej. Następnie omówiono propagację wahań napięcia, na podstawie której zaproponowana metoda pozwala na identyfikację źródła zakłóceń. Omówiono poszczególne etapy proponowanej metody

oraz wykorzystano proces lokalizacji obciążeń zakłócających dla trzech symulowanych przypadków w programie SIMULINK/MATLAB.”

3. **Piotr Kuwałek**, Grzegorz Wiczyński, Krzysztof Chmielowiec, Zastosowanie liczników AMI do oceny jakości energii elektrycznej, *V Konferencja Naukowo-Techniczna: Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych*, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Kolobrzeg, Polska, 2020, pp. 1-11.

Punktacja MEiN (MNiSW): 5, udział procentowy: 50%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na przeglądzie inteligentnych liczników energii elektrycznej AMI (Advanced Metering Infrastructure) dostępnych na rynku, które wyposażone są w funkcjonalność pomiaru i oceny jakości energii elektrycznej, z uwzględnieniem wymagań prawnych i normatywnych w tym zakresie.

4. **Piotr Kuwałek**, Przemysław Otomański, The Effect of the Phenomenon of “Spectrum Leakage on the Measurement of Power Quality Parameters, *Proceedings of the 12th International Conference on Measurement*, IEEE, Smolenice, Słowacja, 2019, pp. 70-73, DOI: 10.23919/MEASUREMENT47340.2019.8779957.

Punktacja MEiN (MNiSW): 20, udział procentowy: 90%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- opisie zjawiska “przecieku widma” w pomiarach harmonicznym i THD (sekcja 2);
- przygotowaniu i wykonaniu badań eksperymentalnych dla analizatorów jakości energii elektrycznej klasy B, na podstawie których dokonano jakościowej i ilościowej oceny wpływu zjawiska “przecieku widma” na pomiar harmonicznym i THD; na przygotowaniu i wykonaniu badań symulacyjnych, na podstawie których oceniono użyteczność okna typu Flat Top w pomiarach harmonicznym i THD (sekcja 3);
- na sformułowaniu wniosków końcowych (sekcja 4).

5. **Piotr Kuwałek**, Przemysław Otomański, Application of Fourier Series to Determine the Measurements Error of Harmonics with Selected Power Quality Analysers, *Proceedings of the 11th International Conference on Measurement*, IEEE, Smolenice, Słowacja, 2017, pp. 15-18, DOI: 10.23919/MEASUREMENT.2017.7983525.

Punktacja MEiN (MNiSW): 15, udział procentowy: 30%.

Mój wkład w powstanie tej pracy polegał na:

- opisie zagadnienia rozwinięcia funkcji okresowej w szereg Fouriera (sekcja 2);
- opisie zagadnienia analizy harmonicznym wybranych sygnałów (sekcja 3);
- wykonaniu badań eksperymentalnych, na podstawie których dokonano oceny zależności wartości skutecznej od błędu pomiaru wyższych harmonicznym; analizie otrzymanych wyników badań (sekcja 4);
- na sformułowaniu wniosków końcowych (sekcja 5).

5.1.4 Wystąpienia na konferencjach krajowych i międzynarodowych w roli prelegenta

1. **Piotr Kuwałek**, Grzegorz Wiczyński, Pomiar licznikami AMI wskaźnika P_{st} napięć odkształconych wywołanych oddziaływaniem zasilaczy impulsowych, *VI Konferencja Naukowo-Techniczna: Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych*, Poznań, Polska, 16-17.06.2021.
2. **Piotr Kuwałek**, Influence of Voltage Variation on the Measurement of Total Harmonic Distortion (THD) by AMI Smart Electricity Meters, *13th International Conference on Measurement*, Bratysława, Słowacja, 17-19.05.2021.

-
3. **Piotr Kuwałek**, Comparison of the Estimation Errors of Parameters Associated with Individual Voltage Fluctuations Sources using Selected Decomposition Methods, *13th International Conference on Measurement*, Bratysława, Słowacja, 17-19.05.2021.
 4. **Piotr Kuwałek**, Grzegorz Wiczyński, Krzysztof Chmielowiec, Zastosowanie liczników AMI do oceny jakości energii elektrycznej, *V Konferencja Naukowo-Techniczna: Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych*, Kołobrzeg, Polska, 28-29.10.2020.
 5. **Piotr Kuwałek**, Trace of Flicker Sources by Using Non-Parametric Statistical Analysis of Voltage Changes, *19th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie, 6-7.07.2020.
 6. **Piotr Kuwałek**, Increase of Diagnostic Capabilities of Voltage Fluctuation Indices, *19th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie, 6-7.07.2020.
 7. **Piotr Kuwałek**, Przemysław Otomański, The Effect of the Phenomenon of “Spectrum Leakage on the Measurement of Power Quality Parameters”, *12th International Conference on Measurement*, Smolenice, Słowacja, 27-29.05.2019.
 8. **Piotr Kuwałek**, Problem “przecieku widma” w procesie oceny jakości energii elektrycznej, *24th Scientific Conference on Computer Applications in Electrical Engineering*, Poznań, Polska, 15.04.2019.
 9. Waldemar Jęsko, **Piotr Kuwałek**, Bezprzewodowa sieciowa karta pomiarowa, *24th Scientific Conference on Computer Applications in Electrical Engineering*, Poznań, Polska, 15.04.2019.
 10. **Piotr Kuwałek**, Identyfikacja wybranych parametrów źródeł wahań napięcia z wykorzystaniem ulepszonej empirycznej transformaty falkowej, *51. Międzyuczelniana Konferencja Metrologów*, Opole-Moszna, Polska, 23-25.09.2019.
 11. Przemysław Otomański, **Piotr Kuwałek**, Application of Fourier Series to Determine the Measurements Error of Harmonics with Selected Power Quality Analysers, *11th International Conference on Measurement*, Smolenice, Słowacja, 29-31.05.2017.
 12. **Piotr Kuwałek**, Przemysław Otomański, Wpływ wartości skutecznej sygnału na dokładność pomiaru zawartości harmonicznych, *22th Scientific Conference on Computer Applications in Electrical Engineering*, Poznań, Polska, 10-11.04.2017.

5.2 Udział w projektach naukowych

- Kierownik projektu SB MK 2021 pt. “Zwiększenie możliwości technik diagnostycznych w elektro-technice poprzez zastosowanie zaawansowanych narzędzi do przetwarzania sygnałów” (0212/SBAD/0541) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2021.
- Wykonawca w projekcie SB MK 2021 pt. “Badanie wpływu nieostrości rejestrowanego termogramu na wartość niepewności termowizyjnego pomiaru temperatury” (0212/SBAD/0542) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2021.
- Wykonawca w projekcie SB 2021 pt. “Pomiary wielkości elektrycznych i nieelektrycznych w diagnostyce układów elektrycznych, elektronicznych i oświetleniowych” (0212/SBAD/0539) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2021-2022.

-
- Wykonawca w projekcie SB 2020 pt. “Pozyskiwanie i przetwarzanie wybranych sygnałów diagnostycznych”(0212/SBAD/0515) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2020-2021.
 - Kierownik projektu SB MK 2020 pt. “Zwiększenie możliwości diagnostycznych wskaźników wahań napięcia”(0212/SBAD/0525) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2020.
 - Koordynator i specjalista od przetwarzania sygnałów w projekcie e-Pionier I (WG-POPC.03.03.00-00-0008/16-00) finansowanym przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju NCBiR pt. “System monitorowania funkcji życiowychzwiązujący problem gospodarczy pt. “Nieefektywny monitoring osób zatrzymanych”(55/08/2019/UD), termin realizacji: 2019-2020.
 - Wykonawca w projekcie SB 2019 pt. “Pozyskiwanie i przetwarzanie wybranych sygnałów diagnostycznych”(04/42/SBAD/0487) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2019-2020.
 - Kierownik projektu SB MK 2019 pt. “Zwiększenie możliwości identyfikacji źródeł wahań napięcia oraz zmniejszenie błędów pomiarów wyższych harmonicznych celem poprawy procesu diagnostyki jakości energii elektryczne”(04/42/SBAD/0493) finansowanego z Subwencji Wydziału Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej, termin realizacji: 2019.

5.3 Recenzowanie artykułów do czasopism naukowych

- Archives of Electrical Engineering, 2021, liczb recenzji: 3.
- EAI CICom 2021 - 2nd EAI International Conference on Computational Intelligence and Communications, 2021, liczba recenzji: 5.
- IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, liczba recenzji: 3.

5.4 Międzynarodowe i krajowe nagrody za działalność naukową

- Laureat stypendium START 2021 finansowanego przez Fundację na rzecz Nauki Polskiej (FNP).
- Laureat nagrody “Young Investigator Award” za najlepszą prezentację ustną na 13th International Conference on Measurement - MEASUREMENT 2021, Bratysława, Słowacja (uczestnicy konferencji pochodzili z 18 krajów).
- Nagroda II stopnia JM Rektora Politechniki Poznańskiej za wyróżniające się osiągnięcia w pracy naukowej za rok 2020.
- Laureat głównej nagrody w VIII edycji konkursu Oddziału Polskiej Akademii Nauk w Poznaniu na najlepszą pracę badawczą opublikowaną w 2019 roku - Nagroda w obszarze nauk technicznych **Piotr Kuwałek**, AM Modulation Signal Estimation Allowing Further Research on Sources of Voltage Fluctuations, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019 (tryb *Early Access*).
- Nagroda JM Rektora Politechniki Poznańskiej za osiągnięcia w pracy naukowej za rok 2019.

5.5 Członkostwo w organizacjach oraz towarzystwach naukowych

- Członkostwo Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), sekcja Power and Energy Society (PES)
- Członkostwo European Alliance for Innovation (EAI)
- Członkostwo Technicznego Komitetu Programowego EAI CICom 2021 - 2nd EAI International Conference on Computational Intelligence and Communications.

5.6 Ukończone studia podyplomowe

- Studia podyplomowe “Przygotowanie edukacyjne do nauczania przedmiotów ogólnych i techniczno-zawodowych” ukończone z wynikiem bardzo dobrym, Wydział Inżynierii Zarządzania, Politechnika Poznańska, rok 2020.

5.7 Działalność dydaktyczna

Prowadzone zajęcia

- studia stacjonarne I stopnia:
 - Miernictwo i Systemy Pomiarowe (projekt) na kierunku Energetyka;
 - Symulacyjne Badania Układów Elektronicznych (projekt) na kierunku Matematyka w Technice;
 - Systemy Pomiarowe w Energetyce (laboratorium) na kierunku Energetyka;
 - Ocena Jakości Energii Elektrycznej (laboratorium) na kierunku Energetyka;
- studia niestacjonarne I stopnia:
 - Miernictwo i Systemy Pomiarowe (projekt) na kierunku Energetyka;
- studia stacjonarne II stopnia:
 - Projektowanie i Symulacje Układów Elektronicznych (projekt) na kierunku Elektrotechnika;
 - Wybrane Problemy Oceny Jakości Energii Elektrycznej (projekt) na kierunku Elektrotechnika;
- studia niestacjonarne II stopnia:
 - Projektowanie i Symulacje Układów Elektronicznych (projekt) na kierunku Elektrotechnika;
 - Wybrane Problemy Oceny Jakości Energii Elektrycznej (projekt) na kierunku Elektrotechnika.

Article

Selective Identification and Localization of Voltage Fluctuation Sources in Power Grids

Piotr Kuwałek 

Institute of Electrical Engineering and Electronics, Faculty of Control, Robotics and Electrical Engineering, Poznan University of Technology, Piotrowo Street, No. 3a, 60-965 Poznan, Poland; piotr.kuwalek@put.poznan.pl

Abstract: The current study presents a novel approach to the selective identification and localization of voltage fluctuation sources in power grids, considering individual disturbing loads changing their state with a frequency of up to 150 Hz. The implementation of the proposed approach in the existing infrastructure of smart metering allows for the identification and localization of the individual sources of disturbances in real time. The proposed approach first performs the estimation of the modulation signal using a carrier signal estimator, which allows for a modulation signal with a frequency greater than the power frequency to be estimated. In the next step, the estimated modulating signal is decomposed into component signals associated with individual sources of voltage fluctuations using an enhanced empirical wavelet transform. In the last step, a statistical evaluation of the propagation of component signals with a comparable fundamental frequency is performed, which allows for the supply point of a particular disturbing load to be determined. The proposed approach is verified in numerical simulation studies using MATLAB/SIMULINK and in experimental studies carried out in a real low-voltage power grid. The research carried out shows that the proposed approach allows for the selective identification and localization of voltage fluctuation sources changing their state with a frequency of up to 150 Hz, unlike other methods currently used in practice.

Keywords: decomposition; demodulation; enhanced empirical wavelet transform (Eewt); identification; noxious load; power quality; voltage fluctuation



Citation: Kuwałek, P. Selective Identification and Localization of Voltage Fluctuation Sources in Power Grids. *Energies* **2021**, *14*, 6585. <https://doi.org/10.3390/en14206585>

Academic Editor: Abu-Siada Ahmed

Received: 7 September 2021

Accepted: 9 October 2021

Published: 13 October 2021

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



Copyright: © 2021 by the author. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

One of the typical disturbances in power grids is voltage fluctuation [1]. According to the International Electrotechnical Commission (IEC) definition, voltage fluctuations are defined as fast changes of the instantaneous root mean square (RMS) value of voltage [2]. The occurrence of this phenomenon may lead to incorrect operation of other loads supplied from the same network that supplies the noxious load [3–6]. If these loads are light sources, the voltage fluctuation can cause an obnoxious flicker [7,8], which may induce depressive or epileptic states. Incandescent and discharge light sources are the most sensitive to voltage fluctuations. However, research results from recent years show that LED lamps with built-in switching power supplies or supplied directly from the power grid are also sensitive to voltage fluctuations [9], which is also shown on the basis of a signal from a photodiode with a spectral sensitivity similar to that of the human eye [10,11]. Therefore, it is important to detect the voltage fluctuation [12–14], to locate voltage fluctuation sources [15] (e.g., by using histogram analysis for voltage fluctuation indices [16]; voltage fluctuation amplitude analysis [17]; kernel density estimation analysis for voltage fluctuation indices [18]; a multi-level perceptron neural network [19]; a Jacobian matrix for gradients of voltage amplitudes [20]; analysis of power of voltage fluctuations [21]; or analysis of active power changes [22]), and to eliminate disturbances caused by them [23].

Nowadays, appropriate steps to minimize voltage fluctuations in a power grid are undertaken when a complaint is filed by a power consumer. In this case, there is a need to identify disturbing loads in the power grid. Single-point methods for the identification

of sources of disturbances are dominant in the literature (e.g., methods using analysis of interharmonic power direction [24]; analysis of the correlation of changes in the flicker severity and/or changes in the active and reactive power [25]; analysis of voltage/current harmonics [26]; analysis of the power of voltage fluctuations [21]; or analysis of active power changes [22]). However, in most cases, single-point methods only allow for one side (the power consumer or power supplier) to be determined at the point of common coupling, which is the main source of disturbance. Often, a multi-step iterative process is required to locate the dominant source of voltage fluctuations in the power grid. Multiple-point methods are characterized by greater diagnostic possibilities, which with the use of simultaneous measurements in the power grid allow one to determine the point of supply of the main source of disturbances in one step [16–20,27,28]. If many disturbance sources occur, then the identification of individual disturbing loads on the basis of one period of simultaneous measurements is possible only after eliminating the main source of disturbances. Moreover, the current solutions proposed in the literature do not allow for the identification of sources of voltage fluctuations that change their operating state with a frequency greater than the power frequency f_c [29,30] (e.g., power electronic devices [31–35]). These disturbance sources can cause an obnoxious flicker, because in the demodulation process of the IEC flickermeter, the components of the modulating signal with the frequency f_i in the band from f_c to $3f_c$ (associated with the disturbance source) become components of the flicker with the frequency $|2f_c - f_i|$. The current methods of identifying sources of disturbance proposed in the literature do not differentiate sources changing their operating state with a low frequency from sources changing their operating state with a frequency greater than f_c (e.g., in the case of two disturbance sources changing their operating state with a frequency f_i and $2f_c + f_i$, current solutions proposed in the literature identify these two sources as one source and indicate only the supply point of the disturbing load, which is the most distant from the substation).

The current paper proposes a novel approach that allows for the selective identification and localization of many significant disturbance sources on the basis of one period of simultaneous measurement of the instantaneous voltage in the power grid. Localization is understood to indicate the supply point of the disturbance load. Identification is understood as the estimation of parameters associated with individual disturbance loads (e.g., by estimating the rate of changes in the operating state of individual disturbance loads). Identification allows a preliminary assessment of disturbance source types, and localization allows for the determination of which point in the power grid is supplied by a specific disturbance source. Selectivity is understood to indicate the supply point and parameters associated with particular disturbing loads. The proposed approach allows for identification of the supply point of a noxious load, considering the sources of voltage fluctuations changing their operating state with a frequency of up to $3f_c$ (up to 150 Hz for $f_c = 50$ Hz or up to 180 Hz for $f_c = 60$ Hz). The proposed approach uses a statistical assessment of component signal propagation of the estimated real voltage AM modulating signal. The implementation of the proposed approach in the existing infrastructure of smart metering allows for the individual source of disturbances in real time to be identified. The proposed approach is a complex concept, but the implementation of the algorithm in the smart metering infrastructure allows for the identification and localization of disturbing loads without expert knowledge. Currently, there are no solutions in the literature with the presented advantages of the proposed approach.

2. Algorithm for Selective Identification and Localization of Voltage Fluctuation Sources

The proposed algorithm for the selective identification and localization of individual voltage fluctuation sources is presented in Figure 1. The proposed approach consists of three main steps and is performed in an iterative process for 1 min intervals. In each iteration, first, the real AM modulating signal is estimated using carrier signal estimation according to the algorithm presented in Figure 2. A detailed description of the selected

AM demodulation method, verification of its correctness, and its limitations are presented in [36].

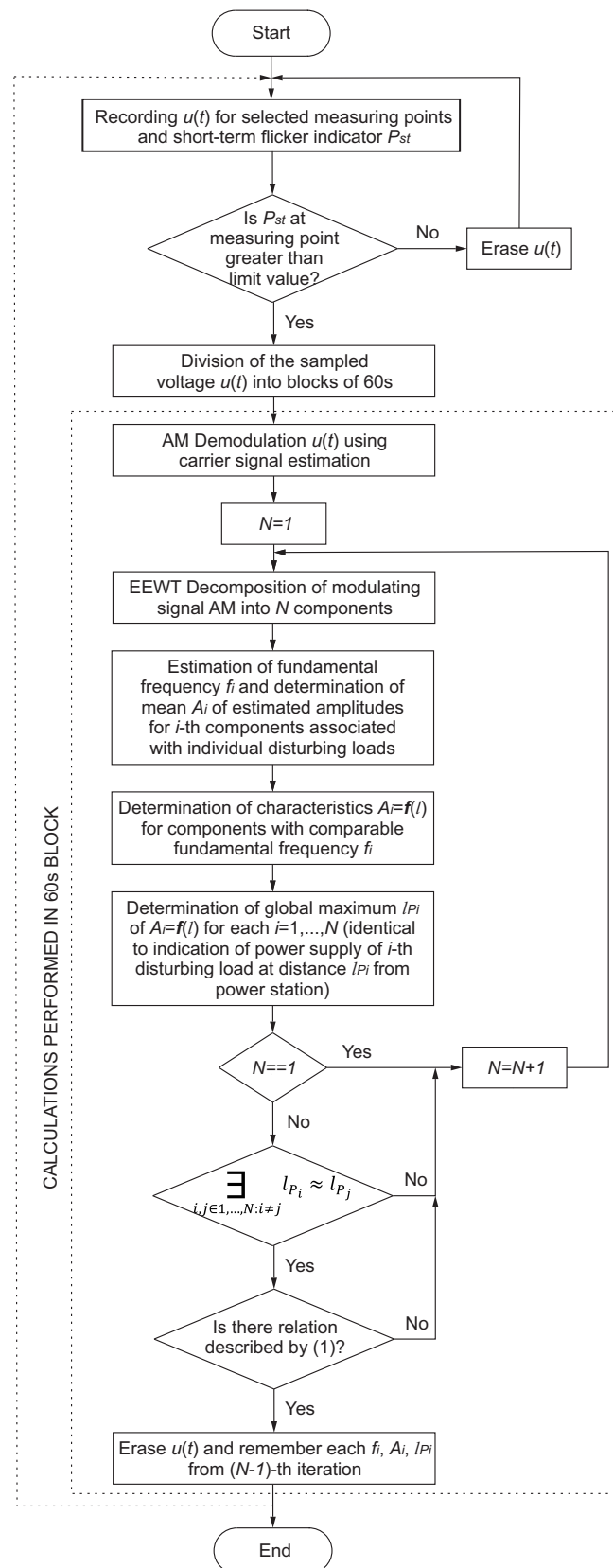


Figure 1. Proposed algorithm for selective identification and localization of individual disturbing load.

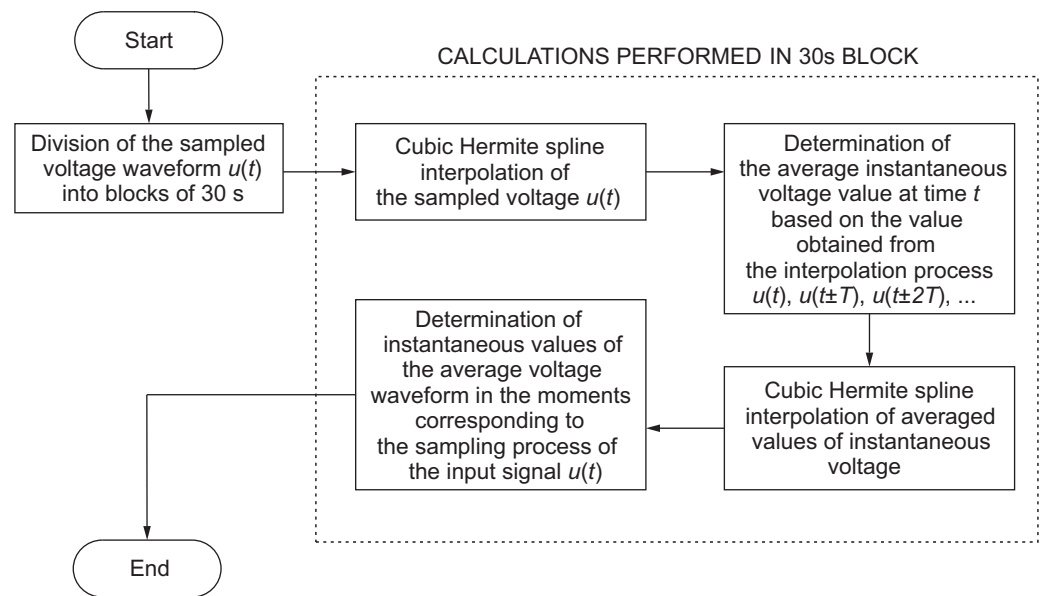


Figure 2. Algorithm for approximating the modulating signal using the estimated carrier signal [36].

In the next step, the estimated voltage modulating AM signal is decomposed using the enhanced empirical wavelet transform (EEWT) into N components. For individual i -th components, the fundamental frequency f_i and the average of the amplitudes of voltage changes A_i are determined (excluding outliers). The fundamental frequency f_i is defined as the global maximum of the spectrum of the autocorrelation function of the i -th component signal. In the case of noisy non-stationary component signals, the estimation of the fundamental frequency should be performed for the spectrum after the regularization process using the moving average. The amplitudes of changes $(k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots)$ of the i -th component signal are determined as a half of the difference between the values of local extremes separated by a period of time equal to at least $1/(1.5f_i)$. The selection of the boundary for the distance between the adjacent extremes results from the quasi-periodic changes in the operating state of voltage fluctuation sources, so f_i is the average fundamental frequency of the i -th component signal. Hence, the distance between the individual amplitudes $(k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots)$ of the i -th component signal can have a deviation from the estimated value of $1/f_i$. The mean A_i (excluding outliers) of the amplitudes of changes $(k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots)$ of the i -th component signal after filtration with a moving average filter with a cut-off frequency of $2f_i$ is used to selectively identify sources of disturbances. Averaging with the exclusion of outliers is carried out to take into account the random nature of the real sources of voltage fluctuations and to exclude local changes resulting from switching processes. The correctness of the decomposition of the real voltage modulating AM signal and the determination of selected parameters associated with the influence of the i -th disturbing source is described in [37].

Finally, the selective identification and localization of voltage fluctuation sources are carried out by assessing the propagation of the i -th component of the modulating AM signal, assuming that the propagation of this component proceeds in the same way as the propagation of the resultant voltage fluctuation in the power grid (resultant modulation signal) [16–18,38]. The propagation of the resultant voltage fluctuation can be discussed with the use of the simple diagram shown in Figure 3. Without loss of generality, it is assumed that the impedance of the neutral line is zero, the transients in the circuit tend to zero, the supply voltage $e(t)$ is undistorted, and the single-phase power system is considered. For the presented case, it is possible to use the representation of rotating vectors on the complex plane. Considering that voltage fluctuations are caused by disturbing loads that change their operating state, the impedance of a disturbing load can be described

by the relation $\underline{Z}_{ob}(t) = |\underline{Z}_{ob}(t)| e^{j\varphi(t)}$. Based on the impedance, the admittance can be determined as $\underline{Y}_{ob}(t) = \frac{1}{\underline{Z}_{ob}(t)}$. Should the load be cyclically turned on and off, then the load admittance $|\underline{Y}_{ob}(t)| = \left| \frac{1}{\underline{Z}_{ob}(t)} \right|$ cyclically changes from a value equal to 0 to a determined value Y_{ob} . For chaotic loads (e.g., arc furnaces) or loads equipped with additional soft-start systems, it is commonly observed that also after being switched on, the module and the argument of $\underline{Z}_{ob}(t)$ or $\underline{Y}_{ob}(t)$ are changed with time. For other power loads and the supply line, it is assumed that their impedance Z_l is constant. In addition, for the impedance of individual line sections, it is assumed that their impedance modulus is proportional to the distance l .

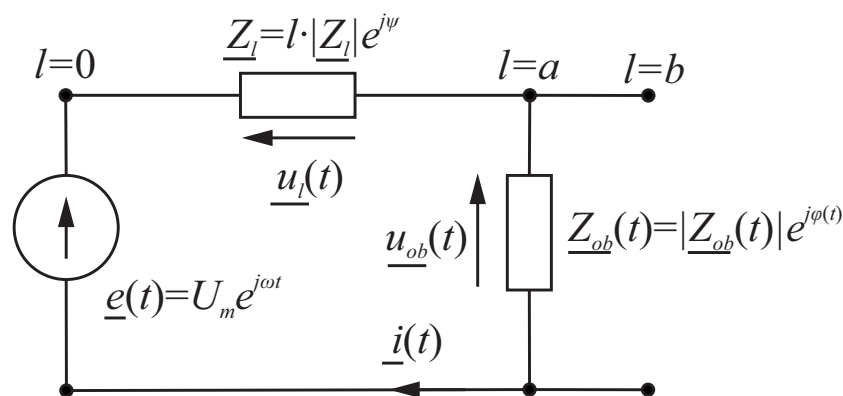


Figure 3. Diagram of a simplified single-phase power supply system for a disturbing load [18].

Considering the assumptions and using Kirchhoff’s current and voltage law, the voltage at the load power supply terminals at the distance $l = a$ is as follows:

$$\underline{u}_{ob}(t) = \frac{|\underline{Z}_{ob}(t)| U_m e^{j(\omega t + \varphi(t) - \gamma_z(t))}}{\sqrt{l^2 |\underline{Z}_l|^2 + |\underline{Z}_{ob}(t)|^2 + 2l |\underline{Z}_l| \cdot |\underline{Z}_{ob}(t)| \cos(\psi - \varphi(t))}} \tag{1}$$

where:

$$\gamma_z(t) = \arg \left(\begin{matrix} \left(l |\underline{Z}_l| \cos \psi + |\underline{Z}_{ob}(t)| \cos \varphi(t) \right) + \\ + j \left(l |\underline{Z}_l| \sin \psi + |\underline{Z}_{ob}(t)| \sin \varphi(t) \right) \end{matrix} \right). \tag{2}$$

Equation (1) can be identified with amplitude and angle/phase modulation (AM-PM/FM) [39]. For a stiff power grid, the frequency change is usually not greater than ± 50 mHz [40]. Hence, simplifying for such power grid, the voltage fluctuation can be identified with amplitude modulation AM [41–44]. Equation (1) shows that the voltage fluctuation depends on the distance l . For $l = 0$ m, the voltage amplitude is constant, so there is no voltage fluctuation. The greatest fluctuations occur for $l = a$ m; that is, at the point of supply of the disturbing load. The rate of the increase in the amplitude of voltage changes on the section from $l = 0$ m to $l = a$ m depends on the parameters of the supply line and the value of the load impedance seen from the terminals $e(t)$. For loads supplied from the same circuit, not being the source of voltage fluctuations, at a distance of $l > a$ m, the voltage fluctuations are constant or are slightly suppressed by the supply line [16–18]. The discussed situation with a linear approximation of the dependence of the voltage fluctuation on the distance is shown in Figure 4. The propagation assessment for branching radial topology is carried out in the same way as for the assumed single-phase power supply circuit [16,45].

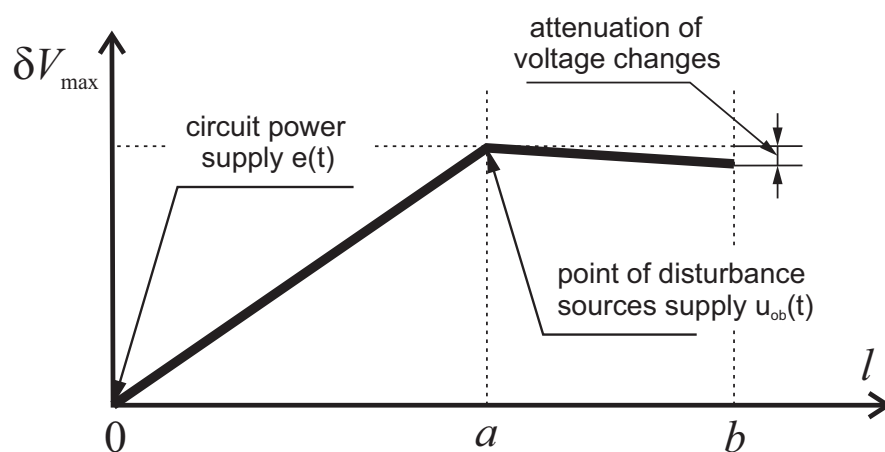


Figure 4. Linear approximation of the dependence $\delta V_{max} = f(l)$ [18].

Assuming that the propagation of the modulating signal component proceeds in the same way as the propagation of the resultant voltage fluctuation in the power grid, the indication of the supply point of a noxious load is carried out by determining the distance l_p for which the mean value of the amplitude changes in the i -th component signal (with a comparable fundamental frequency for selected measuring points) achieves its global maximum value.

The iterative process starts with $N = 1$ (the number of decomposition signals associated with the individual voltage fluctuation sources) and is repeated with an increase in N until any two i -th component signals lead to the indication of the same supply point. $N - 1$ iteration is important in the process of locating supply points for disturbing loads. However, for the process of identifying (recognizing) disturbing sources, the N -th iteration can be used (or subsequent iterations with an increase in N), provided that for the fundamental frequencies of any two component signals whose propagation assessment leads to the indication of the same point, dependence:

$$\exists_{i,j \in 1, \dots, N: (i \neq j \wedge l_{p_i} \approx l_{p_j})} \left\{ f_i = |2f_c - f_j| \vee f_i = n f_j \right\} \quad (3)$$

is not satisfied, where $n \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$, f_c is the power frequency, i.e., 50 Hz or 60 Hz. The dependence described by (3) for the fundamental frequency of any two component signals, whose propagation assessment leads to the indication of the same point, can result from an incorrect carrier signal estimation or an incorrect (redundant) decomposition of the modulating signal. A graphic representation of the process of selective identification and localization of voltage fluctuation sources is shown in Figure 5.

The algorithm performs selective identification and localization of disturbing loads on the basis of simultaneous recordings of instantaneous voltage values with a sampling frequency of at least 12 kHz for the period of discrimination in which the influence of the disturbing source occurred. The sampling frequency of 12 kHz results from the Kotelnikov-Shanon theorem and the necessity to consider the band of the signal up to the 40th harmonic of the modulating signal with the fundamental frequency equal to the maximum assumed rate of changes in the disturbing load state (the analysis up to the 40th harmonic results from the fact that in the case of an asymmetrical operating cycle of disturbance sources, the signal energy is concentrated around higher harmonics [37]). The selection of the period of discrimination that should be stored can be made dependent on the monitoring of the selected voltage fluctuation indicator. In the paper, the main consideration is a low-voltage network with a radial topology with branches (the topology most commonly used in low-voltage networks). Therefore, in the paper, the recording periods of instantaneous voltage values are stored when the short-term flicker P_{st} at the end of the line is greater than 0.8. The adopted limit value results from the fact that the acceptable limit

value of the indicator P_{st} in the low-voltage network is 1.0 and considering the situation when voltage fluctuations may be suppressed by the capacitive nature of the line, resulting in a reduction in the P_{st} value on the end of the line. In the future, the selection of the period of discrimination can be performed automatically by using the infrastructure of smart meters, which, within a separate structure of the power grid, will simultaneously record the instantaneous voltage values and store them in 10-min intervals (P_{st} measurement period), if the indicator P_{st} at the end of the line achieves the limit value. For the registered voltage samples, the algorithm presented in Figure 1 will be triggered, then the devices can delete recorded voltage samples from the memory and store in the memory only the result of the proposed algorithm.

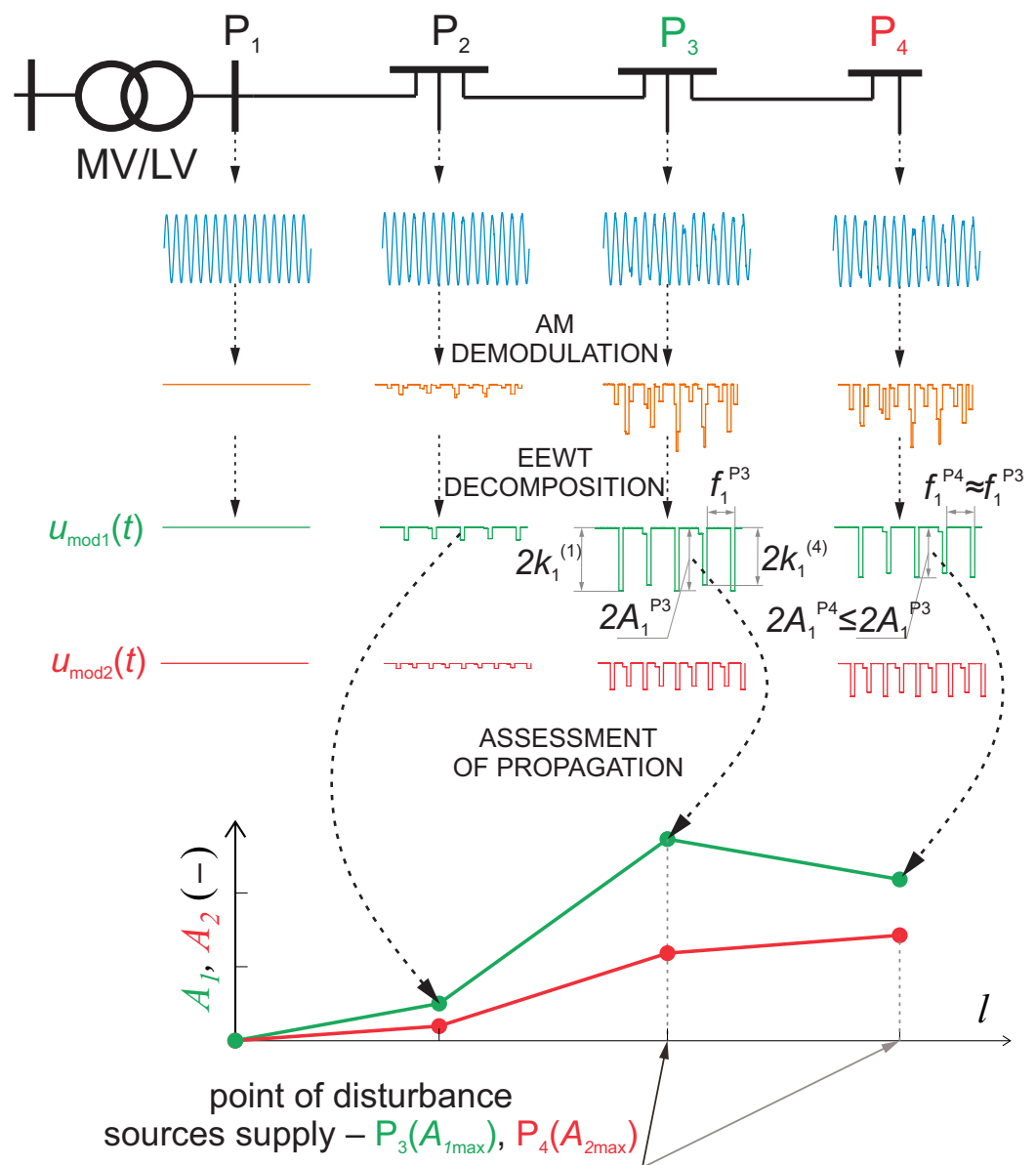


Figure 5. Graphic representation of the process of selective identification of supply point of voltage fluctuation source.

3. Selected Configurations of Low-Voltage Networks

The research focused mainly on low-voltage networks, because the voltage fluctuations most often occur in them. Currently, most of the low-voltage networks in Poland are radial topologies with branches. The proposed approach was verified in experimental studies in a real power grid with the structure shown in Figure 6b and in simulation studies using the MATLAB/SIMULINK program, in which the network structures presented in Figure 6 were modeled.

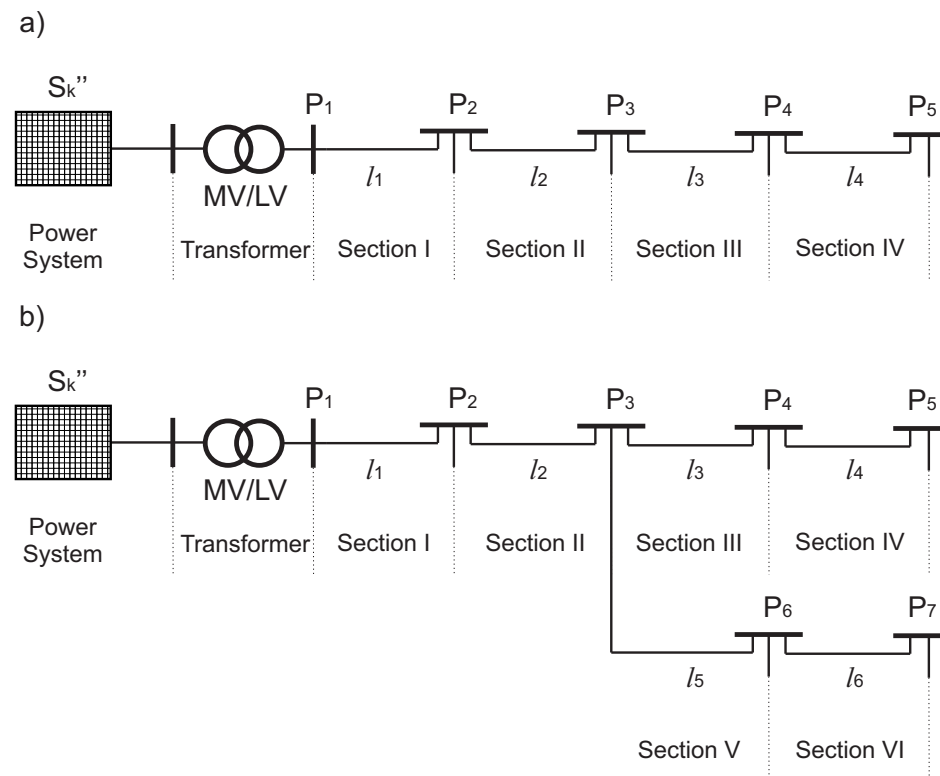


Figure 6. Low-voltage power grid configurations selected for testing: (a) radial topology, (b) branching radial topology.

Considering the negative impact of voltage fluctuations on other loads supplied from the same network as the disturbing load and technical limitations, experimental verification could only be performed in one network configuration. Therefore, additional simulation studies were carried out with consideration of many configurations of the low-voltage power network with the topology shown in Figure 6. The parameters of selected power networks presented in Figure 6 are presented in Tables 1–4.

Table 1. Parameters of selected low-voltage power grid configurations with radial topology—Line 1.

Parameter	SCP	Type	l_i (m)	S (mm ²)	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Power System	80 MVA	-	-	-	0.0	2.2	2.2
Transformer	315 kVA	-	-	-	9.2	21.5	23.3
Section I	-	Cable line—Al	200	120	51.0	13.4	52.7
Section II	-	Overhead line—Al	200	70	87.4	66.0	109.5
Section III	-	Overhead line—Al	200	50	122.7	66.0	139.4
Section IV	-	Cable line—Cu	25	10	45.8	2.0	45.8

Table 2. Parameters of selected low-voltage power grid configurations with radial topology—Line 2.

Parameter	SCP	Type	l_i (m)	S (mm ²)	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Power System	200 MVA	-	-	-	0.0	0.9	0.9
Transformer	630 kVA	-	-	-	3.8	10.8	11.4
Section I	-	Cable line—Al	200	240	25.6	13.2	28.8
Section II	-	Cable line—Al	200	120	51.0	13.4	52.7
Section III	-	Cable line—Al	200	120	51.0	13.4	52.7
Section IV	-	Cable line—Cu	25	25	28.8	1.9	28.8

Table 3. Parameters of selected low-voltage power grid configurations with radial topology—Line 3.

Parameter	SCP	Type	l_i (m)	S (mm ²)	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Power System	60 MVA	-	-	-	0.0	2.9	2.9
Transformer	100 kVA	-	-	-	35.2	62.7	71.9
Section I	-	Overhead line—Al	200	70	87.4	66.0	109.5
Section II	-	Overhead line—Al	200	50	122.7	66.0	139.4
Section III	-	Overhead line—Al	200	35	175.3	66.0	187.3
Section IV	-	Cable line—Al	25	16	47.0	1.9	47.0

Table 4. Parameters of selected low-voltage power grid configurations with branching radial topology—Line 4.

Parameter	SCP	Type	l_i (m)	S (mm ²)	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Power System	200 MVA	-	-	-	0.0	0.9	0.9
Transformer	630 kVA	-	-	-	3.8	10.8	11.4
Section I	-	Overhead line—Al	300	70	150.0	31.4	153.3
Section II	-	Overhead line—Al	250	50	150.0	31.4	153.3
Section III	-	Overhead line—Al	100	35	100.0	69.1	121.6
Section IV	-	Cable line—Al	50	16	50.0	2.1	50.0
Section V	-	Overhead line—Al	100	35	100.0	69.1	121.6
Section VI	-	Cable line—Al	50	16	50.0	2.1	50.0

4. Verification of the Algorithm for Selective Identification and Localization of Voltage Fluctuation Sources

Simulation verification of the proposed algorithm for the selective identification and localization of voltage fluctuation sources was carried out for many power grid topologies, considering the influence of many disturbing sources that change their operating state with different frequencies. Considering the paper's clarity, only five cases described in Table 5 were selected for each line presented in Section 3. Experimental verification of the proposed algorithm for the selective identification and localization of sources of voltage fluctuation was carried out for five cases described in Table 5 and for line 4.

Table 5. Selected cases for verification of the proposed algorithm for selective identification and localization of voltage fluctuation sources.

Case No.	Disturbing Load			
	3 kW Convection Heating System with SSR TRIAC Control System		2 kW Convection-Radiation Heating System with SSR MOSFET Control System	
	Rate of Change in Operating State f_i (Hz)	Point of Disturbance Sources Supply on Line 1–4 P_i	Rate of Change in Operating State f_i (Hz)	Point of Disturbance Sources Supply on Line 1–3 (Line 4) P_i
I	0.5	P_4	100.5	P_3 (P_6)
II	0.5	P_4	91.2	P_3 (P_6)
III	0.5	P_4	8.8	P_3 (P_6)
IV	0.5	P_4	91.2	P_4 (P_4)
V	0.5	P_4	8.8	P_4 (P_4)

The rates of changes in the operating state of disturbing loads in individual cases were selected in such a way that the adopted limit value $P_{st} = 0.8$ was exceeded at the end of the line. The presented cases include the following:

- identification of a “slow” voltage fluctuation source (changing its operating state with a frequency lower than the power frequency) and a “fast” voltage fluctuation source (changing its operating state with a frequency greater than the power frequency), which are supplied from the same supply point or a separate supply point;
- identification of two “slow” sources of voltage fluctuation, which are supplied from the same supply point or a separate supply point;
- identification of a “slow” source of voltage fluctuation and a “fast” source of voltage fluctuation, which result in a flicker of the same frequency and are supplied from a separate supply point.

For the selected frequency values, in most cases, it is impossible to correctly identify all the disturbing sources using other methods of voltage fluctuation source identification available in the literature. In the experimental verification, the source of interference was a 3 kW convection heating system with the SSR-TRIAC control system (switching the heating system with a frequency of up to 50 Hz) and a 2 kW convection–radiation heating system with the SSR-MOSFET control system (switching the heating system up to 150 Hz). In the simulation verification, the sources of voltage fluctuation were modeled as in the experimental verification to compare the results of simulation and experimental studies. In the research, disturbing sources were single-phase supplied, so all results presented in Section 4 are limited only to the phase in which the disturbance occurred. The presented approach can be performed in a similar way in the other phases, if voltage fluctuation occurs in them. In addition, a random operation of other loads supplied from the same network by random switching on and off of resistive loads up to 1 kW at individual points P_1 – P_7 of the network was modeled in the simulation verification.

Figure 7 shows a graphical representation of the proposed approach for Case I for Line 1. The results for all cases considered are shown in Tables 6–9. The individual tables present the simulation and experimental results (shown in brackets) of the proposed approach and compare them with other exemplary methods of identifying sources of voltage fluctuation using the statistical analysis of the rms value changes δV [16–18,45] or the value of the short-term flicker indicator P_{st} [24,25,46], which are currently used in real power grids to locate disturbing sources. Bold font with a grey background indicates the supply point of the disturbing load, which was determined using the proposed approach (columns f_i and A_i) and the currently used methods (columns P_{st} and δV_{\max} , where δV_{\max} is the maximum change

in the rms value of voltage in the period of discrimination). Figure 8 shows a graphical representation that allows comparison of the proposed approach with other methods used in practice for Case I of Line 4 (numerical simulation research results for the power grid model in MATLAB/SIMULINK and experimental research results for the real power grid (LV network)).

The instantaneous voltage values at individual points in the network (the input data of the proposed approach) were recorded synchronously in the simulation variant and asynchronously with a 2 min delay in the experimental variant. The asynchrony of the measurements in the experimental variant resulted from hardware limitations. It is worth noting that with the de-synchronization of the measurements in the experimental variant, there are visible problems in the correct location of the disturbing sources by the currently used identification methods. As a consequence, the currently used methods can incorrectly indicate a supply point of a disturbing load (see Table 9) when de-synchronization of the measurements occurs. Moreover, the currently used identification methods mainly allow one to locate the dominant source of disturbance. The problems of locating more sources of voltage fluctuation (especially in the case of the radial network) by the currently used methods of identifying the sources of voltage fluctuations are presented in [16–18,38]. For the proposed approach, small de-synchronization (up to 2 min) of voltage measurements at individual points of the network does not cause problems in the correct location of disturbing loads. The proposed approach in each considered case allows the sources of disturbances in the power grid to be identified and for their supply point to be determined.

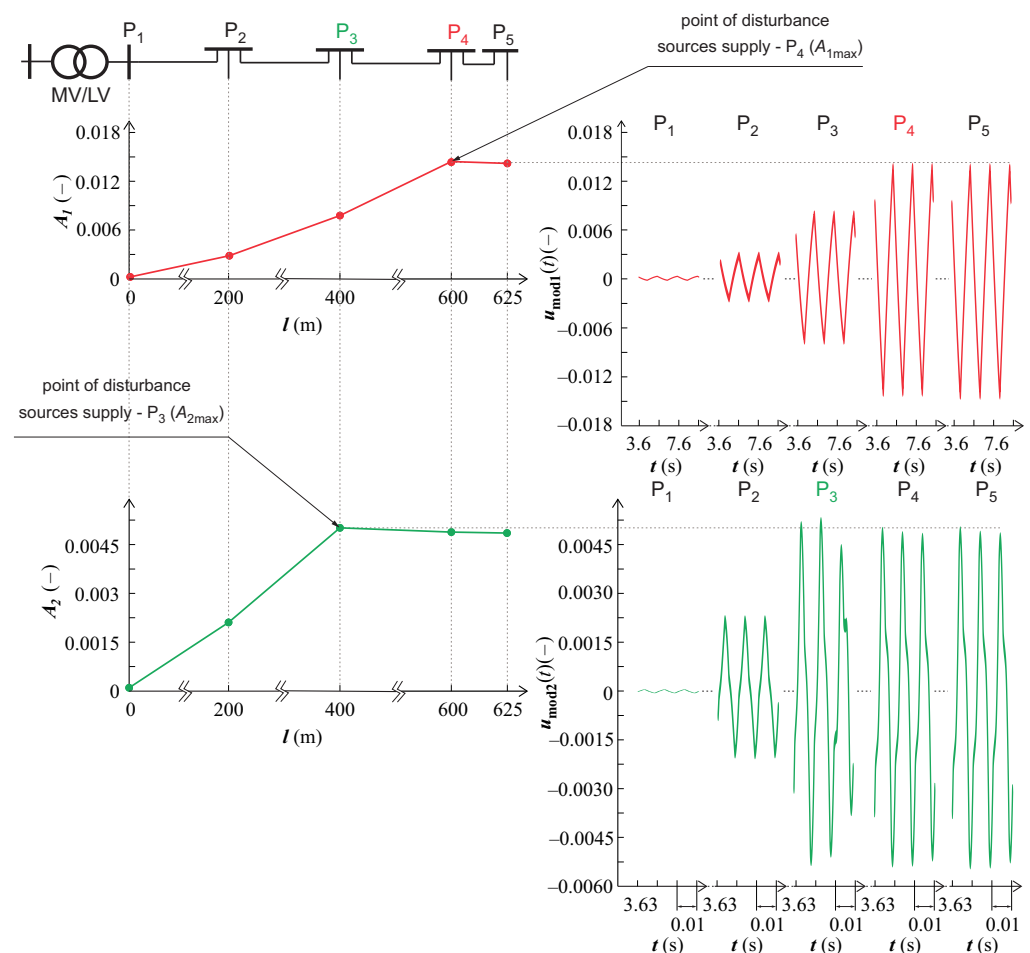


Figure 7. Graphical representation of the proposed approach for Case I and for Line 1.

Table 6. The numerical simulation research results for Line 1.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (-)	δV_{\max} (V)
		$u_{\text{mod1}}(t)$		$u_{\text{mod2}}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (-)	f_2 (Hz)	A_2 (-)		
I	0	0.5	0.000	99.5	0.000	0.12	0.3
	300	0.5	0.003	100.5	0.002	0.73	1.6
	550	0.5	0.008	100.5	0.005	1.95	4.3
	650	0.5	0.014	100.5	0.005	3.62	7.3
	700	0.5	0.014	100.5	0.005	3.62	7.3
II	0	0.5	0.000	91.2	0.000	0.23	0.4
	300	0.5	0.003	91.2	0.002	1.18	2.2
	550	0.5	0.008	91.2	0.005	3.26	6.0
	650	0.5	0.014	91.2	0.005	4.58	9.6
	700	0.5	0.014	91.2	0.005	4.58	9.6
III	0	0.5	0.000	8.8 *	0.000	0.16	0.2
	300	0.5	0.003	8.8	0.002	1.75	2.3
	550	0.5	0.007	8.8	0.005	4.56	6.0
	650	0.5	0.014	8.8	0.005	5.56	9.0
	700	0.5	0.014	8.8	0.005	5.56	9.0
IV	0	0.5	0.000	91.2	0.000	0.18	0.3
	300	0.5	0.003	91.2	0.002	1.14	2.1
	550	0.5	0.007	91.2	0.005	3.16	5.9
	650	0.5	0.014	91.2	0.009	5.97	11.2⁽²⁾
	700	0.5	0.014	91.2	0.009	5.97	11.2
V	0	0.5	0.000	8.8 *	0.000	0.16	0.2
	300	0.5	0.003	8.8	0.002	1.73	2.3
	550	0.5	0.007	8.8	0.005	4.50	5.9
	650	0.5	0.014	8.8	0.010	8.43	10.9⁽²⁾
	700	0.5	0.014	8.8	0.010	8.43	10.9

*—The problem during decomposition. The resulting component has a significantly different frequency than 8.8 Hz, but has a negligibly small amplitude. ⁽²⁾/⁽²⁾—The method of statistically assessing the propagation of voltage changes δV using histograms allows for the correct indication of supply points of disturbing loads without/with a correct estimation of the rate of changes in their operating state.

Table 7. The numerical simulation research results for Line 2.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (-)	δV_{\max} (V)
		$u_{\text{mod1}}(t)$		$u_{\text{mod2}}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (-)	f_2 (Hz)	A_2 (-)		
I	0	0.5	0.000	100.5	0.000	0.10	0.2
	200	0.5	0.002	100.5	0.001	0.42	1.0
	400	0.5	0.004	100.5	0.002	1.07	2.5
	600	0.5	0.007	100.5	0.002	1.74	3.8
	625	0.5	0.007	100.5	0.002	1.74	3.8
II	0	0.5	0.000	91.2	0.000	0.18	0.3
	200	0.5	0.001	91.2	0.001	0.77	1.5
	400	0.5	0.004	91.2	0.002	1.80	3.4
	600	0.5	0.007	91.2	0.002	2.32	4.8
	625	0.5	0.007	91.2	0.002	2.32	4.8

Table 7. Cont.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (-)	δV_{\max} (V)
		$u_{\text{mod1}}(t)$		$u_{\text{mod2}}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (-)	f_2 (Hz)	A_2 (-)		
III	0	0.5	0.000	8.8 *	0.000	0.07	0.1
	200	0.5	0.001	8.8	0.001	0.88	1.2
	400	0.5	0.004	8.8	0.003	2.50	3.3
	600	0.5	0.007	8.8	0.003	2.90	4.6
	625	0.5	0.007	8.8	0.003	2.90	4.6
IV	0	0.5	0.000	91.2	0.000	0.16	0.2
	200	0.5	0.001	91.2	0.001	0.73	1.4
	400	0.5	0.004	91.2	0.002	1.76	3.3
	600	0.5	0.007	91.2	0.004	2.83	5.4 ⁽²⁾
	625	0.5	0.007	91.2	0.004	2.83	5.4
V	0	0.5	0.000	8.8 *	0.000	0.07	0.1
	200	0.5	0.001	8.8	0.001	0.88	1.2
	400	0.5	0.004	8.8	0.003	2.50	3.3
	600	0.5	0.007	8.8	0.003	2.90	4.6 ⁽²⁾
	625	0.5	0.007	8.8	0.003	2.90	4.6

*—The problem during decomposition. The resulting component has a significantly different frequency than 8.8 Hz, but has a negligibly small amplitude. ⁽²⁾/⁽²⁾—The method of statistically assessing the propagation of voltage changes δV using histograms allows for the correct indication of supply points of disturbing loads without/with a correct estimation of the rate of changes in their operating state.

Table 8. The numerical simulation research results for Line 3.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (-)	δV_{\max} (V)
		$u_{\text{mod1}}(t)$		$u_{\text{mod2}}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (-)	f_2 (Hz)	A_2 (-)		
I	0	0.5	0.001	100.5	0.001	0.28	0.7
	200	0.5	0.006	100.5	0.004	1.46	3.2
	400	0.5	0.012	100.5	0.008	3.15	6.9
	600	0.5	0.021	100.5	0.008	5.63	11.1
	625	0.5	0.021	100.5	0.008	5.63	11.1
II	0	0.5	0.001	91.2	0.001	0.58	1.1
	200	0.5	0.005	91.2	0.004	2.56	4.7
	400	0.5	0.012	91.2	0.008	5.29	9.7
	600	0.5	0.021	91.2	0.008	7.21	14.4
	625	0.5	0.021	91.2	0.008	7.21	14.4
III	0	0.5	0.001	8.8	0.001	0.59	0.8
	200	0.5	0.005	8.8	0.004	3.36	4.4
	400	0.5	0.011	8.8	0.008	7.27	9.4 ⁽²⁾
	600	0.5	0.021	8.8	0.008	8.67	13.6 ⁽²⁾
	625	0.5	0.021	8.8	0.008	8.67	13.6
IV	0	0.5	0.001	91.2	0.001	0.54	1.0
	200	0.5	0.005	91.2	0.004	2.49	4.7
	400	0.5	0.012	91.2	0.008	5.21	9.6
	600	0.5	0.021	91.2	0.014	9.09	16.5 ⁽²⁾
	625	0.5	0.021	91.2	0.014	9.09	16.5

Table 8. Cont.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (-)	δV_{max} (V)
		$u_{mod1}(t)$		$u_{mod2}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (-)	f_2 (Hz)	A_2 (-)		
V	0	0.5	0.001	8.8	0.001	0.59	0.8
	200	0.5	0.005	8.8	0.004	3.29	4.3
	400	0.5	0.001	8.8	0.008	7.12	9.2
	600	0.5	0.021	8.8	0.014	12.70	16.2⁽²⁾
	625	0.5	0.021	8.8	0.014	12.70	16.2

(2)/(2)—The method of statistically assessing the propagation of voltage changes δV using histograms allows for the correct indication of supply points of disturbing loads without/with a correct estimation of the rate of changes in their operating state.

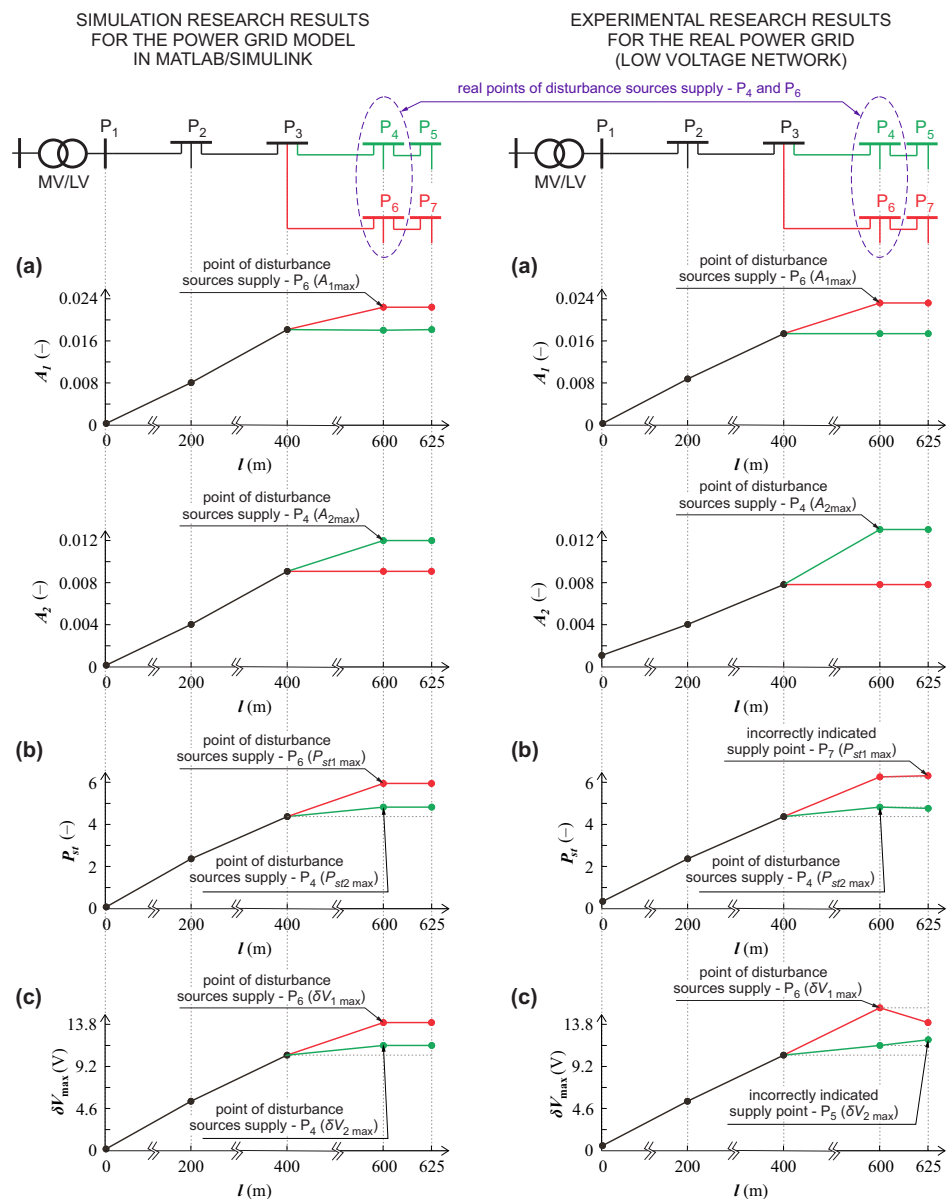


Figure 8. Comparison of the proposed approach (marked as (a)) with other methods (the method using the statistical analysis of the rms value changes δV marked as (b) and the method using the statistical analysis of the P_{st} value marked as (c) for case I of Line 4 (simulation and experimental variant).

Table 9. The simulation and experimental (in brackets) research results in the real power grid—Line 4.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (-)	δV_{\max} (V)
		$u_{\text{mod1}}(t)$		$u_{\text{mod2}}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (-)	f_2 (Hz)	A_2 (-)		
I	0	0.5	0.000 (0.000)	100.5	0.000 (0.001)	0.03 (0.28)	0.1 (0.6)
	300	0.5	0.008 (0.009)	100.5	0.004 (0.004)	2.23 (2.36)	5.4 (5.1)
	550	0.5	0.018 (0.017)	100.5	0.009 (0.008)	4.52 (4.55)	10.8 (10.0)
	650	0.5	0.018 (0.017)	100.5	0.012 (0.013)	4.74 (4.77)	11.6 ⁽²⁾ (11.5)
	700	0.5	0.018 (0.017)	100.5	0.012 (0.013)	4.74 (4.74)	11.6 (12.1) [†]
	650	0.5	0.022 (0.023)	100.5	0.009 (0.008)	5.95 (6.30)	13.9 ⁽²⁾ (14.8)
	700	0.5	0.022 (0.023)	100.5	0.009 (0.008)	5.95 (6.32) [†]	13.9 (13.6)
	II	0	0.5	0.000 (0.001)	91.2	0.000 (0.001)	0.09 (0.38)
300		0.5	0.007 (0.009)	91.2	0.004 (0.005)	3.34 (3.35)	7.0 (6.9)
550		0.5	0.015 (0.017)	91.2	0.009 (0.009)	6.76 (6.47)	13.9 (14.3)
650		0.5	0.015 (0.017)	91.2	0.012 (0.013)	8.31 (8.13)	16.0 ⁽²⁾ (17.1)
700		0.5	0.015 (0.017)	91.2	0.012 (0.013)	8.31 (8.08)	16.0 (16.0)
650		0.5	0.022 (0.024)	91.2	0.009 (0.009)	7.91 (7.83)	16.8 ⁽²⁾ (17.3)
700		0.5	0.022 (0.024)	91.2	0.009 (0.009)	7.91 (7.85) [†]	16.8 (18.1) [†]
III		0	0.5	0.000 (0.001)	8.8	0.000 (0.000)	0.07 (0.59)
	300	0.5	0.007 (0.009)	8.8	0.005 (0.006)	4.89 (5.53)	7.9 (7.4)
	550	0.5	0.015 (0.017)	8.8	0.011 (0.012)	9.90 (10.57)	15.7 (14.1)
	650	0.5	0.015 (0.017)	8.8	0.013 (0.017)	12.59 (14.0)	18.0 ⁽²⁾ (16.4) ⁽²⁾
	700	0.5	0.015 (0.017)	8.8	0.013 (0.017)	12.59 (14.0)	18.0 (16.0)
	650	0.5	0.022 (0.023)	8.8	0.011 (0.012)	10.76 (11.51)	18.7 ⁽²⁾ (11.5) ⁽²⁾
	700	0.5	0.022 (0.023)	8.8	0.011 (0.012)	10.76 (11.51)	18.7 (11.5)

Table 9. Cont.

Case No.	Distance from the Power Station l (m)	Modulating Signal Components Associated with Individual Disturbing Load				P_{st} (–)	δV_{\max} (V)
		$u_{\text{mod}1}(t)$		$u_{\text{mod}2}(t)$			
		f_1 (Hz)	A_1 (–)	f_2 (Hz)	A_2 (–)		
IV	0	0.5	0.000 (0.000)	91.2	0.000 (0.001)	0.08 (0.38)	0.1 (0.9)
	300	0.5	0.007 (0.009)	91.2	0.004 (0.004)	3.32 (3.33)	7.0 (7.1)
	550	0.5	0.015 (0.017)	91.2	0.009 (0.009)	6.72 (6.43)	13.8 (12.8)
	650	0.5	0.020 (0.023)	91.2	0.012 (0.013)	8.98 (9.09)	18.1 ⁽²⁾ (18.7)
	700	0.5	0.020 (0.022)	91.2	0.012 (0.013)	8.97 (9.07)	18.1 (19.5) [†]
	650	0.5	0.015 (0.016)	91.2	0.009 (0.009)	7.01 [†] (6.49)	14.4 [†] (13.8) [†]
	700	0.5	0.015 (0.016)	91.2	0.009 (0.009)	7.01 (6.51) [†]	14.4 (13.8)
	V	0	0.5	0.000 (0.001)	8.8	0.000 (0.001)	0.07 (0.59)
300		0.5	0.007 (0.009)	8.8	0.005 (0.006)	4.86 (5.47)	7.9 (7.5)
550		0.5	0.015 (0.017)	8.8	0.010 (0.012)	9.83 (10.46)	15.6 (14.2)
650		0.5	0.020 (0.023)	8.8	0.014 (0.017)	13.10 (14.67)	20.3 ⁽²⁾ (19.0)
700		0.5	0.020 (0.023)	8.8	0.014 (0.017)	13.10 (14.61)	20.3 (20.0) [†]
650		0.5	0.015 (0.017)	8.8	0.010 (0.012)	10.04 [†] (10.47)	16.2 [†] (14.9) [†]
700		0.5	0.015 (0.017)	8.8	0.010 (0.012)	10.04 (10.48) [†]	16.2 (14.5)

⁽²⁾/⁽²⁾—The method of statistically assessing the propagation of voltage changes δV using histograms allows for the correct indication of supply points of disturbing loads without/with a correct estimation of the rate of changes in their operating state. [†]—Incorrect indication of the point of disturbance source supply.

5. Conclusions

The current paper has presented a proposed algorithm for the selective identification and localization of the sources of voltage fluctuation in a power grid, which allows the determination of the supply point of individual disturbing loads. The presented approach first considers sources of voltage fluctuation, which change their operating state with a frequency greater than the power frequency. These types of disturbances are caused, for example, by power electronic devices, whose number in the power grid shows an increasing trend. Apart from the presented algorithm of selective identification and localization of disturbing loads, there are no solutions that would allow for the identification and localization of disturbing sources with the consideration of rapid voltage changes with a frequency of up to 150 Hz.

The correctness of the proposed approach was verified in experimental and simulation studies. The research considered the branching radial topology common in low-voltage networks. The correctness of identification was verified for selected hybrid configurations of power networks in the considered topologies (network consisting of overhead and cable lines of different cross-sections and with different short-circuit power of the network and medium-voltage/low-voltage transformer). The considered sections of different line

impedance and line nature can cause incorrect identification and localization of disturbing sources using the currently used statistical methods. This problem does not affect the accuracy of the proposed approach. The presented research results show that only the proposed algorithm for the selective identification and localization of voltage fluctuation sources allows the identification of voltage fluctuation sources and determination of their supply points with consideration of disturbing sources changing their operating state with a frequency of up to 150 Hz. For disturbing loads that change their operating state with a frequency lower than the power frequency, there are problems with the correct identification of voltage fluctuation sources when using other methods used in practice for a stiff power grid with significant short-circuit power or for the measurement of desynchronization at individual points in the network. In such a case, the proposed approach allows sources of voltage fluctuation to be identified (determination of the frequency of changes in the operating state of the disturbance source) and for their supply points to be determined.

The limitations of the proposed approach include the problem of correct identification of disturbing sources supplied from one point in the case of the relationship described by (3), which is closely related to the demodulation method used with carrier signal estimation. The second significant limitation may be the identification of sources changing their state with a comparable frequency because of the problem of correct division of the signal spectrum in the decomposition process with the use of the EEWT, which is described in [37]. The solution to the presented limitations can be the use of the decomposition method, in which the base signals will be a function describing the shape of voltage fluctuations caused by the influence of typical sources of voltage fluctuation in the power grid. The acquisition of base signals that require long-term recordings of instantaneous voltage values at many points in the power grid and the use of demodulation with carrier signal estimation will be the subjects of further research.

Funding: The work was partially supported by the Foundation for Polish Science (FNP) under Stipend START 45.2021, and the Ministry of Education and Science under Grant numbers 0212/SBAD/0539 and 0212/SBAD/0541.

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: Not applicable.

Conflicts of Interest: The author declares no conflicts of interest.

Abbreviations

The following abbreviations are used in this manuscript:

AM	Amplitude modulation.
EEWT	Enhanced empirical wavelet transform.
$u(t)$	Instantaneous values of voltage.
$e(t)$	Instantaneous values of sinusoidal (undistorted) nominal supply voltage.
f_c	Power frequency (50 Hz or 60 Hz)—nominal voltage frequency (carrier frequency).
f_i	Estimated fundamental frequency of i -th modulating signal component in period of discrimination.
$k_i^{(j)}$	Estimated j -th amplitude of i -th modulating signal component in period of discrimination.
A_i	Mean of estimated amplitudes of i -th modulating signal component in period of discrimination (excluding outliers).
N	Number of voltage modulating signal components obtained using EEWT.
l	Distance from power station.
l_{P_i}	Distance from power station of supply point of i -th disturbing load.
P_{st}	Short-term flicker indicator.
P_i	i -th supply point of loads in the power grid.

Z_l	Line impedance per unit length.
$Z_{ob}(t)$	Load impedance at time t .
$Y_{ob}(t)$	Load admittance at time t .
δV_{\max}	The maximum change in rms value of voltage in the period of discrimination.
LV	Low voltage.
MV	Medium voltage.
S	Cable/overhead line cross-section.
R	Cable/overhead line resistance of the length l_i .
X	Cable/overhead line reactance of the length l_i .
Z	Cable/overhead line impedance of the length l_i .
SCP	Short-circuit power.
SSR	Solid-state relay.

References

- 6th CEER Benchmarking Report on all the Quality of Electricity and Gas Supply 2016. 2016. Available online: <https://www.ceer.eu/> (accessed on 1 September 2021).
- Voltage Fluctuation. International Electrotechnical Commission Standard IEC Number 161-08-05. 2003. Available online: <http://std.iec.ch/iec60050> (accessed on 1 September 2021).
- Mindykowski, J.; Tarasiuk, T. Problems of power quality in the wake of ship technology development. *Ocean Eng.* **2015**, *107*, 108–117. [[CrossRef](#)]
- Ghaseminezhad, M.; Doroudi, A.; S.H. Hosseinian, A.J. Analysis of voltage fluctuation impact on induction motors by an innovative equivalent circuit considering the speed changes. *IET Gen. Transm. Distrib.* **2017**, *11*, 512–519. [[CrossRef](#)]
- Jhala, K.; Natarajan, B.; Pahwa, A. The Dominant Influencer of Voltage Fluctuation for Power Distribution System. *IEEE Trans. Power Syst.* **2019**. [[CrossRef](#)]
- Geiger, D.L.; Halpin, S.M. Flicker Limit Compliance Assessment in the Presence of Background Disturbances. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2018**, *33*, 3028–3035. [[CrossRef](#)]
- Otomanski, P.; Wiczynski, G.; Zajac, B. Flicker Vision of Selected Light Sources. *Meas. Sci. Rev.* **2017**, *17*, 232–240. [[CrossRef](#)]
- Geiger II, D.L.; Halpin, S.M. Assessing Voltage Fluctuations and Lamp Flicker Using RMS Voltages. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2017**, *32*, 2481–2488. [[CrossRef](#)]
- Putz, L.; Bednarek, K.; Nawrowski, R. Disturbances Generated by Lighting Systems with LED Lamps and the Reduction in Their Impacts. *Appl. Sci.* **2019**, *9*, 4894. [[CrossRef](#)]
- Petrinska, I.; Ivanov, D. Estimation of Flicker of Contemporary LED Lamps and Luminaires. In Proceedings of the 2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 11–14 September 2019; pp. 1–4. [[CrossRef](#)]
- Petrinska, I.; Ivanov, D.; Pavlov, D.; Kassev, K. Photometric Flicker of LED Luminaires According to Driver Type. In Proceedings of the 2020 21st International Symposium on Electrical Apparatus Technologies (SIELA), Bourgas, Bulgaria, 3–6 June 2020; pp. 1–4. [[CrossRef](#)]
- Alam, M.R.; Bai, F.; Yan, R.; Saha, T.K. Classification and Visualization of Power Quality Disturbance-Events using Space Vector Ellipse in Complex Plane. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2020**. [[CrossRef](#)]
- Maksic, M.; Papic, I.; Blazic, B. Simple Continuous Assessment of Transmission-Network Flicker Levels Caused by Multiple Sources. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2016**, *31*, 2546–2552. [[CrossRef](#)]
- Bastos, A.F.; Santoso, S. Universal Waveshape-Based Disturbance Detection in Power Quality Data Using Similarity Metrics. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2020**, *35*, 1779–1787. [[CrossRef](#)]
- Hanzelka, Z.; Chmielowiec, K.; Firlit, A.; Swiatek, B. New challenges for voltage quality studies. *Prz. Elektrotechniczny* **2013**, *89*, 17–25.
- Wiczynski, G. Voltage-Fluctuation-Based Identification of Noxious Loads in Power Network. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* **2009**, *58*, 2893–2898. [[CrossRef](#)]
- Wiczynski, G. Determining location of voltage fluctuation source in radial power grid. *Electr. Power Syst. Res.* **2020**, *180*. [[CrossRef](#)]
- Kuwalek, P. Trace of Flicker Sources by Using Non-Parametric Statistical Analysis of Voltage Changes. In Proceedings of the 2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Dubai, United Arab Emirates, 6–7 July 2020; pp. 1–6.
- Eghedarpour, N.; Farjah, E.; Khayatian, A. Intelligent identification of flicker source in distribution systems. *IET Gener. Transm. Dis.* **2010**, *4*, 1016–1027. [[CrossRef](#)]
- Dejamkhooy, A.; Dastfan, A.; Ahmadyfard, A. Source detection and propagation of equal frequency voltage flicker in nonradial power system. *Turk. J. Electr. Eng. Comput. Sci.* **2016**, *24*, 1351–1370. [[CrossRef](#)]
- Axelberg, P.G.V.; Bollen, M.H.J.; Gu, I.Y. Trace of Flicker Sources by Using the Quantity of Flicker Power. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2008**, *23*, 465–471. [[CrossRef](#)]
- Senderovich, G.A.; Diachenko, A.V. A method for determining location of voltage fluctuations source in electric grid. *Electr. Eng. Electromechan.* **2016**, *58*–61. [[CrossRef](#)]

23. Feola, L.; Langella, R.; Papic, I.; Testa, A. Selective Interharmonic Compensation to Improve Statcom Performance for Light Flicker Mitigation. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2018**, *33*, 2442–2451. [[CrossRef](#)]
24. Hanzelka, Z. Single Point Methods for Location of Electromagnetic Disturbances in Power System. *Prz. Elektrotechniczny* **2015**, *91*, 1–5. [[CrossRef](#)]
25. Hanzelka, Z.; Slupski, P.; Piatek, K.; Warecki, J.; Zielinski, M. Single Point Methods for Location of Distortion, Unbalance, Voltage Fluctuation and Dips Sources in a Power System. In *Power Quality*; Zobia, A., Canteli, M., Bansal, R., Eds.; IntechOpen: Rijeka, Croatia, 2011; Chapter 9. [[CrossRef](#)]
26. Wilkosz, K. Single point measurement localization of prevailing harmonic sources in a power system. In Proceedings of the 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Venice, Italy, 18–25 May 2012; pp. 1–6.
27. Inamdar, J.J.; Annapoorani, K.I. A Review of Methods Employed to Identify Flicker Producing Sources. *Telkomnika Telecommun. Comput. Electron. Control* **2018**, *16*, 465–480.
28. Górecki, K.; Szmajda, M.; Mroczka, J. The methodology of source disturbances detection on an electroprecipitator example. In Proceedings of the 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Lisbon, Portugal, 17–19 October 2011; pp. 1–6.
29. Wiczynski, G. Sectional Approximation of the Flickermeter Transformation Characteristic for a Sinusoidal Modulating Signal. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* **2008**, *57*, 2355–2363. [[CrossRef](#)]
30. Wiczynski, G. Simple Model of Flickermeter Signal Chain for Deformed Modulating Signals. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2008**, *23*, 1743–1748. [[CrossRef](#)]
31. Karawia, H.; Mahmoud, M.; Sami, M. Flicker in distribution networks due to photovoltaic systems. *CIREN—Open Access Proc. J.* **2017**, *2017*, 647–649. [[CrossRef](#)]
32. Alizade, A.; Noshahr, J. Evaluating noise and DC offset due to inter-harmonics and supra-harmonics caused by back-to-back converter of (DFIG) in AC distribution network. *CIREN—Open Access Proc. J.* **2017**, *2017*, 629–632. [[CrossRef](#)]
33. Shi, X.; Key, T.; Huque, A. Can Photovoltaic Plants Cause Voltage Flicker?—Field Measurement and Screening. In Proceedings of the 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, IL, USA, 16–21 June 2019; pp. 1549–1555. [[CrossRef](#)]
34. Faranadia, A.H.; Omar, A.M.; Noor, S.Z. Voltage flicker assessment of 15.3kWp grid connected photovoltaic systems. In Proceedings of the 2017 IEEE 8th Control and System Graduate Research Colloquium (ICSGRC), Shah Alam, Malaysia, 4–5 August 2017; pp. 110–115. [[CrossRef](#)]
35. Kus, V.; Peroutka, Z.; Drabek, P. Non-characteristic harmonics and interharmonics of power electronic converters. In Proceedings of the CIREN 2005—18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Turin, Italy, 6–9 June 2005; pp. 1–5. [[CrossRef](#)]
36. Kuwalek, P. AM Modulation Signal Estimation Allowing Further Research on Sources of Voltage Fluctuations. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2020**, *67*, 6937–6945. [[CrossRef](#)]
37. Kuwalek, P. Estimation of Parameters Associated with Individual Sources of Voltage Fluctuations. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2021**, *36*, 351–361. [[CrossRef](#)]
38. Kuwalek, P. The Application of Kernel Density Estimation for Aided the Process of Locating Sources of Voltage Fluctuations. *Prz. Elektrotechniczny* **2019**, *95*, 70–74. [[CrossRef](#)]
39. Duda, K.; Bien, A.; Szyper, M.; Zielinski, T. Analysis of voltage disturbances caused by simultaneous amplitude and phase modulation in electric power network. In Proceedings of the 2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE Cat. No. 04EX951), Lake Placid, NY, USA, 12–15 September 2004; pp. 199–204.
40. Polish Power System PSE. Distribution of Hourly Frequency Deviations—Report for 2017. Available online: <https://www.pse.pl/> (accessed on 1 September 2021).
41. *Flickermeter—Functional and Design Specifications*; International Electrotechnical Commission Standard IEC 61000-4-15:2010; International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland 2010.
42. Wiczynski, G. Estimation of Pst indicator value for a simultaneous influence of two disturbing loads. *Elect. Power Syst. Res.* **2017**, *147*, 97–104. [[CrossRef](#)]
43. Kuwalek, P. Increase of Diagnostic Capabilities of Voltage Fluctuation Indices. In Proceedings of the 2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Dubai, United Arab Emirates, 6–7 July 2020; pp. 1–6.
44. Kuwalek, P.; Jesko, W. Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid. *J. Electr. Eng. Technol.* **2020**, *15*, 601–609. [[CrossRef](#)]
45. Wiczynski, G. Analysis of Voltage Fluctuations in Power Networks. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* **2008**, *57*, 2655–2664. [[CrossRef](#)]
46. Chmielowiec, K.; Wiczynski, G.; Rodziewicz, T.; Firlit, A.; Dutka, M.; Piatek, K. Location of power quality disturbances sources using aggregated data from energy meters. In Proceedings of the 2020 12th International Conference and Exhibition on Electrical Power Quality and Utilisation- (EPQU), Cracow, Poland, 14–15 September 2020; pp. 1–5.

Comparison of the Estimation Errors of Parameters Associated With Individual Voltage Fluctuations Sources Using Selected Decomposition Methods

Piotr Kuwałek

Institute of Electrical Engineering and Electronics, Poznan University of Technology
Poznan, Poland

Email: piotr.l.kuwalek@doctorate.put.poznan.pl

Abstract. *The paper presents preliminary research results on the estimation errors of parameters associated with individual voltage fluctuations sources using selected decomposition methods, i.e. Empirical Mode Decomposition (EMD), Empirical Wavelet Transform (EWT), Enhanced Empirical Wavelet Transform (EEWT). The estimated parameters are the rate of changes in the operating state of disturbing loads and the voltage changes values caused by a particular source of the disturbance. The decomposition of the voltage modulating signal, assuming that the voltage fluctuations can be identified with the amplitude modulation without the suppressed carrier wave, was used for estimation. The paper presents the results of experimental studies that allow comparing the accuracy of the estimation errors of parameters associated with individual voltage fluctuations sources using selected decomposition methods. Experimental studies were included typical sources of voltage fluctuations that cause fast voltage changes.*

Keywords: *Decomposition, Demodulation, Power Quality, Voltage Fluctuations*

1. Introduction

One of the typical disturbances in the power grid is voltage fluctuations, which can be defined as fast changes in the maximum or rms value of a voltage [1]. Voltage fluctuations can cause flicker and the incorrect operation of loads supplied from the power grid. Hence, it is important to locate such loads to eliminate the interference they cause [2, 3].

The change in the maximum value of the voltage at time $U_m(t)$ in a stiff power grid can be identified with the change in the envelope of the amplitude modulated (AM) voltage (without the suppressed carrier wave) [4, 5]. This assumption is used in the signal chain of flickermeter [6, 7], allowing the measurement of indicators of short-term and long-term flicker. Typically, change in the voltage envelope is the result of the impact of many sources of voltage fluctuations, so the AM modulating signal is the resultant signal. The decomposition of the AM modulating signal or the voltage envelope allows selective location sources of voltage fluctuations by assessing the propagation of voltage changes associated with the individual voltage fluctuation sources [8].

The paper presents research results, assessing the diagnostic possibilities of decomposition (Empirical Mode Decomposition (EMD) [9], Empirical Wavelet Transform (EWT) [10] or Enhanced Empirical Wavelet Transform (EEWT) [11]) for the estimation of selected parameters (the rate of changes f_m in the operating state of disturbing loads and the voltage changes values $(\delta U/U_m)$ caused by a particular source of disturbance), which are associated with the individual sources of voltage fluctuations. In the experimental research, the rectangular shape with an asymmetrical duty cycle was considered, because most voltage fluctuations are caused by rapid voltage changes [12, 8, 13].

2. Identification of Parameters Associated With Voltage Fluctuation Sources

The identification algorithm is precisely discussed in [8], where the EEWT algorithm is used to decompose the modulating signal [14]. However, it does not discuss the impact of the decomposition method on the accuracy of identification of selected parameters. Hence, an attempt

is made to evaluate the estimation errors of selected parameters depending on the selected method of decomposition in the signal chain of the identification algorithm [8]. Fig. 1 shows the waveform of the voltage envelope in case of occurring one source of voltage fluctuations, with marked considered parameters associated with its operation. In the case of independent operation of more sources of disturbance, the modulating signal or voltage envelope is the sum of signals associated with individual sources [12, 8]. Voltage fluctuations with the shape shown in Figure 1 are typical disturbance and result from cyclic switching on and off of loads [8, 13, 12].

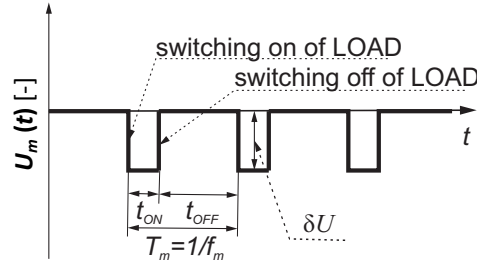


Fig. 1: The example of a voltage envelope with variation caused by cyclic switching on and off of load

3. Research Results

To compare the estimation error of amplitude and frequency of voltage changes associated with the specific disturbing loads, the following coefficients are assumed: k_c/k and f_{mc}/f_m assessing the decomposition accuracy for correct estimation of the amplitude ($\delta U/U_m=2k$) and frequency respectively, of voltage changes caused by individual sources of disturbance, where k_c and f_{mc} are respectively the amplitude and frequency of the estimated components of the modulation signal. For ideal decomposition, the k_c/k and f_{mc}/f_m should be equal to one.

In experimental studies, voltage fluctuations were modeled in accordance with the equation:

$$u(t) = \sqrt{2}U_c \sin(2\pi f_c t) [1 + u_{mod1}(t) + u_{mod2}(t)], \quad (1)$$

where $U_c=230\text{V}$, $f_c=50\text{Hz}$. In the research it was assumed that the components of modulating signal ($u_{mod1}(t)$ and $u_{mod2}(t)$) are rectangular signals with a duty cycle $\delta = t_{ON}/(t_{ON} + t_{OFF})$, described by the equation:

$$u_{modi}(t) = \begin{cases} k_i & lT_{mi} < t < lT_{mi} + t_{ON} \\ -k_i & lT_{mi} + t_{ON} \leq t \leq (l+1)T_{mi} \end{cases}, \quad (2)$$

where: $i=1,2$; k_i and $T_{mi}=1/f_{mi}$ is respectively the amplitude and period of the modulation signal associated with the i -th source of voltage fluctuations, and l is any natural number.

To evaluate the accuracy of the estimation of selected parameters using the EMD, EWT and EEWT decomposition, the following parameters of the component signals were assumed: $k_2=0.025$ (depth of modulation of 5%), $k_1 \in [0.005$ (depth modulation of 2%); 0.05 (depth modulation of 10%)], $f_{m2}=2\text{Hz}$, $f_{m1} \in [0.01;50]$ Hz, $\delta_2=50\%$, $\delta_1 \in \{10\%, 30\%, 50\%, 70\%, 90\%\}$.

In experimental research, using an arbitrary generator in PicoScope 5444d, a sinusoidal signal with $f_c=50\text{Hz}$ (carrier signal) was AM modulated (without suppressed carrier wave) with signal described by equation (1). Using the amplifier built into CHROMA 61502, the modulated signal was amplified to the voltage level in the low voltage network (the gain was selected in such a way that the rms value of voltage U_c without modulation (carrier signal), was equal to the nominal value of voltage in the low voltage network). The amplified voltage signal was recorded using the measuring card PicoScope 5444d. For the recorded signal, the amplitude and frequency of individual components of the modulation signal (associated with individual disturbing loads), obtained from the decomposition were estimated.

Figure 2 shows an example of a given component signal $u_{mod1}(t)$ with $f_{m1}=5$ Hz, $k_1=0,025$, and $\delta_1=90\%$; and its estimation obtained using EMD, EWT and EEWT. Estimated parameters k_{1c} and f_{m1c} associated with selected disturbing load are marked on the presented waveforms.

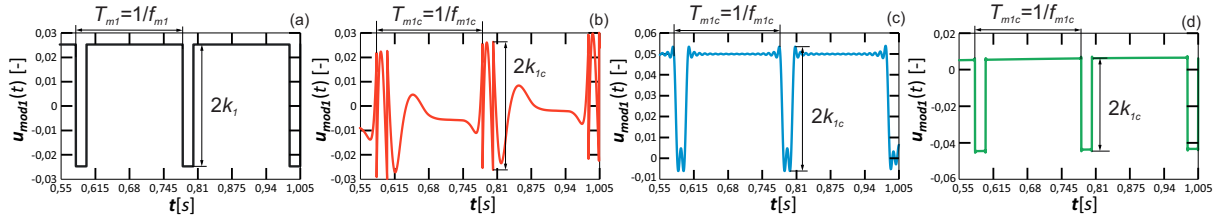


Fig. 2: The example of the given component signal $u_{mod1}(t)$ with $f_{m1}=5$ Hz, $k_1=0,025$, and $\delta_1=90\%$ (a); and its estimation obtained using EMD (b), EWT (c) and EEWT (d)

Figures. 3 shows the characteristics $k_{1c}/k_1=f(f_{m1})$ and $f_{m1c}/f_{m1}=f(f_{m1})$ for $u_{mod1}(t)$ with the amplitude of $k_1 = 0,05$ and with the duty cycle of $\delta_1 \in \{50\%, 90\%\}$. The characteristics $k_c/k=f(f_{m1})$ and $f_{mc}/f=f(f_{m1})$ for $u_{mod2}(t)$, and for $u_{mod1}(t)$ with other parameters k_1 and δ_1 , are omitted, because the tendency of error for these cases are coincided with the presented results.

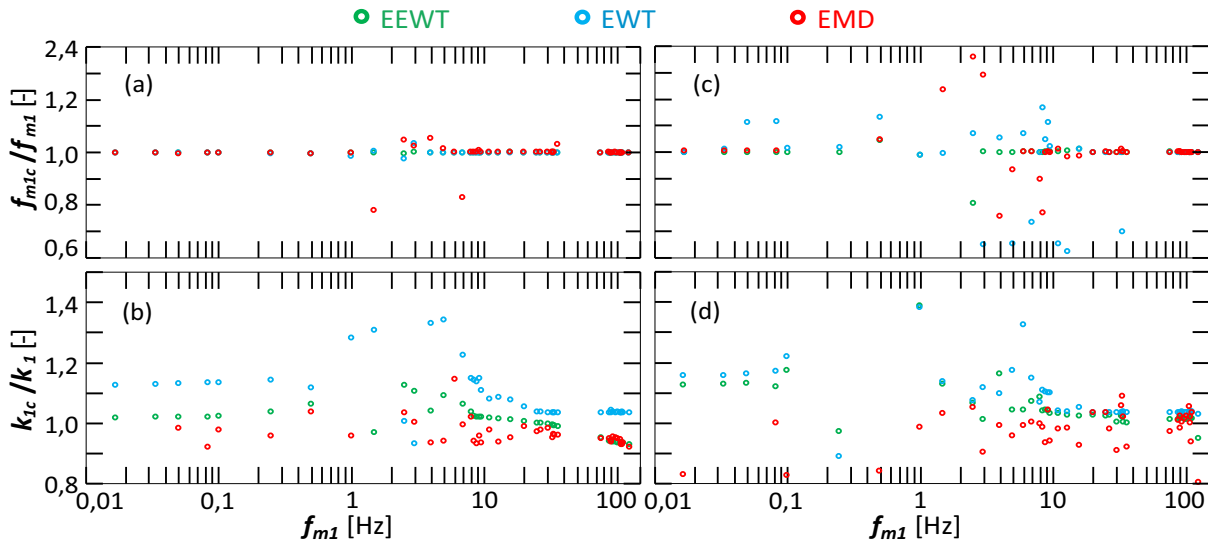


Fig. 3: (a) The characteristic $f_{m1c}/f_{m1} = \mathbf{f}(f_{m1}; k_1 = 0,05; \delta_1 = 50\%; f_{m2} = 2 \text{ Hz}; k_2 = 0,025; \delta_2 = 50\%)$; (b) The characteristic $k_{1c}/k_1 = \mathbf{f}(f_{m1}; k_1 = 0,05; \delta_1 = 50\%; f_{m2} = 2 \text{ Hz}; k_2 = 0,025; \delta_2 = 50\%)$; (c) The characteristic $f_{m1c}/f_{m1} = \mathbf{f}(f_{m1}; k_1 = 0,05; \delta_1 = 90\%; f_{m2} = 2 \text{ Hz}; k_2 = 0,025; \delta_2 = 50\%)$; (d) The characteristic $k_{1c}/k_1 = \mathbf{f}(f_{m1}; k_1 = 0,05; \delta_1 = 90\%; f_{m2} = 2 \text{ Hz}; k_2 = 0,025; \delta_2 = 50\%)$

4. Discussion and Conclusions

The best estimation of the selected parameters is achieved when both component signals have the duty cycle of 50%. In this case, the fundamental harmonic in the spectrum of the component signal is dominant. If the fundamental harmonic in the spectrum of the component signal is significantly lower than the higher harmonics ($\delta_1 \in \{10\%, 90\%\}$), the decomposition error increases. If additionally $f_{m1} \approx f_{m2}$, the shape of the estimated component signals is significantly distorted and maximal errors of estimation of the desired parameters occur. The maximum error mainly depends on the contribution of the fundamental harmonic in the spectrum of the component signal (duty cycle δ). If the frequency of the component signals is equal ($f_{m1} = f_{m2}$), the individual component signals are not detected.

The estimation error of amplitude of the voltage changes $\delta U/U_m=2k$ caused by the specific disturbing loads, is greater than the frequency estimation error because of rapid changes Gibbs effect has occurred. For the EEWT and EWT methods, the error does not depend on the amplitude value of the component signal, unlike the EMD method. For the EMD method, as the value of the amplitude of the component signal decreases, the inaccuracy of the estimation of considered parameters for this component signal increases. This is dangerous because in practice the relative amplitude of the voltage changes $\delta U/U_m$ caused by the individual disturbing loads are small ($k \ll 1$). For the EWT method, the amplitude estimation error is much greater than for the EEWT method.

The EEWT method does not cause data redundancy, which is for EWT and EMD methods. The EMD decomposition creates redundant signals resulting from the operation of the algorithm, that does not have a physical interpretation. The data redundancy in EWT method results from the incorrect division of the spectrum of AM modulating signal. Thus, several EWT result signals can create one real signal associated with the source of voltage fluctuations. Furthermore, EMD and EWT causes excessive changes (Figure 2), which may result in incorrect locating of the disturbing load in the power grid.

References

- [1] (2016) IEV number 161-08-05, Voltage fluctuation. [Online]. Available: <http://www.electropedia.org/>
- [2] Wiczynski G. (2020). Determining location of voltage fluctuation source in radial power grid. *Electric Power Systems Research*, 180, art. no. 106069.
- [3] Otomanski P., et al. (2011). The usage of voltage and current fluctuation for localization of disturbing loads supplied from power grid. *Przeglad Elektrotechniczny*, 87(1), 107–111.
- [4] Wiczynski G. (2017). Estimation of P_{st} indicator values on the basis of voltage fluctuation indices. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 66(8), 2046–2055.
- [5] Wiczynski G. (2010). Analysis of flickermeter's signal chain for input signal with two sub/interharmonics. *Przeglad Elektrotechniczny*, 86(4), 328–335.
- [6] Majchrzak J., Wiczynski G. (2012). Basic Characteristics of IEC Flickermeter Processing. *Modelling and Simulation in Engineering*, 2012, art. no. 362849.
- [7] Wiczynski G. (2009). A Model of the Flickermeter for Frequency Modulation of the Input Voltage. *IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement*, 58(7), 2139–2144.
- [8] Kuwalek P. (2021). Estimation of Parameters Associated With Individual Sources of Voltage Fluctuations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(1), 351–361.
- [9] Onal Y., Gerek O.N., Ece D.G (2016). Empirical mode decomposition application for short-term flicker severity. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 24, 499–509.
- [10] Gilles J. (2013). Empirical Wavelet Transform. *IEEE Transactions on Signal Processing*, 61(16), 3999–4010.
- [11] Hu Y., et al. (2017). An Enhanced Empirical Wavelet Transform for noisy and non-stationary signal processing. *Digital Signal Processing*, 60, 220–229.
- [12] Wiczynski G. (2017). Estimation of P_{st} indicator value for a simultaneous influence of two disturbing loads. *Electric Power Systems Research*, 147, 97–104.
- [13] Kuwalek P., Jesko W. (2020). Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 15(2), 601–609.
- [14] Kuwalek P. (2020). AM Modulation Signal Estimation Allowing Further Research on Sources of Voltage Fluctuations. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 67(8), 6937–6945.

Estimation of Parameters Associated With Individual Sources of Voltage Fluctuations

Piotr Kuwalek , Student Member, IEEE

Abstract—The paper presents research results on a novel algorithm that allows estimation of parameters associated with the specific voltage fluctuation sources in the power grid, which change their operating state with a frequency of up to 150 Hz. The proposed algorithm allows estimating the rate of changes of the disturbing load state, the amplitude, and shape of voltage changes caused by specific sources of disturbances. The decomposition of the estimated AM modulation voltage signal in the power grid is used to implement the algorithm. The algorithm uses a carrier function estimator, which allows research on disturbing loads that change their operating state with a frequency greater than the power frequency. The enhanced empirical wavelet transform is used for the decomposition, which allows recreating the selected parameters, considering random operation of disturbing loads. Accurate recreation of selected parameters will allow selective location of disturbing loads by assessing the propagation of voltage fluctuations caused by specific sources of disturbances. An alternative algorithm has been proposed with coding of voltage changes to voltage fluctuation indices determined from the estimated AM modulation signal of voltage, allowing reducing the necessary memory of the measuring device. Experimental studies have been conducted for the proposed algorithms, considering rapid voltage changes.

Index Terms—Decomposition, demodulation, EEWTT, power quality, voltage variation, voltage fluctuations indices.

NOMENCLATURE

$U(t)$	Instantaneous rms value of voltage.
U_N	Nominal rms value of voltage.
U_m	Amplitude of the voltage carrier signal.
U_{mN}	Nominal value of the voltage carrier signal amplitude (for an ideal sine wave $U_{mN} = \sqrt{2}U_N$).
$u_{env}(t)$	Voltage envelope.
$u_{mod}(t)$	Resultant voltage modulating signal - a signal associated with the resultant impact of sources of disturbances ($u_{env}(t) = U_m 1 + u_{mod}(t) $).
$u_{mod_i}(t)$	Component voltage modulating signal - a signal associated with the impact of i -th source of disturbances.
δ_i	Duty cycle of the i -th component of the modulating signal.
f_m	Frequency of the modulating signal.
f_{m_i}	Frequency of the i -th component of the modulating signal.

$f_{m_i c}$	Estimator of frequency of the i -th component of the modulating signal.
k_i	Amplitude of the i -th component of the modulating signal ($u_{mod_i}(t) = k_i \frac{u_{mod_i}}{\max\{u_{mod_i}\}}$).
$k_i c$	Estimator of amplitude of the i -th component of the modulating signal
T	Period of voltage fluctuation indices discrimination.
u_{min}	Minimum value of the voltage envelope $u_{env}(t)$ in the period T .
u_{max}	Maximum value of the voltage envelope $u_{env}(t)$ in the period T .
δV_i	Discriminated i -th change in the instantaneous rms value of voltage $U(t)$ in the period T .
δU	Maximum or second maximum of rms voltage change δV_i in the period T .
f	Rate (frequency) of changes in the instantaneous rms value of voltage $U(t)$ in the period T .
δV_{env_i}	Discriminated i -th change in voltage envelope $u_{env}(t)$ in the period T .
δU_{env}	Maximum or second maximum of voltage envelope change δV_{env_i} in the period T .
f_{env}	Rate (frequency) of voltage envelope $u_{env}(t)$ changes in the period T ($f_{env} = f_m$).
$\frac{\delta V_{env_i}}{U_m}$	Determined i -th relative voltage envelope change.
$\frac{\delta U_{env}}{U_m}$	Maximum value of the relative voltage envelope change $\frac{\delta V_{env_i}}{U_m}$ (if the modulation signal has one component, then $2k = \frac{\delta U_{env}}{U_m}$).

I. INTRODUCTION

ONE of the basic types of disturbances that occur in the power grid are voltage fluctuations. Often voltage fluctuation is defined as fast changes in the rms value of voltage [1]. Voltage fluctuations can disturb the correct operation of loads connected to the power grid [2]–[5] and, in particular, cause flicker [6], [7]. Therefore, to eliminate the disturbances caused by such fluctuations, it is important to locate the disturbing loads in the power grid [5], [8], [9].

Multi-point methods based on the assessment of propagation of voltage fluctuations can be used to locate sources of disturbances. The assessment of propagation of voltage fluctuations is based on the amplitude δU and rate of changes f (frequency for periodic changes) in the rms value of the voltage in the power grid. The amplitude of voltage changes δU depends on the properties of the power supply circuit and sources of interference.

Manuscript received July 10, 2019; revised November 13, 2019 and January 14, 2020; accepted February 21, 2020. Date of publication February 28, 2020; date of current version January 22, 2021. Paper no. TPWRD-00752-2019.

The author is with the Institute of Electrical Engineering and Electronics, Faculty of Electrical Engineering, Poznan University of Technology, 60-965 Poznan, Poland (e-mail: piotr.kuwalek@doctorate.put.poznan.pl).

Digital Object Identifier 10.1109/TPWRD.2020.2976707

The maximum amplitude δU_{\max} occurs at the point of supply of the dominant disturbing load [10], [11]. The amplitude δU can be associated with the change in the current consumed by the dominant disturbing loads (load changes). The rate (frequency) of changes f depends only on the properties of the dominant source of voltage fluctuations. Thus, the assessment of propagation of voltage fluctuations consists in analysing the amplitude of voltage changes δU with a comparable frequency f at several measuring points. Therefore, it is necessary that all measuring devices at different points have synchronized measurements in time.

Currently, the assessment of propagation of voltage fluctuations is performed by statistical analysis of voltage changes determined by voltage fluctuations, which are calculated from $U(t)$ (see Section III) [10]–[13]. The use of statistical analysis enables reliable identification of the dominant source of voltage fluctuations, whose probability of occurrence in the analysed time interval is the greatest. This solution limits research on voltage fluctuation sources to disturbing loads that changes the operating state with a frequency of up to 30 Hz. This is the result of the determining the fluctuation indices from the change in the instantaneous rms value of voltage $U(t)$, which has the properties of a low-pass filter. In recent years, it has been shown that flicker occurs for the frequency of the AM modulating signal of voltage up to 150 Hz [14], [15]. Sources of disturbances that change the operating state with a frequency of up to 150 Hz are inter alia power electronics devices [16]–[18]. Research on this type of load should be included, as their number in the power grid is still increasing [19].

Assessing the propagation of the component amplitude of the voltage changes caused by the influence of a specific disturbing load, will allow the selective location of voltage fluctuation sources, thus changing the operating state with a frequency of up to 150 Hz. For this purpose, it is necessary to accurately estimate the amplitude, frequency and shape of voltage fluctuations associated with the influence of individual sources of voltage fluctuations that occur in the power grid. These parameters are determined from the components of the voltage envelope (see Section V) or the AM modulating signal, assuming that the voltage fluctuations are identified with the AM modulation of the voltage (see Section IV) [20]. In general, voltage fluctuations are identified with simultaneous amplitude and angle modulation [21], but for a stiff power grid in which frequency fluctuations are negligibly small, this assumption is correct. The error of the estimated parameters associated with individual disturbing loads is caused by error of the modulating signal estimation and its decomposition. The article focuses on the method of parameter estimation associated with the influence of individual sources of voltage fluctuations. Selective location of voltage fluctuation sources is the subject of a separate publication.

The proposed decompositions of the AM modulating signal in the literature based only on flicker, refer to sinusoidal voltage fluctuations [22]–[28], and limit research to sources of voltage fluctuations with frequency smaller than the power frequency (i.e., 50 Hz or 60 Hz). However, flicker is distorted relative to the real AM modulating signal voltage for a modulation frequency greater than 35 Hz or 42 Hz, with the power frequency

of 50 Hz or 60 Hz, respectively. In addition, sinusoidal voltage fluctuations rarely occur. Therefore, taking into consideration voltage fluctuations with a rectangular waveform with an asymmetrical duty cycle, a method (see Section II) is proposed that allows estimation of selected real parameters of disturbing loads that cause rapid changes in voltage. There are also loads equipped with a softstart system, causing trapezoidal voltage changes. However, probably the largest group of fluctuation sources causes approximately step changes [10], [11], [29]–[31]. In addition, there are no known solutions to analyse voltage fluctuations in the range from power frequency to 150 Hz.

In general, the innovation of the proposed approach is:

- identification of the real amplitude and frequency of changes in the operating state of individual disturbing loads (considering voltage fluctuation sources that change their operating state with a frequency of up to 150 Hz and cause rapid voltage changes) from the real AM modulating signal, not from the flicker (e.g. power electronics device that changes its operating state with a frequency of 108 Hz generate a flicker with a frequency of 8 Hz [14], [15]; therefore, so based on flicker alone, the frequency of operating state changes emanating from such sources of voltage fluctuations cannot be assessed);
- using the author's demodulation method [32] to obtain real AM modulating signal;
- using a new method of empirical decomposition [33] to identify desired parameters, allowing the most accurate recreation of component AM-FM signals from currently available decomposition methods; and carrying out a qualitative and quantitative assessment of the proposed approach;
- proposing a new method of obtaining voltage fluctuation indices, allowing recreation of an envelope or modulating signal with a frequency of up to 150 Hz (the current method of determining voltage fluctuation indices, allows recreating voltage variation with a frequency of up to 20 Hz [34]–[36]);
- using recreation of the voltage variation based on voltage fluctuation indices; for practical implementation of the proposed approach for the needs of long-term measurements in the power grid (the version with coding).

II. ALGORITHM OF ESTIMATION OF PARAMETERS ASSOCIATED WITH INDIVIDUAL SOURCES OF VOLTAGE FLUCTUATIONS

The proposed algorithm for estimating the parameters associated with the individual i -th source of voltage fluctuations, that is, the amplitude k_i (relative value) and rate/frequency f_{m_i} (rate/frequency of operating state changes of disturbing loads) of the voltage changes caused by them, is shown in Fig. 1.

The proposed algorithm is presented in two versions: with and without coding. Implementation of algorithm 1.(a) (without coding) requires storing a significant amount of data from the recording device, that is, at least 12,000 samples per second of voltage recording of a single phase, necessary to recreate the shape of voltage changes with a rate of changes (frequency)

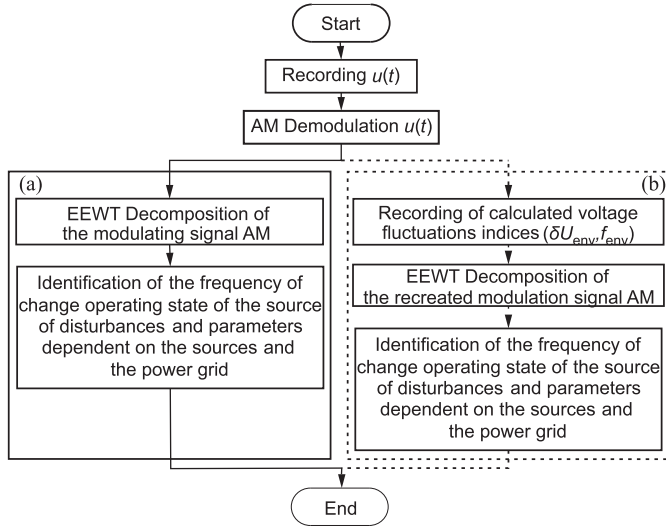


Fig. 1. Diagram of the algorithm of estimation of parameters associated with individual sources of voltage fluctuations, where: (a) the version without coding, (b) the version with coding.

equal to 150 Hz. The algorithm 1.(b) (with coding) allows reducing the recorder's memory by encoding the AM modulating signal into a voltage fluctuations indices, that is, $(\delta U_{env}, f_{env})$ (see Section III). In the current recording and measuring devices, the voltage fluctuation indices require the device to store eight samples per voltage phase during one period of discrimination. If the voltage fluctuation indices are registered every second, the algorithm with coding allows a 1500-times decrease in the required memory of the measuring and recording device.

Initially, in the case of the without coding version, a recorded voltage $u(t)$ is AM demodulated. At this stage, using a demodulator that allows the accurate estimation of the modulating signal is important. Among the currently used methods of AM demodulation, the Hilbert transform demodulation achieves the best estimation of the modulating signal [37]. However, for $f_m > 50$ Hz, using Hilbert transform causes distortion of amplitude, frequency and shape of the modulation signal. This causes excessive and significant values of voltage changes $\delta V_{env_i}/U_m$ that do not really exist, as shown in the experimental verification in Section VII. Therefore for correct identification of selected parameters associated with sources of voltage fluctuations that change their operating state with a frequency of up to 150 Hz, the author proposes the use of the demodulation method presented in [32].

In the next step, the estimated AM modulation signal is decomposed using the Enhanced Empirical Wavelet Transform (EEWT). The number of decomposed signals depends on the number of independently working disturbing loads, which in the analysed time interval causes significant voltage changes. In the case of EEWT decomposition, the number of component signals is determined in advance; therefore, an iterative process must be performed. It begins with the decomposition into two component signals. If one of the signals has a negligibly small amplitude relative to the other, then iteration can be completed assuming that there is one significant source of disturbance. Otherwise, the

number of decomposed signals increases iteratively until one of them has a negligibly small amplitude relative to the other signals. EEWT decomposition is discussed in Section V.

Finally, for each decomposed signal, relative changes $\delta V_{env_i}/U_m$ and rate of (frequency) changes f_{env} are determined, where U_m is the amplitude of the voltage carrier signal. The relative amplitude $\delta U_{env}/U_m$ is determined as maximum to the relative changes $\delta V_{env_i}/U_m$. In the presented approach, $\delta U_{env}/U_m$ and f_{env} of the i -th component signal is an estimator of k_i and f_{m_i} , respectively. To determine δV_{env_i} the modified algorithm [11] is used, assuming a boundary speed equal to $1\% dU_{m_N}/dt$, where $U_{m_N} = \sqrt{2}U_N$, and U_N is the nominal voltage value in the power grid.

In the version with coding, the EEWT decomposition is performed for the signal recreated from the voltage fluctuation indices determined from the AM modulation signal. Coding uses voltage fluctuation indices (see Section III) for storing information on voltage fluctuations from the voltage envelope or the AM modulation signal. The relationship between the voltage envelope and the AM modulation signal is discussed in Section IV. It is a lossy coding, and thus the information about the shape of the voltage fluctuations and the moment of their occurrence in the recorded time interval disappears. There are methods [34], [35] that allow an approximate recreation of the voltage envelope or AM modulation signal, but only in the range up to 20 Hz, because of the conventional method of determining voltage fluctuation indices. The determination of voltage fluctuation indices from a modulating signal or voltage envelope, allows consideration of disturbing loads with rate of voltage changes up to 150 Hz. However, estimation errors of the voltage envelope or the AM modulation signal causes determination errors of the voltage fluctuations indices, and this causes voltage variation recreation errors, as shown in Section VII.

III. VOLTAGE FLUCTUATIONS INDICES

Conventional voltage fluctuations indices [11] are a set of magnitude δU and rate of fluctuation f in the period of discrimination T . The magnitude δU is the maximum or second maximum of rms voltage change δV_i in the period T . The rate f is the number of occurrences of changes δV_i in the period T . To increase the capabilities of this measure, the rate of fluctuation f is represented as a set of values, which inform about numbers of voltage changes in selected subranges of value δU . The increase in sub-ranges enables a more accurate analysis of voltage fluctuations; however, it also leads to an increase in the memory in which the data for the period is stored. Therefore, in practice, the following sub-ranges δU are used: [1.0,0.9], (0.9,0.8], (0.8,0.7], (0.7,0.5], (0.5,0.3], (0.3,0.1], (0.1,0.0) [38].

Voltage fluctuation indices allows assessment of the flicker using the characteristic $\delta U = f(f)$ [34]. The use of voltage fluctuation indices allows indicating the supply point of a disturbing load in the power grid [10]–[13]. To increase the capabilities of research on the sources of voltage fluctuations, it is proposed to calculate voltage fluctuation indices from the voltage envelope $u_{env}(t)$ (see Section IV), and not from the change in the instantaneous rms value of voltage $U(t)$. In the latter part

of this article, δU_{env} is understood as the maximum change of the voltage envelope δV_{env_i} . The rate f_{env} is understood as the number of occurrences of changes δV_{env_i} in the period T .

IV. BLOCK OF AM DEMODULATION

A. AM Demodulation

”The purpose of modulation is to transform (the modulation process) a message $m(t)$ (impact of disturbing loads) into another signal $u(t)$ that can be transmitted. The transformation must be reversible so that $m(t)$ can be recovered (the demodulation process) exactly from $u(t)$ at the receiver. An AM signal has the mathematical form (1):

$$u(t) = [1 + k \cdot m(t)] \cdot u_c(t), \quad (1)$$

where: k is a positive constant called the amplitude sensitivity of the modulator, $u_c(t)$ is called the carrier wave” [39]. When there is no distortion of the voltage waveform in the power grid, the carrier wave is described by (2):

$$u_c(t) = U_m \sin(2\pi f_c t), \quad (2)$$

where, for example, for a low-voltage network, U_m and f_c are $230\sqrt{2}$ V ($U_m/\sqrt{2}$ - nominal rms value of voltage) and 50 Hz (power frequency), respectively.

”The signal (3) is $u(t)$ envelope:

$$u_{\text{env}}(t) = U_m |1 + k \cdot m(t)|, \quad (3)$$

where: U_m is the amplitude of the carrier wave” [39].

Furthermore, in the latter part of this article, the modulation signal $u_{\text{mod}}(t)$ is assumed to be equal to $k \cdot m(t)$. In addition, the voltage envelope is understood as the signal (3) proportional to the amplitude of the carrier signal with a dc offset; therefore, the estimation of the envelope makes it possible to estimate the modulating signal and vice versa.

AM demodulation is a process of estimating $u_{\text{mod}}(t)$ (or voltage envelope $u_{\text{env}}(t)$) based on signal $u(t)$.

B. Demodulation With Carrier Function Estimation

The demodulation proposed by the author with the estimation of the carrier function [32] enables the estimation of the AM modulating signal with frequency higher than that of the carrier signal. If the voltage has no distortion in the power grid, it is possible to perform a coherent demodulation using the multiplication of modulated signal and the secant function. It is an analogous, as dividing the appropriate instantaneous values of the modulated waveform by the instantaneous values of the carrier function, omitting the division by zero, for which the value is estimated using Lagrange interpolation. To correct the operation of the proposed demodulator in practice, the carrier wave estimation must be performed. As the estimator of the carrier signal, the average AM modulated signal is adopted, in accordance with the algorithm shown in Fig. 2.

The estimation algorithm presented in Fig. 2 can also be implemented in a moving block for 30 s. A detailed description of the demodulator operation, argumentation of the selection of

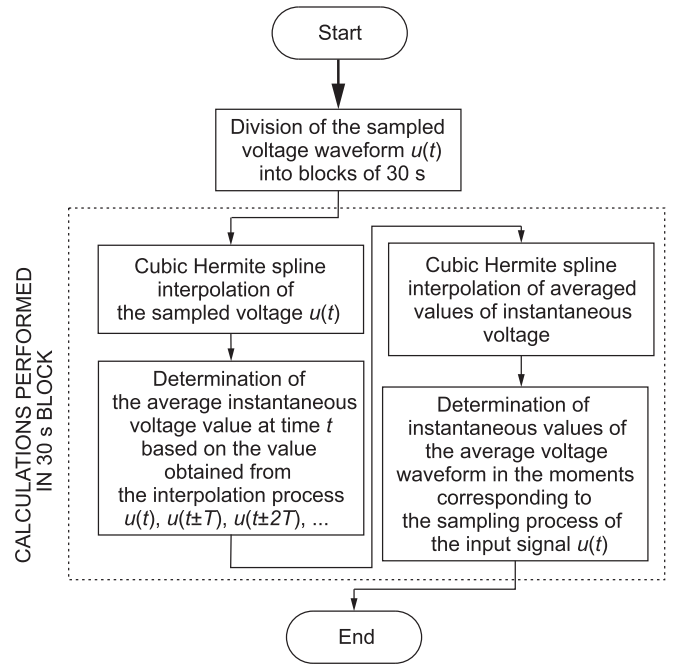


Fig. 2. The algorithm for approximating the carrier signal with the averaged modulated signal [32].

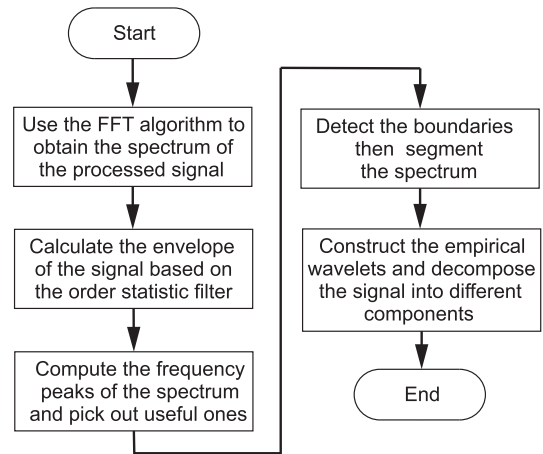


Fig. 3. The simplified diagram of the EEWT algorithm [33].

individual blocks, and comparison of the correctness of demodulation with other methods of demodulation used in practice, considering voltage distortion in the power grid, are presented in [32].

V. BLOCK OF THE DECOMPOSITION OF THE AM MODULATING SIGNAL

To extract the components of the signal modulating the voltage in the power grid, which is the resultant signal of the influence of individual disturbing loads, the EEWT algorithm is used. The mathematical description of the algorithm is omitted because it is presented in a separate publications [25], [33], [40], [41]. A simplified diagram of the EEWT algorithm is shown in Fig. 3.

The advantage of EEWT is that there is no data redundancy, which occurs with other decomposition methods such as Empirical Mode Decomposition (EMD) or Empirical Wavelet Transform (EWT) based on scale-space. In addition, as EEWT is based on the signal spectrum, there are no signals that do not have a physical interpretation, which can appear for EMD. An overview of selected decomposition methods, a qualitative comparison of the correctness of AM-FM component estimation (in mathematical terms) and preliminary research results (the author's general idea) considering the application of EEWT to voltage decomposition is presented in [42]. In addition, EEWT creates a bank of adaptive wavelet filters, allowing recreation of components with modulated amplitude and frequency. This is particularly important, because operation of sources of voltage fluctuations is random and does not cause periodic voltage changes. The discussed situation can be presented using an example of a modulating signal (individual elements of the real modulating signal have variable amplitude and frequency, i.e., they are AM-FM modulated in themselves):

$$u_{\text{mod}}(t) = (u_{\text{mod}1}(t) + u_{\text{mod}2}(t)), \quad (4)$$

where $u_{\text{mod}1}(t)$ is described by (5), and $u_{\text{mod}2}(t)$ is described by (6):

$$u_{\text{mod}1}(t) = (1 + k_{AM} \sin(2\pi f_{AM}t)) k_1 \times \sin(2\pi f_{m1}t + k_{FM1} \sin(2\pi f_{FM}t)), \quad (5)$$

$$u_{\text{mod}2}(t) = (1 + k_{AM} \sin(2\pi f_{AM}t)) k_2 \times \sin(2\pi f_{m2}t + k_{FM2} \sin(2\pi f_{FM}t)), \quad (6)$$

where: $k_{AM} = 0.05$, $f_{AM} = 2$ Hz, $k_{FM1} = 0.1$, $k_{FM2} = 0.5$, $f_{FM} = 2$ Hz, $k_1 = 0.2$, $k_2 = 0.25$, $f_{m1} = 5$ Hz, $f_{m2} = 11$ Hz. Coefficients have been arbitrarily adopted.

Signal (4) is the resultant signal of the influence of two disturbing loads causing sinusoidal voltage fluctuations. Although sinusoidal voltage fluctuations occur sporadically, they have been included for didactic purpose of presenting the essence of the EEWT method. The result of the EEWT decomposition of signal (4) is shown in Fig. 4, excluding transient states. The duration of transient states for EEWT decomposition is equal to the period of individual decomposed signals; therefore, for every resultant signal of EEWT occur at different transient time. Because the graphs partially overlap, the line of individual waveforms cannot be observed.

EEWT implementations in the MATLAB, by Giles [43], are used for conducting the research.

VI. BLOCK OF THE RECREATION OF VOLTAGE CHANGES

To limit the amount of input data, voltage fluctuations information was coded into the voltage fluctuation indices calculated from the voltage envelope $u_{env}(t)$. It is also possible to register the indicators from the voltage modulating signal using the linear transformation resulting from (3). In the next step for registered voltage fluctuations indices, it is possible to approximate the recreated voltage variation, to implement the proposed analysis of disturbing loads using EEWT. Error estimating the modulating signal or envelope results in the error of recreating these signals from voltage fluctuations indices. Experimental

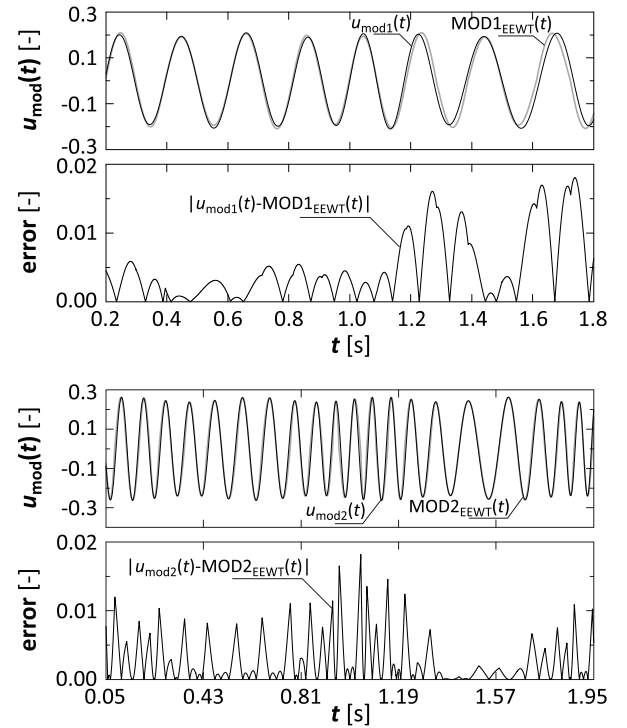


Fig. 4. Waveforms of EEWT decomposition signals and of errors determining difference between the known and recreated signal, where $\text{MOD1}_{\text{EEWT}}(t)$ is the estimated $u_{\text{mod}1}(t)$; and $\text{MOD2}_{\text{EEWT}}(t)$ is the estimated $u_{\text{mod}2}(t)$.

verification of the correctness of recreation of voltage changes depending on the demodulator used is performed, the results of which are presented in Section VII.

Algorithm A was used to recreate the voltage changes. Algorithm A is based on the assumption that most disturbing loads cause rapid voltage changes.

Algorithm A: Subsequent voltage changes are introduced in such a manner that they oscillate around the average value and that the introduced subsequent changes do not exceed the range of u_{min} and u_{max} changes, where u_{min} and u_{max} are the minimum and maximum recorded value of the estimated voltage envelope. All changes accepted in accordance with the assumption are presented in Table I. The step changes in the voltage value (modulation AM with a rectangular signal) and even distribution of changes in time were accepted. Subsequently, the change (of which the index in the table is randomly selected in accordance with the uniform distribution) is entered in such a manner, that the mean value at the time of change in the introduction is as close as possible to the measured value. The only exception is when the change results in going beyond the range $[u_{\text{min}}, u_{\text{max}}]$. In this case the voltage change is introduced in such a manner, that the value after introduction is included in the range of measured variation of the voltage envelope.

VII. EXPERIMENTAL VERIFICATION

A. Verification of AM Demodulation Block

To verify the correctness of the estimation of the modulating signal, the accuracy of recreating the amplitude and frequency of the modulating signal are compared. The following coefficients

TABLE I
LIST OF ADOPTED VOLTAGE CHANGE VALUES FOR δU_{env} SUB-RANGES

δU_{env} sub-ranges	The values of changes relative to δU_{env}	Comments to δU_{env} sub-ranges: (0.7,0.5], (0.5,0.3], (0.3,0.1], (0.1,0.0)
[1.0,0.9]	1.0	In individual sub-ranges, the number of changes was divided into 3 and the amplitudes were taken as extreme and central values in relation to the sub-compartment. When the number of changes is indivisible by 3, then the rest falls on central changes.
(0.9,0.8]	0.85	
(0.8,0.7]	0.75	
(0.7,0.5]	0.69,	
	0.60,	
	0.50	
(0.5,0.3]	0.49,	
	0.40,	
	0.30	
(0.3,0.1]	0.29,	
	0.20,	
	0.10	
(0.1,0.0)	0.09,	
	0.05,	
	0.01	

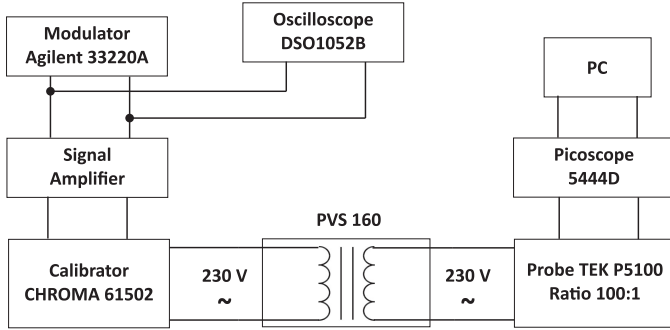


Fig. 5. Simplified diagram of the measurement system.

are used to assess the accuracy: k_c/k , for the recreation of the amplitude of the modulation signal; f_{mc}/f_m , for the recreation of the frequency of the modulation signal, where k_c and f_{mc} is the amplitude and frequency of the recreated modulation signal, respectively. For an accurate estimation of the modulation signal, the k_c/k and f_{mc}/f_m coefficients should be equal to one.

The accuracy of the recreation of voltage changes from the voltage fluctuation indices obtained from the voltage envelope, which was estimated using the considered demodulation methods, is verified. To assess the accuracy of the recreation of voltage changes depending on the frequency of the modulating signal, a global error is assumed [44]:

$$\varepsilon = \int_a^b wg(t)[u_{\text{env}}(t) - u_{\text{env-rec}}(t)]^2 dt, \quad (7)$$

where: $wg(t)$ is the weight function, $u_{\text{env}}(t)$ is the known voltage envelope, $u_{\text{env-rec}}(t)$ is the recreated voltage envelope. For an accurate recreation of the voltage envelope (modulation signal) from voltage fluctuations indices, the global error ε should be equal to zero.

Fig. 5 shows the diagram of the measurement system. In the experimental studies, using an Agilent 33220 A generator, a sinusoidal signal with frequency $f_c = 50$ Hz (carrier signal) is AM modulated (without suppressed carrier wave) with a square wave (modulating signal) with a duty cycle of 50%, modulation depth

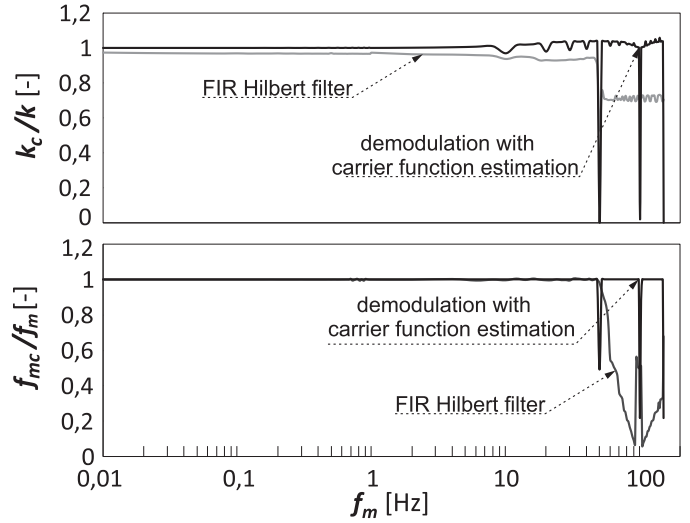


Fig. 6. The characteristics $k_c/k = f(f_m)$ and $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ for the estimated modulation signal using the FIR Hilbert filter and the proposed demodulation method [32].

equal to 10% ($k = 0.05$), the frequency f_m ranging from 0.01 Hz to 150 Hz. Using the amplifier built into CHROMA 61502, the modulated signal is amplified to the voltage level in the low voltage network (the gain was selected in such a manner that the rms value of voltage U_c without modulation (carrier signal) was equal to the nominal voltage U_N in the low voltage network). Therefore, in the study, the rms value of the tested signal varied in the range [218.5, 241.5] V. The amplified voltage signal is recorded using a measuring card. First, the recorded signal is demodulated using FIR Hilbert filter (type III) of order 200 (delay of the signal analysed by 100 samples is applied to obtain a constant phase shift equal to $-\pi/2$, as in the ideal Hilbert filter) and the proposed demodulation method with carrier wave estimation [32]. The k_c/k and f_{mc}/f_m are calculated for the estimated signals. Then, for the modulating signals estimated by the proposed demodulation method and the FIR Hilbert filter, the voltage envelope is estimated using the relationship (3). For determined voltage envelope signals, voltage fluctuation indices are obtained. Voltage variations are recreated based on the determined indices using the algorithm A. The global error ε is calculated for the recreated signals. Fig. 6 shows the characteristics $k_c/k = f(f_m)$ and $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ obtained as a result of experimental research. Fig. 7 shows exemplary waveforms of estimated modulation signals with an f_m of 67 Hz, using the FIR Hilbert filter and the proposed demodulation method.

The experimental studies (Fig. 6) show that the demodulation based on the Hilbert transform for $f_m > 50$ Hz distorts the amplitude, frequency and shape of the modulating signal. In the case of determination of voltage fluctuation indices from the estimated signal, excessive and significant changes δV_{env_i} are determined (Fig. 7), which could result in an incorrect operation of the algorithm recreating the voltage changes. For the proposed demodulation method, significant errors only occur for a frequency that is a total multiple of power frequency (i.e.,

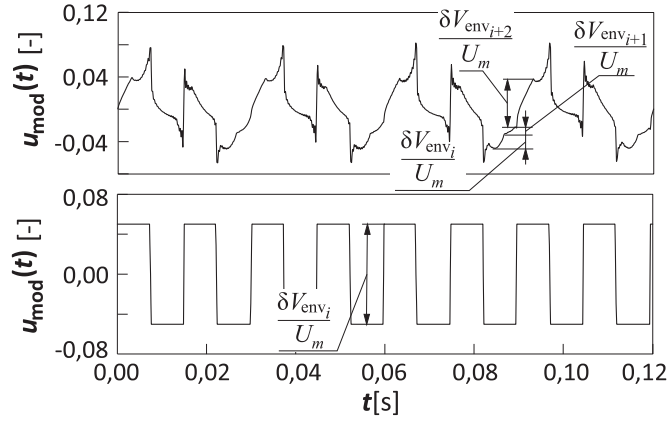


Fig. 7. The example waveforms of the estimated modulation signal using FIR Hilbert filter (top) and carrier function estimation (bottom), with marked exemplary relative voltage changes $\delta V_{env_i}/U_m$.

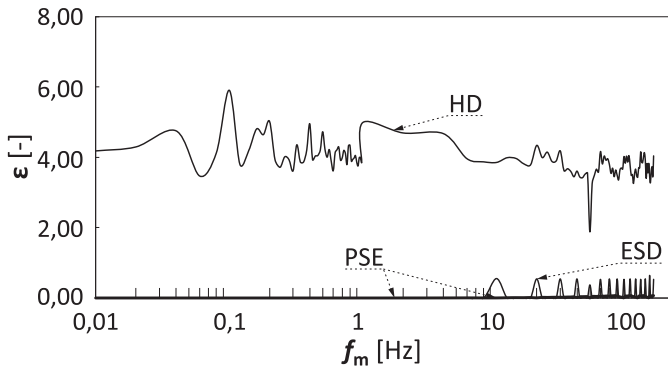


Fig. 8. Characteristics $\varepsilon = f(f_m)$ for recreated signals modulating from voltage fluctuations indices, that were determined from the known voltage envelope (PSE), or estimated envelope using the FIR Hilbert filter (HD) and demodulator with carrier function estimation (ESD).

50 Hz or 60 Hz). This is acceptable, because in this case there is only voltage distortion with higher harmonics that does not cause voltage variation.

Fig. 8 presents the characteristic $\varepsilon = f(f_m)$ for the recreated voltage changes from the voltage fluctuation indices obtained from both the known envelope (PSE) and the envelope estimated using the FIR Hilbert filter (HD) and for the proposed demodulation method (ESD). The results of the research (Fig. 8) show that, only demodulation with carrier estimation allows for a sufficiently accurate recreation of the modulating signal after decoding the information from the voltage fluctuation indices in the range of the analysed voltage changes with f_m of up to 150 Hz.

B. Verification of the Algorithm for Estimation of Parameters Associated With Individual Sources of Voltage Fluctuations

The k_c/k and f_{mc}/f_m coefficients are used to verify the correctness of estimation of amplitude and frequency of voltage changes associated with sources of disturbance, which are discussed at the beginning of Subsection VII-A. The proposed algorithm is verified in both without and with coding. The signal (4)

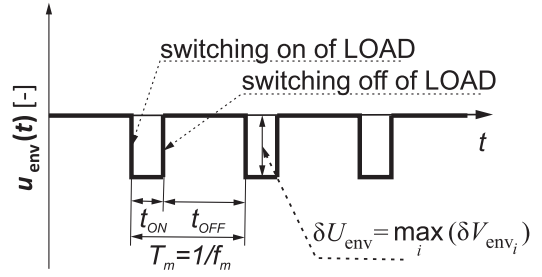


Fig. 9. The example of a voltage envelope with variation caused by cyclic switching on and off of load.

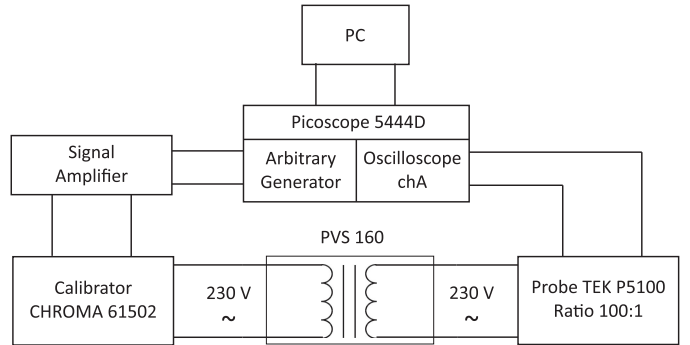


Fig. 10. The simplified diagram of the measurement system.

is used for verification (see Section V), which is the resultant signal associated with two sources of voltage fluctuations in the power grid. In the research, it is assumed that the components of modulating signal ($u_{mod1}(t)$ and $u_{mod2}(t)$) are rectangular signals with a duty cycle $\delta = t_{ON}/(t_{ON} + t_{OFF})$ and described by (8):

$$u_{modi}(t) = \begin{cases} -k_i & lT_{mi} < t < (l + t_{ON})T_{mi} \\ k_i & (l + t_{ON})T_{mi} \leq t \leq (l + t_{OFF})T_{mi} \end{cases}, \quad (8)$$

where: $i = 1, 2$; k_i and $T_{mi} = 1/f_{mi}$ are respectively the amplitude and period of the modulation signal associated with the i -th source of voltage fluctuations, and l is any natural number.

Voltage fluctuations of the adopted shape are the result of cyclical switching on and off of loads [10], [11], [31], as shown in Fig. 9. Also, as shown in [34], effects of cyclic voltage changes are worse than the effects of slow voltage changes, or rare rapid voltage changes. Formerly, chaotic loads, such as arc furnaces, were flicker source. However, currently such loads have a separate power supply circuit or are equipped with voltage regulation systems. Therefore, they have been omitted in the research.

In the first stage of the experimental research it was assumed that $u_{mod1}(t)$ has an amplitude k_1 equal to 0.025 (modulation depth of 5%), frequency f_{m1} equal to 2 Hz, and duty cycle δ_1 equal to 50% and $u_{mod2}(t)$ an amplitude $k_2 = k_1$, frequency $f_{m2} \in [0.01, 150]$ Hz, and duty cycle $\delta_2 \in \{10\%, 30\%, 50\%, 70\%, 90\%\}$. Therefore, in the study, the rms value of the tested signal varied in the range

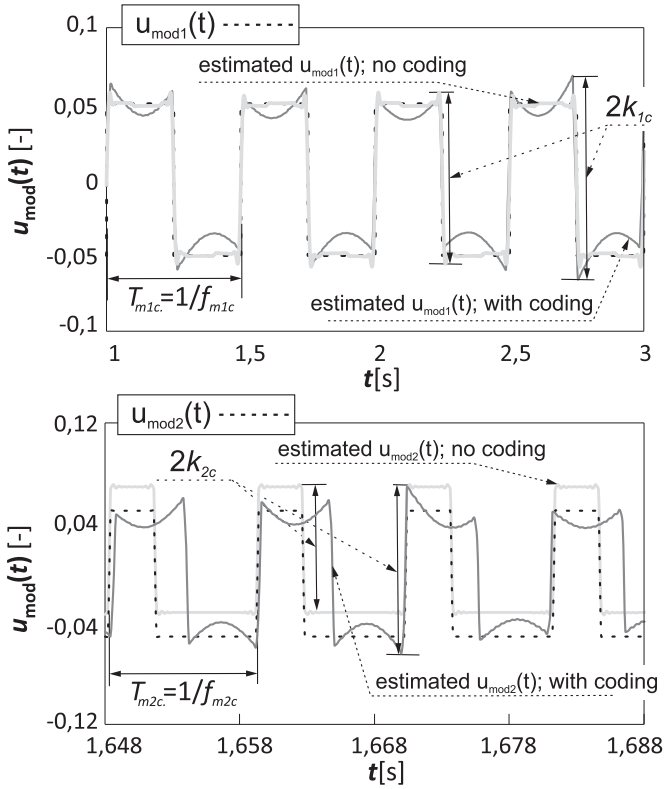


Fig. 11. Waveforms of the estimated $u_{\text{mod}1}(t)$ (top) and $u_{\text{mod}2}(t)$ (bottom) using the proposed algorithm without and with coding; with marked the estimated parameters associated with the sources of voltage fluctuations.

[218.5, 241.5]V. Fig. 10 shows a diagram of the measurement system.

Experimental research was carried out in the same manner as in Subsection VII-A. For the recorded voltage, the desired parameters are estimated using the proposed algorithm without and with coding.

Fig. 11 shows examples of estimated component signals for $f_{m2} = 91$ Hz and $\delta_2 = 30\%$, obtained using the proposed algorithm without and with coding. Because the graphs partially overlap, the line of individual waveforms cannot be observed.

Fig. 12 shows the characteristics of $k_{2c}/k_2 = f(f_{m1} = 2 \text{ Hz}, f_{m2})$ and $f_{m2c}/f_{m2} = f(f_{m1} = 2 \text{ Hz}, f_{m2})$ for the estimated $u_{\text{mod}2}(t)$ using the proposed algorithm without coding. Considering the limited number of pages and low clarity of the waveforms, characteristics $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ and $k_c/k = f(f_m)$ for the other cases are omitted. The tendency of error for omitted cases coincides with the presented characteristics, whereby the error of the algorithm with coding is two times higher than for the version without coding.

The experimental results show that an error limit of parameter estimation associated with voltage fluctuation sources is less than 5% for an algorithm without coding, and from 10% for an algorithm with coding. As the limit of amplitude estimation errors is assumed:

$$e_k = \max \left(\left| \frac{k_{1c}}{k_1} - 1 \right| \cdot 100\%, \left| \frac{k_{2c}}{k_2} - 1 \right| \cdot 100\% \right), \quad (9)$$

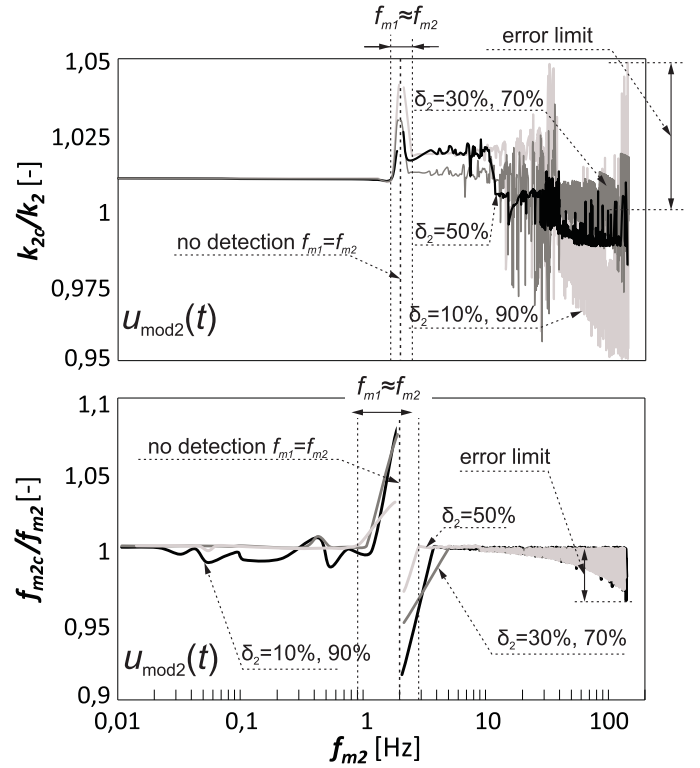


Fig. 12. The characteristics $k_{2c}/k_2 = f(f_{m1} = 2 \text{ Hz}, f_{m2})$ and $f_{m2c}/f_{m2} = f(f_{m1} = 2 \text{ Hz}, f_{m2})$ determined for the estimated $u_{\text{mod}2}(t)$ using the proposed algorithm without coding.

and as the limit of frequency estimation errors is assumed:

$$e_f = \max \left(\left| \frac{f_{m1c}}{f_{m1}} - 1 \right| \cdot 100\%, \left| \frac{f_{m2c}}{f_{m2}} - 1 \right| \cdot 100\% \right), \quad (10)$$

omitting the case for which the frequency of component signals are comparable (exemplary intervals $f_{m1} \approx f_{m2}$ are marked in Fig. 12). If $f_{m1} \approx f_{m2}$, the shape of the estimated component signals is significantly distorted. If the frequency of the component signals are equal ($f_{m1} = f_{m2}$), the individual component signals are not detected. The error limit is determined for $f_{m1} = 2 \text{ Hz} = \text{const}$ and $f_{m2} \in [0.01, 150] \text{ Hz}$. The error limit for $f_{m1} = 2 \text{ Hz}$ is shown in Fig. 12. For the estimation of the relative amplitude of the voltage changes $\delta U_{\text{env}}/U_m = 2k$ caused by operation of disturbing load, there are errors that are higher than for the estimation of frequency of voltage changes, because the Gibbs effect occurs.

In the second stage of experimental studies, the dependence of the error limit e of proposed algorithm on the frequency of the modulation signal was studied with a different duty cycle δ . For this purpose, the first-stage studies were repeated for $f_{m1} \in \{0.01, 0.05, 0.1, 0.5, 1, 5, 10, 49, 99, 149\} \text{ Hz}$. Fig. 13 shows the characteristics $e_k = f(f_{m1}, f_{m2} \in [0.01, 150] \text{ Hz})$ and $e_f = f(f_{m1}, f_{m2} \in [0.01, 150] \text{ Hz})$.

The experimental results show that for the version without coding, the best estimation of the desired parameters is achieved when both component signals have a duty cycle of 50%. In this

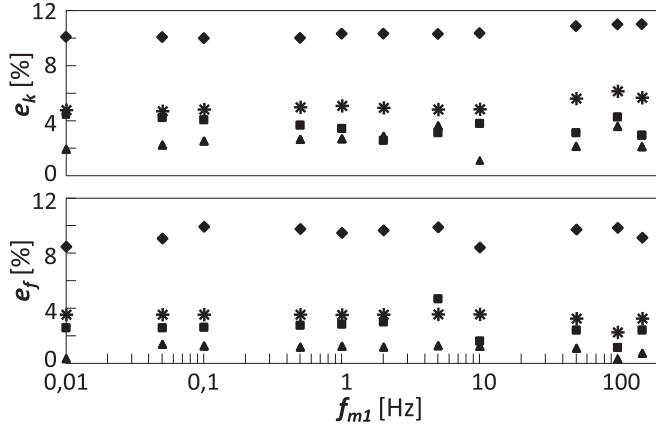


Fig. 13. The characteristics $e_k = f(f_{m1}, f_{m2} = \text{var})$ (top) and $e_f = f(f_{m1}, f_{m2} = \text{var})$ (bottom) determined for estimated $u_{\text{mod}1}(t)$ and $u_{\text{mod}2}(t)$ using the proposed algorithm without and with coding, where: version with coding are marked with a diamond symbol for $\delta_2 = 10\%, 30\%, 50\%, 70\%, 90\%$; version without coding are marked with: a star symbol for $\delta_2 = 10\%, 90\%$; a square symbol for $\delta_2 = 30\%, 70\%$; a triangle symbol for $\delta_2 = 50\%$.

case, the fundamental harmonic in the spectrum of the component signal is dominant. In the situation when the fundamental harmonic of the component signal is significantly lower than the higher harmonics ($\delta_2 = 10\%, 90\%$), the decomposition accuracy decreases. Hence, for the version without coding, errors depend mainly on the contribution of the fundamental harmonic in the spectrum of the component signal. For the version with coding, the error limit is constant, because in the process of recreating the AM modulating signal, a steady arrangement of voltage changes is assumed, which results in an increase in the contribution of the fundamental harmonic in the spectrum of the individual component signals.

In the third stage of experimental studies, the dependence of the error limit e of proposed algorithm on the frequency of the modulating signal was studied with different speed of voltage changes $SR = du_{\text{env}}(t)/dt$. For this purpose, experimental research was carried out in the same manner as in the first and second stages, for $u_{\text{mod}1}(t)$ with the shape: sinusoidal with $SR = f(t, f_{m1}) = \text{var}$, $SR \in (0, 4710] \%U_{mN}/s$ (case 1 on Fig. 14); trapezoidal with constant voltage change time equal to $1/4$ of the fundamental period of signal and with $SR = f(f_{m1}) = \text{var}$, $SR \in [0.2, 3000] \%U_{mN}/s$ (case 2 on Fig. 14); trapezoidal with constant $SR = 1500 \%U_{mN}/s = \text{const}$ (in this case, the shape of voltage fluctuations changes from trapezoidal to triangular with increasing rate of voltage fluctuations - case 3 on Fig. 14) and with constant $SR \rightarrow \infty \%U_{mN}/s$ (case 4 on Fig. 14). Considering the principle of EEWT operation, the $u_{\text{mod}2}(t)$ component signal was assumed as a sinusoidal signal in each case studied, because sinusoidal components are most accurately extracted. Therefore, the impact of shape and speed of voltage changes on the error of the proposed algorithms with coding and without coding was studied by changing the shape and SR for $u_{\text{mod}1}(t)$. The experimental studies were performed for $f_{m1} \in \{0.01, 0.05, 0.1, 0.5, 1, 5, 10, 49, 99, 149\}$ Hz, $f_{m2} \in [0, 150]$ Hz, $k_1 = k_2 = 0.025$ (modulation depth of 5%)

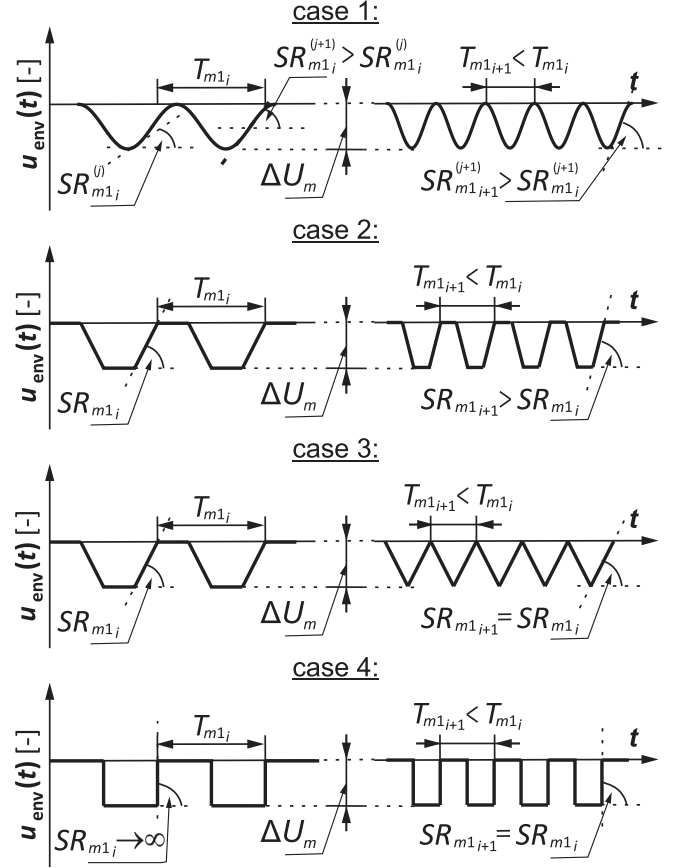


Fig. 14. The examples of a voltage envelope with variation associated with assumed component signal $u_{\text{mod}1}(t)$ for two different example frequency $f_{m1_i} = 1/T_{m1_i}$ and $f_{m1_{i+1}} = 1/T_{m1_{i+1}}$ for each case, where: case 1 is a sinusoidal voltage changes with $SR = f(t, f_{m1}) = \text{var}$; case 2 is a trapezoidal voltage changes with a change time of $1/4T_{m1}$ ($SR = f(f_{m1}) = \text{var}$); case 3 is a trapezoidal voltage changes with $SR = \text{const}$; case 4 is a trapezoidal voltage changes with $SR \rightarrow \infty$.

and the duty cycle $\delta_1 = \delta_2 = 50\%$. Therefore, in the study, the rms value of the tested signal varied in the range $[218.5, 241.5]$ V. Trapezoidal voltage changes have been included in the study, because they occur in the real power grid and are result of cyclical switching on and off of loads equipped with a softstart controller. Fig. 15 shows the characteristics $e_k = f(f_{m1}, f_{m2} = \text{var})$ and $e_f = f(f_{m1}, f_{m2} = \text{var})$. Because the point graphs partially overlap, the marker of individual waveforms cannot be observed.

The experimental results show that for the version without coding, the error of proposed algorithm increases as the speed of voltage changes SR increases. The biggest errors are obtained in the estimation of parameters associated with disturbing source causing step voltage changes, which results from the complexity of the spectrum of the signal associated with that load. If the rate of voltage changes increases and SR is constant, the error of proposed algorithm decreases, because the higher harmonics of the component signal spectrum decreases. The experimental results show that for the version with coding, the error of the proposed algorithm is not depended on the shape and speed of voltage changes, because in the coding process individual components are treated as rectangular signals.

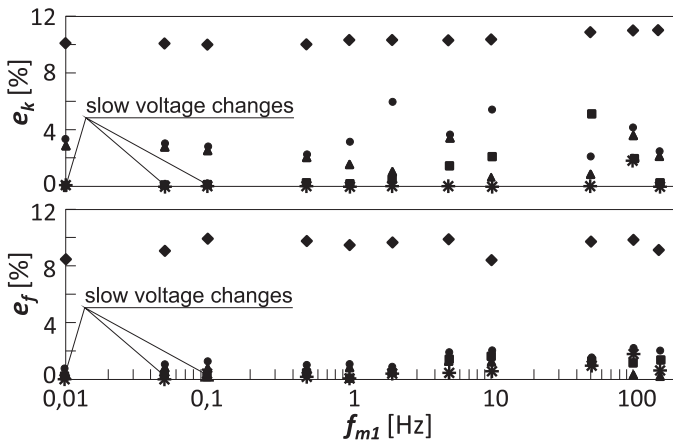


Fig. 15. The characteristics $e_k = f(f_{m1}, f_{m2} = \text{var})$ (top) and $e_f = f(f_{m1}, f_{m2} = \text{var})$ (bottom) determined for estimated $u_{\text{mod}1}(t)$ and $u_{\text{mod}2}(t)$ using the proposed algorithm without and with coding, where: version with coding are marked with a diamond symbol for each case studied; version without coding are marked with: a star symbol for case 1 (Fig. 14); a square symbol for case 2 (Fig. 14); a triangle symbol for case 3 (Fig. 14); a circle symbol for case 4 (Fig. 14).

VIII. CONCLUSION

The paper presents the author's algorithm for estimating parameters associated with the individual sources of voltage fluctuations, that is, the amplitude of the changes caused by the disturbing load and the rate (frequency) of changes in its state. The proposed algorithm will allow selection of location sources of voltage fluctuations in the power grid, by assessing the propagation of voltage fluctuations, caused by the specific sources of disturbance. Estimated parameters are used for this purpose. Therefore, accurate recreation of the considered parameters is important.

The paper focuses on the description of the proposed algorithm and assessment of its accuracy. Laboratory studies were carried out in which the influence of two sources of voltage fluctuations was modelled. In the paper, sources of voltage fluctuations causing rapid voltage changes have been assumed. The cyclic operation of voltage fluctuation sources were considered, including the asymmetrical cycle, which caused a significant flicker. The experimental results show that the proposed algorithm allows estimation of the desired parameters for typical sources of disturbance with error less than 5%. For the version without coding, the minimal errors are obtained when time between switching on and off of load is equal (duty cycle of $\delta = 50\%$). The error of estimation increases when δ tends to zero or 100%. This is the result of using EEWT decomposition, which decreases accuracy with the reduction of the contribution of fundamental harmonic in the spectrum of component signal. The maximum errors occur when the frequency of the component signals are approximately equal. If the frequency of the component signals is equal, the individual component signals are not detected. In addition, the influence of the speed of voltage changes on the errors of estimation of the desired parameters was verified in experimental studies. Experimental results show that the most difficult is estimation of the parameters associated

with disturbance sources causing rapid voltage changes. If the speed of voltage changes decreases, or if the frequency of voltage changes increases and the speed of voltage changes is constant, then the error of the proposed algorithm decreases, because the fundamental harmonic of the extracted component signal increases. In the version with coding, limit of approximately 1500 times the memory (if voltage fluctuation indices are recorded every second) in the measuring and recording device causes almost two times higher errors than the typical errors in the version without coding. However, the algorithm with coding is resistant to the asymmetrical duty cycle of the disturbing load and to different shape and speed of voltage changes caused by them. However, the algorithm with coding is resistant to the asymmetrical duty cycle of the disturbing loads and to various shape and speed of voltage changes that caused by them, because in the process of recreating the AM modulating signal, a steady arrangement of voltage changes is assumed, which results in an increase in the contribution of the fundamental harmonic in the spectrum of the individual component signals.

The error of the proposed algorithm is dependent on the error of AM modulating signal estimation. This is important for the coding algorithm that calculated voltage fluctuation indices from the estimated voltage envelope. The proposed demodulation method using the carrier function estimation has been used to reduce the estimation error. The proposed method of demodulation enables correct recreation of the modulating signal for frequency higher than that of the carrier signal, which is not possible with currently used demodulation methods. The use of the proposed demodulation method allows extending the research on sources of voltage fluctuations to loads that change state with a frequency of up to 150 Hz. The extension of the analysis results from the research carried out in recent years, which shows that flicker occurs for the frequency of the AM modulating signal up to 150 Hz. The source of this type of disturbance is, inter alia, power electronics device.

Apart from the proposed algorithm, there are no solutions, to estimate the parameters associated with individual disturbing loads, considering rapid voltage changes with frequency of up to 150 Hz.

REFERENCES

- [1] *Voltage fluctuation*, International Electrotechnical Commission Standard IEC number 161-08-05, 2003. [Online]. Available: <http://std.iec.ch/iec60050>
- [2] J. Mindykowski and T. Tarasiuk, "Problems of power quality in the wake of ship technology development," *Ocean Eng.*, vol. 107, pp. 108–117, Oct. 2015.
- [3] M. Ghaseminezhad, A. Doroudi, and A. J. S. H. Hosseini, "Analysis of voltage fluctuation impact on induction motors by an innovative equivalent circuit considering the speed changes," *IET Gener., Transmiss. Distribution*, vol. 11, pp. 512–519(7), Jan. 2017.
- [4] K. Jhala, B. Natarajan, and A. Pahwa, "The dominant influencer of voltage fluctuation (DIVF) for power distribution system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 6, pp. 4847–4856, Nov. 2019.
- [5] D. L. Geiger and S. M. Halpin, "Flicker limit compliance assessment in the presence of background disturbances," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 6, pp. 3028–3035, Dec. 2018.
- [6] P. Otomanski, G. Wiczynski, and B. Zajac, "Flicker vision of selected light sources," *Meas. Sci. Rev.*, vol. 17, no. 5, pp. 232–240, 2017.

- [7] D. L. Geiger II and S. M. Halpin, "Assessing voltage fluctuations and lamp flicker using RMS voltages," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 6, pp. 2481–2488, Dec. 2017.
- [8] Z. Hanzelka, K. Chmielowiec, A. Firlit, and B. Swiatek, "New challenges for voltage quality studies," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 89, pp. 17–25, Jan. 2013.
- [9] A. Dejamkhooy, A. Dastfan, and A. Ahmadyfard, "Modeling and forecasting nonstationary voltage fluctuation based on grey system theory," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 3, pp. 1212–1219, Jun. 2017.
- [10] G. Wiczynski, "Voltage-fluctuation-based identification of noxious loads in power network," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 58, no. 8, pp. 2893–2898, Aug. 2009.
- [11] G. Wiczynski, "Analysis of voltage fluctuations in power networks," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 57, no. 11, pp. 2655–2664, Nov. 2008.
- [12] P. Kuwalek, "The application of kernel density estimation for aided the process of locating sources of voltage fluctuations," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 95, pp. 70–74, Aug. 2019.
- [13] P. Otomanski and G. Wiczynski, "The usage of voltage and current fluctuation for localization of disturbing loads supplied from power grid," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 87, pp. 107–111, 2011.
- [14] G. Wiczynski, "Sectional approximation of the flickermeter transformation characteristic for a sinusoidal modulating signal," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 57, no. 10, pp. 2355–2363, Oct. 2008.
- [15] G. Wiczynski, "Simple model of flickermeter signal chain for deformed modulating signals," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 4, pp. 1743–1748, Oct. 2008.
- [16] H. Karawia, M. Mahmoud, and M. Sami, "Flicker in distribution networks due to photovoltaic systems," *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, pp. 647–649, Oct. 2017.
- [17] A. Alizade and J. Noshahr, "Evaluating noise and DC offset due to inter-harmonics and supra-harmonics caused by back-to-back converter of (DFIG) in AC distribution network," *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, pp. 629–632, Oct. 2017.
- [18] V. Kus, Z. Peroutka, and P. Drabek, "Non-characteristic harmonics and interharmonics of power electronic converters," in *CIREN Proc. 18th Int. Conf. Exhib. Electricity Distribution*, Jun. 2005, pp. 1–5.
- [19] Polish Power System PSE, "A summary of quantitative data on the functioning of the NPS," 2018. [Online]. Available: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018>
- [20] *Flickermeter - Functional and Design Specifications*, International Electrotechnical Commission Standard IEC 61 000-4-15:2010, 2010.
- [21] K. Duda, A. Bien, M. Szyper, and T. P. Zielinski, "Analysis of voltage disturbances caused by simultaneous amplitude and phase modulation in electric power network," in *Proc. 11th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, Oct. 2004, pp. 199–204.
- [22] Y. Onal, O. Gerek, and D. Ece, "Empirical mode decomposition application for short-term flicker severity," *Turkish J. Elect. Eng. Comput. Sci.*, vol. 24, pp. 499–509, Jan. 2016.
- [23] Y. Onal, O. N. Gerek, and D. G. Ece, "Detection of voltage flicker and voltage harmonic using hilbert huang transform," in *Proc. 16th Int. Power Electron. Motion Control Conf. Expo.*, Sep. 2014, pp. 805–810.
- [24] Y. Onal, D. Ece, and O. Gerek, "Hilbert Huang transform based approach for measurement of voltage flicker magnitude and frequency," *Electric Power Compon. Syst.*, vol. 43, no. 2, pp. 167–176, Jan. 2015.
- [25] P. Shi, W. Yang, M. Sheng, and M. Wang, "An enhanced empirical wavelet transform for features extraction from wind turbine condition monitoring signals," *Energies*, vol. 10, Jul. 2017, Art. no. 972.
- [26] H. Rupal Singh, S. R. Mohanty, N. Kishor, and K. Ankit Thakur, "Real-time implementation of signal processing techniques for disturbances detection," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 5, pp. 3550–3560, May 2019.
- [27] X. Chen, K. Li, Q. Meng, D. Cai, and Y. Luo, "Detection of power quality disturbances using empirical wavelet transform and Hilbert transform," *J. Elect. Electron. Eng.*, vol. 5, no. 5, pp. 192–197, Oct. 2017.
- [28] K. Jhala, B. Natarajan, and A. Pahwa, "Probabilistic voltage sensitivity analysis (PVSA) - A novel approach to quantify impact of active consumers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2518–2527, May 2018.
- [29] A. F. Bastos, K. Lao, G. Todeschini, and S. Santoso, "Novel moving average filter for detecting RMS voltage step changes in triggerless PQ data," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 6, pp. 2920–2929, Dec. 2018.
- [30] J. Barros, J. J. Gutierrez, M. de Apraiz, P. Saiz, R. I. Diego, and A. Lazkano, "Rapid voltage changes in power system networks and their effect on flicker," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 31, no. 1, pp. 262–270, Feb. 2016.
- [31] G. Wiczynski, "Estimation of PST indicator value for a simultaneous influence of two disturbing loads," *Electric Power Syst. Res.*, vol. 147, pp. 97–104, Jun. 2017.
- [32] P. Kuwalek, "Am modulation signal estimation allowing further research on sources of voltage fluctuations," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, to be published, doi: [10.1109/TIE.2019.2935978](https://doi.org/10.1109/TIE.2019.2935978).
- [33] Y. Hu, F. Li, H.-G. Li, and C. Liu, "An enhanced empirical wavelet transform for noisy and non-stationary signal processing," *Digit. Signal Process.*, vol. 60, pp. 220–229, Jan. 2017.
- [34] M. Michalski, "Introductory results of tests of algorithms for recreation of voltage variation with voltage fluctuation indices," in *Proc. 18th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, May 2018, pp. 1–5.
- [35] M. Michalski and G. Wiczynski, "Determination of the parameters of voltage variation with voltage fluctuation indices," in *Proc. 17th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, Oct. 2016, pp. 460–465.
- [36] P. Kuwalek and W. Jesko, "Recreation of voltage fluctuation using basic parameters measured in the power grid," *J. Elect. Eng. Technol.*, vol. 15, no. 2, pp. 601–609, 2020, doi: [10.1007/s42835-020-00351-7](https://doi.org/10.1007/s42835-020-00351-7).
- [37] G. Chen and S. Lin, "Design, implementation and comparison of demodulation methods in AM and FM," Master's thesis, Blekinge Institute of Technology, Karlskrona, Sweden, 2012.
- [38] [Online]. Available: <http://www.spe-energo.com/index.htm>
- [39] S. A. Tretter, *Communication System Design Using DSP Algorithms*. Boston, MA, USA: Springer, 2008.
- [40] B. Xue *et al.*, "Morphological filtering enhanced empirical wavelet transform for mode decomposition," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 14283–14293, Jan. 2019.
- [41] J. Gilles, "Empirical wavelet transform," *IEEE Trans. Signal Process.*, vol. 61, no. 16, pp. 3999–4010, Aug. 2013.
- [42] P. Kuwalek, "Application of an enhanced empirical wavelet transform to determine selected parameters of sources of voltage fluctuations," Sci. Paper Faculty Elect. Control Eng., Gdansk Univ. Technol., Gdańsk, Poland, 2019.
- [43] J. Gilles, "Empirical wavelet transforms," 2016. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/42141-empirical-wavelet-transforms>. Accessed: Jul. 05, 2019.
- [44] Z. Fortuna, B. Macukow, and J. Wasowski, *Numerical Methods*. Warsaw: WNT, 2001.

Piotr Kuwalek received the M.Sc. Eng. degree in electrical engineering and B.Sc. degree in mathematics from the Poznan University of Technology, Poznan, Poland, in 2018. He is currently working toward the Ph.D. degree with the Faculty of Electrical Engineering, Poznan University of Technology.

His current research interests include power quality evaluation and signal processing.

AM Modulation Signal Estimation Allowing Further Research on Sources of Voltage Fluctuations

Piotr Kuwalek 

Abstract—This article presents the preliminary research results on a novel method of amplitude modulation demodulation that allows estimation of the modulating signal at a frequency higher than that of the carrier signal. The need for a new method from the perspective of research on sources of voltage fluctuations is first explained. Then, a comparison is carried out between the estimation of the modulating signal based on the currently used demodulator in the IEC flickermeter signal chain, the finite-impulse response Hilbert filter, and the proposed method with the carrier signal estimation. The correctness of the recreation of the frequency of the modulating signal, as well as, the signal amplitude and shape were considered in the comparison. The influence of the deformation of the carrier signal on the estimation error of individual demodulation methods was investigated. The metrological interpretation of the results obtained from the numerical simulation and experimental research is discussed, and the conclusions are presented.

Index Terms—Demodulation, power quality, voltage fluctuation indices, voltage variation.

I. INTRODUCTION

ONE OF the basic types of disturbances occurring in the power grid are voltage fluctuations, which can be defined as fast changes in the rms value of a voltage [1]. However, the rms value has the properties of a low-pass filter; hence, the application of the above commonly used definition of voltage fluctuations limits the research on sources of voltage fluctuations. Therefore, for research purposes, the definition of voltage fluctuations as the variability of the envelope (see Section II-A) of the instantaneous voltage waveform is assumed [2]. Voltage fluctuations can disturb the correct operation of loads connected to the power grid [3] and, in particular, cause flicker. Thus, the identification of sources of fluctuations in the power grid [4] is important. To improve the location of sources of

voltage fluctuations, the parameters of disturbing loads should first be identified, including rate of change in the operating state of voltage variation sources. One method allows the estimation of the parameters of the sources of voltage fluctuations is the decomposition of the estimated modulating signal obtained in the amplitude modulation (AM) demodulation [5], [6] (see Section II-A). This means that the estimation error of the modulating signal can cause decomposition errors.

The rationale for research on the modulating signal, which is a component of the voltage envelope, is based on the applied definition of voltage fluctuations and the principle of the IEC flickermeter operation, which in the signal chain contains a square-law demodulator [7]. Simply put, it is assumed that, voltage fluctuations can be identified through the AM modulation without a suppressed carrier wave.

Among the currently used methods of AM demodulation, the best estimation of the modulating signal is achieved by demodulation with the Hilbert transform [8]. This method allows the determination of some parameters that describe voltage fluctuations, as shown in [9]–[12]. However, AM demodulation with the IEC flickermeter demodulator or the finite-impulse response (FIR) Hilbert filter, or with other new methods, i.e., [13], [14], provides correct estimation of the modulating signal only when the modulating signal has a lower frequency than the carrier signal. This limits the research on sources of voltage fluctuations to those, that change the operating state with a frequency of less than 50 Hz. However, some disturbing loads operate at a frequency greater than 50 Hz, e.g., power electronic devices. In addition, as presented in [15] and [16], flicker occurs for the frequency of the AM modulating signal to 150 Hz. Therefore, this article proposes a novel AM demodulation method, that allows the estimation of a modulating signal with a frequency of up to 150 Hz.

In practice, the registration of the voltage envelope (see Section II-A) or the AM modulating signal is associated with the storage of a significant number of samples. It is possible to recreate the envelope based on fluctuation indices [17], i.e., the amplitude δU and rate of fluctuations f [18], thus limiting the amount of stored data. In the solutions presented in other works, a satisfactory accuracy of envelope recreation was obtained only for a modulating signal with a frequency f_m not greater than 20 Hz. This limitation results from the fact that the fluctuation indices are currently obtained from changes the rms value at time $U(t)$, which has the properties of a low-

Manuscript received April 30, 2019; revised June 28, 2019; accepted August 6, 2019. Date of publication August 23, 2019; date of current version March 31, 2020. This work was supported by the Institute of Electrical Engineering and Electronics, Poznan University of Technology under DNMK Project 04/42/SBAD/0493.

The author is with the Electrical Department, Poznan University of Technology, 60-965 Poznan, Poland (e-mail: piotr.l.kuwalek@doctorate.put.poznan.pl).

Color versions of one or more of the figures in this article are available online at <http://ieeexplore.ieee.org>.

Digital Object Identifier 10.1109/TIE.2019.2935978

pass filter. However, if these indices were recorded directly from the voltage modulating signal or voltage envelope, it would be possible to recreate the envelope for an f_m of up to 150 Hz. In this case, the inaccuracy of the recreation of the voltage variation would depend on the error of the determined fluctuation indices δU and f for the estimated modulation signal. Therefore, it is important that the AM demodulation method applied allows for the accurate recreation of the frequency, amplitude, and shape of the modulating signal, as discussed in the following section.

In general, the use of the AM demodulation method that, allows accurate estimation of the modulating signal for an f_m of up to 150 Hz at carrier frequency $f_c = 50$ Hz, enables the following.

- 1) The expansion of research to all sources of fluctuations that cause flicker (thus far, voltage fluctuations have been considered for disturbing loads that change the operating state with a frequency of up to 35 Hz; however, as indicated in [15] and [16], this range should be extended to 150 Hz).
- 2) The correct decomposition of the modulating signal, which allows the identification of the parameters of many independently working sources of voltage fluctuations [19].
- 3) Increased precision in the location of disturbing loads in the power grid by using multipoint methods based on an assessment of the propagation of voltage changes and the frequency of changes in the operating state of disturbing loads [20], [21].
- 4) The recreation of the voltage variation [18] (by determining the fluctuation indices based on the estimated envelope, or the modulating signal).

II. AM DEMODULATION METHODS

A. AM Demodulation

“The purpose of modulation is to transform (the modulation process) a message $m(t)$ (impact of disturbing loads) into another signal $s(t)$ that can be transmitted. The transformation must be reversible so that $m(t)$ can be recovered (the demodulation process) exactly from $s(t)$ at the receiver. An AM signal has the mathematical form

$$s(t) = [1 + k_{AM} \cdot m(t)] \cdot c(t) \quad (1)$$

where k_{AM} is a positive constant called the amplitude sensitivity of the modulator, $m(t)$ is the normalized signal, and $c(t)$ is the carrier wave” [22].

The signal (2) is an $s(t)$ envelope [22]

$$s_{env}(t) = A_c |1 + k_{AM} \cdot m(t)| \quad (2)$$

where A_c is the amplitude of the carrier wave.

Later in this article, the modulation signal $u_{mod}(t)$ is assumed to be equal to $k_{AM} \cdot m(t)$. In addition, the envelope of $s(t)$ is taken as the signal (2) proportional to the amplitude of the carrier signal with a dc offset; thus, the estimation of the envelope allows the estimation of the modulating signal and vice versa.

In the identification of the parameters of sources of voltage fluctuations, when there is no distortion of the voltage waveform

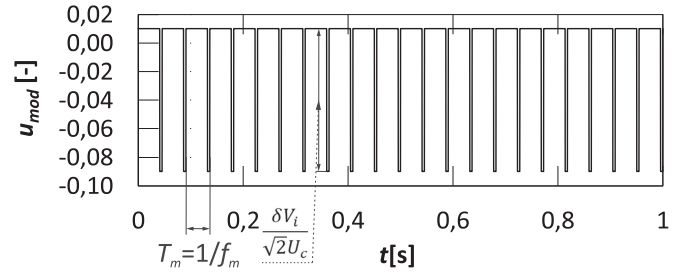


Fig. 1. Adopted deterministic modulating signal waveform.

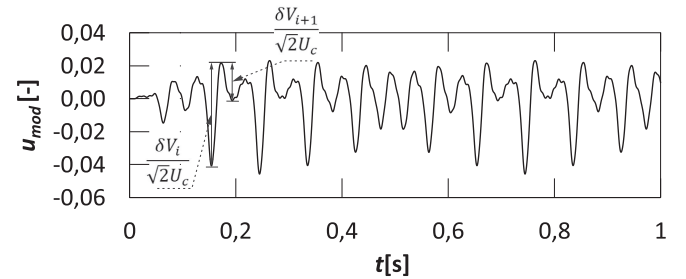


Fig. 2. Signal waveform at the output of the IEC flickermeter demodulator.

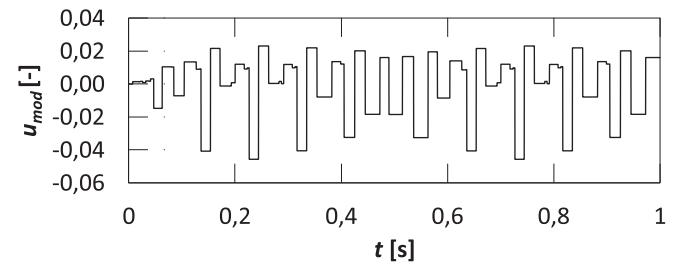


Fig. 3. Modulating signal waveform recreated from the voltage fluctuation indices.

in the power grid, the carrier signal is described by

$$c(t) = \sqrt{2} U_c \cos(2\pi f_c t) \quad (3)$$

where, for example, for a low-voltage network, U_c and f_c are 230 V and 50 Hz, respectively.

As mentioned in Section I, the demodulation error may cause a decomposition error, e.g., in enhanced empirical wavelet transform decomposition methods, as discussed in a separate publication [23].

Demodulation errors also cause errors in the recreation of the voltage variation based on the fluctuation indices (δU , f). This situation is presented in Figs. 1–3. A rectangular modulating signal is assigned a duty cycle of 90%, with a modulation depth of 10%, a frequency f_m of 22 Hz (see Fig. 1), and the carrier signal described by (3), where $U_c = 230$ V and $f_c = 50$ Hz. If the demodulation process allowed for the accurate determination of the modulating signal, then for the modulating signal applied, two equal changes δV for the signal period would be obtained, i.e., $\delta V = 0.1 A_c V$ and $f = 2640$ cpm. For the IEC

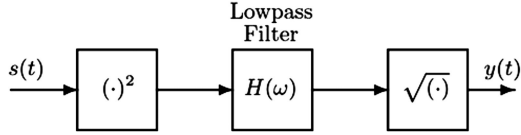


Fig. 4. Block diagram of square-law demodulation [22].

flickermeter demodulator (see Fig. 2), a similar frequency would be obtained, but the changes δV would have different values. If the frequency of the modulating signal were greater than 50 Hz, the frequency would be additionally distorted. If a voltage variation recreation algorithm were used, a waveform significantly different from the real-modulation signal would be obtained (see Fig. 3).

In addition, the effect of the distortion of the carrier signal on the correctness of the estimation of the modulating signal should be considered. Currently, a typical deformation of the voltage waveform in the power grid is caused by power electronic converters, the operation of which causes harmonics of the order $6n \pm 1$ in the voltage spectrum, where n is any natural number.

B. Square-Law Demodulation

Square-law demodulation is an AM demodulation method that is based on the determination of the signal envelope [22]. Fig. 4 shows a block diagram of the square-law demodulation.

The signal after the squaring block is given by

$$\begin{aligned} s^2(t) &= 2U_c^2 \cos^2(2\pi f_c t) \cdot [1 + k_{AM} \cdot m(t)]^2 \\ &= U_c^2 [1 + k_{AM} \cdot m(t)]^2 \\ &\quad + U_c^2 \cos(2\pi 2f_c t) \cdot [1 + k_{AM} \cdot m(t)]^2. \end{aligned} \quad (4)$$

Assuming that the component of the spectrum of the highest frequency modulation signal is smaller than the frequency of the carrier signal, by using the ideal low-pass filter with a cutoff frequency f_c , the second component of (4) can be eliminated. Finally, the signal after the block performing the square root operation is given by

$$y(t) = U_c [1 + k_{AM} \cdot m(t)] \quad (5)$$

thus, it is proportional to the modulating signal with a dc offset.

The correctness of the demodulation in this method depends primarily on the frequency of the modulating signal and the characteristics of the filters used.

In the IEC flickermeter demodulator, there is no block performing the square root operation. Such block is not necessary because, when voltage fluctuations occur, the k_{AM} has a relatively small value. The case with the carrier signal described by (3) is presented below, with the assumption that $m(t)$ is a cosine waveform. To simplify the notation of the equations, $\cos(2\pi ft) = c(f)$ and $\sqrt{2}U_c = 1$ were accepted, which in practice are realized in the input voltage adaptor of the IEC flickermeter.

If the signal

$$\begin{aligned} s^2(t) &= c^2(f_c) [1 + k_{AM} \cdot c(f_m)]^2 \\ &= \frac{1}{2} [1 + k_{AM} \cdot c(f_m)]^2 \\ &\quad + \frac{1}{2} c(2f_c) [1 + k_{AM} \cdot c(f_m)]^2 \\ &= \frac{1}{2} + k_{AM} \cdot c(f_m) + \frac{1}{2} k_{AM}^2 \cdot c^2(f_m) \\ &\quad + \frac{1}{2} c(2f_c) [1 + k_{AM} \cdot c(f_m)]^2 \end{aligned} \quad (6)$$

is given to a low-pass filter and a dc offset is removed from it, then a signal (7) is obtained

$$\begin{aligned} y_f(t) &= k_{AM} \cdot \cos(2\pi f_m t) + \frac{k_{AM}^2}{2} \cos^2(2\pi f_m t) \\ &\approx k_{AM} \cdot \cos(2\pi f_m t) \end{aligned} \quad (7)$$

where the approximate equality is true for an adequately small k_{AM} . The signal y_f is the modulation signal estimated by the IEC flickermeter demodulator.

The suitability of this demodulation method in the IEC flickermeter is due to the assumed simplicity and asynchronous operation of the demodulator.

The demodulator from the signal chain of the IEC flickermeter is used in this article. The filters used in this demodulator are defined and given in the standard [7].

C. Demodulation With the Hilbert FIR Filter

Similarly to the previous method, demodulation with the Hilbert FIR filter is based on the signal envelope and the analytical signal $s_a(t)$ of signal $s(t)$ described by

$$s_a(t) = s(t) + j\hat{s}(t) \quad (8)$$

where the imaginary part of (8) is the Hilbert transform of the signal $s(t)$, as described by

$$\hat{s}(t) = s(t) * \frac{1}{\pi t} = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{s(\tau)}{t - \tau} d\tau. \quad (9)$$

According to [22], the absolute value of the analytical signal is identical to the envelope of the signal $s(t)$, thus

$$\begin{aligned} s_{\text{env}}(t) &= |s(t) + j\hat{s}(t)| = \sqrt{(s(t))^2 + (\hat{s}(t))^2} \\ &= A_c |1 + k_{AM} \cdot m(t)|. \end{aligned} \quad (10)$$

There is a limitation related to the sampling frequency, which should be at least twice the cutoff frequency of the tested signal to avoid aliasing.

The convolution given by (9) is achieved by using a filter with an impulse response $h(t)$ given by

$$h(t) = \frac{1}{\pi t}. \quad (11)$$

The filter is implemented as a digital filter with a FIR.

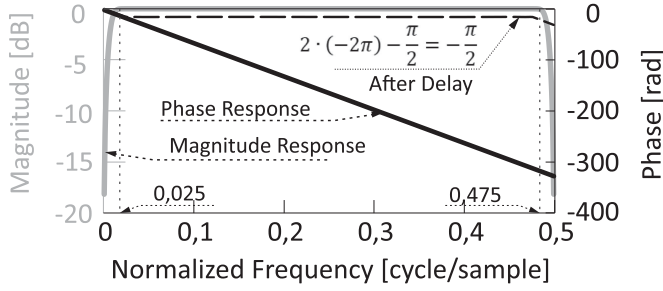


Fig. 5. Amplitude and phase response of the used FIR Hilbert filter.

To obtain properties similar to those of the ideal Hilbert filter and to ensure stability, a Hilbert FIR filter of order 200 (type III) is used for the studies, the characteristics of which are shown in Fig. 5. The filter causes a linear phase shift, and the delay of the input signal by 100 samples (0.5 of the order of the FIR filter) is used to obtain a constant phase shift equal to $-\pi/2$ (the ideal Hilbert filter causes a phase shift equal to $-\pi/2$ for positive frequency values).

During the sampling process, the spectrum of the signal multiplies; hence, the envelope reconstruction with the Hilbert FIR filter also uses the low-pass filter in the processing path. In addition, errors may result from the failure to meet the assumption of the Bedrosian theorem [24]. Thus, the use of this type of demodulation prevents the correct estimation of modulating signals with a frequency greater than 50 Hz.

D. Demodulation With the Secans Function

Demodulation by using the secans function is proposed in this article. Assuming that the AM in the time domain is given by (1) and the carrier signal is given by (3), an approximate equality occurs

$$k_{AM} \cdot m(t) \approx \begin{cases} \frac{s(t) \sec(2\pi f_c t)}{\sqrt{2}U_c} - 1 & t : \cos(2\pi f_c t) \neq 0 \\ w(t) & t : \cos(2\pi f_c t) = 0 \end{cases} \quad (12)$$

where $w(t)$ is a Lagrange polynomial of at least the first degree, based on points in the neighborhood of both the right and the left side of a singular point.

For a discrete example that meets the initial assumptions and in which the values of the samples were taken in time, such that $\cos(2\pi f_c t) \neq 0$, the following occurs:

$$\begin{aligned} \sqrt{2}U_c [1 + k_{AM} \cdot m(t)] &= s(t) \sec(2\pi f_c t) \\ &= \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k_{AM} \cdot m(t)] \sec(2\pi f_c t) \\ &= \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k_{AM} \cdot m(t)] \frac{1}{\cos(2\pi f_c t)} = s_{env}(t) \end{aligned} \quad (13)$$

allowing the calculation of $s_{env}(t)$, or

$$\begin{aligned} k_{AM} \cdot m(t) &= s(t) \frac{\sec(2\pi f_c t)}{\sqrt{2}U_c} - 1 \\ &= \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k_{AM} \cdot m(t)] \frac{\sec(2\pi f_c t)}{\sqrt{2}U_c} - 1 \\ &= \sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t) [1 + k_{AM} \cdot m(t)] \frac{1}{\sqrt{2}U_c \cos(2\pi f_c t)} - 1 \\ &= 1 + k_{AM} \cdot m(t) - 1 = k_{AM} \cdot m(t) \end{aligned} \quad (14)$$

allowing the calculation of a modulating signal $s(t)$.

If the samples were taken in time, such that $\cos(2\pi f_c t) = 0$, then, when the values are estimated at these points by using polynomial interpolation, the modulating signal can be reproduced. The interpolation error for the singular points of the secans function is negligible. Hence, the inaccuracy of the demodulation is directly dependent on the deformation of the supply voltage.

E. Demodulation With Carrier Signal Estimation

Another method proposed in this article is demodulation with carrier function estimation, which allows the estimation of the modulating signal. This method uses the idea of demodulation with multiplication by the secans function, which is similar to, dividing the corresponding instantaneous values of the modulating signal by the instantaneous values of the estimated carrier signal. The division by zero is omitted, with the value estimated by using Lagrange interpolation. From (1), it follows that after performing the AM modulation, the instantaneous values of the voltages distanced from each other by the total multiple of the fundamental period will oscillate around the appropriate instantaneous carrier waveform increased by the average value of the modulation signal.

Accordingly, the average modulated signal is used as the carrier signal estimator, based on the algorithm shown in Fig. 6.

The process can also be carried out in a moving block of 30 s. The division into 30 s blocks allows the consideration of the fluctuations of voltages with a low frequency. The interpolation aims to eliminate cases, in which a different number of samples is taken or, in which samples are taken at intervals that are not equal to a total multiple of the fundamental period. Interpolation with cubic Hermite spline polynomials $\tilde{u}_i(t)$ has been proposed, in which the values in the spline interval $[t_i, t_{i+1}]$ are given by (15) [25]:

$$\begin{aligned} \tilde{u}_i(t) &= u(t_i) + h_i u'(t_i) \frac{2l - l^2}{2} + h_i u'(t_{i+1}) \frac{l^2}{2} \\ &+ h_i \left[\frac{u(t_{i+1}) - u(t_i)}{h_i} - \frac{u'(t_i) + u'(t_{i+1})}{2} \right] (3l^2 - 2l^3) \end{aligned} \quad (15)$$

where

$$h_i = t_{i+1} - t_i, \quad l = \frac{t - t_i}{h_i}.$$

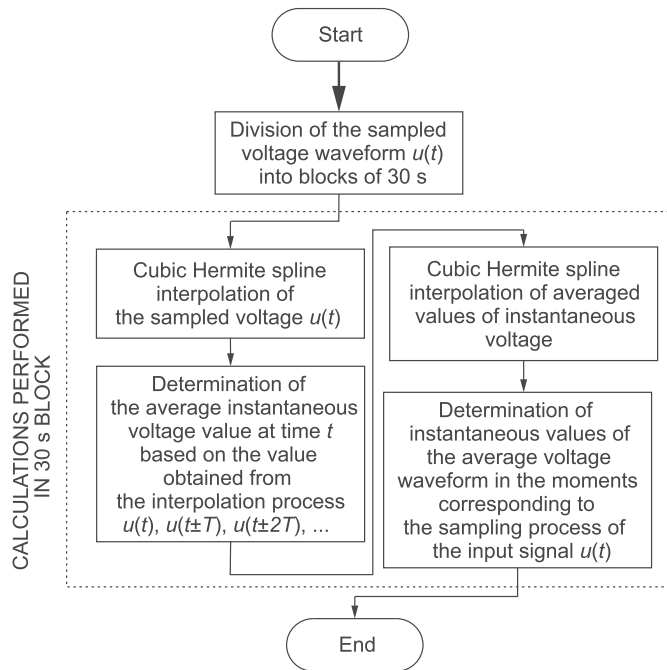


Fig. 6. Carrier signal estimation algorithm using the average modulated signal.

The selection of this method is due to the good interpolation properties of the monotonic intervals of signals. In the case of approximation, the method provides absolute convergence in space with the weight function.

Given the instantaneous values of the estimated carrier signal, a process similar to demodulation with the secans function can be done. Thus, the instantaneous values of the modulated voltage are divided by the corresponding instantaneous values of the estimated carrier waveform. In cases in which the values of the estimated carrier run are less than $0.005U_c$, the values of the modulating signal are determined from Lagrange interpolation with known points in the neighborhood. This process eliminates the error related to the bit resolution of the recorder used.

The proposed demodulation process assumes that the period of the voltage waveform is approximately equal to $T = 20$ ms. Significant deviations of the grid frequency values from the nominal value (e.g., over 1 Hz) cause errors. However, such deviations are unlikely in the circuits supplied from the power grid, as shown in Fig. 7.

The main advantage of this type of demodulation is that it is independent of the distortion of the carrier waveform (by carrier function averaging). It also allows the correct estimation of the frequency of the modulating signal when such frequency is greater than that of the carrier signal (by division by the carrier function).

III. VERIFICATION OF AM DEMODULATION METHODS

To simplify the notation of equations, $k = k_{AM}$ was assumed. The following coefficients were used to assess the accuracy of

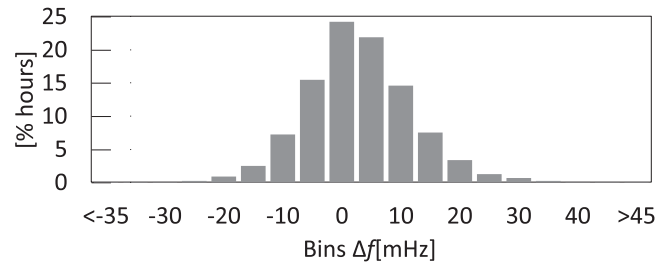


Fig. 7. PSE system data for 2017—distribution of hourly frequency deviations from the fundamental value equal to 50 Hz [26].

individual demodulation methods: k_c/k , for the recreation of the amplitude of the modulation signal; f_{mc}/f , for the recreation of the frequency of the modulation signal; and the global error ε (mean squared error) described by (16) [27]

$$\varepsilon = \int_a^b wg(t)[u_{\text{mod}}(t) - u_{\text{mod}_c}(t)]^2 dt \quad (16)$$

where $wg(t)$ is a weight function, $u_{\text{mod}_c}(t)$ is the estimated modulation signal, and k_c and f_{mc} are the amplitude and frequency of the recreated modulation signal, respectively. In this article, the weight function was assumed to be an identity function equal to one. For an accurate recreation of the modulation signal, the k_c/k and f_{mc}/f_m coefficients should be equal to one, and the error ε should be zero.

To determine the frequency of the signal, the autocorrelation function was used with a scale that allows determining the fundamental frequency of any function $g(t)$ [28]. For a discrete function $g(n)$, the autocorrelation with the balance can be calculated according to

$$r(n) = \sum_{j=0}^{N-1} [x(j)w(j)][x(j-n)w(j-n)] \quad (17)$$

where $w(n)$ is the window function. In this article, the window function was assumed to be a moving average function. The estimation of the fundamental frequency f was obtained by determining the difference between the positions of the maxima. The selection of the proposed method for estimating the fundamental frequency is due to the generation of a quasi-periodic signal as a result of the demodulation process. In addition, some types of demodulation showed numerous undulations around the zero value, which prevented the use of the basic algorithm of frequency detection, i.e., the zero crossing analysis basic extractor.

For the numerical simulations, the modulating signal $u_{\text{mod}}(t)$ was assumed to be given by

$$u_{\text{mod}}(t) = \begin{cases} -k t & lT_m < t < (l+0,1)T_m \\ k t & (l+0,1)T_m \leq t \leq (l+1)T_m \end{cases} \quad (18)$$

where k is the amplitude of the modulating signal, l is any natural number, and $T_m = 1/f_m$ is the signal period. The signal (18) can be identified with most voltage fluctuation sources that cause approximately step changes in the rms value of a voltage. In

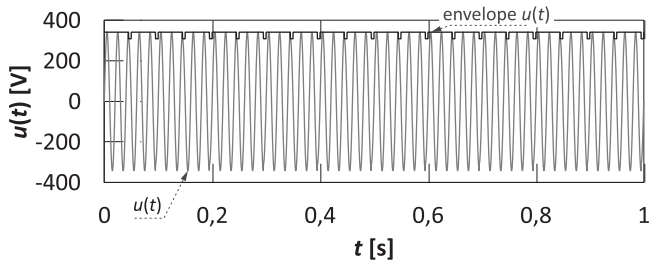


Fig. 8. Example of a modulated voltage waveform $u(t)$ in the power grid and its envelope.

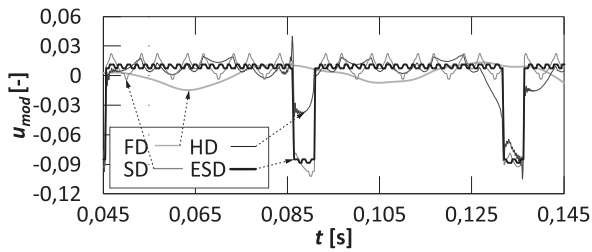


Fig. 9. Estimation of a given modulation signal without a dc offset, by selected demodulation methods, where FD—flicker demodulation, HD—FIR filter, SD—multiply by secans, ESD—carrier signal estimator.

addition, most production processes change the operating state asymmetrically; hence, a case in which the duty cycle is different from 50% was considered. Fig. 8 shows an exemplary modulated signal waveform and its envelope ($k = 0.05$, $T_m = 0.05$ s). A case of sinusoidal wave modulation was omitted because sinusoidal voltage variations are rare in practice.

Demodulation was carried out by using the IEC flicker meter demodulator, the method based on the Hilbert transform, the method with the secans function, and the method with the estimation carrier signal, for the applied modulation signal (18) with a frequency f_m in the range of 0.01–150 Hz and an amplitude k equal to 0.05. Moreover, by using the measurement data from the power grid [29], the influence of the carrier signal distortion on the demodulation accuracy was analyzed. The 10-min time interval from the moment of occurrence of approximately the steady state in the system (e.g., after about 3 min for the IEC flicker meter demodulator) was tested. The length of the tested interval corresponds to the measurement time of the P_{st} indicator. For each case, the error rates presented at the beginning of the Section III were determined. Fig. 9 shows an exemplary result of the demodulation with the individual methods for $f_m = 22$ Hz, in which the total harmonic distortion (THD) of the carrier signal was 0.5%. This example was selected because the frequency of the modulation signal was similar to the filter frequency used in the IEC flicker meter demodulator, and the influence of deformations of the carrier signal on the correct operation of some demodulation methods was observable. Figs. 10–21 show the results of the numerical simulations. Because the graphs partially overlap, the line of individual waveforms cannot be observed.

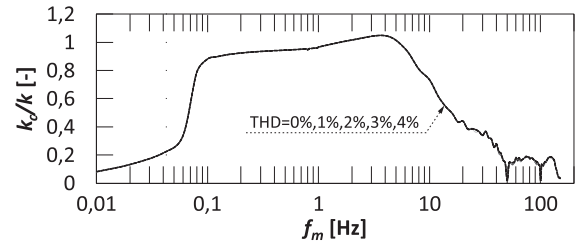


Fig. 10. Characteristics $k_c/k = f(f_m)$ for IEC flicker meter demodulator considering the distortion of the carrier signal.

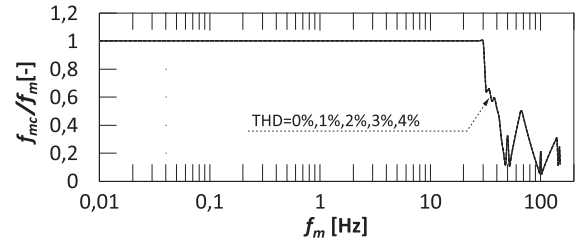


Fig. 11. Characteristics $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ for IEC flicker meter demodulator considering the distortion of the carrier signal.

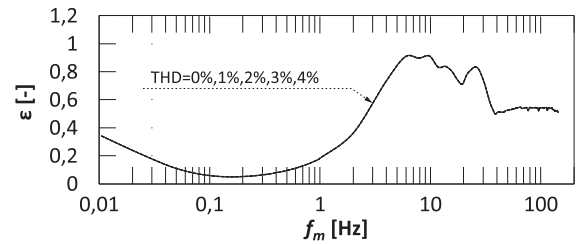


Fig. 12. Characteristics $\epsilon = f(f_m)$ for IEC flicker meter demodulator considering the distortion of the carrier signal.

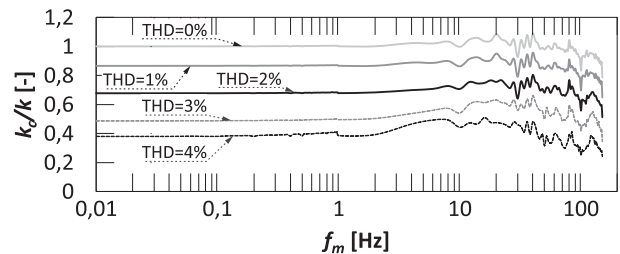


Fig. 13. Characteristics $k_d/k = f(f_m)$ for demodulator using the FIR Hilbert filter considering the distortion of the carrier signal.

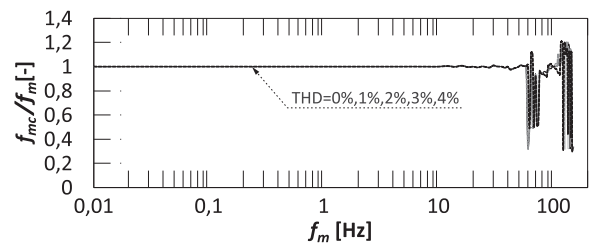


Fig. 14. Characteristics $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ for demodulator using the FIR Hilbert filter considering the distortion of the carrier signal.

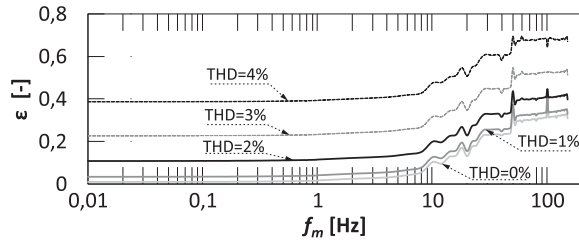


Fig. 15. Characteristics $\varepsilon = f(f_m)$ for demodulator using the FIR Hilbert filter considering the distortion of the carrier signal.

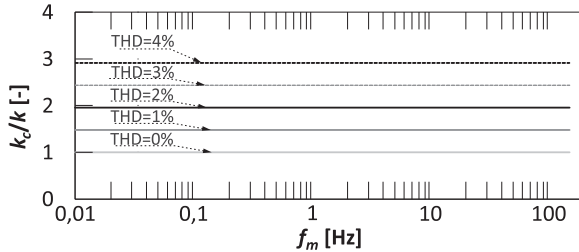


Fig. 16. Characteristics $k_c/k = f(f_m)$ for demodulator using the secans function considering the distortion of the carrier signal.

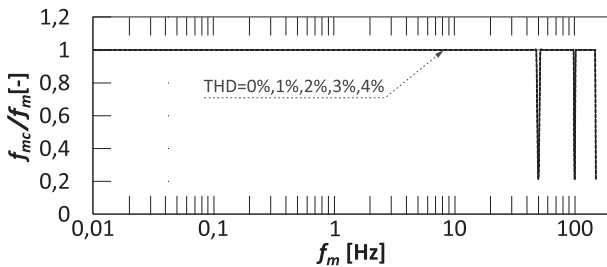


Fig. 17. Characteristics $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ for demodulator using the secans function considering the distortion of the carrier signal.

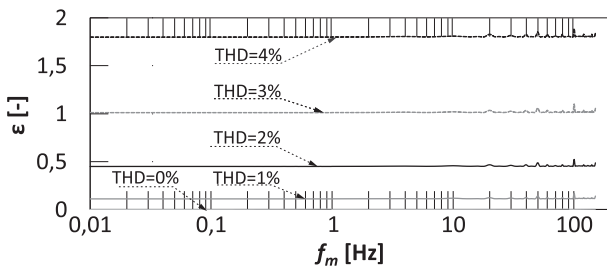


Fig. 18. Characteristics $\varepsilon = f(f_m)$ for demodulator using the secans function considering the distortion of the carrier signal.

In addition, experimental studies were carried out by using an amplifier in CHROMA 61502 power source, an Agilent 33220A generator, a DSO1052B oscilloscope (Keysight Technologies), a PVS160 separating transformer, and a measuring card PicoScope 5444D with a TEK P5100 100:1 damping probe. Fig. 22 shows a simplified block diagram of the measuring station. In an experimental study that used Agilent 33220A generator, a sinusoidal (carrier) signal with $f_c = 50$ Hz was modulated with a square wave (modulating

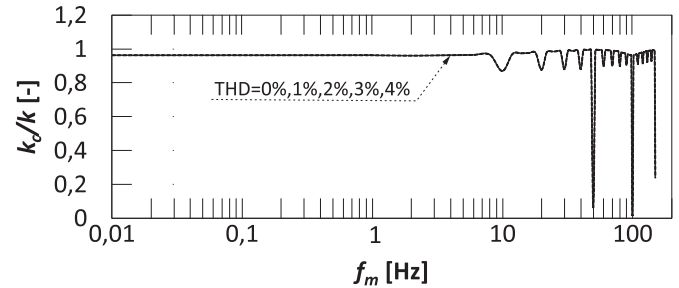


Fig. 19. Characteristics $k_c/k = f(f_m)$ for demodulator using carrier signal estimator considering the distortion of the carrier signal.

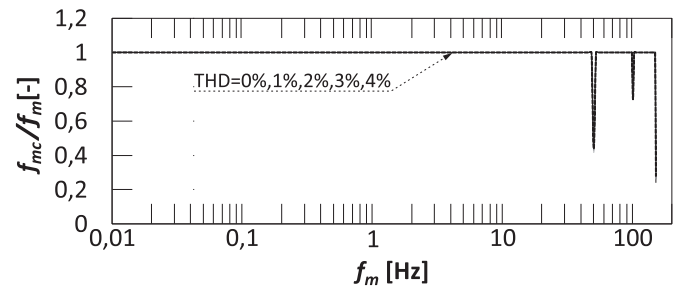


Fig. 20. Characteristics $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ for demodulator using carrier signal estimator considering the distortion of the carrier signal.

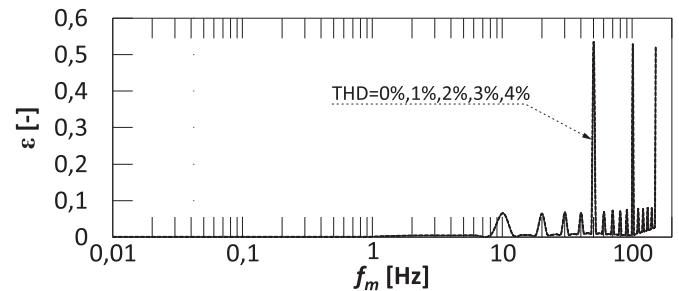


Fig. 21. Characteristics $\varepsilon = f(f_m)$ for demodulator using carrier signal estimator considering the distortion of the carrier signal.

signal) with a duty cycle of 50%, a modulation depth of 10% (the amplitude of the modulation signal was 0.05), and frequency f_m in the range of 0.01–150 Hz. By using an amplifier in CHROMA 61502 power source, the modulated signal was amplified to the desired voltage level in a low-voltage network (the gain was selected such that the rms value of the voltage without modulation was equal to the nominal voltage in the low-voltage network). The amplified signal was recorded by using a measuring card and was demodulated by applying individual methods. The errors presented at the beginning of the Section III were determined for the obtained estimated modulation signals. Figs. 23–25 show the characteristics of the individual errors as a function of the frequency of the modulating signal.

The cost of the proposed demodulation method was evaluated by comparing its complexity with that of other demodulation techniques. The Big O metric was used, which estimates the complexity of the pessimistic variant. The results indicate that the complexity of the FIR Hilbert filter, the IEC

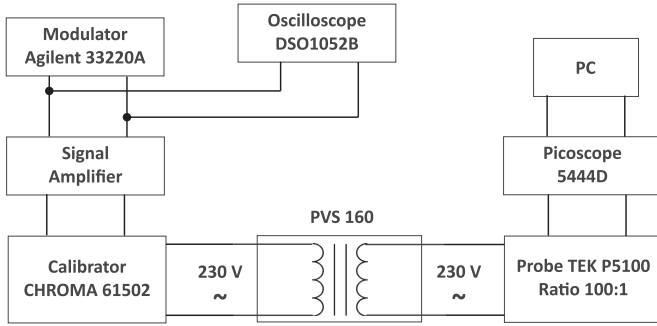


Fig. 22. Simplified block diagram of the measurement system.

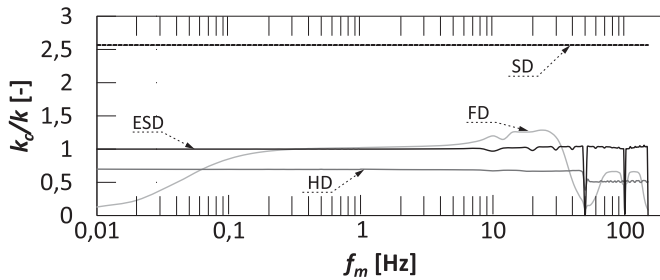


Fig. 23. Characteristics $k_c/k = f(f_m)$ for selected demodulation methods for signals obtained from measurements, where FD—flickermeter demodulation, HD—Hilbert FIR filter, SD—multiply by secans, ESD—carrier signal estimator.

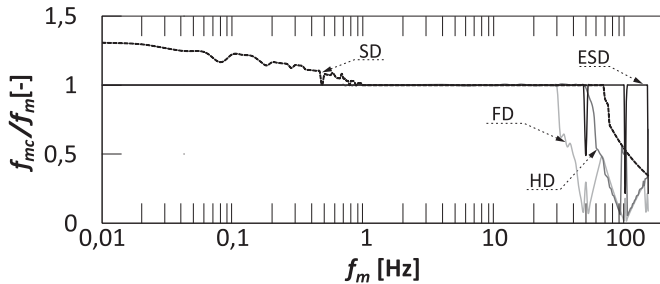


Fig. 24. Characteristics $f_{mc}/f_m = f(f_m)$ for selected demodulation methods for signals obtained from measurements, where FD—flickermeter demodulation, HD—Hilbert FIR filter, SD—multiply by secans, ESD—carrier signal estimator.

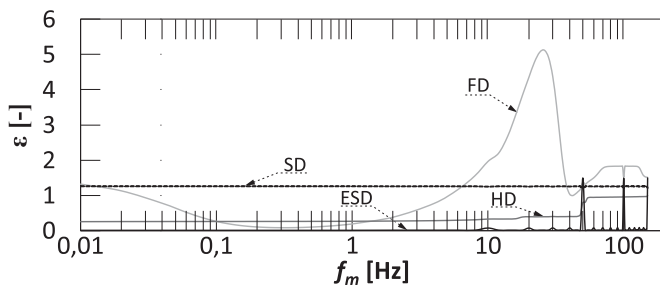


Fig. 25. Characteristics $\varepsilon = f(f_m)$ for selected demodulation methods for signals obtained from measurements, where FD—flickermeter demodulation, HD—Hilbert FIR filter, SD—multiply by secans, ESD—carrier signal estimator.

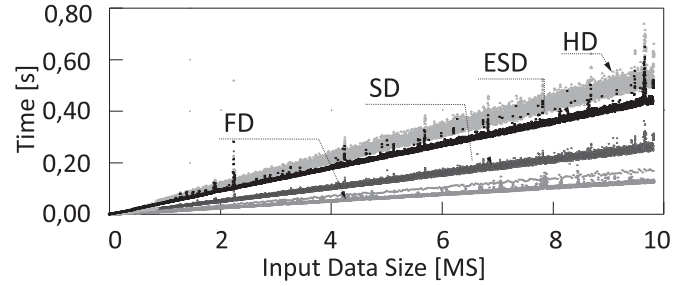


Fig. 26. Distributions of demodulation time of particular methods depending on the input number of voltage samples, where FD—flickermeter demodulation, HD—Hilbert FIR filter, SD—multiply by secans, ESD—carrier signal estimator.

flickermeter demodulator and the demodulator with the secans function is $O(n)$ [30], whereas the complexity of the proposed demodulation method with the carrier signal estimation is $O(n^2)$, where n is the size of the input data. In the target application of offline demodulation to identify sources of voltage fluctuations, the maximum time in which the demodulation process is carried out is 10 min (the recording time of the short-term indicator of P_{st} flicker). Thus, the maximum length of the voltage vector is 10 MS, with a target sampling frequency of 16.384 kHz. The assumed sampling frequency results from the analysis of the modulating signal with a frequency of up to 150 Hz, considering the fortieth harmonic, the sampling theorem, and the assumptions of the selected demodulation methods. Fig. 26 shows the results of the repeated simulations of the duration of the demodulation methods according to the number of voltage samples, carried out by using an Intel i7-4510U 2 GHz processor.

IV. CONCLUSION

Research on voltage fluctuations by using an accurately reconstructed voltage envelope or voltage modulating signal enables the identification of the parameters of sources of voltage fluctuations. Therefore, this article proposed an algorithm for estimating modulating signals of a frequency higher than that of the carrier signal, allowing research on sources of voltage fluctuations that change the operating state at frequency of up to 150 Hz. Numerical simulations and experimental studies were carried out to verify the accuracy of the proposed algorithm. The proposed solution was compared with other currently used solutions, i.e., the IEC flickermeter demodulator and the demodulator with the FIR Hilbert filter. The analysis focused on rectangular voltage fluctuations, also considering cases in which the duty cycle was not 50%. This type of modulating signals was considered because most disturbing loads cause rapid voltage changes.

The results indicate that none of the currently used demodulation methods provide an accurate recreation of the voltage modulating signal in the power grid, in the f_m range of 20–150 Hz. In the proposed solutions, excessive values of voltage changes δV were generated in the case of rectangular voltage fluctuations. In addition, the rate of change in the operating

state of the source was distorted. The influence of the distortion of the carrier signal on the quality of demodulation was also noticeable, especially in the case of demodulation with the FIR Hilbert filter. The proposed method with carrier signal estimation solved the problems presented in this article. Significant errors resulting from the use of this method were observed only when f_m was equal to the total multiple of the fundamental voltage frequency in the power grid. In such cases, however, a voltage distortion by harmonic occurred that did not cause flicker.

The computational complexity of the proposed solution was larger than that of the existing solutions, according to the Big O metric. However, given the target application, in which the demodulator input data were no larger than 10 MS, the proposed method had similar complexity to the other demodulation methods considered. Moreover, the algorithm can be optimized to decrease the computational complexity. It is worth noting, however, that in the identification of sources of voltage fluctuations, the correctness of the estimation of the frequency and amplitude of the modulating signal at the moment of occurrence of the disturbance is very important. Therefore, the present research focused mainly on the accuracy of recreating the abovementioned parameters.

REFERENCES

- [1] *Voltage Fluctuation*, International Electrotechnical Commission Standard IEC number 161-08-05, 2003. [Online]. Available: <http://std.iec.ch/iec60050>
- [2] R. C. Dugan *et al.*, *Electrical Power System Quality*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2003.
- [3] J. Mindykowski and T. Tarasiuk, "Problems of power quality in the wake of ship technology development," *Ocean Eng.*, vol. 107, pp. 108–117, 2015.
- [4] Z. Hanzelka, K. Chmielowiec, A. Firlit, and B. Swiatek, "New challenges for voltage quality studies," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 89, pp. 17–25, 2013.
- [5] M. S. Reza, M. Ciobotaru, and V. G. Agelidis, "A modified demodulation technique for single-phase grid voltage fundamental parameter estimation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 6, pp. 3705–3713, Jun. 2015.
- [6] A. Wetula and A. Bien, "New measures of power-grid voltage variation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, no. 3, pp. 1020–1027, Jun. 2014.
- [7] *Flickermeter-Functional and Design Specifications*, International Electrotechnical Commission Standard IEC 61 000-4-15:2010, 2010.
- [8] G. Chen and S. Lin, "Design, implementation and comparison of demodulation methods in AM and FM," Master's thesis, Blekinge Inst. Technol., Karlskrona, Sweden, 2012.
- [9] A. Wetula, "A hilbert transform based algorithm for detection of a complex envelope of a power grid signals—An implementation," in *Proc. Int. School Nonsinusoidal Currents Compensation*, Jun. 2008, pp. 1–6.
- [10] A. Wetula, "Measures of power system voltage variation calculated using Hilbert transformation," Ph.D. dissertation, AGH Univ. Sci. Technol. Krakow, Krakow, Poland, 2009.
- [11] M. Sahani and P. K. Dash, "FPGA-based online power quality disturbances monitoring using reduced-sample HHT and class-specific weighted RVFLN," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 15, no. 8, pp. 4614–4623, Aug. 2019.
- [12] M. Sahani and P. K. Dash, "Automatic power quality events recognition based on Hilbert Huang transform and weighted bidirectional extreme learning machine," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 14, no. 9, pp. 3849–3858, Sep. 2018.
- [13] M. S. Reza, M. Ciobotaru, and V. G. Agelidis, "A modified demodulation technique for single-phase grid voltage fundamental parameter estimation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 6, pp. 3705–3713, Jun. 2015.
- [14] K. Duda and T. P. Zielinski, "Efficacy of the frequency and damping estimation of a real-value sinusoid part 44 in a series of tutorials on instrumentation and measurement," *IEEE Instrum. Meas. Mag.*, vol. 16, no. 2, pp. 48–58, Apr. 2013.
- [15] G. Wiczynski, "Sectional approximation of the flickermeter transformation characteristic for a sinusoidal modulating signal," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 57, no. 10, pp. 2355–2363, Oct. 2008.
- [16] G. Wiczynski, "Simple model of flickermeter signal chain for deformed modulating signals," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 4, pp. 1743–1748, Oct. 2008.
- [17] G. Wiczynski, "Analysis of voltage fluctuations in power networks," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 57, no. 11, pp. 2655–2664, Nov. 2008.
- [18] M. Michalski, "Introductory results of tests of algorithms for recreation of voltage variation with voltage fluctuation indices," in *Proc. 18th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, May 2018, pp. 1–5.
- [19] R. S. H., S. R. Mohanty, N. Kishor, and A. T. K., "Real-time implementation of signal processing techniques for disturbances detection," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 5, pp. 3550–3560, May 2019.
- [20] P. Kuwalek, "The application of kernel density estimation for aided the process of locating sources of voltage fluctuations," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 95, pp. 70–74, Aug. 2019.
- [21] G. Wiczynski, "Voltage-fluctuation-based identification of noxious loads in power network," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 58, no. 8, pp. 2893–2898, Aug. 2009.
- [22] S. A. Tretter, *Communication System Design Using DSP Algorithms*. Boston, MA, USA: Springer, 2008.
- [23] P. Kuwalek, "Application of an enhanced empirical wavelet transform to determine selected parameters of sources of voltage fluctuations," (in Polish) *Sci. Papers Fac. Elect. Control Eng. Gdansk Univ. Technol.*, vol. 66, pp. 33–36, 2019.
- [24] E. Bedrosian, "A product theorem for hilbert transforms," *Proc. IEEE*, vol. 51, no. 5, pp. 868–869, May 1963.
- [25] I. Verlan, "On convexity preserving C^1 hermite spline interpolation," *Comput. Sci. J. Moldova*, vol. 18, pp. 54–59, 1994.
- [26] Polish Power System PSE, "Distribution of hourly frequency deviations-report for 2017," 2017. [Online]. Available: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-zarok/raporty-za-rok-2017>
- [27] Z. Fortuna, B. Macukow, and J. Wasowski, *Numerical Methods*. Warsaw, Poland: WNT, 2001.
- [28] Q. Lin and Y. Shao, "A novel normalization method for autocorrelation function for pitch detection and for speech activity detection," in *Proc. Int. Conf. Interspeech*, Sep. 2018, pp. 2097–2101.
- [29] B. Miedzinski *et al.*, "Transfer of higher harmonics generated by nonlinear receptions through transformers to power supply cabling," *Mining - Inform., Autom. Elect. Eng.*, vol. 52, pp. 26–36, 2014.
- [30] V. Madisetti, *The Digital Signal Processing Handbook*, 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2009.



Piotr Kuwalek received the B.Sc. degree in mathematics and the M.Sc. degree in electrical engineering in 2017 from the Poznan University of Technology, Poznan, Poland, where he is currently working toward the Ph.D. degree in modern electrical and information engineering, working on identification of voltage fluctuation sources in the power grid, from the Faculty of Electrical Engineering.

His current research interests include power quality evaluation and signal processing.

Increase of Diagnostic Capabilities of Voltage Fluctuation Indices

Piotr Kuwalek

Institute of Electrical Engineering and Electronics

Poznan University of Technology

Poznan, Poland

piotr.l.kuwalek@doctorate.put.poznan.pl

Abstract—Voltage fluctuation indices are parameters describing the power quality in the power grid. These indices consist of two quantities, the amplitude δU and the rate f of voltage changes. These indices are determined from changes in the rms values of voltage at time $U(t)$. Voltage fluctuation indices allow statistical evaluation of voltage variation, also considering flicker assessment. In addition, voltage fluctuation indices allow recreation of voltage changes caused by disturbing loads that changes its operating state with a frequency of up to 20 Hz. The recreation of voltage changes allows recalculation of voltage fluctuation indices to other parameters describing voltage variations, and allows determination of parameters associated with sources of voltage fluctuations. The paper has been proposed a new method for determining voltage fluctuation indices that allows for the recreation of voltage changes, considering disturbing loads that change their operating state with a frequency greater than 20 Hz. The need to change the method of determining voltage fluctuation indices is justified by the increasing number of power electronics devices, which are the source of this type of disturbances. The quality of the proposed solution was verified by simulation and experimental studies with the use of the short-time flicker indicator P_{st} .

Index Terms—power quality, source of disturbance, voltage envelope, voltage fluctuation indices, voltage variation

I. INTRODUCTION

Voltage fluctuations are one of the most common disturbances in the power grid, which results in a deterioration in the power quality. The IEC standard defines voltage fluctuations as fast changes of the rms value of voltage or the maximum value of voltage [1]. Voltage fluctuations can cause incorrect operation of loads in the power grid [2]. If these loads are light sources, then voltage fluctuations can cause the flicker [3].

In practice, the following indicators are used to assess voltage variation in the power grid [4]:

- maximum and minimum rms value of voltage $U(t)$;
- voltage fluctuation indices, i.e., the amplitude δU and the rate f of voltage changes;
- short-term flicker indicator P_{st} and long-term flicker indicator P_{lt} ;
- indicator ΔV_{10} (Asian countries).

Only voltage fluctuation indices, from the presented indicators of voltage variation, allow: assessment the flicker [5]–[7]; identification of voltage fluctuation sources in the power grid [4], [8]–[13]; and recreation of voltage changes (voltage

envelope), caused by disturbing loads, that change their operating state with a frequency of up to 20 Hz [14]–[18]. However, the research from recent years shows that the flicker occurs for the AM modulating signal (without suppressed carrier wave) of the voltage in the power grid with a frequency up to 150 Hz (for 50 Hz power frequency) [19], [20]. Sources of this type of disturbance are, e.g. power electronics devices, which a number in the power grid is still increasing. Therefore, a new method for determining voltage fluctuation indices (see Section II) allowing recreation of voltage changes, considering disturbing loads that change their operating state with a frequency of up to 150 Hz, has been proposed in this paper. Three proprietary algorithms were used to recreate voltage changes, which are described in Section III. The short-time flicker indicator P_{st} was used to assess the quality of voltage variation recreation. The short-time flicker indicator P_{st} was measured by the IEC flickermeter for the original signal and recreated signal using the proposed algorithms (see Section IV).

II. VOLTAGE FLUCTUATION INDICES

Voltage fluctuation indices are the amplitude δU and the rate f of voltage changes. The amplitude of voltage changes δU is the maximum voltage change δV in the period of discrimination T_w . Currently, voltage changes δV expressed absolutely (in V) or relatively to the nominal rms value of voltage U_N in the power grid (in %), inform about the difference between the maximum U_{max} and the minimum U_{min} rms value of voltage during the change of voltage at a faster speed $SR = dU(t)/dt$ than the boundary value (e.g., $1\% U_N/s$). In turn, the rate of voltage changes f is the quotient of the occurrences number of voltage changes δV during the period of discrimination T_w .

Nowadays, in power quality analyzers, voltage changes δV are determined from rms values of voltage at time $U(t)$, which are calculated for the fundamental period of voltage T_c every half of the fundamental period of voltage $T_c/2$ [21]. In this case, $U(t)$ is a stepwise waveform with the step equal $\Delta T = T_c/2$.

To determine voltage changes δV , it is necessary to calculate the speed of changes SR described by dependence (for the adopted $U(t)$):

$$SR = \frac{U_i - U_{i-1}}{\Delta T} \cdot 100\%, \quad (1)$$

where U_i, U_{i-1} are subsequent rms values of voltage calculated for the fundamental period of voltage every half of the fundamental period.

An example of currently determined voltage changes δV based on the stepwise waveform of rms values of voltage $U(t)$ is shown in Fig. 1, assuming a constant fundamental frequency of voltage in the power grid, i.e., $\Delta T = T_c/2 = \text{const}$.

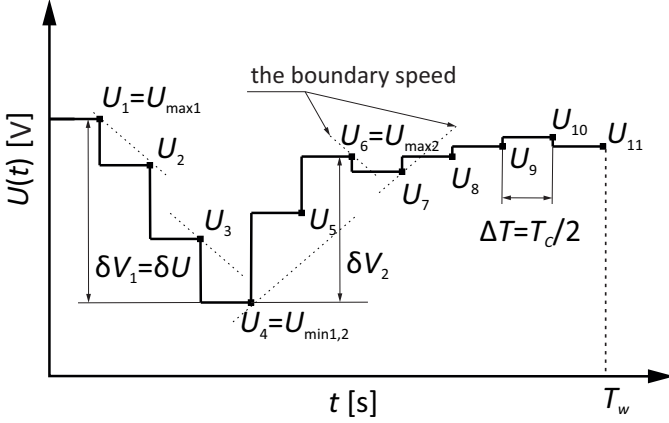


Fig. 1. The example of determination of voltage changes δV based on a stepwise waveform of the rms values of voltage $U(t)$

In practice, voltage fluctuation indices are represented by a set of values, which inform about the rate of changes with magnitudes included in selected δU sub-ranges. The increase in δU sub-ranges allows a more accurate analysis of voltage fluctuations, however it results in an increase in the memory in which data for the period of discrimination T_w will be stored. Therefore, in practice, the example δU sub-ranges are used: $[1.0,0.9]$, $(0.9,0.8]$, $(0.8,0.7]$, $(0.7,0.5]$, $(0.5,0.3]$, $(0.3,0.1]$, $(0.1,0.0]$ [23], which will be further referred as $f_{1.0-0.9}$, $f_{0.9-0.8}$, $f_{0.8-0.7}$, $f_{0.7-0.5}$, $f_{0.5-0.3}$, $f_{0.3-0.1}$, $f_{0.1-0.0}$.

The determination of voltage fluctuation indices from rms values of voltage at time $U(t)$, limits the research of voltage fluctuations to disturbing loads that change their state with a frequency of up to 20 Hz, because the rms values at time have the properties of the low-pass filter (by averaging). Therefore, to increase the diagnostic capabilities of voltage fluctuation indices, it has been proposed to determine these indices from the voltage envelope determined using a demodulator with a carrier signal estimator [22].

In the stiff power grid is assumed, that voltage fluctuations can be identified with the amplitude modulation (AM) without the suppressed carrier wave given by the dependence:

$$u(t) = [1 + u_{\text{mod}}(t)] u_c(t), \quad (2)$$

where $u_{\text{mod}}(t)$ is a modulation signal associated with the influence of disturbing loads; $u_c(t)$ is the carrier wave. Hence,

it is assumed that the voltage envelope $u_{\text{env}}(t)$ is described by dependence:

$$u_{\text{env}}(t) = U_m |1 + u_{\text{mod}}(t)|, \quad (3)$$

where U_m is the amplitude of the voltage carrier wave.

For the proposed determination of voltage fluctuation indices from the voltage envelope $u_{\text{env}}(t)$ determined using a demodulator with a carrier signal estimator [22], the limit value of the speed of the voltage envelope changes SR_e equal $1\%U_{mN}/s$ is assumed, where SR_e is described by dependence:

$$SR_e = \frac{u_{\text{env}}(t_i) - u_{\text{env}}(t_{i-1})}{t_i - t_{i-1}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

where t_i are the subsequent moments in which the voltage envelope values are recorded, so $\Delta t = t_i - t_{i-1}$ is the sampling resolution of the voltage envelope $u_{\text{env}}(t)$; U_{mN} is the nominal value of amplitude of the voltage carrier wave $u_c(t)$. It is assumed that $U_{mN} = \sqrt{2}U_N$, which is correct in the case, when the voltage in the power grid is harmonic. For the case where the voltage envelope $u_{\text{env}}(t)$ is a continuous signal, then SR_e is a derivative of the voltage envelope at time ($SR_e = du_{\text{env}}(t)/dt$).

The values of the voltage envelope changes δV_e are determined as the difference between the initial and final value of $u_{\text{env}}(t)$ identified as voltage fluctuations, i.e., when the speed of changes of the voltage envelope SR_e is above the adopted boundary value. The maximum value of changes of the voltage envelope δV_e in the period of discrimination T_w , is assumed as the amplitude of changes of the voltage envelope δU_e . The rate of changes of the voltage envelope f_e is determined analogously to the rate of voltage changes f . An example of determining changes of the voltage envelope δV_e for a continuous $u_{\text{env}}(t)$ is shown in Fig. 2.

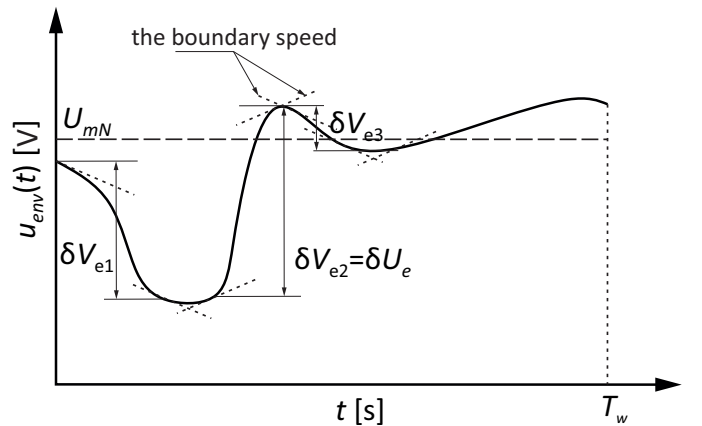


Fig. 2. The example of determination of changes of the voltage envelope δV_e for a continuous $u_{\text{env}}(t)$

In the case, when the rate of operating state changes of voltage fluctuations sources is less than 20 Hz, a variation of the voltage envelope is identical to a variation of the rms value of voltage, considering the crest factor of voltage in the power grid. In general, a lack of variation of the voltage envelope can be identified as a lack of variation of the rms value of voltage. For the rate of operating state changes of voltage fluctuations sources above 20 Hz, only the determination of voltage fluctuation indices from the voltage envelope allows accurate recreation of voltage variation from voltage fluctuation indices ($\delta U_e, f_e$).

III. ALGORITHMS OF VOLTAGE VARIATION RECREATION

The algorithms marked as A1, A2, A3 were used to recreate voltage changes. Input data for individual algorithms (for period of discrimination T_w equal 10 minutes) are: minimum value of the voltage envelope $u_{env \ min}$ in T_w ; the maximum value of the voltage envelope $u_{env \ max}$ in T_w ; the average value of the voltage envelope $u_{env \ avg}$ for T_w ; the amplitude of the voltage envelope changes δU_e ; the rate of changes of the voltage envelope for individual sub-ranges δU_e : $f_{e1.0-0.9}$, $f_{e0.9-0.8}$, $f_{e0.8-0.7}$, $f_{e0.7-0.5}$, $f_{e0.5-0.3}$, $f_{e0.3-0.1}$, $f_{e0.1-0.0}$. The adopted values of the voltage envelope changes δV_e in individual periods of discrimination T_w are shown in Tab. I.

TABLE I
LIST OF ADOPTED CHANGES OF THE VOLTAGE ENVELOPE δV_e
FOR δU_e SUB-RANGES

δU_e sub-ranges	The values of changes of the voltage envelope relative to δU_e	Comments
[1.0,0.9]	1.0	-
(0.9,0.8]	0.85	-
(0.8,0.7]	0.75	-
(0.7,0.5]	0.69,	In individual sub-ranges, the number of changes was divided into 3 and the amplitudes were taken as extreme and central values in relation to the sub-compartment.
	0.60,	
	0.50	
(0.5,0.3]	0.49,	When the number of changes is indivisible by 3, then the rest falls on central changes.
	0.40,	
	0.30	
(0.3,0.1]	0.29,	
	0.20,	
	0.10	
(0.1,0.0)	0.09,	
	0.05,	
	0.01	

All algorithms introduce subsequent changes of the voltage envelope δV_e in such a way that they oscillate around the average value of the voltage envelope $u_{env \ avg}$ and that the subsequent changes does not exceed the range: $u_{env \ min}$ and $u_{env \ max}$. In turn, differences in the operation of individual algorithms are given below.

A1) A table was created, in which all the adopted changes of the voltage envelope δV_e were included (see Tab. I). Step changes in the values of the voltage envelope (amplitude modulation with a rectangular signal) and even distribution of changes in time were assumed. Then the change δV_e from the table, the index of which is randomly selected in accordance with the uniform distribution, is entered with such a sign that the mean value of recreated variation of voltage envelope is as close as possible to the measured value $u_{env \ avg}$. The

exception is if the introduction of the change δV_e would leave the range: $u_{env \ min}$ and $u_{env \ max}$. In this case the change δV_e is introduced in such a way as not to leave the accepted range.

A2) The introduction of changes of the voltage envelope δV_e is analogous to A1. However, trapezoidal changes of the voltage envelope values were assumed, and the changes were introduced with a different time steps (see Fig. 3) using the first order Lagrange polynomial interpolation. The time step dt_1 is determined assuming a constant speed of the changes SR_e equal 300 $d\%U_{mN}/s$. In turn, the time step dt_2 is determined as the quotient of the difference between the period of discrimination T_w and the sum of dt_1 time steps for all changes δV_e , by the number of changes δV_e .

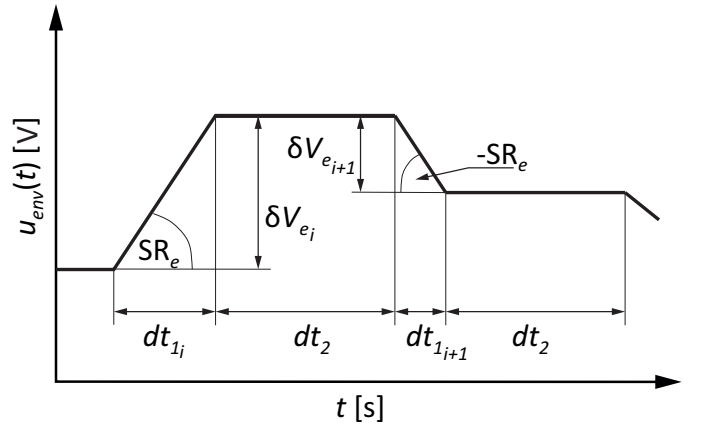


Fig. 3. An example of a part of the voltage envelope obtained using the algorithm A2

A3) The introduction of changes of the voltage envelope δV_e is analogous to A1. Trapezoid changes of value of the voltage envelope and a variable time step dt_1 were assumed in the same way as in A2, with the difference, that dt_1 is determined based on the variable speed of the changes SR_e . Different values of the speed of the changes SR_e are randomly selected from a gamma distribution with a shape parameter equal to 300/0.7 and a scale parameter equal to 0.7. The distribution was selected considering: a support; an explicit equation of: a mean, a mode and a variance; and a shape of the distribution.

IV. EXPERIMENTAL VERIFICATION

To research the quality of algorithms for recreating voltage variation from voltage fluctuation indices obtained from $U(t)$ (conventional solution) and from $u_{env}(t)$ (proposed solution), a sinusoidal signal $u_c(t) = U_{mN} \sin(2\pi f_c t)$ was used ($U_{mN} = 230\sqrt{2} \text{ V}$, $f_c = 50 \text{ Hz}$) modulated AM (without suppressed carrier wave) with a rectangular signal (modulating signal) with a frequency from 0.01 Hz to 150 Hz. For the used signals were recorded: the voltage fluctuation indices obtained from $U(t)$ ($\delta U, f$) and from $u_{env}(t)$ ($\delta U_e, f_e$); minimum, maximum and average values of the rms value of voltage ($U_{min}, U_{max}, U_{avg}$) and the voltage envelope ($u_{env \ min}, u_{env \ max}, u_{env \ avg}$) in period of discrimination T_w ; and indicator P_{st} using IEC flickermeter.

Five cases were considered, which will be further referred as C1, C2, C3, C4, C5. Cases C1 and C2 were modulated with constant modulation depth ($\Delta U_m/U_m$) equal to 0.281% and 8% respectively. In cases C3, C4 and C5 the modulation depth was variable and selected in such a way as to keep a constant P_{st} value equal to 0.9, 1.0, 1.1, respectively. Cases for which $P_{st} \approx 1$ were considered in studies, because $P_{st}=1$ value is the boundary value [24], so the accurate recreation of the voltage changes when $P_{st} \approx 1$ is important from the point of view of power quality evaluation.

For recreated voltage changes based on voltage fluctuation indices obtained from $U(t)$ and $u_{env}(t)$ using the algorithms described in Section III (operation of algorithms for voltage indices obtained from $U(t)$ is analogous to operation of algorithms for voltage indices obtained from $u_{env}(t)$), voltage signal was estimated according to the dependence (2) and given to the IEC flickermeter input, obtaining the short-time flicker indicator P_{st} (marked as P_{stc}). The measurement was performed in 10-minute intervals, after the disappearance of transients of the IEC flickermeter [25].

For C1-C5 cases, numerical simulation studies were performed. In addition, independent experimental studies were performed in the measurement system shown in Fig. 4. The results of experimental research were marked with dots on the characteristics obtained from simulation studies.

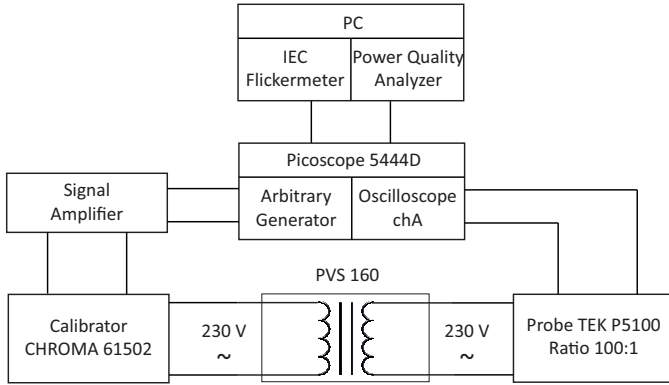


Fig. 4. Block diagram of the measurement system

The characteristics of $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ for cases C1-C5 are shown in Figs. 5-9.

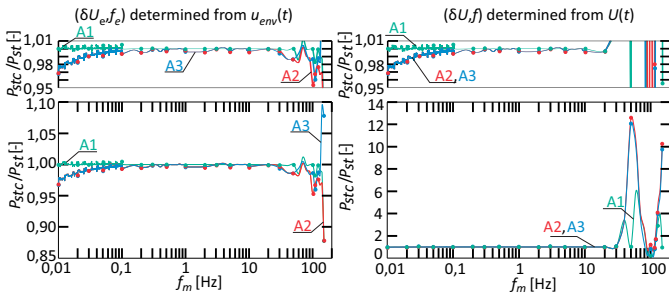


Fig. 5. $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ characteristic for $(\Delta U_m/U_m)=0.281\%=\text{const}$

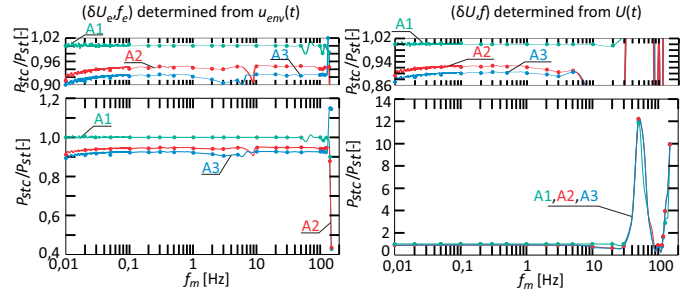


Fig. 6. $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ characteristic for $(\Delta U_m/U_m)=8\%=\text{const}$

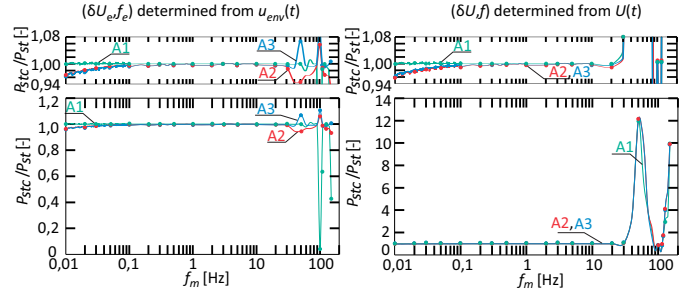


Fig. 7. $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ characteristic for $P_{st}=0.9=\text{const}$

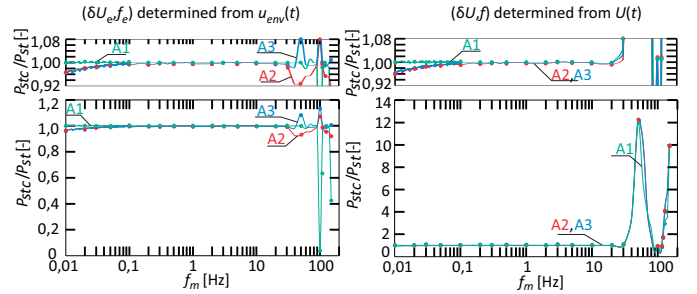


Fig. 8. $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ characteristic for $P_{st}=1.0=\text{const}$

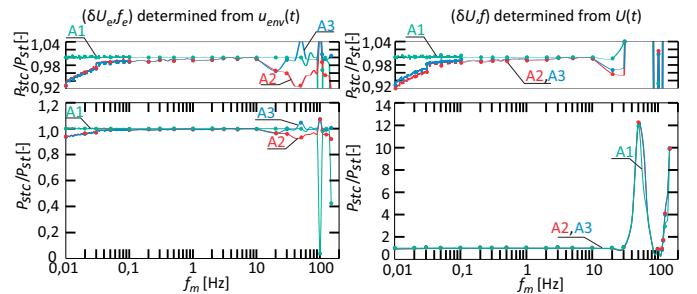


Fig. 9. $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ characteristic for $P_{st}=1.1=\text{const}$

From the obtained characteristics (see Figs. 5-9) result in that the proposed method of determining voltage fluctuation indices from the voltage envelope $u_{env}(t)$ allows the research of voltage fluctuation sources that change their state at a frequency of up to 150 Hz. Thus, the proposed approach allows the research of all sources of disturbances that cause the flicker. Significant errors of selected algorithms recreating voltage

changes, for the proposed method of determining voltage fluctuation indices, occur for the frequency of the AM modulation signal equal to 100 Hz and 150 Hz. However, in this case occurs voltage distortion by higher harmonics that does not induce voltage variation. For voltage AM modulated by signal with a frequency up to 20 Hz, the quality of recreation of voltage changes by selected algorithms, using voltage fluctuation indices determined from the voltage envelope $u_{env}(t)$ and the rms value of voltage at time $U(t)$, is comparable.

Analyzing the operation of algorithms A1-A3, it can be noticed that for algorithms A2-A3, with the modulation depth increases, the quality of recreation of voltage changes decreases. This is acceptable because the modulation depth for typical voltage variations in the power grid is small. There is also a tendency to increase the error of recreation of voltage changes with the indicator P_{st} tending to the value equal to 1. In the case of voltage fluctuations with a rectangular shape, the accuracy of recreation of voltage changes by algorithm A1 does not depend on the modulation depth and is constant for all P_{st} values, which is the result of the voltage fluctuations model adopted. However, the modeled voltage fluctuations do not expose all of the phenomena possibly present in the power grids. In the case of voltage fluctuations with a trapezoidal shape or when the disturbing load has a highly random character, better accuracy is obtained for algorithms A2-A3, which is presented in a separate publication, where the correctness of proposed algorithms for recreating voltage variation from voltage fluctuations indices obtained from rms values of voltage at time $U(t)$ for different cases with voltage variations recorded in the power grid.

V. CONCLUSION

The paper has been presented examples of recreation of voltage changes from voltage fluctuation indices obtained from changes of the voltage envelope $u_{env}(t)$ in the power grid. The obtained values of the indicator P_{stc} for laboratory studies show that it is possible to convert voltage fluctuation indices to the short-term flicker indicator P_{st} , considering all sources of disturbance causing the flicker, i.e., disturbing loads that change their operating state with a frequency of up to 150 Hz. The obtained P_{stc} values are not identical to the indicator P_{st} . However, considering the fact that the storage of information of voltage variation in voltage fluctuation indices is lossy, the obtained result is fully satisfactory.

The presented algorithms allow recreation of voltage variation with an error less than 10%. The best estimation of the voltage envelope was obtained using the algorithm A1, because in experimental studies the voltage fluctuations were modeled as a harmonic signal of voltage AM modulated (without a suppressed carrier wave) by a rectangular signal. However, the adopted voltage fluctuations do not contain all phenomenon causing voltage variations that occur in the power grid. There are voltage fluctuations with a trapezoidal shape, or highly random voltage changes, caused by the chaotic loads, e.g., arc furnaces. In such cases, it is assumed that a better estimation will be obtained using algorithms A2-A3. The

biggest errors occur for frequency that are the total multiple of the power frequency (i.e., 50 Hz or 60 Hz). However, in this case voltage distortion by higher harmonics occurs that does not induce voltage variation.

The presented preliminary research results are a good starting point for further studies, considering research on the optimal algorithm for recreation of voltage changes using voltage fluctuation indices determined from the voltage envelope. The proposed method of determination voltage fluctuation indices, not only allows recreation of voltage changes and convert voltage fluctuation indices to the short-term flicker indicator P_{st} , but also allows to identify the supply point of voltage fluctuation sources that change their operating state with a frequency of up to 150 Hz, which is currently a difficult diagnostic task.

In further research, it is planned to implement the presented method of determining fluctuation indices from the voltage envelope to a wireless measuring and recording device [26], which: would be obtained voltage fluctuation indices ($\delta U_{e,f_e}$) and short-time flicker indicator P_{st} ; would be enabled verification of the correctness of operation of the proposed solution for real cases with voltage variation recorded in the power grid.

REFERENCES

- [1] (2016) IEC number 161-08-05, Voltage fluctuation. [Online]. Available: <http://www.electropedia.org/>
- [2] J. Mindykowski, T. Tarasiuk, "Problem of power quality in the wake of ship technology development", *Ocean Engineering*, vol. 107, pp. 108-117, 2015.
- [3] P. Otomanski, G. Wiczynski, B. Zajac, "Flicker Vision of Selected Light Sources", *Measurement Science Review*, vol. 17, no. 5, pp. 232-240, 2017.
- [4] G. Wiczynski, "Study on measures of voltage fluctuation in electrical networks", habilitation dissertation, Poznan University of Technology, Poznan 2010.
- [5] IEEE Std. 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, *IEEE Standards Board/ANSI*, 1992.
- [6] IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, *IEEE Standards Board*, 1993.
- [7] IEC Std. 61000-4-15, *Flickermeter - Functional and design specifications*, 2003.
- [8] G. Wiczynski, "Voltage-Fluctuation-Based Identification of Noxious Loads in Power Network", *IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement*, vol. 58, no. 8, 2009.
- [9] G. Wiczynski, "Analysis of Voltage Fluctuations in Power Networks", *IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement*, vol. 57, no. 11, pp. 2655-2664, 2008.
- [10] P. Kuwalek, "The Application of Kernel Density Estimation for Aided the Process of Locating Sources of Voltage Fluctuations", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 95, pp. 70-74, 2019.
- [11] G. Wiczynski, "The use of variety of measures in voltage fluctuation analysis", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 4a, pp. 132-140, 2012.
- [12] P. Kuwalek, "Estimation of Parameters Associated with Individual Sources of Voltage Fluctuations", *IEEE Transactions on Power Delivery*, DOI: 10.1109/TPWRD.2020.2976707, Early Access.
- [13] G. Wiczynski, "Determining location of voltage fluctuation source in radial power grid", *Electric Power Systems Research*, vol. 180, no. 106069, DOI: 10.1016/j.epr.2019.106069, 2020.
- [14] M. Michalski, "Introductory results of tests of algorithms for recreation of voltage variation with voltage fluctuation indices", in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Ljubljana, 2018, pp. 1-5.

- [15] M. Michalski, G. Wiczynski, "Determination of the parameters of voltage variation with voltage fluctuation indices", in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte, 2016, pp. 460-465.
- [16] M. Michalski, G. Wiczynski, "An example of converting voltage fluctuation indices into Pstindicator", in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Ljubljana, 2018, pp. 1-5.
- [17] M. Michalski, "Regeneration of power grids voltage variation with voltage fluctuation indices", *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*, no. 90, pp. 69-78, 2017 (in polish).
- [18] P. Kuwalek, W. Jesko, "Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid", *Journal of Electrical Engineering & Technology*, DOI: 10.1007/s42835-020-00351-7, Early Access.
- [19] G. Wiczynski, "Sectional approximation of the flickermeter transformation characteristic for a sinusoidal modulating signal", *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 57, no. 10, pp. 2355-2363, Oct 2008.
- [20] G. Wiczynski, "Simple model of flickermeter signal chain for deformed modulating signals", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 1743-1748, Oct 2008.
- [21] IEC Std. 61000-4-30, *Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, 2015.
- [22] P. Kuwalek, "AM modulation signal estimation allowing further research on sources of voltage fluctuations", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, DOI: 10.1109/TIE.2019.2935978, Early Access.
- [23] *Energy measurements system SPE ENERGO, User manual*, ZAP Mikro-Tom, 2012.
- [24] EN Std. 50160, *Voltage Characteristics in Public Distribution Systems*, 2010.
- [25] J. Majchrzak, G. Wiczynski, "Basic characteristics of IEC flickermeter processing", *Modelling and Simulation in Engineering*, vol. 2012, no. 42, 2012.
- [26] W. Jesko, P. Kuwalek, "The prototype of a wireless measurement card", *ITM Web of Conference*, vol. 28, no. 01045, 2019.



Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid

Piotr Kuwalek¹ · Waldemar Jesko²

Received: 17 October 2019 / Revised: 6 January 2020 / Accepted: 13 January 2020 / Published online: 24 January 2020
© The Author(s) 2020

Abstract

The article presents the preliminary research results on recreating the envelope using the basic parameters measured in the power grid. Six novel algorithms were presented. The quality of proposed algorithms was verified based on the short-term flicker indicator P_{st} and instantaneous flicker P_{inst} . Probability theory was used in some of the presented algorithms, considering the random operation of real sources of voltage fluctuations. At the beginning of the article an introduction containing the essence of the discussed issues is presented. Next, description of the basic measured parameters in the power grid are presented, being the input data of the tested algorithms. The subsequent part presents the operation of individual algorithms, the correctness of which was verified by laboratory studies and numerical simulations. In addition, the operation of the proposed algorithms for real measurements made for the wastewater pumping station supply circuit is also presented. The metrological interpretation of the results obtained from the numerical simulation and experimental research is discussed, and the conclusions are presented.

Keywords Flicker · Power quality · Voltage envelope · Voltage fluctuation indices · Voltage variation

1 Introduction

One of the basic types of disturbances that occur in the power grid are voltage fluctuations. This is common problem resulting in incorrect operation of loads supplied from the same circuit as the source of the disturbance. If these loads are lighting sources, then voltage fluctuations can cause the obnoxious flicker affecting the psychophysical state of an observer. Although voltage fluctuations are common and dangerous, they are not clearly consistently defined in the literature. An examples of different definitions of voltage fluctuations are given in [1–6]. For the purposes of the article, voltage fluctuations were assumed as fast changes of the rms values of voltage with the boundary speed equal to 1% U_N/s [7], where U_N is the nominal voltage value in the power grid.

For practical measurement of voltage fluctuations in the power grid, the following indicators are used [7]:

- Maximum and minimum rms value of voltage $U(t)$,
- Voltage fluctuation indices: the amplitude δU and rate f of voltage fluctuations,
- Short-term P_{st} and long-term P_{lt} indicators of flicker,
- Indicator ΔV_{10} (eastern countries, e.g., Japan).

However, the existing indicators do not allow: unequivocal identification of the source of disturbance; and the assessment of its character, considering the psychophysical state of the observer of the obnoxious flicker and the operation of loads supplied from the same circuit as the source of the disturbance. The presented problem can be solved by recording the voltage signal and using: wavelet transform [8, 9], Wigner-Ville transform [10], Hilbert transform [11, 12], genetic algorithms [13], or the Kalman Filter [14]. However, at present these methods cannot be used in practical implementations due to the need to store a significant amount of data to implement these algorithms during continuous monitoring of the power grid. In addition, these methods require modification of measuring and recording devices currently used in practice.

✉ Piotr Kuwalek
piotr.l.kuwalek@doctorate.put.poznan.pl

¹ Institute of Electrical Engineering and Electronics, Poznan University of Technology, Poznan, Poland

² Institute of Computing Science, Poznan University of Technology, Poznan, Poland

The article presents a proposal to solve this problem by recreating the voltage envelope using basic indicators, which in practice are recorded at power grid measuring points. Assuming that voltage fluctuations can be uniquely identified with amplitude modulation without an attenuated carrier, which is correct for a stiff power grid, recreating the voltage envelope is synonymous with recreating voltage variation. The proposed method does not contribute the recreation of the carrier signal, in which information on voltage distortion (higher harmonics) is stored. However, higher harmonics do not cause voltage variation. Hence, to research on the phenomenon of voltage fluctuations, the proposed method is sufficient.

Six novel algorithms have been proposed to recreation the voltage envelope, considering the random operation of the source of disturbance, which differs them from current literature solutions [15–19]. The proposed approach to recreating voltage variation allows:

- No modification of currently used measuring and recording devices in practice;
- Implementation of the currently proposed signal analysis algorithms [8–13] for the recreated voltage envelope;
- Automatic identification of voltage fluctuation sources in the power grid using the kernel density estimation [20];
- Research on the impact of recreated voltage variation on the state of power loads supplied from the same grid as a disturbing load;
- Verification of connection requirements for new power loads;
- Conversion of voltage fluctuation indices to short-term flicker indicator P_{st} or ΔV_{10} indicator [16–18];
- Post-factum assessment of the obnoxious flicker by different light sources, e.g., incandescent light sources or light-emitting diodes [7];
- Obtaining information about the operation of a disturbing load, e.g., about the frequency of changes in the state of the disturbance source [16].

2 Basic Parameters Describing Voltage Fluctuations

Basic parameters describing voltage fluctuations are determined for the period of discrimination at the power grid measurement points.

As a standard, the average aggregated rms value of the voltage U_{AVG} , as well as the maximum U_{MAX} and the minimum U_{MIN} rms value are determined for the period of discrimination. On the basis of these values, it is possible to pre-classify disturbances and in some cases it is also possible to recreate the voltage envelope [7].

The next parameters, which are measured in power grid are voltage fluctuation indices, i.e., the amplitude δU and the rate f of voltage fluctuations. The amplitude of voltage fluctuation δU is the maximum or second maximum voltage change δV in the period of discrimination. The rate of fluctuation f is the number of voltage change δV in the period of discrimination. To increase the diagnostic possibilities of these indices, the rate of fluctuation f in selected δU sub-ranges is examined. The increase in subranges allows a more accurate analysis of the phenomenon, however, it also leads to an increase in the memory in which data for the period will be stored. Therefore, in practice, the following δU sub-ranges are used: [1.0, 0.9], (0.9, 0.8], (0.8, 0.7], (0.7, 0.5], (0.5, 0.3], (0.3, 0.1], (0.1, 0), which will be later referred to as: $f_{1.0-0.9}$, $f_{0.9-0.8}$, $f_{0.8-0.7}$, $f_{0.7-0.5}$, $f_{0.5-0.3}$, $f_{0.3-0.1}$, $f_{0.1-0.0}$ [21]. On the basis of these indices, it is also possible to assess the flicker based on the rate-magnitude characteristics $\delta U = f(f)$. An exemplary rate-magnitude characteristic $\delta U = f(f)$ for an incandescent light source is presented in Fig. 1 [15] with a critical curve applied. All points $(f, \delta U)$ above the curve cause the obnoxious flicker. Unfortunately, in the case of these indices, the presented selection of sub-ranges causes loss of information about the features of disturbing loads in the event that in the next recorded time interval a voltage fluctuation source causing significant voltage changes δV appears in relation to the preceding interval.

In most countries of the world, the indicators of short-term P_{st} and long-term P_{lt} flicker, to which relevant normative documents refer, are used to assess voltage fluctuations. Flickermeters are used to measure these indicators, which according to [22] are supposed to reflect the processes taking place on the path: the source of light—the eye—the brain of the flicker observer. Thus, these indicators allows assessing only the psychophysical effects of the flicker observer, omitting the features of the disturbing loads and the their impact on other loads in the power grid. Furthermore, the admissible thresholds P_{st} and P_{lt} were based on a statistical research

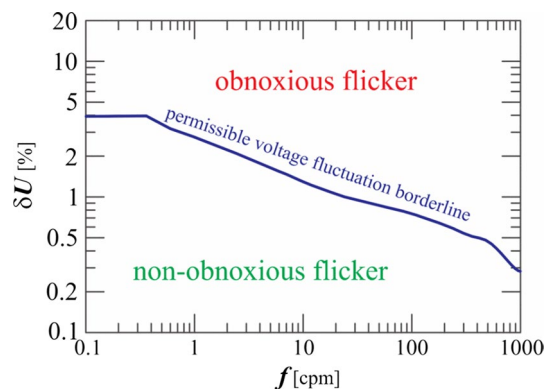


Fig. 1 An exemplary rate-magnitude characteristic $\delta U = f(f)$ with a fluctuation boundary [15]

for a 60 W incandescent light source [23] and inform about the occurrence of negative effects in half of the survey people’s, so exceeding the threshold does not necessarily mean that the flicker observer would feel discomfort.

3 Algorithms for Voltage Fluctuation Recreation

All the algorithms presented in the article were based on voltage fluctuation indices $(\delta U, f)$, and measures of voltage rms changes: $U_{MIN}, U_{MAX}, U_{AVG}$. Although the voltage fluctuation indices $(\delta U, f)$ give information on the number of occurrences of changes in the rms value and its maximum change in the period of discrimination, they do not provide information about the moment of occurrence of changes, so the voltage fluctuation indices alone do not allow accurate recreation the voltage envelope. Moreover, according to the definition [7], fluctuations do not include slow voltage changes, i.e., the determined voltage fluctuation indices $(\delta U, f)$ include voltage changes with speed above 1% U_N/s .

The proposed algorithms have been marked as A1, A2, A3, A4, A5, A6. Input data for individual algorithms, for the studied period of 5 min, are: $U_{MIN}, U_{MAX}, U_{AVG}, \delta U = \delta V_{MAX}, f_{1.0-0.9}, f_{0.9-0.8}, f_{0.8-0.7}, f_{0.7-0.5}, f_{0.5-0.3}, f_{0.3-0.1}, f_{0.1-0.0}$. The adopted amplitudes of changes in individual intervals are presented in Table 1.

All algorithms introduce successive voltage changes in such a way that they oscillate around the average U_{AVG} value and that the sequence of subsequent changes does not exceed the range of U_{MIN} and U_{MAX} changes. In turn, differences in the operation of individual algorithms are given below.

- (A1) A table has been created in which all changes were accepted in accordance with the assumptions presented in Table 1. Step changes of the rms value (amplitude modulation with a rectangular signal) and even distribution of changes in time were accepted. Then, the change, the index of which in the table is randomly selected in accordance with the uniform distribution, is entered with such a sign that the mean value at the time of change introduction is as close as possible to the measured value U_{AVG} . The only exception is when the change would cause going beyond the scope of $[U_{MIN}, U_{MAX}]$, then the change is made so as not to leave the accepted range of changes.
- (A2) Two tables were created. In one table there are changes from the interval $(0.1, 0.0)\delta U$, considered as “background” (minor fluctuations). In turn, the second table contains the remaining voltage fluctuation. Step changes of the rms value (amplitude modulation with a rectangular signal) and even distribution of changes in time were accepted. Due to the fact that the number of changes $(0.1, 0.0)\delta U$ is often much larger than changes from the remaining range, it was assumed that subsequent changes will be introduced in the cycle: one change from the table $[1.0, 0.1]\delta U$, k changes from the Table $(0.1, 0.0)\delta U$, where k is the rounding down the number of changes $(0.1, 0.0)\delta U$ divided by the number of changes $[1.0, 0.1]\delta U$. When k is zero or is undefined, changes are introduced alternately from both tables. In addition, changes are introduced in three phases: in the first phase changes are introduced as positive, in order to reach the nearest U_{MAX} value, in the second one the changes are introduced

Table 1 List of adopted voltage change values for individual δU sub-ranges

δU sub-ranges	The values of changes relative to δV_{MAX}	Comments
[1.0, 0.9]	1.0	–
(0.9, 0.8]	0.85	–
(0.8, 0.7]	0.75	–
(0.7, 0.5]	0.69	In individual sub-ranges, the number of changes was divided into three and the amplitudes were taken as extreme and central values in relation to the sub-compartment. When the number of changes is indivisible by 3, then the rest falls on central changes
	0.60	
	0.50	
	0.49	
(0.5, 0.3]	0.40	
	0.30	
	0.29	
	0.20	
(0.3, 0.1]	0.10	
	0.09	
	0.05	
(0.1, 0.0)	0.01	
	0.01	

as negative to reach the nearest U_{MIN} value, and in the last phase changes are introduced in the same way as in A1. In contrast to A1, the changes are not randomly selected, but are selected (by searching the table) in such a way that the assumptions of each phase are met (comparing successively introduced changes in voltage with the absolute value of the U_{MAX} difference and the final value of the reconstructed envelope and with the analogous absolute value in relation to U_{MIN}).

- (A3) Voltage changes are introduced analogously to A1. However, trapezoidal changes in the rms value of voltage have been assumed, and the introduced changes take place with different time steps (see Fig. 2) using the first-degree Lagrange polynomial interpolation. The time step $dt_{I(i)}$ is determined assuming a constant speed of voltage changes $SR = 300\% U_N/s$, where U_N is the nominal voltage value in the power grid. In turn, the time step dt_2 is determined as the difference between the period of discrimination (5 min) and the sum of time steps $dt_{I(i)}$ for all registered changes, divided by the number of changes.
- (A4) The introduction of voltage changes takes place as in A2. Trapezoid voltage changes and a variable time step were assumed in the same way as in A3.
- (A5) The introduction of voltage changes takes place as in A1. Trapezoid voltage changes and a variable time step were assumed in the same way as in A3, with the difference that $dt_{I(i)}$ is determined based on the variable speed of voltage changes SR . Different values of the rate of change in voltage are randomly selected from the gamma distribution with a shape parameter equal to $300/0.7$ and a scale parameter equal to 0.7 . The distribution was chosen because of the support, explicit equation of the mean, mode and variance, and the shape of the distribution.
- (A6) The introduction of voltage changes takes place as in A2. Trapezoid voltage changes and a variable time step were assumed in the same way as in A5.

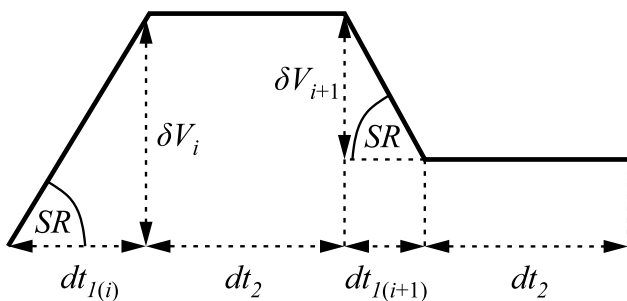


Fig. 2 An example of a fragment of the envelope obtained using the algorithm A3

In addition, the quality of voltage variation recreation by the proposed algorithms was compared with actually the best literature solution [15–19], which has been marked as AR [15]. Description of the algorithm AR operation is given below.

AR The algorithm use the fluctuations alternately when it comes to amplitude: first all of the fluctuations of $f_{0.1-0.0}$ rate are used, then the fluctuations of $f_{1.0-0.9}$ rate, and subsequently $f_{0.3-0.1}$, $f_{0.9-0.8}$, $f_{0.5-0.3}$, $f_{0.8-0.7}$ and $f_{0.7-0.5}$ in that order. The values of voltage changes were adopted as the upper limits of individual sub-ranges. It has been assumed that the rms value should oscillate around the rated value of voltage. For this purpose, the subsequent changes of voltage are introduced in a way which directs the resulting rms value of modulated signal to the rated value—if it is currently greater than the rated rms value, the next change will be introduced with minus sign; if its smaller than the rated value, the next change will be introduced with plus sign. This algorithm introduces subsequent changes evenly in the whole registration period—despite the amplitude the subsequent changes of voltage are added with the same time span. The span is the result of division of total number of seconds in registration period by the total number of fluctuations detected within the registration period [15].

4 The Exemplary Results of Voltage Variation Recreation

The same criteria as in [15] were selected to assess the quality of algorithm operation. As test signals were selected deterministic sinusoidal signals (carrier signal) with rectangular amplitude modulation (without an attenuated carrier), which are described by equation:

$$u(t) = u_c(t) \cdot [1 + u_{\text{mod}}(t)], \tag{1}$$

where $u_c(t)$ is the carrier signal described by equation:

$$u_c(t) = \sqrt{2}U \sin(2\pi f_c t), \tag{2}$$

and $u_{\text{mod}}(t)$ is the modulating signal described by equation:

$$u_{\text{mod}}(t) = \frac{1}{2} \frac{\Delta U}{U} \frac{1}{100} \text{sgn}[\sin(2\pi f_m t)]. \tag{3}$$

Based on Eqs. (1)–(3), the modulation depth ($\Delta U/U$) is determined by equation:

$$\frac{\Delta U}{U} = (\max[u_{\text{mod}}(t)] - \min[u_{\text{mod}}(t)]) \cdot 100\%. \tag{4}$$

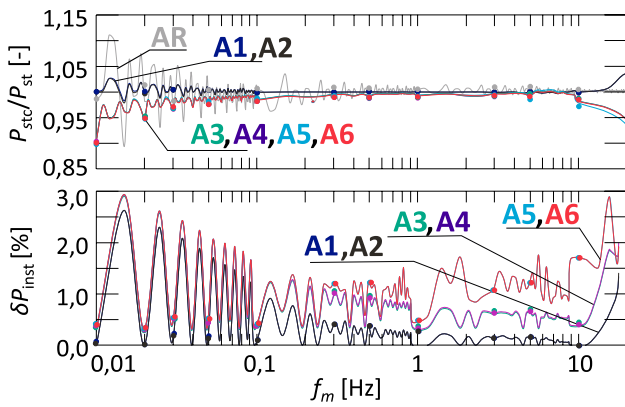


Fig. 3 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $(\Delta U/U)=0.827\% = const$

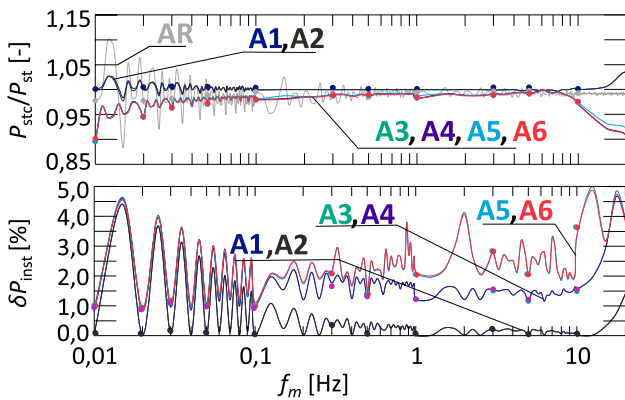


Fig. 4 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $(\Delta U/U)=1.405\% = const$

In the real power grid, the voltage may be distorted, so the carrier signal can be non-sinusoidal. However, in this case, higher harmonics are occurred that do not cause voltage variation. Also, the modulating signal can be non-rectangular signal. However, the rectangular modulating signal causes the most “obnoxious” flicker [24], so it was chosen for research (as in [15]).

For the generated signals, the basic indicators presented in Sect. 2 were measured. The P_{st} indicator and the instantaneous flicker P_{inst} were selected as the reference value, which allow assessing the correctness of the operation of individual algorithms. In the research were adopted the same test series as in [15], allowing comparison the presented algorithms with existing literature solutions. Thus; the first measurement series was created using amplitude modulation with constant modulation depth, i.e., $(\Delta U/U)$ it was equal to: 0.827% (Fig. 3), 1.405% (Fig. 4), 2.756% (Fig. 5), 8% (Fig. 6). In the second series, the modulation depth was changed, so that for each modulation frequency f_m the constant P_{st} indicator was obtained, which was equal to: 0.8 (Fig. 7); 1.2 (Fig. 8); 3 (Fig. 9); 5 (Fig. 10). In the third measurement series, the

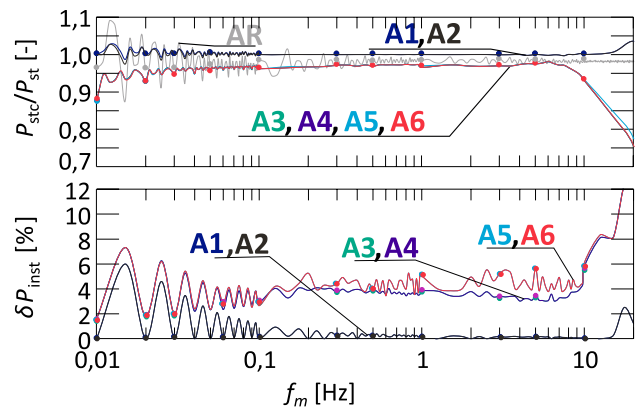


Fig. 5 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $(\Delta U/U)=2.756\% = const$

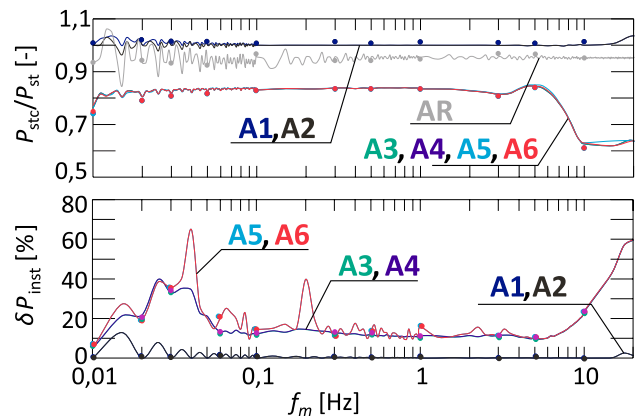


Fig. 6 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $(\Delta U/U)=8\% = const$

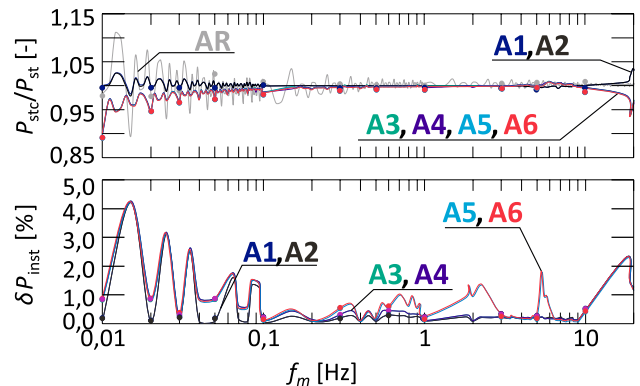


Fig. 7 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $P_{st}=0.8 = const$

modulation depth was changed while maintaining a constant value of f_m equal to 0.2 Hz (Fig. 11), 10 Hz (Fig. 12), 20 Hz (Fig. 13). The analysed frequency of modulating signal f_m

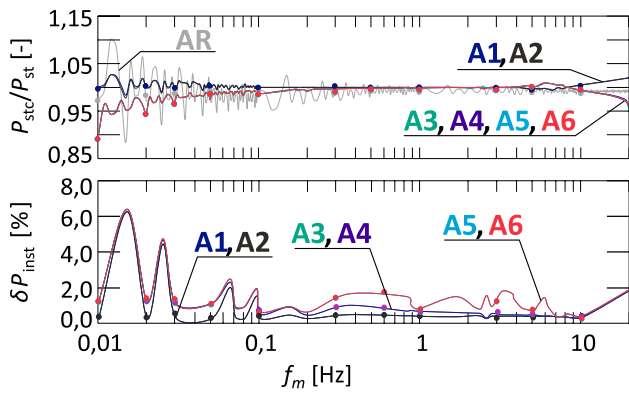


Fig. 8 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $P_{st}=1.2=const$

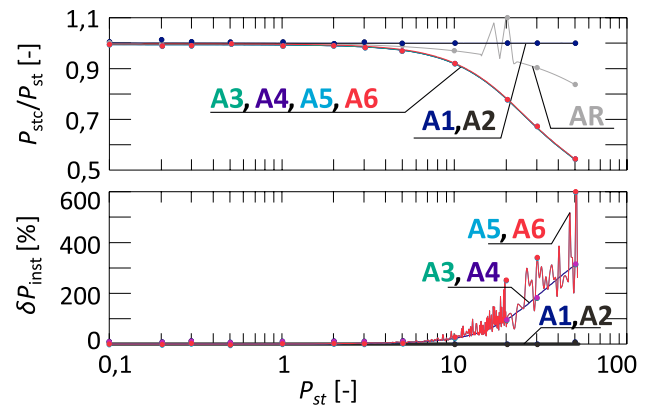


Fig. 11 $P_{stc}/P_{st}=f(P_{st})$ (top) and $\delta P_{inst}=f(P_{st})$ (bottom) characteristic for $f_m=0.2\text{ Hz}=const$

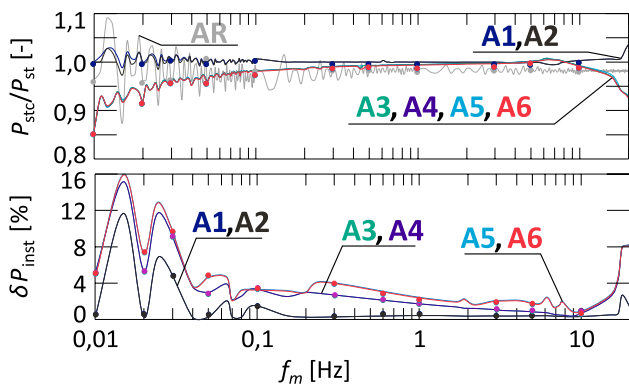


Fig. 9 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $P_{st}=3=const$

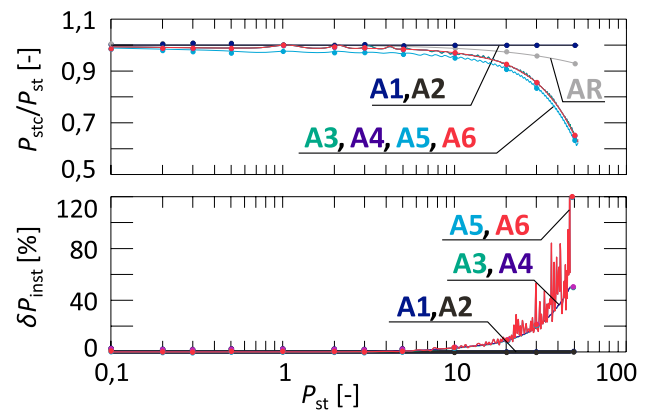


Fig. 12 $P_{stc}/P_{st}=f(P_{st})$ (top) and $\delta P_{inst}=f(P_{st})$ (bottom) characteristic for $f_m=10\text{ Hz}=const$

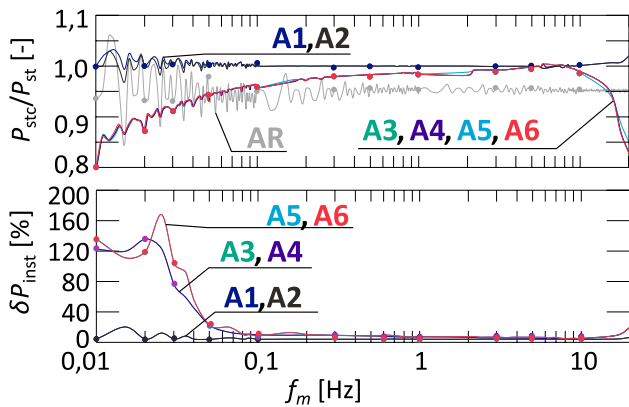


Fig. 10 $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst}=f(f_m)$ (bottom) characteristic for $P_{st}=5=const$

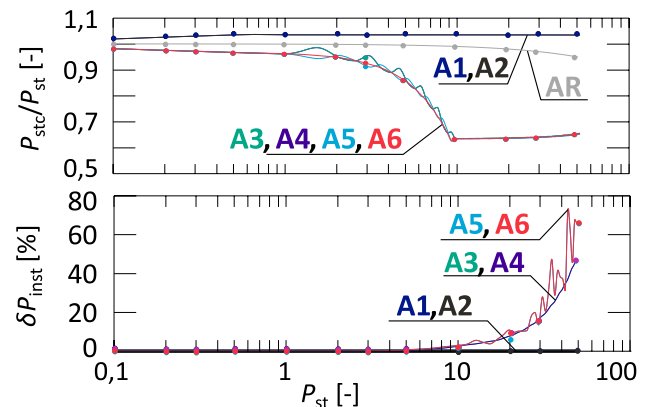


Fig. 13 $P_{stc}/P_{st}=f(P_{st})$ (top) and $\delta P_{inst}=f(P_{st})$ (bottom) characteristic for $f_m=20\text{ Hz}=const$

include range of the obnoxious flicker. For each case, the P_{stc} and P_{instc} were determined by supplying the AM modulated voltage with using recreated voltage envelope by the considered algorithms to the IEC flickermeter. Using P_{stc} , the

characteristics for normalized value of the indicator P_{stc}/P_{st} were determined, which should always be equal to 1 in the case of the ideal operation of the algorithm. Using P_{instc} , the

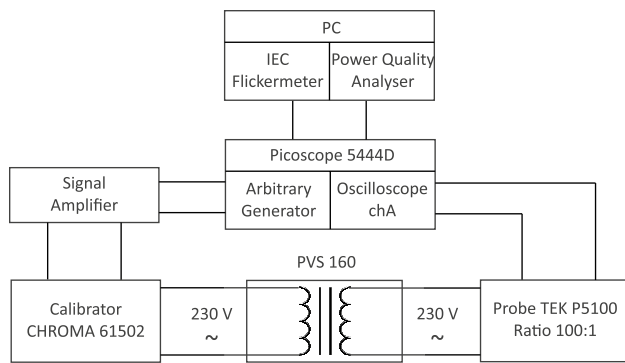


Fig. 14 The block diagram of the measuring system

characteristics of the average instantaneous flicker recovery error δP_{inst} were determined according to the dependence:

$$\delta P_{inst} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \frac{|P_{inst}(n) - P_{instc}(n)|}{P_{inst}(n)} \cdot 100\%, \quad (5)$$

where N is the number of samples in the measurement interval. The error δP_{inst} should always be equal to 0 in the case of the ideal operation of the algorithm. Because the graphs partially overlap, the line of individual waveforms cannot be observed.

Additionally, the correctness of the simulation was verified by laboratory studies, which were carried out for several selected points. These studies were carried out using: Picoscope 5444D generator/oscilloscope, CHROMA 61502 generator/amplifier, PQ BOX 100 power quality analyser. The block diagram of the measuring system is shown in Fig. 14. The results of experimental studies also were normalized to the P_{stc}/P_{st} and δP_{inst} , and were marked with “dots” on the individual characteristics.

In the considered cases, the characteristics have been limited to a modulation signal frequency f_m equal to 20 Hz, because the accurate of the algorithms for higher f_m rapidly decreases, as shown in Fig. 15. This phenomenon results from the voltage indices calculating based on the rms value of voltage, determined every half-period, so some information for high-frequency modulation is lost [25]. However, the most disturbing loads change their operating state with a frequency less than 20 Hz, except chaotic loads (e.g., arc furnaces) and power electronic devices.

Based on the characteristics shown in Figs. 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 and 13, when the frequency of the modulating signal f_m is less than 20 Hz, then the algorithms A1 and A2 allow the best recreation of the voltage envelope, because for the pre-set signal and recreated signal was obtained a comparable short-term flicker indicator P_{st} . In the worst research conditions, the error of recreation for these methods is no more than 5%, and in the range of typical voltage

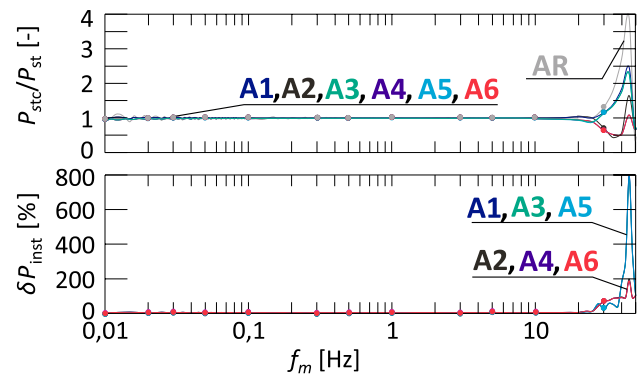


Fig. 15 $P_{stc}/P_{st} = f(f_m)$ (top) and $\delta P_{inst} = f(f_m)$ (bottom) characteristic, which shows a rapid increase error value for f_m greater than 20 Hz

changes is no more than 0.01% (based on the characteristics of $P_{stc}/P_{st} = f(f_m)$). The algorithms A1 and A2 allow more accurate recreation of the voltage envelope, compared to other literature solutions [15–19], including the algorithm AR.

Significantly worse results were obtained with other algorithms, i.e., A3, A4, A5, A6. In the case of these solutions, an increase in the modulation depth is resulted in a decrease in the accuracy of the obtained result. With a constant modulation depth, along with the increase of the frequency f_m , the accuracy of the obtained result increases up to a certain limit frequency, the exceeding of which causes a rapid decrease in the quality of the recreation of the voltage envelope. In addition, the obtained P_{stc} values for these algorithms were always smaller than the measured P_{st} values. The error tendency of voltage variation recreation results from the adopted assumptions, because the increase in the depth of modulation or frequency f_m results in the change of the shape of recreated voltage envelope from the trapezoidal to the triangular. In turn, it results from [24] that the voltage modulated by a triangular signal causes the significant lower “obnoxious” flicker than modulation of the rectangular or trapezoidal signal. Therefore, to enable correct operation of these algorithms, it is important to measure the real speed of voltage changes. Furthermore, for the algorithms A4 and A6, it is also important to determination the standard deviation of the measured speed of voltage changes SR . The idea of these algorithms is based on real cases in which the change of the rms value of voltage is not always step change, e.g., when large motors are equipped with a softstart system. Considering the results of the simulation, it can be concluded that the quality of solutions obtained using the algorithms A3, A4, A5, A6 generates smaller errors than the existing literature solutions (error less than 5%), but only for small values of modulation depth in the narrow range of the modulation signal frequency f_m .

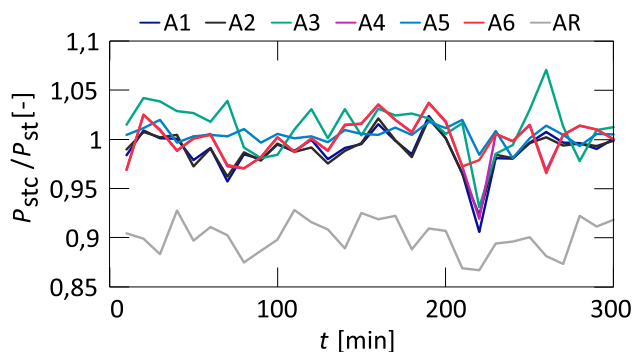


Fig. 16 Exemplary $P_{stc}/P_{st}=f(t)$ characteristic obtained for the tested supply circuit of sewage pumping stations

Because the research aims to solve a practical problem, the quality of the presented algorithms was also verified based on real measurements from the sewage pumping station power circuit, where voltage fluctuations and data required to implement presented algorithms were monitored over a week. For the algorithms used, the error is usually no greater than 5%. The smallest error was achieved using the probabilistic algorithm A5, which considering: the random operation of voltage fluctuations sources, and different speeds of voltage changes SR . The recreation of the voltage envelope based on voltage fluctuation indices allow estimation: the time interval in which the disturbing load operated; the level of disturbances it generates; and the frequency of its operation [26, 27]. The exemplary results obtained for the 5-h interval are shown in Fig. 16.

5 Conclusion

In the article, the innovative algorithms allowing recreation of voltage variation (the voltage envelope) using parameters measured in the power grid have been presented. The correctness of the operation of individual algorithms has been verified based on the indicator of short-term flicker P_{st} obtained from measurements.

The simulation studies show that the algorithms A1 and A2 have the best properties. Both of them achieved much better accuracy than other algorithms available in the literature, because the error was not greater than 5% (based on the characteristics of $P_{stc}/P_{st}=f(f_m)$). The remaining algorithms achieved satisfactory accuracy only at a low modulation depth in the narrow range of the modulation signal frequency. The inaccuracy of these algorithms is the result of the lack of information about the real average speed of voltage changes and its standard deviation, which is resulted in distortion of changes shape in the rms value of voltage at time. Obtaining information on the speed of voltage changes

SR in the real power grid would make the algorithms A3, A4, A5, A6 more useful.

In the case of real circuit analysis, the recreation error for all algorithms was not greater than 5% usually, and the smallest error values were obtained for the probabilistic algorithm A5. The inaccuracy for considered algorithms is resulted from the accepted limit value of the speed of voltage changes SR , for which voltage changes are classified as voltage fluctuations, because the voltage fluctuation indices used to recreation the voltage envelope do not include slow voltage changes, which can cause obnoxious flicker. However, an example of the application of individual algorithms on the real object, which is the supply circuit of sewage pumping stations, confirms the usability and accuracy of the proposed algorithms.

It is worth noting, that in laboratory studies (A1, A2) the best accuracy was obtained using a different algorithm than in the practical situation (A5). In practice, the speed of voltage changes SR is not constant. In addition, voltage changes are caused by random operation of the source of disturbances, which does not always have to result in rapid changes in the rms value of voltage in the power grid. Probabilistic operation of the algorithm A5 considers these situations. Hence, algorithm A5 has obtained better accuracy in a real case. The recreating of these conditions in laboratory studies is a difficult task. Therefore in practice, modelled voltage fluctuations in laboratory studies were deterministic signals with constant speed of voltage changes SR . Therefore, the smallest errors in laboratory studies were obtained for the algorithms A1 and A2 with a constant speed of voltage change SR .

For recreated voltage envelopes using the proposed algorithms, higher errors were occurred with the estimation of instantaneous flicker P_{inst} than with the estimation of P_{st} , because the coding of voltage variation to voltage fluctuation indices is lossy coding. During coding, information about the shape and time of occurrence of voltage changes in the discrimination period is lost.

Although the accuracy of algorithms recreating voltage changes in relation to other algorithms available in the literature has been improved, it is still limited to voltage fluctuations whose source does not change its operating state with a frequency greater than 20 Hz. Improvement of individual algorithms that would allow the research on all sources of voltage fluctuations is further studies of the authors, e.g., creation of a new method for estimating a modulating signal with a higher frequency than the carrier [28]; or creating a wireless measuring and recording device enabling measurement of the average value and standard deviation of the speed of voltage changes [29]. It is expected that the obtained results would allow for automatic identification and analysis of voltage fluctuation sources in the power grid with

radial topology, to remove the disturbance that they emit [30].

Open Access This article is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License, which permits use, sharing, adaptation, distribution and reproduction in any medium or format, as long as you give appropriate credit to the original author(s) and the source, provide a link to the Creative Commons licence, and indicate if changes were made. The images or other third party material in this article are included in the article's Creative Commons licence, unless indicated otherwise in a credit line to the material. If material is not included in the article's Creative Commons licence and your intended use is not permitted by statutory regulation or exceeds the permitted use, you will need to obtain permission directly from the copyright holder. To view a copy of this licence, visit <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.

References

- EN 50160:2010 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
- IEV number 604-01-19, Voltage fluctuation. <http://std.iec.ch/iec60050>. Accessed 01 Oct 2019
- Bayo AH (2008) Voltage fluctuations and flicker. In: Baghini A (ed) Handbook of power quality. Wiley, Hoboken, pp 135–163
- Dugan RC et al (2003) Electrical power systems quality. McGraw-Hill, New York
- Bollen MHJ (2003) What is power quality? *Electric Power Syst Res* 66(1):5–14
- Simoes MC, Deckmann SM (2002) Flicker propagation and attenuation. In: Proceedings of the 10th international conference on harmonics and quality of power, vol 2, Rio de Janeiro, pp 644–648
- Wiczynski G (2010) Study on measures of voltage fluctuation in electrical networks, habilitation dissertation. Poznan University of Technology, Poznan
- Vega V et al (2008) Selecting wavelet function for detection power quality disturbances. In: 2008 IEEE/PES transmission and distribution conference and exposition: Latin America, pp 1–4
- Garcia VV, Gualdrón CAD, Plata GO (2007) Obtaining patterns for classification of power quality disturbances using biorthogonal wavelets, rms values and support vector machines. In: Proceedings of 9th international conference electrical power quality and utilization, Barcelona, pp 1–6
- Abdullah ARB, Sha'ameri AZB, Jidin AB (2010) Classification of power quality signals using smooth-windowed Wigner-Ville distribution. In: International conference on electrical machines and systems, Incheon, pp 1981–1985
- Chen Q, Jia X, Zhao Ch (2009) Analysis on measuring performance of three flicker detecting methods. In: Proceedings of the IEEE PES 2009 general meeting, Calgary, pp 1–7
- Wetula A, Bien A (2014) New measures of power-grid voltage variation: power delivery. *IEEE Trans Power Deliv* 29(3):1020–1027
- Al-Hasawi WM, El-Naggar KM (2004) A genetic based algorithm for voltage flicker measurement. *Electr Power Energy Syst* 26:593–596
- Marei MI, Shatshat R (2007) Fast envelope estimation technique for monitoring voltage fluctuations. *J Electr Eng Technol* 2(4):445–451
- Michalski M (2018) Introductory results of tests of algorithms for recreation of voltage variation with voltage fluctuation indices. In: Proceedings of the 18th international conference on harmonics and quality of power, Ljubljana , pp. 1-5
- Michalski M, Wiczynski G (2016) Determination of the parameters of voltage variation with voltage fluctuation indices. In: Proceedings of the 17th international conference on harmonics and quality of power, Belo Horizonte, pp 450–455
- Michalski M, Wiczynski G (2018) An example of converting voltage fluctuation indices into Pst indicator. In: Proceedings of the 18th international conference on harmonics and quality of power, Ljubljana, pp 1–5
- Wiczynski G (2017) Estimation of Pst indicator values on the basis of voltage fluctuation indices. *IEEE Trans Instrum Meas* 66(8):2046–2055
- Michalski M (2017) Regeneration of power grids voltage variation with voltage fluctuation indices. *Acad J Electr Eng* 90:69–78
- Kuwalek P (2019) The application of kernel density estimation for aided the process of locating sources of voltage fluctuations. *Przeglad Elektrotechniczny* 95(8):70–74
- <http://www.spe-energo.com/index.htm>. Accessed 5 Dec 2018, 10:20
- IEC Std. 61000-4-15:2003 Flickermeter-functional and design specifications
- <https://www.powerstandards.com/tutorials/what-is-flicker/>. Accessed 3 Dec 2018, 09:11
- Wiczynski G (2008) Analysis of voltage fluctuations in power networks. *IEEE Trans Instrum Meas* 57(11):2655–2664
- Wiczynski G (2012) Comparison of voltage fluctuation measures. *Poznan Univ Technol Acad J Electr Eng* 72(2012): 9–16
- Onal Y, Gerek ON, Ece DG (2016) Empirical mode decomposition application for short-term flicker severity. *Turk J Electr Eng Comput Sci* 24(2016):499–509
- Xiaoqing C, Kaicheng L, Qingxu M, Delong C, Yi L (2017) Detection of power quality disturbances using empirical wavelet transform and hilbert transform. *J Electr Electron Eng* 5(5):192–197
- Kuwalek P (2019) AM modulation signal estimation allowing further research on sources of voltage fluctuations. *IEEE Trans Ind Electron*. <https://doi.org/10.1109/tie.2019.2935978> (in press)
- Jesko W, Kuwalek P (2019) The prototype of a wireless measurement card. In: ITM Web of Conference, vol 28, no 01045
- Yan G et al (2017) Research on the mechanism of neutral-point voltage fluctuation and capacitor voltage balancing control strategy of three-phase three-level t-type inverter. *J Electr Eng Technol* 12(6):2227–2236

Publisher's Note Springer Nature remains neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.

Piotr Kuwalek He received the M.Sc. Eng. degree in electrical engineering and B.Sc. degree in mathematics from the Poznan University of Technology, Poznan, Poland, in 2018. He is currently a Ph.D. student at the Faculty of Electrical Engineering at Poznan University of Technology. His current research interests include power quality evaluation and signal processing.

Waldemar Jesko He received the M.Sc. Eng. degree in electrical engineering from the Poznan University of Technology, Poznan, Poland, in 2018. He is currently a Ph.D. student at the Faculty of Computer Science at Poznan University of Technology. His current research interests include neural networks, speech recognition and speech signal processing.

IDENTYFIKACJA WYBRANYCH PARAMETRÓW ŹRÓDEŁ WAHAŃ NAPIĘCIA Z WYKORZYSTANIEM ULEPSZONEJ EMPIRYCZNEJ TRANSFORMATY FALKOWEJ

Piotr KUWAŁEK

Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny
tel.: 530815338 e-mail: piotr.l.kuwalek@doctorate.put.poznan.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki wstępnych badań dotyczących nowatorskiej metody pozyskiwania informacji o wybranych parametrach źródeł wahań napięcia z wykorzystaniem ulepszonej empirycznej transformaty falkowej. Dla przeprowadzonych badań założono, że oddziaływanie źródeł wahań napięcia można identyfikować jako modulację amplitudową sygnału napięcia. Uwzględniając to założenie, daną wejściową dla ulepszonej empirycznej transformaty falkowej była obwiednia sygnału napięciowego, wyznaczona z zastosowaniem transformaty Hilberta. Poprawność działania metody zweryfikowano w oparciu o wykonane symulacje numeryczne dla sygnału deterministycznego z wykorzystaniem programu MATLAB.

Słowa kluczowe: EEWT, EWT, transformata Hilberta, wahania napięcia.

1. WPROWADZENIE

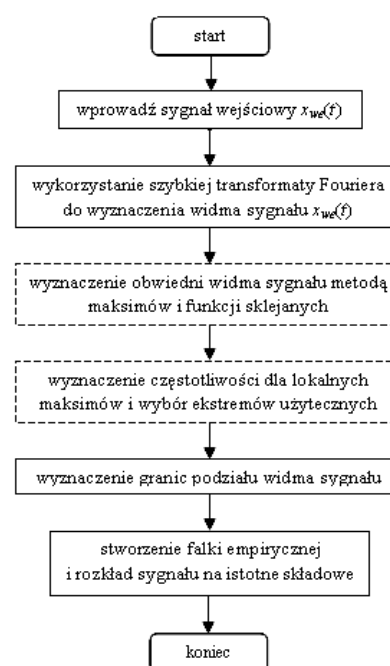
Jednym z podstawowych rodzajów zakłóceń występujących w sieci elektroenergetycznej są wahania napięcia, które można zdefiniować jako szybkie zmiany wartości skutecznej napięcia. Wahania napięcia mogą zaburzać poprawną pracę odbiorników przyłączonych do sieci oraz powodować uciążliwe migotanie oświetlenia. Skutki wahań napięcia zależą zarówno od parametrów źródeł wahań, jak i od parametrów obwodu zasilania. W niniejszej pracy podjęto próbę pozyskania informacji o amplitudzie i kształcie wahań pochodzących od niezależnie pracujących źródeł wahań oraz o częstotliwości zmian stanu tych źródeł. Warto zauważyć, że spośród wymienionych parametrów jedynie częstotliwość jest parametrem zależnym tylko od źródła.

W praktyce badanie wahań napięcia najczęściej sprowadza się do pomiaru wskaźników P_{st} i P_{lt} przy pomocy flickermetru. Jednakże uzyskane w ten sposób parametry migotania oświetlenia krótkotrwałego P_{st} i długotrwałego P_{lt} nie zawierają informacji o pożądanych parametrach źródeł wahań w sieci. Innymi rejestrowanymi wielkościami są wskaźniki wahań, tj. amplituda wahań δU oraz częstotliwość wahań f . Stosując te wskaźniki, możliwe jest z pewną dokładnością, oszacowanie wybranych parametrów źródła. Jednakże w przypadku wystąpienia kilku niezależnych źródeł wahań o podobnej mocy, wyodrębnienie wspomnianych parametrów staje się uciążliwe, a czasami nawet niemożliwe. Stąd też podjęto próbę pozyskania informacji o źródłach wahań napięcia wykorzystując bardziej złożony aparat matematyczny. W literaturze znane są rozwiązania z wykorzystaniem empirycznego rozkładu na mody EMD (ang. *Empirical Mode Decomposition*) [1] bądź

empirycznej transformaty falkowej EWT (ang. *Empirical Wavelet Transform*) [2]. W wyniku zastosowania rozkładu na mody, poza sygnałami pochodzącymi od źródeł wahań, powstają sygnały wynikające z EMD, które to nie mają fizycznej interpretacji. Problem ten rozwiązuje zastosowanie empirycznej transformaty falkowej, którą można w pewnym zakresie identyfikować jako rozkład na mody fizycznie interpretowalne. Wynika to z tego, że EWT bazuje na widmie sygnału, dobierając odpowiedni zestaw filtrów. Sposób doboru filtrów dla tego rozwiązania, które podano w pozycji [3], powoduje redundancję danych. Dlatego też, zmodyfikowano sposób podziału widma sygnału w wyniku czego powstała ulepszona empiryczna transformata falkowa EEWT (ang. *Enhanced Empirical Wavelet Transform*) [4], którą to w niniejszej pracy wykorzystano do identyfikacji założonych parametrów źródeł wahań.

2. ALGORYTM EEWT

Działanie ulepszonej empirycznej transformaty falkowej EEWT przedstawia schemat blokowy na rys. 1.



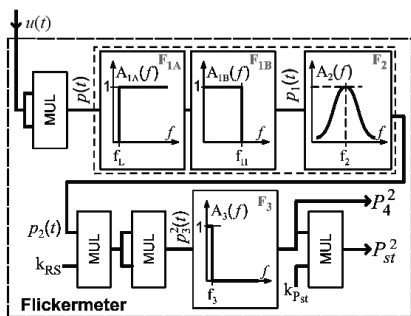
Rys. 1. Schemat działania algorytmu EEWT

Jeżeli w schemacie przedstawionym na rys. 1, zastosuje się metodę segmentacji opartą na przestrzeni skali zamiast metody detekcji ekstremów widma (bloki z kreskowaną krawędzią), to EEWT sprowadza się do EWT.

Do badań wykorzystano implementację algorytmu EEWT w programie MATLAB jako toolbox, który został udostępniony przez Gillesa [5]. Implementacja uwzględnia EWT [3] oraz rozszerzenie do EEWT [4].

3. IDENTYFIKACJA PARAMETRÓW ŹRÓDEŁ WAHAŃ NAPIĘCIA

Jak przedstawiono we wprowadzeniu, najczęściej pomiar wahań sprowadza się do rejestracji wskaźników P_{st} i P_{It} z wykorzystaniem flickermetru. Zgodnie z normą [6], flickermetr to układ o schemacie blokowym przedstawionym na rysunku 2.



Rys. 2. Uproszczony schemat blokowy flickermetru [7]

Sygnal $p_1(t)$ rysunek 2 podany na filtr pasmowo-przepustowy F_2 , można jednoznacznie identyfikować z obwiednią sygnału $u(t)$. A więc do celów analizy wahań napięcia wystarczająca jest informacja o obwiedni napięcia w sieci elektroenergetycznej. Dlatego daną wejściową dla metody EEWT będzie sygnał $p_1(t)$ obwiedni napięcia $u(t)$. Jedną z metod pozyskania obwiedni jest zastosowanie transformaty Hilberta (HT) danej zależnością (1):

$$\hat{u}(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{u(\tau)}{t - \tau} d\tau. \quad (1)$$

Znając powyższą transformatę można wyznaczyć moduł sygnału analitycznego (2):

$$u_{env}(t) = |u(t) + j\hat{u}(t)| = \sqrt{(u(t))^2 + (\hat{u}(t))^2}, \quad (2)$$

równoważny obwiedni sygnału napięciowego $u_{env}(t)$.

Analizowany deterministyczny sygnał napięciowy, przy uwzględnieniu założenia modulacji amplitudy, można zapisać zależnością (3):

$$u(t) = \left\{ \sqrt{2} U_c \sin(2\pi \cdot f_c \cdot t) \cdot [1 + u_{mod}(t)] \right\}, \quad (3)$$

gdzie: $u_{mod}(t)$ jest przebiegiem modulującym, który można identyfikować z oddziaływaniem źródeł wahań, $f_c = 50$ Hz, $U_c = 230$ V. Dla tak opisanego problemu, rozważono trzy przypadki, które w dalszej części oznaczono jako P1, P2, P3.

P1) Sygnał modulujący opisany jest zależnością (4):

$$u_{mod P1}(t) = (u_{mod1}(t) + u_{mod2}(t)), \quad (4)$$

gdzie $u_{mod1}(t)$ dane jest równaniem (5), a $u_{mod2}(t)$ dane jest równaniem (6):

$$u_{mod1}(t) = 0,01 \sin(2\pi \cdot f_{m1} \cdot t), \quad (5)$$

$$u_{mod2}(t) = 0,03 \sin(2\pi \cdot f_{m2} \cdot t), \quad (6)$$

gdzie: $f_{m1} = 5$ Hz, $f_{m2} = 10$ Hz.

Powyższy przypadek można identyfikować z dwoma niezależnie pracującymi źródłami wahań. Sinusoidalne wahania napięcia występują sporadycznie. Jednakże ze względów dydaktycznych zostały one uwzględnione na potrzeby artykułu, w celu zobrazowania istoty działania metody EEWT.

P2) Sygnał modulujący opisany jest zależnością (7):

$$u_{mod P2}(t) = (u_{mod P1}(t) + u_{mod3}(t)), \quad (7)$$

gdzie $u_{mod3}(t)$ dane jest równaniem (8):

$$u_{mod3}(t) = 0,02 \cdot \text{sgn}(\sin(2\pi \cdot f_{m3} \cdot t)), \quad (8)$$

gdzie: $f_{m3} = 15$ Hz.

Przebieg modulujący opisany równaniem (8) można identyfikować z typowym źródłem wahań, którego oddziaływanie powoduje skokową zmianę wartości skutecznej napięcia.

P3) Sygnał modulujący opisany jest zależnością (9):

$$u_{mod P3}(t) = (u_{mod P2}(t) + u_{noise}(t)), \quad (9)$$

gdzie $u_{noise}(t)$ jest zasymulowanym sygnałem zakłócającym w postaci szumu białego, którego amplituda jest mniejsza niż 0,01 V. Szum biały został uwzględniony z uwagi na ekspansję inteligentnych sieci (Smart Grid) i inteligentnego systemu pomiarowego (Smart Metering), która przyczyniła się do wzrostu udziału tego szumu w mierzonym napięciu [8,9].

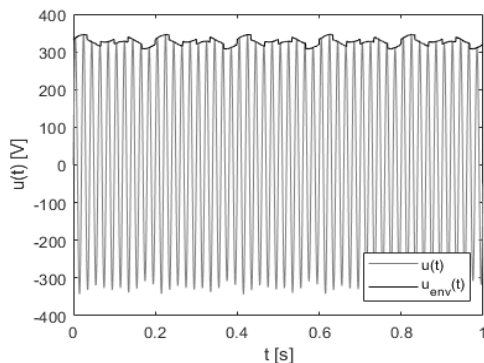
Amplitudy i częstotliwości sygnałów modulujących w poszczególnych przypadkach wybrano arbitralnie.

Dla każdego przypadku wykonano obliczenia zgodnie z zależnością (3). Następnie pozyskano obwiednie sygnałów napięciowych zgodnie z zależnością (2), w której sygnał analityczny wyznaczono z wykorzystaniem dyskretnej transformaty Hilberta [10] dostępnej jako funkcja *Hilbert* w MATLAB. Wykorzystana metoda bazuje na szybkiej transformacji Fouriera FFT i jej odwrotności IFFT. Ponadto metoda ta zakłada, że jej sygnał wejściowy jest blokiem o skończonej liczbie danych, co w przeprowadzonych symulacjach zostało spełnione. W kolejnym kroku sygnał obwiedni został unormowany i usunięta została składowa stała, dzięki czemu uzyskano pożądane sygnały będące danymi wejściowymi metody EEWT.

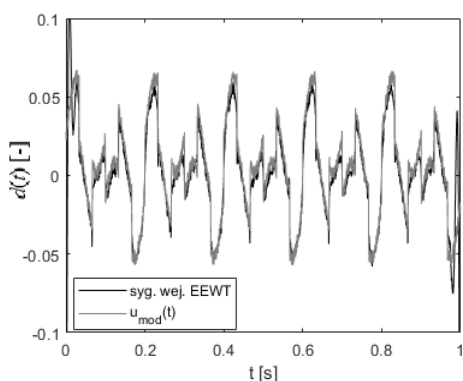
Na rysunku 3 przedstawiono zamodelowany sygnał napięcia i pozyskaną obwiednię dla przypadku P3, z kolei na rys. 4 przedstawiono sygnał wejściowy EEWT dla tego przypadku oraz odpowiadający mu sygnał modulujący $u_{mod P3}(t)$.

Jeżeli uwzględnimy zniekształcenie obwiedni jakie uzyskujemy z zastosowania zależności (2), to już dla przypadku P1 metoda EMD generuje 5 sygnałów składowych, z czego tylko jeden z nich jest zgodny z sygnałem pochodzącym od źródła $u_{mod2}(t)$. Z kolei suma

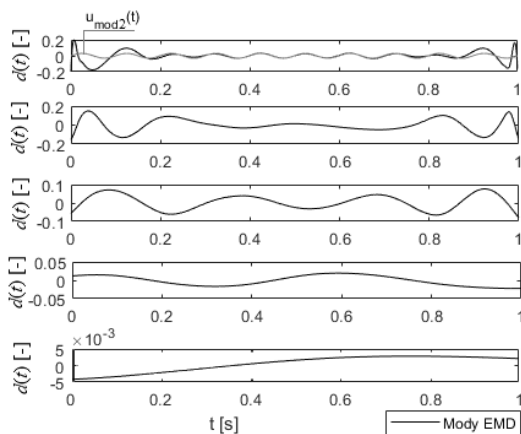
kilku pozostałych składowych współtworzy sygnał $u_{mod1}(t)$. Brak kontroli nad ilością sygnałów składowych oraz brak interpretowalności poszczególnych składowych powoduje, że metoda EMD staje się mało użyteczna. Wynik działania EMD dla przypadku P1 przedstawiono rysunku 5.



Rys. 3. Przebieg czasowy zamodelowanego napięcia $u(t)$ i jego obwiedni dla przypadku P3



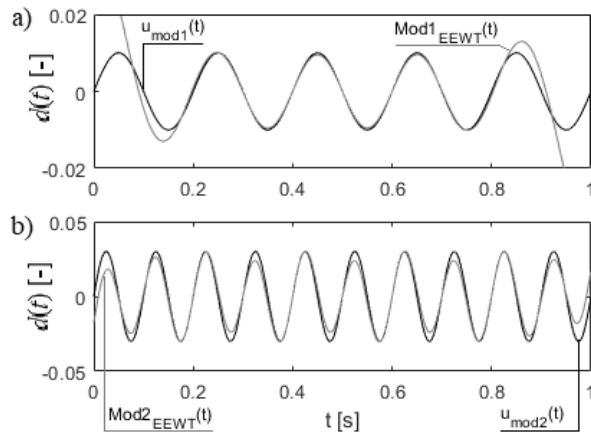
Rys. 4. Przebieg czasowy sygnału modulującego $u_{modP3}(t)$ i sygnału wejściowego EEWT wyznaczonego z zastosowaniem HT, gdzie $d(t)$ jest głębokością modulacji



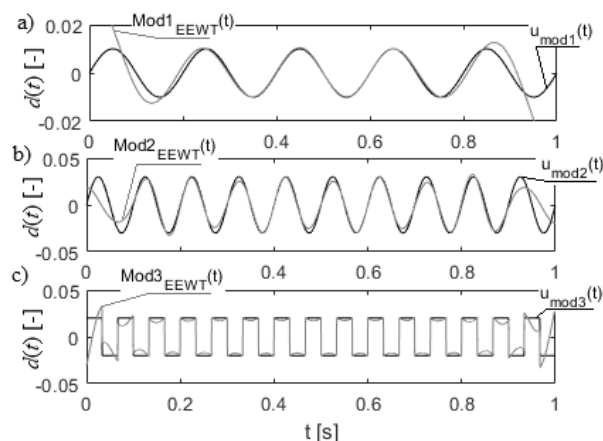
Rys. 5. Wynik działania algorytmu EMD dla przypadku P1, gdzie $d(t)$ jest głębokością modulacji

Uwzględniając powyższe zachowanie algorytmu EMD uzasadnione jest poszukiwanie innego narzędzia, które umożliwiłoby kontrolę nad poszczególnymi sygnałami składowymi. Możliwym rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie EEWT. Wynik działania dekompozycji na sygnały składowe EEWT przedstawiono odpowiednio dla

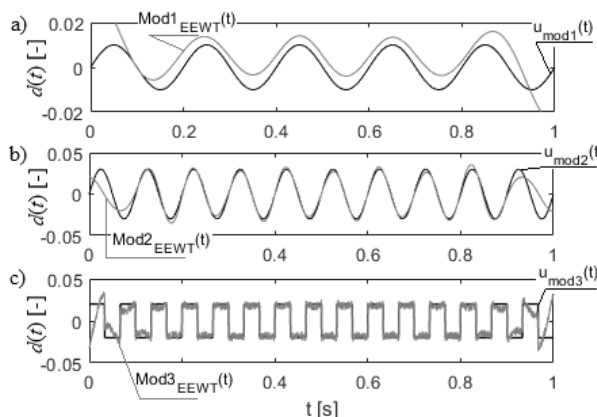
przypadku P1 na rysunku 6, P2 na rysunku 7, P3 na rysunku 8.



Rys. 6. Wynik dekompozycji EEWT sygnału $u_{modP1}(t)$ dla przypadku P1, gdzie: a) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod1_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod1}(t)$; b) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod2_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod2}(t)$; $d(t)$ głębokość modulacji



Rys. 7. Wynik dekompozycji EEWT sygnału $u_{modP2}(t)$ dla przypadku P2, gdzie: a) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod1_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod1}(t)$; b) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod2_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod2}(t)$; c) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod3_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod3}(t)$; $d(t)$ głębokość modulacji



Rys. 8. Wynik dekompozycji EEWT sygnału $u_{modP3}(t)$ dla przypadku P3, gdzie: a) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod1_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod1}(t)$; b) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod2_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod2}(t)$; c) przebieg czasowy sygnału wynikowego EEWT $Mod3_{EEWT}(t)$ oraz sygnału $u_{mod3}(t)$; $d(t)$ głębokość modulacji

Dla każdego rozważanego przypadku algorytm EEWT umożliwił zdekomponowanie sygnału wejściowego na sygnały pochodzące bezpośrednio od hipotetycznych, niezależnie pracujących, źródeł powodujących wahania napięcia (sygnały otrzymane w wyniku dekompozycji pokrywają się ze składowymi sygnałami modulującego rys. 6-9). Dzięki temu, istnieje możliwość pozyskania informacji o głębokości modulacji napięcia oraz częstotliwości pracy poszczególnych źródeł wahań. Użycie EEWT zapewnia lepsze odwzorowanie sygnałów składowych niż EMD, gdyż nie jest wrażliwa na zniekształcenia wynikające z zastosowania HT. Wrażliwość EMD na zniekształcenia wynika z analizy sygnału w dziedzinie czasu. EEWT bazuje na widmie sygnału, którego zniekształcenie przez HT jest widoczne dla składowych o większej częstotliwości. Przedmiotem badań są składowe niskoczęstotliwościowe, stąd też wpływ zniekształcenia obwiedni HT na działanie EEWT jest pomijalnie mały. Ponadto EEWT umożliwia w pewnym zakresie odtworzenie kształtu wahań napięcia związanego z cyklem pracy źródła wahań. Dodatkowo metoda ta, umożliwi dekompozycję sygnału na poszczególne składowe nawet w przypadku wystąpienia zakłóceń co widać na rysunku 8.

4. PODSUMOWANIE

W niniejszej pracy przedstawiono wyniki wstępnych badań dotyczących pozyskiwania informacji o parametrach kilku niezależnie pracujących źródeł wahań napięcia, tj. częstość pracy (cecha źródła wahań), bądź głębokość modulacji i kształt wahań napięcia (cecha źródła wahań oraz obwodu zasilającego). Do realizacji tego celu zaproponowano użycie nowej metody dekompozycji EEWT oraz porównano jej działanie z obecnie wykorzystywaną w literaturze metodą dekompozycji EMD.

Przedstawiono wynik działania metody dekompozycji sygnału EMD, która dla celów pozyskania wybranych parametrów poszczególnych źródeł wahań napięcia jest mało użyteczna. Wynika to z faktu, że nie można narzucić w tej metodzie stopnia dekompozycji, co przekłada się na powstanie sygnałów składowych, których nie można skojarzyć z oddziaływaniem źródeł wahań napięcia. Dlatego też, bez znajomości wymuszenia nie da się wybrać sygnałów użytecznych ze zbioru sygnałów, pozyskanych z procesu dekompozycji EMD. W dalszej części badań przedstawiono metodę EEWT opartą na widmie obwiedni napięcia w sieci elektroenergetycznej. Metoda ta dla każdego z rozpatrywanych przypadków, umożliwiła rozkład sygnału modulującego na poszczególne składowe. Ponadto pokazano na podstawie P2, że w pewnym zakresie EEWT umożliwia pozyskanie informacji o kształcie składowego sygnału modulującego w przeciwieństwie do metody EMD. Na

podstawie przypadku P3 pokazano, że metoda EEWT jest w pewnym zakresie odporna na zakłócenia w postaci szumu białego. Zasympulowane zakłócenia można również interpretować jako sumę oddziaływań wywołanych przez źródła wahań napięcia o małej mocy, czyli przez tzw. „drobnych odbiorców energii elektrycznej”. Jednakże, pozyskanie sygnału wejściowego dla EEWT wymaga zastosowania transformacji Hilberta do rejestracji obwiedni napięcia co stwarza konieczność modyfikacji obecnych na rynku analizatorów jakości energii elektrycznej. Dlatego w dalszych pracach badawczych zaplanowano zaimplementowanie algorytmu EEWT w przenośnym urządzeniu pomiarowo-rejestrującym z wykorzystaniem praktycznej implementacji HT jako filtr FIR Hilberta [11].

5. BIBLIOGRAFIA

1. Onal Y., Gerek O.N., Ece D.G., Empirical mode decomposition application for short-term flicker severity, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, pp. 499-509, 2016, <https://doi.org/10.3906/elk-1306-201>.
2. Xiaojing C., Kaicheng L., Qingxu M., Delong C., Yi L., Detection of Power Quality Disturbances Using Empirical Wavelet Transform and Hilbert Transform, *Journal of Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 5, No. 5, pp. 192-197, 2017.
3. Gilles J., Empirical Wavelet Transform, *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 61, no. 16, pp. 3999-4010, 2013.
4. Hu Y., Li F., Li H., Liu C., An Enhanced Empirical Wavelet Transform for noisy and non-stationary signal processing, *Digital Signal Processing*, vol. 60, pp. 220-229, 2017.
5. <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/42141-empirical-wavelet-transforms> [Dostęp:23.05.2019].
6. IEC Std. 61000-4-15:2003 Flickermeter-Functional and design specifications.
7. Wiczynski G., Pst indicator's value estimation with two independent amplitude modulating signals, *2012 IEEE 15th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power*, 778-784.
8. Gungor V.C., Lu B., Hencke G. P., Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 10, pp. 3557-3564, 2010.
9. Ning J. i inni, A Wavelet-Based Data Compression Technique for Smart Grid, *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 212-218, 2011.
10. Marple S.L., Computing the Discrete-Time Analytic Signal via FFT, *IEEE Trans. on Signal Processing*, vol. 47, pp. 2600-2603, 1999.
11. Bart Q., Tzoneva R., An FPGA-BASED implementation of a Hilbert filter for Real-time Estimation of Instantaneous Frequency, Phase and Amplitude of Power System Signals, *Int. Journal of Applied Engineering Research*, vol. 13, no. 23, pp. 16333-16341, 2018.

APPLICATION OF AN ENHANCED EMPIRICAL WAVELET TRANSFORM TO DETERMINE SELECTED PARAMETERS OF SOURCES OF VOLTAGE FLUCTUATIONS

The article presents the results of preliminary research on an innovative method of analysis of voltage fluctuation sources with the use of an enhanced empirical wavelet transform. For the tests, it was assumed that the influence of voltage fluctuation sources can be identified as the amplitude modulation of the voltage signal. Given this assumption, the input data for the enhanced empirical wavelet transform was a voltage signal envelope derived from the use of the Hilbert transform. The correctness of the method was verified on the basis of performed simulation tests for a deterministic signal using the MATLAB program.

Keywords: EEWT, EWT, Hilbert transform, voltage fluctuation.

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Dependence of Voltage Fluctuation Severity on Clipped Sinewave Distortion of Voltage

Miejsce publikacji: IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 70, art. no. 2006008, 2021.

DOI: 10.1109/TIM.2021.3102693



Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 50 %)
2. dr hab. Inż. Grzegorz Wiczyński (udział procentowy: 50 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	X
Opracowanie metodologii badań	X	X
Opracowanie oprogramowania	X	X
Walidacja uzyskanych wyników	X	X
Formalna analiza wyników	X	X
Zbieranie danych		X
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu		X
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	X

Podpisy współautorów:

1. 
2. 

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Research on methods for detecting respiratory rate from photoplethysmographic signal

Miejsce publikacji: Biomedical Signal Processing and Control, vol. 66, art. no. 102483, 2021.

DOI: 10.1016/j.bspc.2021.102483

Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 70 %)
2. mgr inż. Bartłomiej Burlaga (udział procentowy: 10 %)
3. mgr inż. Waldemar Jęsko (udział procentowy: 10 %)
4. lek. Patryk Konieczka (udział procentowy: 10%)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora			
	1	2	3	4
Sformułowanie obszaru badawczego	X			
Opracowanie metodologii badań	X			
Opracowanie oprogramowania	X	X	X	
Walidacja uzyskanych wyników	X	X		X
Formalna analiza wyników	X	X	X	
Zbieranie danych	X	X	X	X
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X			
Wprowadzenie poprawek edycyjnych		X	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	X	X	X

Podpisy współautorów:

1. Piotr Kuwałek
2. Bartłomiej Burlaga
3. Waldemar Jęsko
4. Patryk Konieczka

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Bezprzewodowa sieciowa karta pomiarowa

Miejsce publikacji: Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 100, pp. 19-28, 2019.

DOI: 10.21008/j.1897-0737.2019.100.0002

Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Waldemar Jęsko (udział procentowy: 90 %)
2. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 10 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	
Opracowanie metodologii badań	X	
Opracowanie oprogramowania	X	
Walidacja uzyskanych wyników	X	X
Formalna analiza wyników	X	
Zbieranie danych	X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	

Podpisy współautorów:

1. Waldemar Jęsko
2. Piotr Kuwałek

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: The prototype of a wireless measurement card

Miejsce publikacji: ITM Web of Conferences, vol. 28, art. no. 01045, 2019.

DOI: 10.1051/itmconf/20192801045

Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Waldemar Jęsko (udział procentowy: 90 %)
2. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 10 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	
Opracowanie metodologii badań	X	
Opracowanie oprogramowania	X	
Walidacja uzyskanych wyników	X	X
Formalna analiza wyników	X	
Zbieranie danych	X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	

Podpisy współautorów:

1. Waldemar Jęsko

2. Piotr Kuwałek

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid

Miejsce publikacji: Journal of Electrical Engineering & Technology, vol. 15, no. 2, pp. 601-609, 2020.

DOI: 10.1007/s42835-020-00351-7

Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 90 %)
2. mgr inż. Waldemar Jęśko (udział procentowy: 10 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	
Opracowanie metodologii badań	X	
Opracowanie oprogramowania	X	X
Walidacja uzyskanych wyników	X	
Formalna analiza wyników	X	
Zbieranie danych	X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	

Podpisy współautorów:

1. Kuwałek Piotr

2. Jęsko Waldemar

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Influence of the Phenomenon of Spectrum Leakage on the Evaluation Process of Metrological Properties of Power Quality Analyser

Miejsce publikacji: Energies, vol. 13, no. 20, art. no. 5338, 2020.

DOI: 10.3390/en13205338


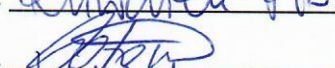
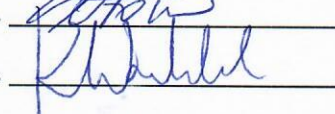
Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 40 %)
2. dr inż. Przemysław Otomański (udział procentowy: 55 %)
3. dr hab. inż. Krzysztof Wandachowicz (udział procentowy: 5 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora		
	1	2	3
Sformułowanie obszaru badawczego	X	X	
Opracowanie metodologii badań	X	X	
Opracowanie oprogramowania	X		
Walidacja uzyskanych wyników	X	X	
Formalna analiza wyników	X	X	
Zbieranie danych	X	X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X		
Wprowadzenie poprawek edycyjnych		X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację			X

Podpisy współautorów:

1. 
2. 
3. 

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Increasing Electric Vehicles Reliability by Non-Invasive Diagnosis of Motor Winding Faults

Miejsce publikacji: Energies, vol. 14, no. 9, art. no. 2510, 2021.

DOI: 10.3390/en14092510

Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Konrad Górny (udział procentowy: 25 %)
2. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 50 %)
3. dr hab. inż. Wojciech Pietrowski (udział procentowy: 25 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora		
	1	2	3
Sformułowanie obszaru badawczego	X	X	X
Opracowanie metodologii badań	X	X	X
Opracowanie oprogramowania		X	
Walidacja uzyskanych wyników		X	
Formalna analiza wyników		X	
Zbieranie danych	X		X
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu		X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	X	X
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	X	X

Podpisy współautorów:

1. Konrad Górny
2. Piotr Kuwałek
3. W. Pietrowski

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: The Effect of the Phenomenon of "Spectrum Leakage" on the Measurement of Power Quality Parameters

Miejsce publikacji: Proceedings of the 12th International Conference on Measurement 2019, Smolenice, Slovakia, 2019, pp. 70-73, wyd. IEEE.

DOI: 10.23919/MEASUREMENT47340.2019.8779957


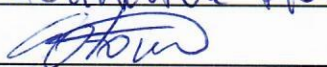
Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 90 %)
2. dr inż. Przemysław Otomański (udział procentowy: 10 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	X
Opracowanie metodologii badań	X	X
Opracowanie oprogramowania	X	
Walidacja uzyskanych wyników	X	
Formalna analiza wyników	X	
Zbieranie danych	X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych		X
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	

Podpisy współautorów:

1. 
2. 

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Application of Fourier series to determine the measurements error of harmonics with selected power quality analyzers

Miejsce publikacji: Proceedings of the 11th International Conference on Measurement 2017, Smolenice, Slovakia, 2017, pp. 15-18, wyd. IEEE.

DOI: 10.23919/MEASUREMENT.2017.7983525


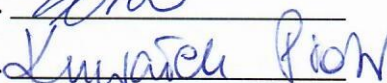
Autorzy artykułu:

1. dr inż. Przemysław Otomański (udział procentowy: 70 %)
2. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 30 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	
Opracowanie metodologii badań	X	
Opracowanie oprogramowania		X
Walidacja uzyskanych wyników	X	X
Formalna analiza wyników		X
Zbieranie danych		X
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację	X	

Podpisy współautorów:

1. 
2. 

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Wpływ wartości skutecznej sygnału na dokładność pomiaru zawartości harmonicznych

Miejsce publikacji: Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 90, pp. 213-221, 2017.

DOI: 10.21008/j.1897-0737.2017.90.0019

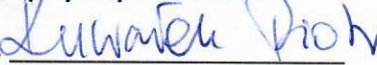

Autorzy artykułu:

1. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 90 %)
2. dr inż. Przemysław Otomański (udział procentowy: 10 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora	
	1	2
Sformułowanie obszaru badawczego	X	X
Opracowanie metodologii badań	X	X
Opracowanie oprogramowania	X	
Walidacja uzyskanych wyników	X	
Formalna analiza wyników	X	
Zbieranie danych	X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu	X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X	
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację		X

Podpisy współautorów:

1. 
2. 

Poznań, dnia 30 listopada 2021 r.

OŚWIADCZENIE
dotyczące wkładu współautorów w powstanie publikacji

Tytuł artykułu: Zastosowanie liczników AMI do oceny jakości energii elektrycznej

Miejsce publikacji: V Konferencja Naukowo-Techniczna: Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych, 28-29.10.2020, Kołobrzeg, Polska, Wyd. PTPIREE.

[Źródło: http://pomiar.ptpiree.pl/konferencje/pomiary/2020/materialy/53_referat.pdf]

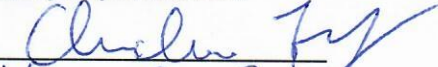

Autorzy artykułu:

1. dr inż. Krzysztof Chmielowiec (udział procentowy: 25 %)
2. mgr inż. Piotr Kuwałek (udział procentowy: 50 %)
3. dr hab. inż. Grzegorz Wiczyński (udział procentowy: 25 %)

Szczegółowy wkład w powstanie publikacji:

Udział w publikacji (proszę wstawić 'x')	Lp. autora		
	1	2	3
Sformułowanie obszaru badawczego		X	X
Opracowanie metodologii badań		X	X
Opracowanie oprogramowania		X	
Walidacja uzyskanych wyników	X	X	
Formalna analiza wyników	X	X	X
Zbieranie danych		X	
Pisanie pierwotnej wersji manuskryptu		X	
Wprowadzenie poprawek edycyjnych	X		X
Pozyskanie funduszy na badania lub na publikację		X	X

Podpisy współautorów:

1. 
2. 
3. 