

ESTYMACJA WYBRANYCH WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
W NIEOPOMIAROWANYCH PUNKTACH SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Andrzej FIRLIT, Bogusław ŚWIĄTEK, Krzysztof PIĄTEK, Mateusz DUTKA, Tomasz SIOSTRZONEK

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

tel.: 12 617 28 36

e-mail: afirlit@agh.edu.pl

tel.: 12 617 39 20

e-mail: mdutka@agh.edu.pl

tel.: 12 617 40 67

e-mail: boswiatek@agh.edu.pl

tel.: 12 617 48 59

e-mail: tsios@agh.edu.pl

tel.: 12 617 39 20

e-mail: kpiatek@agh.edu.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono metodę umożliwiającą estymację wybranych wskaźników jakości energii elektrycznej w zadanym punkcie sieci elektroenergetycznej na podstawie wskaźników jakości energii elektrycznej zarejestrowanych w punktach leżących w najbliższym otoczeniu. Do estymacji wykorzystano algorytmy sztucznych sieci neuronowych. W rezultacie uzyskano neuronowy model określający relację pomiędzy wskaźnikami jakości energii elektrycznej tego samego typu w sąsiadujących ze sobą punktach. W artykule przedstawiono wyniki analiz i testów dla rzeczywistych warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

**Słowa kluczowe:** jakość energii elektrycznej, estymacja wskaźników jakości energii elektrycznej, sieci neuronowe.

## 1. WPROWADZENIE

Prace związane z pomiarami i długoterminową rejestracją wskaźników jakości energii elektrycznej (JEE) stały się niemalże codzienną praktyką operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). W głównej mierze związane są z reklamacjami zgłaszanymi przez odbiorców, ale coraz częściej wynikają z chęci pozyskania wiedzy co do poziomów wskaźników JEE w systemie zasilającym. Dane te są cennym źródłem informacji o stanie technicznym danego fragmentu sieci oraz mogą zostać wykorzystane w celu podjęcia działań prewencyjnych, modernizacyjnych oraz inwestycyjnych. Operatorzy oprócz analizatorów mobilnych, wykorzystywanych do doraźnych prac pomiarowych, wyposażają się również systemy ciągłego monitorowania bazujące na analizatorach stacjonarnych. Analizatory te najczęściej umieszczane są w kluczowych punktach systemu. Dodatkowym źródłem danych są sukcesywnie instalowane liczniki typu *smart* i budowane systemy pomiarowe AMI (ang. advanced metering infrastructure). Coraz częściej liczniki AMI umożliwiają pomiar i rejestrację wybranych wskaźników JEE. Niektóre modele wyposażono w algorytmy pozwalające na obliczanie zagregowanych wskaźników JEE zgodnie z rekomendacją Urzędu Regulacji Energetyki [1]. Ze względu na bardzo rozbudowaną strukturę systemu dystrybucyjnego nie jest możliwe umieszczenie przyrządu w każdym jego punkcie. Takie podejście nie jest uzasadnione przede wszystkim z ekonomicznego punktu widzenia. Wobec tego pojawia się pytanie czy korzystając z różnych metod aproksymacyjnych

oraz wykonanych już pomiarów i rejestracji można byłoby rozwiązać ten problem [4], [5], [6].

## 2. ESTYMACJA WSKAŹNIKÓW JEE

Celem estymacji wskaźników JEE jest wyznaczenie wartości 10-minutowych wybranego wskaźnika JEE w wybranym punkcie sieci elektroenergetycznej, w którym nie zainstalowano odpowiedniego miernika, np. analizatora JEE. Estymacja realizowana jest na podstawie wartości wskaźnika z jednego lub wielu punktów znajdujących się w najbliższym otoczeniu, w których analizatory zainstalowane są na stałe lub wykonano już pomiary i rejestracje długoterminowe.

Analizę przeprowadzono dla następujących wskaźników JEE: wartości skutecznej napięcia  $U$ , wskaźników krótkoterminowego i długoterminowego migotania światła  $P_{st}$  i  $P_{lt}$  (miara wahań napięcia), współczynnika odkształcenia napięcia  $THD_U$ , zawartości wyższych harmonicznych napięcia oraz współczynnika asymetrii napięcia  $K_{2U}$ . W każdym przypadku założono liniową zależność pomiędzy estymowanym wskaźnikiem, a wyznaczonymi wskaźnikami w punktach leżących w najbliższym otoczeniu:

$$p_{wy}(k) = \sum_{i=1}^{l_{we}} w_i p_{we}(k, i) + b \quad (1)$$

gdzie:  $p_{wy}(k)$  wartość wskaźnika w badanym punkcie sieci,  $p_{we}(k, i)$  – wartość wskaźnika w punkcie znajdującym się w najbliższym otoczeniu badanego punktu,  $k$  – numer wartości/próbki 10-minutowej,  $l_{we}$  – liczba wejść,  $i$  – indeks punktu,  $w_i$ ,  $b$  – współczynniki stałe.

## 2.1. Zastosowanie metody sztucznych sieci neuronowych

Dla wyżej wymienionych wskaźników JEE zaimplementowano zależność (1) przy wykorzystaniu sztucznych sieci neuronowych SSN. W efekcie otrzymano neuronowy model składający się z pojedynczego liniowego neuronu o jednym lub wielu wejściach. Zależność (1) opisuje taki neuron. Współczynniki  $w_i$ ,  $b$  są wagami neuronu. Stworzenie modelu wymaga jednak dostępu do danych pomiarowych  $p_{wy}(k)$ , tzn. danych historycznych

wskaźnika, który w przyszłości ma być estymowany. Wynika stąd następująca procedura postępowania budowy modelu:

- pobierz lub dokonaj pomiaru i rejestracji wartości wskaźników w punkcie, w którym ma być estymowany wskaźnik oraz w punktach znajdujących się w najbliższym otoczeniu,
- przeprowadź uczenie neuronu,
- weryfikuj model. Jeżeli weryfikacja zakończy się negatywnie to dodaj kolejny punkt – może zaistnieć taka sytuacja, że zaburzenie pochodzi z nieuwzględnionego punktu.

Ocenę jakości działania modelu przeprowadzono poprzez zliczanie liczby wartości wskaźnika JEE wyznaczonych przez model SSN mieszczących się w przedziale  $\pm 5\%$ ,  $\pm 10\%$  i  $\pm 20\%$  bieżącej wartości rzeczywistej wyrażony w procentach w stosunku do całkowitej liczby próbek – współczynnik trafności estymacji. Dysponując takim modelem można estymować wartość wskaźnika na podstawie wartości wskaźników otrzymanych z punktów pomiarowych leżących w najbliższym otoczeniu.

## 2.2. Proces uczenia modelu

Wyznaczenie współczynników  $w_i$  oraz  $b$  realizowane jest poprzez minimalizację metodą najszybszego spadku wskaźnika jakości  $Q$  wyrażonego zależnością (2):

$$Q = \sum_{k=1}^N \left( p_{wy}(k) - \sum_{i=1}^{l_{we}} w_i p_{we}(k, i) - b \right)^2 \quad (2)$$

gdzie:  $N$  – liczba wartości (próbek).

Wskaźnik ten posiada jedno minimum, co gwarantuje znalezienie globalnego rozwiązania. Wartości współczynników  $w_i$  oraz  $b$  oblicza się metodą iteracyjną zgodnie z zależnościami (3) i (4):

$$w_i(iter + 1) = w_i(iter) + \eta \sum_{k=1}^N e(k) p_{we}(k, i) \quad (3)$$

$$b(iter + 1) = b(iter) + \eta \sum_{k=1}^N e(k) \quad (4)$$

$$e(k) = p_{wy}(k) - \sum_{i=1}^{l_{we}} w_i p_{we,i}(k) - b \quad (5)$$

gdzie:  $iter$  – numer iteracji,  $\eta$  – współczynnik szybkości uczenia,  $e(k)$  – błąd uczenia.

Dzięki zależnościom (1)÷(5) opracowano algorytm estymacji bazujący na SSN (AE-SSN).

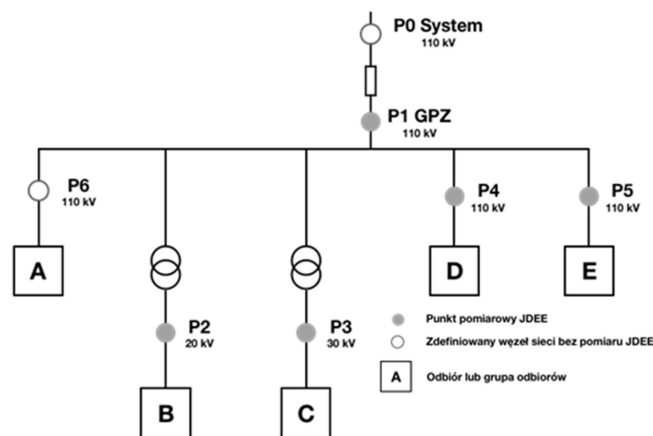
## 3. ANALIZA WYNIKÓW ESTYMACJI WYBRANYCH WSKAŹNIKÓW JEE DLA RZECZYWISTYCH WARUNKÓW PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Przeprowadzono badania w dwóch różnych sieciach testowych (fragmentach sieci OSD): w sieci z niespokojnym odbiorem o dużej mocy silnie oddziaływującym na system operatora (sieć testowa nr 1) oraz w sieci, w której praktycznie nie występowały zaburzenia JEE (sieć testowa nr 2).

Ocenę wartości obliczanych przez opracowany AE-SSN przeprowadzono wykorzystując współczynnik trafności estymacji oraz porównując statystyczne miary liczbowe określone w rozporządzeniu [2] i normie [3] odpowiednio dla wybranych wskaźników JEE (percentyl 5% i 95%, oznaczony jako CP05 i CP95). Statystyczne miary obliczono dla rzeczywistych wartości (przebiegów) wybranych wskaźników JEE oraz dla wartości zwracanych przez AE-SSN w punktach sieci elektroenergetycznej bez przyrządu pomiarowego (docelowo).

### 3.1. Sieć testowa nr 1

Rozważany przypadek dotyczy systemu elektroenergetycznego dużego odbiorcy przemysłowego zasilanego z poziomu 110 kV, posiadającego wewnętrzną sieć dystrybucyjną SN z różnymi poziomami napięć. W systemie zasilania odbiorcy pracuje duży niespokojny odbiornik, silnie oddziaływujący na system operatora. Na rysunku 1 pokazano uproszczony schemat rozważanego fragmentu systemu elektroenergetycznego z zaznaczonymi miejscami podłączenia analizatorów – punkty od P1 do P6.

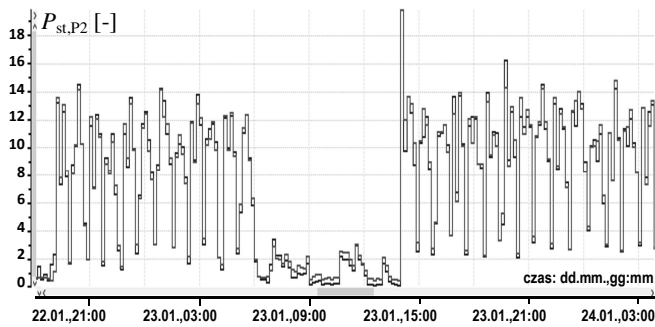


Rys. 1. Sieć testowa nr 1 – schemat ideowy rozważanego fragmentu sieci elektroenergetycznej z zaznaczonymi punktami pomiarowymi: od P1 do P6

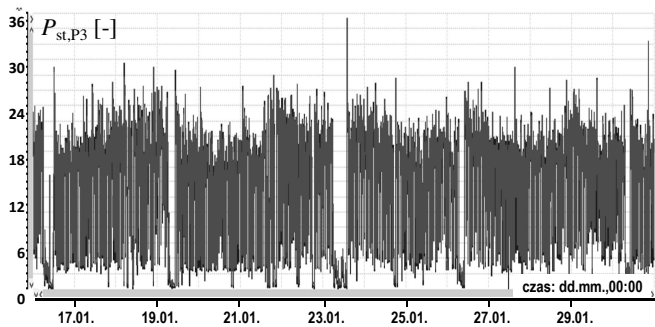
W sześciu punktach badanego systemu zasilającego zainstalowano analizatory JEE klasy A. Pomiary i rejestracje prowadzone były przez okres sześciu tygodni. Weryfikacja wartości estymowanych przez AE-SSN, dla stanu bez pomiaru w danym punkcie, stanowi końcowy rezultat pracy algorytmu. Na kolejnych rysunkach pokazano uzyskane wyniki, dla:

- współczynnika  $P_{st,P2}$  w punkcie P2 – 20 kV na podstawie punktu P1 – 110 kV –  $P_{st,P2} = f(P_{st,P1})$  – Rys. 2,
- współczynnika  $P_{st,P3}$  w punkcie P3 – 30 kV na podstawie punktu P1 – 110 kV ( $P_{st,P3} = f(P_{st,P1})$ ) – Rys. 3,
- współczynnika  $K_{2U,P3}$  w punkcie P3 – 30 kV na podstawie punktu P1 – 110 kV ( $K_{2U,P3} = f(K_{2U,P1})$ ) – Rys. 4.

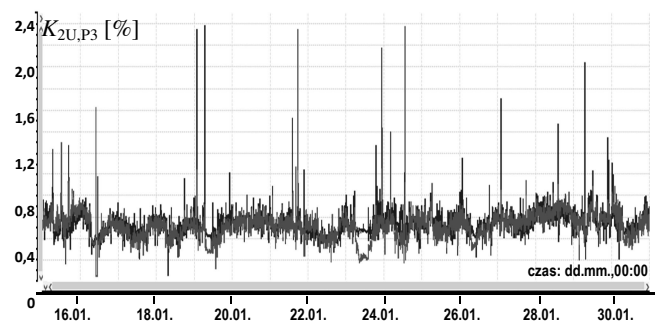
Na zamieszczonych rysunkach 2, 3, 4 wartości zmierzone prezentowane są kolorem niebieskim, a wartości estymowane kolorem czerwonym (dotyczy to także rysunków 6, 7, 8). Wartości współczynnika trafności, CP95 i błędu względnego obliczonych dla przebiegów rzeczywistych i estymowanych przedstawiono w tablicy 1.



Rys. 2. Weryfikacja modelu estymacji  $P_{st,P2}$  w P2 – 20 kV na podstawie P1 – 110 kV –  $P_{st,P2} = f(P_{st,P1})$  – powiększenie



Rys. 3. Weryfikacja modelu estymacji  $P_{st,P3}$  w P3 – 30 kV na podstawie P1 – 110 kV –  $P_{st,P3} = f(P_{st,P1})$  – cały przedział czasu



Rys. 4. Weryfikacja modelu estymacji  $K_{2U}$  w P3 – 30 kV na podstawie P1 – 110 kV –  $K_{2U,P3} = f(K_{2U,P1})$

Tablica 1 Zestawienie wartości: współczynnika trafności, CP95 i błędu względnego – obszar testowy nr 1

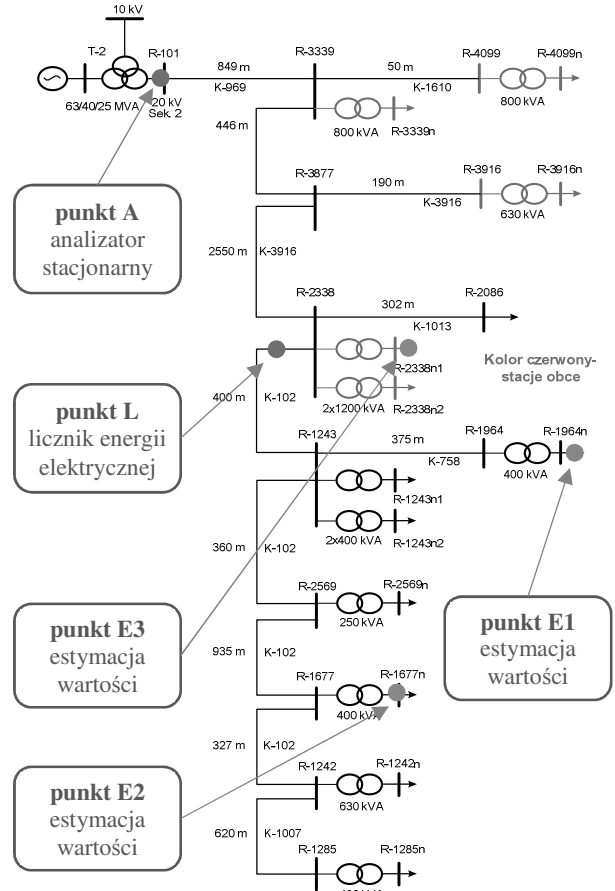
Weryfikacja modelu – współczynnik trafności			
Trafność	±5%	±10%	±20%
$P_{st,P3} = f(P_{st,P1})$	37,07%	58,63%	76,63%
$P_{st,P2} = f(P_{st,P1})$	48,54%	72,53%	89,58%
$K_{2U,P3} = f(K_{2U,P1})$	30,15%	53,49%	78,26%
Porównanie wartości – CP95, błąd względny			
percentyl CP95	Rzeczywista %	Estymowana SSN %	Błąd względny %
$P_{st,P2} = f(P_{st,P1})$	23,20	23,46	1,12%
$P_{st,P3} = f(P_{st,P1})$	12,77	13,26	3,84%
$K_{2U,P3} = f(K_{2U,P1})$	0,69	0,70	1,45%

Błąd względny dla CP95 zawiera się w przedziale od 1,12% do 3,84%. Zatem obliczone wartości CP95 na podstawie wartości estymowanych nie odbiegają znacząco od wartości CP95 wyznaczonych z wartości zmierzonych.

### 3.2. Obszar testowy nr 2

Analizowany przypadek dotyczy fragmentu sieci dystrybucyjnej SN – 20 kV (jeden odpyływ z GPZ o długości ok. 6,5 km). W systemie tym nie stwierdzono istotnych źródeł zaburzeń. Na rysunku 5 pokazano uproszczony schemat rozważanej sieci. Zaznaczono lokalizację

stacjonarnego analizatora JEE (punkt A) i licznika energii elektrycznej (punkt L) na poziomie 20 kV oraz punktów E1, E2 i E3 na poziomie 400 V, dla których wartości są estymowane. Pomiary i rejestracje prowadzone były przez okres 4-5 tygodni.

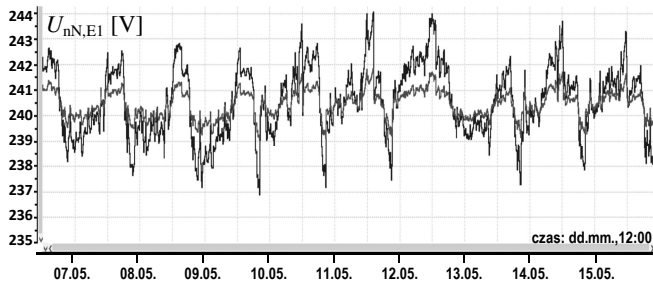


Rys. 5. Sieć testowa nr 2 – schemat ideowy rozważanego fragmentu sieci elektroenergetycznej z zaznaczonymi: punkt A – punkt z analizatorem, punkt L – punkt z licznikiem, punkty E1, E2, E3 – punkty, dla których wartości są estymowane

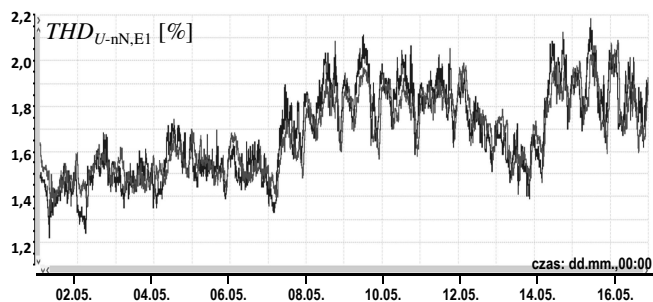
Wykonano estymację wartości dla:

- wartości skutecznej napięcia  $U_{nN,E1}$  w punkcie E1 400 V na podstawie punktu A 20 kV –  $U_{nN,E1} = f(U_{SN,A})$ ,
- wartości skutecznej napięcia  $U_{nN,E2}$  w punkcie E2 400 V na podstawie punktu L 20 kV –  $U_{nN,E2} = f(U_{SN,L})$  – rysunek 6,
- współczynnika  $THD_{U-n,E1}$  w punkcie E1 400 V na podstawie punktu A 20 kV –  $THD_{U-n,E1} = f(THD_{U-SN,A})$  – rysunek 7,
- 7. harmonicznej napięcia  $HU_{7-n,E3}$  w punkcie E3 400 V na podstawie punktu A 20 kV –  $HU_{7-n,E3} = f(HU_{7-SN,A})$ ,
- współczynnika  $P_{st-n,E3}$  w punkcie E3 400 V na podstawie punktu A 20 kV –  $P_{st-n,E3} = f(P_{st-SN,A})$  – rysunek 8.

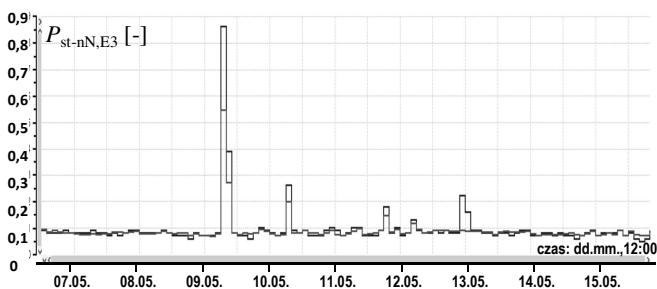
Rysunki 6, 7, 8 prezentują porównanie wartości rzeczywistych (zmierzonych, kolor niebieski) z wartościami estymowanymi. Wartości współczynnika trafności, CP95 i CP05 oraz błędu względnego obliczonych dla przebiegów rzeczywistych i estymowanych przedstawiono w tablicy 2. Błąd względny dla CP95/CP05 dla napięć nie przekracza 0,03%, czyli jest na niskim poziomie. Błąd względny dla CP95 dla pozostałych wskaźników JEE nie przekracza 8,33%. Większe wartości błędów dotyczą percentyla CP05 (nie prezentowane w tablicy 2). Wynikają z niskich poziomów wartości wskaźników.



Rys. 6. Weryfikacja modelu estymacji  $U_{nN,E1}$  w E1 – 400 V na podstawie L – 20 kV –  $U_{nN,E1} = f(U_{SN,L})$



Rys. 7. Weryfikacja modelu estymacji  $THD_{U-nN,E1}$  w E1 – 400 V na podstawie A – 20 kV –  $THD_{U-nN,E1} = f(THD_{U-SN,A})$



Rys. 8. Weryfikacja modelu estymacji  $P_{st-nN,E3}$  w E3 – 400 V na podstawie A – 20 kV –  $P_{st-nN,E3} = f(P_{st-SN,A})$

Tablica 2 Zestawienie wartości: współczynnika trafności, CP95 i CP05 oraz błędu względnego – obszar testowy nr 2

Weryfikacja modelu – współczynnik trafności			
Trafność	±5%	±10%	±20%
$U_{nN,E1} = f(U_{SN,A})$	100%	100%	100%
$U_{nN,E2} = f(U_{SN,L})$	100%	100%	100%
$THD_{U-nN,E1} = f(THD_{U-SN,A})$	64,25%	93,93%	99,96%
$HU_{7-nN,E3} = f(HU_{7-SN,A})$	98,69%	100%	100%
$P_{st-nN,E3} = f(P_{st-SN,A})$	42,20%	73,39%	93,58%
Porównanie wartości – CP95/CP05, błąd względny			
percentyl CP95/CP05	Rzeczywista %	Estymowana SSN %	Błąd względny %
$U_{nN,E1} = f(U_{SN,A})$ CP05	228,35	228,34	0,00%
$U_{nN,E1} = f(U_{SN,A})$ CP95	229,82	229,87	0,02%
$U_{nN,E1} = f(U_{SN,L})$ CP05	239,69	239,61	0,03%
$U_{nN,E1} = f(U_{SN,L})$ CP95	241,31	241,27	0,02%
$THD_{U-nN,E1} = f(THD_{U-SN,A})$ CP95	1,85	1,94	4,86%
$HU_{7-nN,E3} = f(HU_{7-SN,A})$ CP95	2,56	2,57	0,39%
$P_{st-nN,E3} = f(P_{st-SN,A})$ CP95	0,12	0,11	8,33%

## ESTIMATION OF SELECTED POWER QUALITY INDICATORS AT NON-MEASURED DISTRIBUTION NETWORK POINTS USING NEURAL NETWORKS

The article presents a method allowing the estimation of selected power quality indicators at a given point of the power grid based on electricity quality indicators (or other voltage parameters) registered at points in the nearest surroundings. Artificial neural network algorithms were used for the estimation. As a result, a neural model was obtained that determined the relationship between the same power quality indices at neighbouring points. The article presents the results obtained for the real conditions of the distribution network.

**Keywords:** power quality indicators, estimation of power quality indicators, artificial neural networks.

## 4. WNIOSKI

Analiza wyników otrzymywanych z opracowanego algorytmu estymacji wartości wskaźników JEE wykorzystującego koncepcję sztucznych sieci neuronowych pozwala na ich pozytywną ocenę. Wyznaczone błędy bezwzględne estymowanych wartości statystycznych miar liczbowych CP95 i CP05 zawierają się w przedziale od 0,0% do 8,33%. Po pominięciu przypadku dla niskiego poziomu współczynnika  $P_{It,CP95} = 0,12$  (z praktycznego punktu widzenia jest to bardzo niska wartość), dla którego wartość dopuszczalna wynosi 1,0, przedział błędu względnego zmniejsza się do 4,86%. Zaproponowane podejście może stanowić alternatywę lub uzupełnienie dla wyników otrzymywanych z symulacji modelu sieci elektroenergetycznej, który wcześniej trzeba zbudować w wybranym środowisku programistycznym.

Prace prowadzono 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 – NCBR.

## 5. BIBLIOGRAFIA

- Urząd Regulacji Energetyki: Specyfikacja techniczna dla postępowań przetargowych na dostawę infrastruktury licznikowej dla systemów AMI dla rynku polskiego – Załącznik nr 1 – wskaźniki jakości energii, 25.05.2015
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego
- PN-EN 50160 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych
- Gała M.: Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do oceny wpływu pracy odbiorników nieliniowych na jakość energii elektrycznej, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, e-ISSN 2449-9544, Zeszyt 2011-6
- Gała M.: Application of neural method of voltage estimation to evaluation of influence of nonlinear loads on electric energy quality, 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation EPQU 2009, IEEE Conference Proceeding, 1-6, 15-17 Sept. 2009
- Eremia M. (Editor), Liu Ch., Edris A.: Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence, IEEE Press, Wiley, 2016