

## Wybór miejsc pomiaru parametrów jakości energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym

**Streszczenie.** Kontrola jakości dostawy energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym wiąże się z koniecznością ciągłych pomiarów analizatorami jakości energii w wielu miejscach tej sieci. Pojawia się wobec tego problem takiego wyboru miejsc pomiaru, aby ograniczyć liczbę mierników do niezbędnego minimum. W artykule opisano trzy metody wyboru miejsc przyłączenia analizatorów jakości energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono również wyniki aplikacji tych metod do sieci testowej IEEE 37-węzłowej.

**Abstract.** Verification of supply quality in distribution system involves the need of continuous measurements with power quality meters in large number of nodes of that network. There is the need of a method of selecting such nodes so the number of meters is minimal. The article describes three methods for selecting points of installation of power quality meters. Application of the methods to a IEEE 37-node test feeder is also presented. (Selection of metering points in a distribution system for power quality parameters measurement)

**Słowa kluczowe:** jakość energii elektrycznej, pomiar parametrów jakości energii elektrycznej, minimalizacja liczby mierników.

**Keywords:** power quality, measurement of power quality parameters, minimisation of the number of meters.

### Wstęp

Jednym z zadań operatora systemu dystrybucyjnego jest kontrola jakości energii elektrycznej (JEE) w miejscach jej dostarczania do odbiorców końcowych. Można to wykonać poprzez doraźne pomiary analizatorami JEE lecz w celu ciągłego monitorowania parametrów JEE zasadne jest zbudowanie rozproszonego systemu pomiarowego. Taki system opiera się na wykorzystaniu wielu mierników parametrów JEE rozmieszczonych w sieci dystrybucyjnej. Jednak instalacja miernika w każdym węźle sieci jest niemożliwa, choćby ze względu na koszty infrastruktury pomiarowej. Pojawia się wobec tego zagadnienie wyboru miejsc pomiaru w taki sposób, aby stworzyć użyteczny system pomiarowy JEE bez ponoszenia nadmiernych nakładów finansowych na jego budowę i utrzymanie.

Na podstawie ogólnych zasad powstawania i rozchodzenia się zaburzeń JEE można sformułować kryteria wyboru miejsc istotnych do monitorowania JEE. Miejscami ważnymi dla zachowania poprawnej jakości zasilania w sieci SN są stacje GPZ z transformatorami WN/SN. W następnej kolejności monitoringiem powinny być objęte punkty przyłączenia istotnych odbiorców – co wynika z konieczności kontroli emisji zaburzeń oraz z potrzeby rozstrzygnięcia sporów związanych z ewentualnymi skargami na jakość zasilania. Analizator w punkcie przyłączenia takiego odbiorcy (lub w rozdzielni SN zasilającej takiego odbiorcę) stanowi cenne źródło informacji pomocnych przy rozstrzygnięciu sporów. Jest to zgodne z rekomendacjami grup roboczych CIGRE (grupa robocza JWG C4.112) i CEER [1-3]. W praktyce wdrożenie tych kryteriów związane byłoby z instalacją analizatorów JEE w każdej rozdzielni WN/SN.

### Optymalizacja wyboru miejsca pomiaru

Problem optymalnego wyboru liczby i miejsc pomiaru można podzielić na dwa zagadnienia teoretyczne:

1. zbudowanie modelu matematycznego i sformułowanie zadania optymalizacyjnego,
2. rozwiązanie zadania optymalizacyjnego.

Osiągnięcie optymalnego rozlokowania urządzeń pomiarowych od strony teoretycznej jest problemem teorii badań operacyjnych. Jednak rozwiązanie poprawnie sformułowanego problemu optymalizacyjnego nie jest łatwe ze względu na właściwości systemu dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto mogą istnieć pewne praktyczne

uwarunkowania, które nie dają się w łatwy sposób przedstawić w postaci analitycznej.

Analiza dostępnej literatury pozwala na wyciągnięcie wniosku, że problem optymalnego rozmieszczenia miejsc pomiaru ma wiele rozwiązań i zależy silnie od założonego celu pomiarów. Jest to problem wtórny w stosunku do bardziej ogólnego, np. problemu estymacji stanu lub wykrycia miejsca zwarcia w sieci.

Pełny przegląd opublikowanych metod wykracza poza ramy tego artykułu. Rozpatrując różne zaburzenia JEE można jednak wskazać, która grupa istniejących metod będzie miała zastosowanie do wyboru optymalnego miejsca pomiaru danego parametru JEE:

1. analiza wartości skutecznej napięcia i spadków napięć – metody wywodzące się z problemu estymacji stanu systemu (ang. state estimation, SE),
2. analiza wahań napięcia – brak dedykowanych metod, jednak problem wahań napięcia można zdefiniować jako problem SE, więc będą miały zastosowanie te same metody,
3. analiza asymetrii napięciowej – brak dedykowanych metod, ten problem również można przedstawić jako problem SE w systemie dystrybucyjnym,
4. analiza odkształcenia napięcia i prądu – metody wywodzące się z problemu estymacji stanu harmonicznych,
5. analiza zapadów i wzrostów napięcia – istniejące metody wspierają głównie problem detekcji zwarć w sieci, głównie w systemie przesyłowym.

### Wybrane metody rozmieszczenia mierników w sieci dystrybucyjnej

Ze względu na charakter danych i rodzaj sieci do dalszej analizy wybrano trzy metody.

Metoda opracowana przez Don-Jun Wona i Seung-II Moona [4, 5] – zwana dalej metodą 1 – łączy wiedzę ekspercką wyrażoną poprzez system wag, z zachowaniem obserwowalności systemu (w sensie zdolności do estymacji stanu). Metodę można łatwo rozszerzać poprzez definiowanie nowych wag w oparciu o kryteria inne niż te podane w oryginalnych pracach. Metoda jest bardzo prosta w stosowaniu i w większości przypadków nie wymaga użycia algorytmu optymalizacji numerycznej.

Sieć przedstawia się w postaci grafu skierowanego, którego elementami są wszystkie elementy analizowanej

sieci tj. linii, odbiorcy itp. Każdemu elementowi można przypisać wagę liczbową odzwierciedlającą istotność danych pomiarowych w tym miejscu. Sposób przydziału wag jest ściśle określony i wynika z:

1. możliwości wyznaczenia prądu tego elementu na podstawie pomiarów w innych węzłach (stosowność praw Kirchhoffa),
2. podłączenia odbiorcy (odbiorców) – stała waga znormalizowana w stosunku do liczby wszystkich odbiorców,
3. liczby linii zasilających – waga wynika z liczby innych elementów połączonych bezpośrednio z tym elementem,
4. początku linii – zwiększona waga dla elementów zasilanych z linii tuż po jej rozgałęzieniu.

Mierniki powinny być rozlokowane w miejscach o największych wagach. Następnie wprowadza się tzw. indeks wieloznaczności (ang. ambiguity index) określający, jak duża część sieci jest nieobserwowalna. Procedura poszukiwania lokalizacji miejsc pomiaru sprowadza się do wskazania miejsc o największych wagach dla określonej liczby mierników. Procedurę wykonuje się iteracyjnie rozpoczynając od jednego miernika a kończąc na takiej liczbie, dla której indeks wieloznaczności spada do zera. Liczba mierników i ich lokalizacja otrzymana w tym kroku jest optymalna z punktu widzenia tej metody. Metodę można rozszerzyć o uwzględnienie mierników preinstalowanych. Dzięki temu możliwe jest wprowadzenie etapów do budowy dużego systemu pomiarowego. Część systemu będzie wtedy nieobserwowalna do czasu kolejnego etapu rozmieszczania mierników.

Metoda nr 2 opracowana przez Saxentę, Bhaumika i Singha [6], opisuje wybór miejsc pomiaru ze względu na pomiar wyższych harmonicznych. Pośrednio wspiera metodę umożliwiającą znalezienie odbiorników zaburzających (wskazanie węzła będącego źródłem) oraz metodę estymacji stanu harmonicznych. Poprawne wskazanie źródła wymaga pomiaru fazorów (tj. wartości zespolonych) napięć wyższych harmonicznych. Dodatkowo, wymagana jest znajomość fazorów prądów źródeł energii.

Stosowanie tej metody rozpoczyna się od analizy obserwowalności, a następnie minimalizuje się liczbę miejsc pomiaru. Metoda składa się z dwóch etapów:

1. Procedura iteracyjna zwana indeksowaniem (ang. index method), w której wybiera się węzły dające maksymalną obserwowalność systemu. Ten krok ma na celu zmniejszenie liczby węzłów do sprawdzenia w następnym etapie.
2. Przeprowadzenie procedury optymalizacji, w której minimalizuje się liczbę miejsc pomiaru oraz tzw. liczbę pomiarów nadmiarowych zachowując obserwowalność systemu.

W [6] założono, że rozwiązanie zawiera się w zbiorze węzłów znalezionych w etapie 1. Proces optymalizacji w etapie 2 nie usuwa żadnych węzłów, ani nie dodaje węzłów spoza zbioru znalezionego w etapie 1. Dzięki temu procedura optymalizacji przebiega szybciej. Ponieważ gwarantowana jest całkowita obserwowalność, można określić wartości napięć i prądów także w węzłach nie objętych pomiarem. Dzięki temu można wyznaczyć m.in. emisję harmonicznych przez odbiorniki (które w tej metodzie definiowane są jako źródła prądowe).

Metoda nr 3 – metoda Almeidy i Kagana [7, 8] jest dedykowana dla pomiaru wyższych harmonicznych, jednak jej zastosowanie może być szersze. Metoda zapewnia obserwowalność systemu (w sensie estymacji stanu harmonicznych) poprzez analizę topologii połączeń między węzłami.

W tej metodzie miernik wykonuje pomiar napięcia i prądu wybranej wyższej harmonicznej. Napięcie mierzone jest we wskazanym węźle natomiast prąd jest prądem jednej z linii wychodzącej z tego węzła. Analizie podlega topologia połączeń między węzłami. Tworzy się dwa wektory: wektor obserwowalności wstępnej (ang. pre-observability vector) oraz skorygowany wektor obserwowalności (ang. fixed observability vector). Wektory te niosą informację o możliwości wyznaczenia napięć i prądów w miejscach, w których nie ma zainstalowanego miernika.

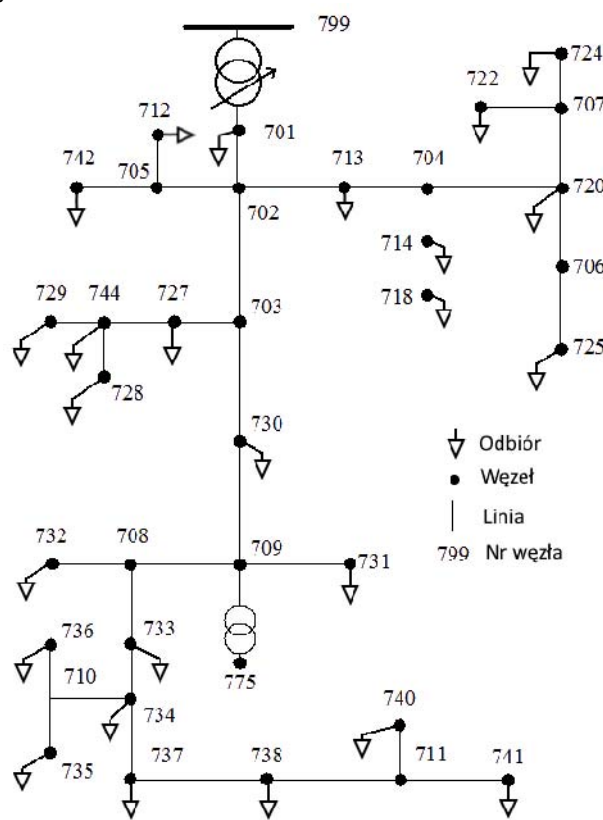
Problem optymalizacyjny definiowany jest jako minimalizacja kosztu systemu pomiarowego przy zachowaniu obserwowalności. W uproszczeniu można przyjąć, że koszt ten jest proporcjonalny do liczby mierników. Tak zdefiniowany problem można rozwiązać korzystając z klasycznego algorytmu programowania całkowitoliczbowego [7, 8], lub z algorytmów genetycznych [7].

Wybór miejsc pomiaru zgodnie z tą metodą umożliwia również wyznaczenie niemierzonych wartości napięć lub prądów wyższych harmonicznych.

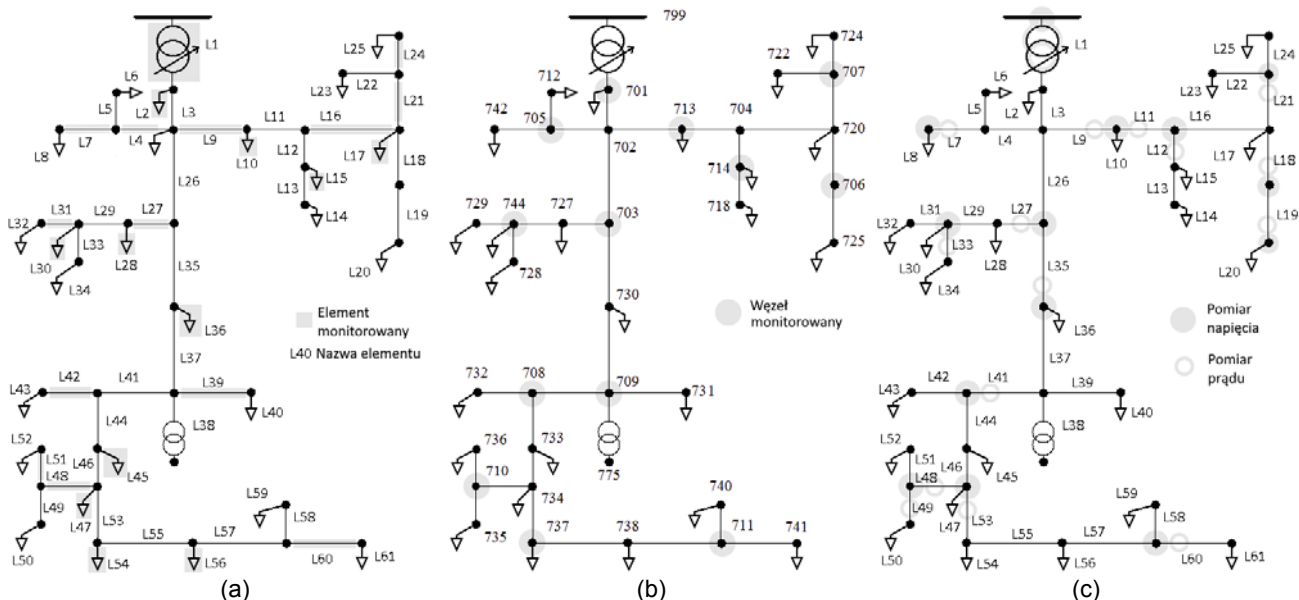
Opis metody nie określa jednoznacznie czy mierzona powinna być wartość skuteczna rzeczywista czy zespolona tj. czy konieczna jest informacja o przesunięciu fazowym wskazów napięcia. Nie ma to jednak znaczenia w przypadku poszukiwania punktów pomiaru parametrów JEE.

### Porównanie wybranych metod

Wybrane metody przetestowano na jednej z tzw. sieci testowych zaproponowanych przez IEEE [9]. Wybrano sieć o 37 węzłach a jej uproszczony schemat pokazano na rysunku 1.



Rys. 1. Sieć testowa IEEE 37-węzłowa



Rys. 2. Sieć testowa z zaznaczonymi miejscami wskazanymi przez kolejne metody: (a) elementy wskazane do monitorowania przez metodę nr 1, (b) węzły wybrane przez metodę nr 2, (c) miejsca pomiaru napięcia i prądu wybranymi przez metodę nr 3.

Sieć tę wybrano ze względu na radialny charakter, odzwierciedlający typowy przebieg sieci dystrybucyjnej SN.

Metoda nr 1 dzieli sieć na elementy składowe i buduje strukturę drzewiastą odwzorowującą logikę połączeń między nimi. System wag wprowadza hierarchę elementów, w której te o najwyższych wagach powinny być w pierwszej kolejności objęte pomiarem. Indeks wieloznaczności pozwala na określenie, jaka część sieci pozostaje nieobserwowalna przy założonej liczbie mierników rozmieszczonych w miejscach o najwyższych wagach.

Rysunek 2a przedstawia schemat sieci z zaznaczonymi miejscami pomiaru wskazanymi przez metodę nr 1. Całkowita obserwowalność zapewniona jest przez 25 mierników umieszczonych w miejscach zaznaczonych kolorem szarym. W przypadku odbiorów oznacza to pomiar prądu odpływu i napięcia na szynach transformatora SN/nn. W przypadku monitorowania linii pomiar powinien obejmować napięcie węzła, z którego ta linia jest zasilana oraz prąd tej linii.

Wyniki aplikacji metody nr 2 pokazano na rysunku 2b. Metoda ta w pierwszym etapie wskazuje 11 węzłów, natomiast w drugim kolejne 2. Etap drugi zrealizowano przy wykorzystaniu algorytmu genetycznego. W całkowitej liczbie mierników należy uwzględnić jeszcze pomiar prądów odbiornika. Oznacza to dodatkowe 25 mierników monitorujących moce odbiorników.

W metodzie nr 3 zakłada się, że miernik dokonuje pomiaru napięcia w jednym węźle oraz prądu jednej linii. Możliwe kombinacje podłączenia miernika wynikają z liczby linii dochodzących do danego węzła. Dla sieci testowej otrzymujemy 71 możliwości do sprawdzenia. Metoda wymaga wykorzystania procedury optymalizacji numerycznej. Wykorzystano w tym celu algorytm genetyczny. Cechą szczególną metody jest to, że rozwiązaniem problemu optymalizacyjnego są różne zbiory mierników. Algorytm genetyczny wskazuje losowo jedno z tych rozwiązań. W toku prób znaleziono rozwiązanie składające się z 14 miejsc pomiaru napięcia i 16 miejsc pomiaru prądu – rozmieszczonych jak na rysunku 2c.

## Wnioski końcowe

Istniejące i opisane w literaturze metody optymalnego wyboru miejsc pomiaru mogą być zastosowane do wyboru miejsca pomiaru parametrów JEE. Przegląd dostępnych

metod wskazuje jednak, że ich zastosowanie nie jest łatwe. Żadna z nich nie daje się w sposób prosty uogólnić na przypadek pomiaru parametrów JEE. Istniejące metody powstały w celu rozwiązania innego problemu niż pomiar parametrów JEE. W niektórych przypadkach wspierany jest jeden z problemów JEE jak np. problem znalezienia źródła harmonicznych (metoda nr 2) lub estymacji stanu harmonicznych (metoda nr 3). Jedynie metoda nr 1 (metoda Wona i Moona) została stworzona z myślą o monitorowaniu parametrów JEE, jednak bez wskazania, który z nich można dzięki temu uzyskać.

Tam, gdzie sieć ma prostą strukturę (np. zawierającą jeden ciąg z ewentualnymi krótkimi odgałęzieniami bocznymi) można skupić się na pomiarze odbiorów, rozpoczynając od tych o największej wrażliwości na zaburzenia JEE (potwierdzonej np. reklamacjami konsumentów), lub wprowadzających zaburzenia. W dalszej kolejności pomiarem można objąć pozostałych odbiorców, kierując się całkowitą mocą w punkcie przyłączenia lub liczbą odbiorców indywidualnych.

Tam, gdzie sieć ma złożoną strukturę drzewiastą należy skorzystać z jednej z metod optymalizacji. Mając na uwadze właściwości metody Wona i Moona (metoda nr 1) można ją rekomendować wprost do planowania instalacji mierników JEE. Przykład wykorzystania tej metody do typowej sieci dystrybucyjnej na terenie Polski przedstawiono w [10]. Należy jednak wziąć pod uwagę, że całkowita obserwowalność systemu (indeks wieloznaczności równy zero) osiągnięta jest kosztem instalacji względnie dużej liczby mierników. Dla elementów położonych blisko głównego punktu zasilania (stacji GPZ) metoda preferuje monitorowanie prądu linii odgałęzień bocznych zamiast odbiorów.

*Prace były prowadzone w ramach projektu „System oceny propagacji i poprawy parametrów jakości energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych – SOPJEE”, realizowanego w ramach Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego „PBSE” nr POIR.01.02.00-00-0203/16-00.*

**Autorzy:** dr inż. Krzysztof Piątek, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: [kpiatek@agh.edu.pl](mailto:kpiatek@agh.edu.pl); mgr inż. Mateusz Dutka, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-

mail: [mdutka@agh.edu.pl](mailto:mdutka@agh.edu.pl); dr hab. inż. Grzegorz Wiczyński, Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej, e-mail: [gwicz@man.poznan.pl](mailto:gwicz@man.poznan.pl); dr inż. Tomasz Siostrzonek, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: [tsios@agh.edu.pl](mailto:tsios@agh.edu.pl); Krzysztof Chmielowiec, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: [kchmielo@agh.edu.pl](mailto:kchmielo@agh.edu.pl)

#### LITERATURA

- [1] Kilter J., Guidelines for Power Quality Monitoring - Results from CIGRE/CIREC JWG C4.112, *16th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Bucharest, 2014.
- [2] Bollen M., Milanović J.V., Čukalewski N., CIGRE/CIREC JWG C4.112 – Power Quality Monitoring, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Cordoba, Spain, 2014.
- [3] Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes, Council of European Energy Regulator, 2012.
- [4] Won D.-J., Moon S.-I.: Optimal number and locations of power quality monitors considering system topology, *IEEE Transaction on Power Delivery*, 23 (2008), nr 1.
- [5] Xie Z., Yu Z., Weng G., Wang Q., Research on allocation optimization for power quality monitors in smart distribution grid, *Proc. Int. Conf. Power System Technology*, Chengdu, China, 2014.
- [6] Saxena D., Bhaumik S., Singh S. N.: Identification of Multiple Harmonic Sources in Power System Using Optimally Placed Voltage Measurement Devices, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61 (2014). nr 5, 2483-2492.
- [7] Almeida C. F. M., Kagan N., Harmonic state estimation through optimal monitoring systems, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4 (2013), nr 1, 467-478.
- [8] Almeida C. F. M., Kagan N., Souza T. P., Matsuo N. M., Duarte S. X., Neto A. B., Suematsu A. K., Locating power quality meters in order to perform harmonic state estimation, *Proc. IEEE 15th Int. Conf. Harmonics and Quality of Power*, Hong Kong, China, 2012.
- [9] Kersting W. H., Radial Distribution Test Feeders, *IEEE Transactions on Power Systems*, 6 (1991), nr. 3, 975-985.
- [10] Piątek K., Dutka M., Wiczyński G., Siostrzonek T., Chmielowiec K., Optymalny wybór miejsc pomiaru parametrów jakości energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, 67 (2019).