

Marcin DRECHNY*
Sławomir CIEŚLIK*

MODEL MATEMATYCZNY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI PRZESYŁOWEJ DO TESTOWANIA STANÓW PRACY W ZAKRESIE WYŻSZYCH HARMONICZNYCH NAPIĘĆ

Ciągle aktualnym problemem jest poszukiwanie przyczyn występowania odkształceń napięć w sieciach elektroenergetycznych. Istnieją różne metody określania dominującego wpływu określonej strony w punkcie oceny sieci na zniekształcenie napięcia, ale zakres ich stosowania ogranicza się praktycznie tylko do niektórych sieci o topologii promieniowej. W przypadku sieci pierścieniowych problem ten jest zdecydowanie trudniej rozwiązać. Jednym z rozwiązań może być zastosowanie metod sztucznej inteligencji, co wymaga opracowania odpowiednich modeli matematycznych tych sieci do procesu uczenia. W artykule przedstawiono obwodowy model matematyczny elektroenergetycznej sieci przesyłowej, który zostanie zastosowany do testowania stanów pracy tej sieci w zakresie wyższych harmonicznym napięć.

SŁOWA KLUCZOWE: harmoniczne napięcie, sieć przesyłowa, jakość napięcia

1. WSTĘP

Aktualnym zagadnieniem w elektroenergetyce jest zapewnienie odpowiedniego poziomu jakości dostaw energii elektrycznej. Jednym z głównych aspektów jakości dostaw jest jakość napięcia w sieci elektroenergetycznej (element jakości energii elektrycznej). Oprócz częstotliwości, wartości skutecznej, współczynnika asymetrii to kształt przebiegu napięcia jest analizowany w kontekście jakości napięcia.

Jakość napięcia w systemie elektroenergetycznym w zakresie wyższych harmonicznym jest rozpatrywana nie tylko pod względem ich występowania w systemie, ale przede wszystkim możliwości lokalizacji, a następnie eliminacji źródła tych harmonicznym. Klasyczne metody lokalizacji źródeł harmonicznym, takie jak wielokrotnie opisywane w literaturze, np. [1, 2] koncepcje określania udziału harmonicznym w napięciu lub prądzie w punkcie PWP (punkt wspólnego połączenia) na podstawie składowych tego napięcia lub prądu, lokalizacja źródeł harmonicznym na podstawie analizy przepływu mocy czy metoda

* Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy.

tw. impedancyjna nie zawsze dają prawidłowe rezultaty. W rzeczywistym systemie elektroenergetycznym do lokalizacji źródła harmonicznych stosuje się analizatory jakości energii, które ze względu na koszt i rozmiar sieci przesyłowej nie są instalowane w każdym jej węźle. Pojawia się wtedy problem ulokowania tych urządzeń [3–5]. W sytuacji, gdy nie zainstalowano analizatorów jakości energii w każdym węźle sieci mówimy o niepełnej informacji dotyczącej rozchodzenia się harmonicznych w sieci. Do oszacowania rozplywu harmonicznych należy wtedy użyć odpowiednich metod. Jedną z metod może być zastosowanie sztucznej inteligencji.

Metody te, w dużym uproszczeniu, umożliwiają na podstawie danych archiwalnych, znalezienie zależności pomiędzy danymi wejściowymi i na ich podstawie ustalenie wartości wyjściowej dla przypadku, który nie występował wcześniej (tzn. nie było takiego przypadku w posiadanych danych archiwalnych). Do najważniejszych metod sztucznej inteligencji zaliczyć można: algorytmy ewolucyjne, systemy ekspertowe, sztuczne sieci neuronowe.

Metody sztucznej inteligencji w elektroenergetyce można stosować wg [6] w optymalizacji, prognozowaniu, diagnostyce, detekcji, projektowaniu czy estymacji. W zakresie szeroko pojętej jakości energii elektrycznej także można znaleźć sporo rozwiązań opierających się o metody sztucznej inteligencji opisane w pracach [7–11]. W przypadku lokalizacji źródeł wyższych harmonicznych w prądzie i napięciu, można znaleźć różnego typu podejścia badawcze z zastosowaniem metod sztucznej inteligencji [12–17]. Większość z nich nie w pełni rozwiązuje problem jednoznacznego wskazania źródła harmonicznych w systemie bazując na ograniczonych danych z systemu elektroenergetycznego.

W niniejszym artykule nie będą analizowane i oceniane szczegółowo poszczególne propozycje literatury. Wiadomo, że zakres stosowania różnych metod określania dominującego wpływu określonej strony w punkcie oceny sieci na zniekształcenie napięcia ogranicza się praktycznie tylko do niektórych przypadków sieci o topologii promieniowej. W przypadku sieci pierścieniowych problem ten jest zdecydowanie trudniej rozwiązać. Zastosowanie metod sztucznej inteligencji wymaga opracowania modeli matematycznych sieci do procesu uczenia. W artykule przedstawiono obwodowy model matematyczny elektroenergetycznej sieci przesyłowej, który ma być zastosowany do testowania stanów pracy elektroenergetycznej sieci przesyłowej w zakresie wyższych harmonicznych napięć.

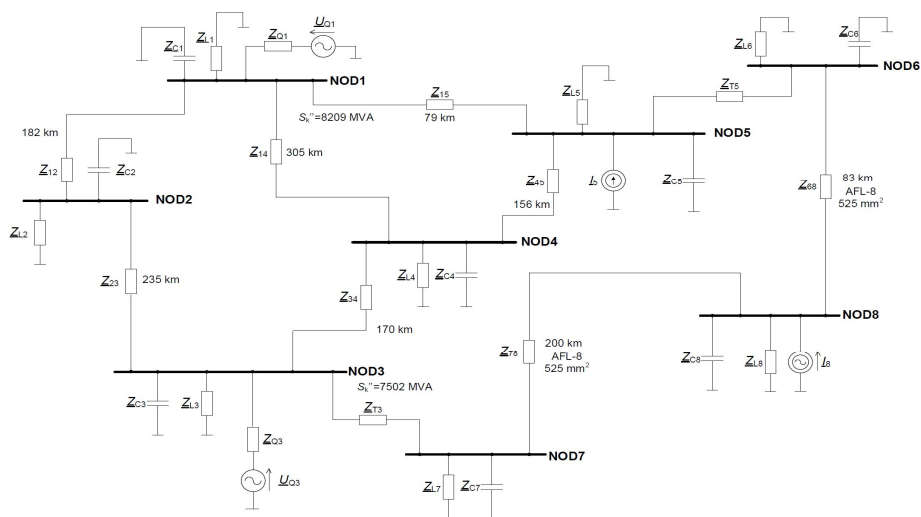
2. OPIS PRZYKŁADOWEJ ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI PRZESYŁOWEJ

Na rysunku 1 przedstawiono schemat poglądowy jednej fazy przykładowej elektroenergetycznej sieci przesyłowej 400 kV. Węzły NOD1 ... NOD5 są węzłami o napięciu znamionowym 400 kV, w tym węzły NOD1 i NOD3 są węzłami generacyjnymi. Węzły NOD6 ... NOD8 są węzłami o napięciu znamio-

nowym 110 kV. Impedancje Z_{Q1} i Z_{Q3} są impedancjami zastępczymi systemu elektroenergetycznego. Odbiory energii elektrycznej w węzłach zaznaczono jako impedancje Z_L . W dwóch węzłach zaznaczono dla przykładu idealne źródła prądu I_5 i I_8 , które reprezentują źródła wyższych harmonicznych prądów w rozpatrywanej sieci. Na schemacie (rys. 1) przedstawiono dwie impedancje transformatorów oznaczone Z_{T3} i Z_{T5} . Pozostałe elementy wynikają z modelu matematycznego linii elektroenergetycznych. Pojemności kondensatorów przyłączonych do poszczególnych węzłów sieci (rys. 1) wyznacza się jako sumę połowy pojemności linii elektroenergetycznych przyłączonych do danego węzła

$$C_x = \sum_{y=k}^l 0,5 \cdot C_{xy}, \quad (1)$$

gdzie: C_{xy} – pojemność linii pomiędzy węzłami x i y , $k \dots l$ – numery węzłów końców linii mających swój początek w węzle x .



Rys. 1. Schemat poglądowy jednej fazy przykładowej sieci przesyłowej 400 kV

Analizując sieci w aspekcie wyższych harmonicznych prądów i napięć zakładamy, że obowiązuje rozkład przebiegów czasowych prądów i napięć w szereg Fouriera. Zatem dla każdej harmonicznej będzie rozpatrywany schemat, jak przedstawiono na rysunku 1, ale z innymi parametrami. W oznaczeniach wielkości fizycznych dla wyższych harmonicznych będzie stosowana litera h w indeksie (h – będzie numerem harmonicznej).

Zakładamy również, że w celu uczenia systemu identyfikacji lokalizacji źródeł harmonicznych będzie można symulować te źródła w dowolnych węzłach analizowanej sieci.

3. MODEL MATEMATYCZNY SIECI

Dla analizowanej sieci, według schematu z rysunku 1, dla h -tej harmonicznej zapisano równania wynikające z metody potencjałów węzłowych:

$$\mathbf{Y}_h \mathbf{U}_h = \mathbf{I}_h, \quad (2)$$

gdzie:

$$\mathbf{Y}_h = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11h} & \frac{-1}{\underline{Z}_{12h}} & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{14h}} & \frac{-1}{\underline{Z}_{15h}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{\underline{Z}_{12h}} & \underline{Y}_{22h} & \frac{-1}{\underline{Z}_{23h}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{23h}} & \underline{Y}_{33h} & \frac{-1}{\underline{Z}_{34h}} & 0 & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{T3h}} & 0 \\ \frac{-1}{\underline{Z}_{14h}} & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{34h}} & \underline{Y}_{44h} & \frac{-1}{\underline{Z}_{45h}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{\underline{Z}_{15h}} & 0 & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{45h}} & \underline{Y}_{55h} & \frac{-1}{\underline{Z}_{T5h}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{T5h}} & \underline{Y}_{66h} & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{68h}} \\ 0 & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{T3h}} & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{77h} & \frac{-1}{\underline{Z}_{78h}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{\underline{Z}_{68h}} & \frac{-1}{\underline{Z}_{78h}} & \underline{Y}_{88h} \end{bmatrix}$$

– macierz admitancji zespolonych,

$\mathbf{U}_h = [\underline{U}_{1h} \ \underline{U}_{2h} \ \underline{U}_{3h} \ \underline{U}_{4h} \ \underline{U}_{5h} \ \underline{U}_{6h} \ \underline{U}_{7h} \ \underline{U}_{8h}]^T$ – wektor napięć węzłowych (wartości skuteczne napięć fazowych w węzłach sieci),

$\mathbf{I}_h = \left[\begin{array}{cccccccc} \frac{\underline{U}_{Q1h}}{\underline{Z}_{Q1h}} + \underline{I}_{1h} & \underline{I}_{2h} & \frac{\underline{U}_{Q3h}}{\underline{Z}_{Q3h}} + \underline{I}_{3h} & \underline{I}_{4h} & \underline{I}_{5h} & \underline{I}_{6h} & \underline{I}_{7h} & \underline{I}_{8h} \end{array} \right]^T$ – wektor prądów zastępczych w węzłach sieci.

Wartości wielkości fizycznych występujących w równaniu (2) przeliczono do napięcia 400 kV. Admitancje własne oblicza się z następujących zależności:

$$\underline{Y}_{11h} = \frac{1}{\underline{Z}_{L1h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{Q1h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C1h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{12h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{15h}},$$

$$\underline{Y}_{22h} = \frac{1}{\underline{Z}_{L2h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C2h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{12h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{23h}},$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{33h} &= \frac{1}{\underline{Z}_{L3h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{Q3h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C3h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{23h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{34h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{T3h}}, \\ \underline{Y}_{44h} &= \frac{1}{\underline{Z}_{L4h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C4h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{34h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{45h}}, \\ \underline{Y}_{55h} &= \frac{1}{\underline{Z}_{L5h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C5h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{15h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{45h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{T5h}}, \\ \underline{Y}_{66h} &= \frac{1}{\underline{Z}_{L6h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C6h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{68h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{T5h}}, \quad \underline{Y}_{77h} = \frac{1}{\underline{Z}_{L7h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C7h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{78h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{T3h}}, \\ \underline{Y}_{88h} &= \frac{1}{\underline{Z}_{L8h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{C8h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{78h}} + \frac{1}{\underline{Z}_{68h}}. \end{aligned}$$

Dla poszczególnych harmonicznych należy określać właściwe wartości napięć, prądów i impedancji poszczególnych elementów sieci.

3.1. Model linii elektroenergetycznej 400 kV

Przyjęto następujące założenia. Elektroenergetyczna linia o napięciu 400 kV wykonana jest z zastosowaniem przewodów wiązkowych stalowo-aluminiowych AFL-8. Przewody wiązkowe jednej fazy linii składają się z dwóch ($2 \times \text{AFL-8 } 525 \text{ mm}^2$) lub z trzech ($3 \times \text{AFL-8 } 525 \text{ mm}^2$) przewodów utrzymywanych w stałych odległościach (od 30 do 50 cm, dalej przyjęto 40 cm) za pomocą odstępników. Przewody są podwieszane na słupach. Na rys. 2a przedstawiono sylwetkę słupa przelotowego serii Y52, który jest często stosowany w jednotorowych napowietrznych liniach elektroenergetycznych 400 kV. Na rys. 2b przedstawiono schemat zastępczy jednej fazy linii elektroenergetycznej 400 kV.

Rezystancja (w Ω) odcinka linii elektroenergetycznej 400 kV o długości l_{xy} (w km) obliczana jest ze wzoru (zakłada się, że rezystancja przewodu nie zależy od częstotliwości):

$$R_{xyh} = \frac{R_j}{\xi} \cdot l_{xy}, \quad (3)$$

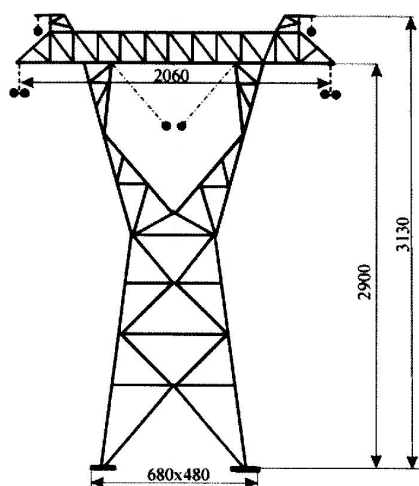
gdzie: R_j – rezystancja jednostkowa przewodu AFL-8 525 mm^2 (rezystancja obliczeniowa 1 km przewodu AFL-8 o przekroju znamionowym części aluminiowej 525 mm^2 w temperaturze $20 \text{ }^\circ\text{C}$ wynosi $56,4 \text{ m}\Omega$), ξ – liczba przewodów w wiązce ($\xi = 2$ lub 3).

Indukcyjność (w H) odcinka linii elektroenergetycznej 400 kV o długości l_{xy} (w km) obliczana jest ze wzoru (zakłada się, że indukcyjność przewodu nie zależy od częstotliwości):

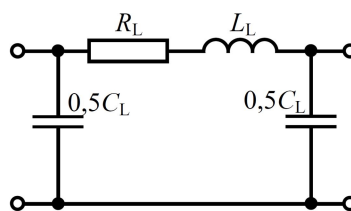
$$L_{xy} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{d}{r_{0w}} \cdot l_{xy}, \quad (4)$$

gdzie: d – średni odstęp między przewodami fazowymi dla jednotorowych linii symetrycznych lub symetryzowanych (w cm) $d = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3}$, d_1, d_2, d_3 – odległości między przewodami fazowymi (w cm), $r_{0w} = \sqrt[n]{r_0 \cdot a_{12} \cdot a_{13} \cdot \dots \cdot a_{1n}}$, r_0 – zastępczy promień przewodu (w cm) (w przypadku przewodów AFL-8 $r_0 \approx 0,8 \cdot r$), r – promień rzeczywisty przewodu, a_{kl} – odległość przewodu (w cm) k od przewodu l , n – liczba przewodów w wiązce.

a)



b)



Rys. 2. Sylwetka słupa przelotowego serii Y52 (a) oraz schemat zastępczy jednej fazy, (b) jednotorowej linii elektroenergetycznej 400 kV

Dla przewodu AFL-8 525 mm² średnica obliczeniowa wynosi 3,15 cm, zatem promień rzeczywisty przewodu wynosi $r = 1,575$ cm, stąd zastępczy promień przewodu jest równy $r_0 = 1,26$ cm. Dla przewodu wiązkowego 2×AFL-8 525 mm² $r_{0w} = 7,099$ cm. Średni odstęp między przewodami jest równy $d = 1297,7$ cm ($d_1 = d_2 = 1030$ cm, $d_3 = 2060$ cm, rys. 2a). Na podstawie zależności (4) obliczono jednostkową indukcyjność linii $L_j = 1,04$ mH·km⁻¹.

Pojemność (w F) odcinka linii elektroenergetycznej 400 kV o długości l_{xy} (w km) obliczana jest ze wzoru (zakłada się, że pojemność przewodu nie zależy od częstotliwości):

$$C_{xy} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-9}}{\ln \left(\frac{d}{r_w} \cdot \frac{m}{M} \right)} \cdot l_{xy}, \quad (5)$$

gdzie: $r_w = \sqrt[n]{r \cdot a_{12} \cdot a_{13} \cdot \dots \cdot a_{1n}}$, m – średnia geometryczna odległość przewodów fazowych L1, L2 i L3 od ich lustrzanych odbić względem powierzchni ziemi (w m) $m = \sqrt[3]{m_{L1L1} \cdot m_{L2L2} \cdot m_{L3L3}}$, M – średnia geometryczna odległość przewodów fazowych L1, L2 i L3 od lustrzanych odbić faz różnoimiennych (w m) $M = \sqrt[3]{M_{L1L2} \cdot M_{L2L3} \cdot M_{L3L1}}$.

Dla przewodu wiązkowego 2×AFL–8 525 mm² zawieszono na słupie na wysokości względem ziemi równej 26,5 m, jak pokazano na rys. 2a, średnia geometryczna odległość przewodów fazowych $m = 53$ m. Średnia geometryczna odległość przewodów fazowych L1, L2 i L3 od lustrzanych odbić faz różnoimiennych $M = 54,93$ m. Promień $r_w = 7,937$ cm. Na podstawie zależności (5) obliczono jednostkową pojemność linii $C_j = 11,0$ nF·km⁻¹.

3.2. Model transformatora elektroenergetycznego

W proponowanym modelu sieci elektroenergetycznej wykorzystuje się tylko gałąź podłużną schematu zastępczego transformatora. Dyskusja takiego podejścia będzie przeprowadzona w innym artykule.

Impedancję zwarciovą (w Ω) transformatora oblicza się ze wzoru

$$Z_T = \frac{u_{k\%} \cdot U_{\text{NHV}}^2}{100 \cdot S_N}, \quad (6)$$

gdzie: $u_{k\%}$ – znamionowe procentowe napięcie zwarcia, U_{NHV} – znamionowe napięcie uzwojenia górnego napięcia transformatora (w kV), S_N – znamionowa moc transformatora (w MVA).

Rezystancję zwarciovą (w Ω) transformatora oblicza się ze wzoru

$$R_T = \frac{\Delta P_o \cdot U_{\text{NHV}}^2}{1000 \cdot S_N^2}, \quad (7)$$

gdzie ΔP_o – znamionowe obciążeniowe straty mocy (w kW).

Dla transformatora o mocy znamionowej 250 MVA, o napięciu znamionowym uzwojenia górnego napięcia równym 400 kV, znamionowych obciążeniowych stratach mocy równych 850 kW i procentowym napięciu zwarcia równym 15,1% impedancja zespolona gałęzi podłużnej w schemacie zastępczym będzie równa $\underline{Z}_T = 2,176 + j96,62$ Ω. Oczywiście wartość tej impedancji wyznaczona jest dla częstotliwości 50 Hz. W modelu należy, dla poszczególnych harmonicznich, dokonać odpowiedniego przeliczenia impedancji transformatora na częstotliwość danej harmonicznej.

3.3. Model zastępczego systemu elektroenergetycznego

Model zastępczego systemu elektroenergetycznego jest przedstawiony w postaci rzeczywistego źródła napięcia z impedancją Z_Q . Na podstawie obliczeniowej mocy zwarcia S_{kQ}'' (w MVA) dla zwarcia trójfazowego na szynach górnego napięcia transformatora w stacji SN/nn oblicza się impedancję zastępczą systemu elektroenergetycznego

$$Z_Q = \frac{cU_{NQ}^2}{S_{kQ}''}, \quad (8)$$

gdzie: c – współczynnik napięciowy do obliczania maksymalnego ($c = 1,1$) lub minimalnego ($c = 1,0$) prądu zwarcia; U_{NQ} – znamionowe napięcie systemu w węźle, dla którego podano obliczeniową moc zwarcia (w kV). W przypadku, gdy znamionowe napięcie systemu w węźle, dla którego podano obliczeniową moc zwarcia jest większe od 35 kV, przyjmuje się $X_Q = Z_Q$ (w przeciwnym przypadku, gdy nie są znane wartości rezystancji i reaktancji przyjmuje się $X_Q = 0,995Z_Q$ oraz $R_Q = 0,1X_Q$). Oczywiście wartość impedancji (8) wyznaczona jest dla częstotliwości 50 Hz na podstawie modelu matematycznego krajowego systemu elektroenergetycznego. Nie można tak obliczonej impedancji przeliczać na inne częstotliwości, ponieważ jest to impedancja zastępcza systemu. Konieczne jest dysponowanie modelem matematycznym krajowego systemu elektroenergetycznego, który będzie można stosować przy różnych częstotliwościach napięcia i na jego podstawie można wyznaczać właściwe wartości impedancji zastępczej.

4. PODSUMOWANIE

Przedstawiony model matematyczny przykładowej elektroenergetycznej sieci przesyłowej może być stosowany do uczenia, a następnie weryfikacji wyników uzyskanych przez narzędzia identyfikacji lokalizacji źródeł wyższych harmonicznych napięć oparte na sztucznej inteligencji. Model ten może być krytykowany z powodu swej prostoty topologicznej. Jednak w przypadku problemów ze znalezieniem narzędzia skutecznie identyfikującego lokalizację źródeł wyższych harmonicznych napięć w sieciach przesyłowych model ten jest przydatny z następujących powodów: prosta struktura sieci przesyłowej pozwala na symulowanie wszystkich możliwych lokalizacji i parametrów źródeł harmonicznych, wyniki tych symulacji mogą być wykorzystane w procesie uczenia np. sztucznych sieci neuronowych, wyniki symulacji mogą być wykorzystane do weryfi-

kacji działania narzędzia opartego na sztucznej inteligencji oraz możliwe są badania wrażliwościowe i optymalizacyjne.

LITERATURA

- [1] Wilkosz K., Metody analizy wyższych harmoniczných w systemie elektroenergetycznym. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013.
- [2] Szczęsny P., Wilczak P., Wybrane metody lokalizacji źródeł wyższych harmoniczných w sieciach elektroenergetycznych. Elektrotechnika i Elektronika, Tom 28, Zeszyt 1–2, 2009, pp. 39–47.
- [3] Dag O., Ucak C., Usta O., Harmonic source location and meter placement optimization by impedance network approach. Electrical Engineering, Springer-Verlag, Vol. 94, issue 1, pp 1–10, ISSN 0948–7921, 2012.
- [4] Farach, J. E., Grady W., M., Arapostathis A., An Optimal Procedure for Placing Sensors and Estimating the Locations of Harmonic Sources in Power Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, no. 3, July 1993, ISSN 0885–8977.
- [5] El-Nagar M., Sayed M., Yousef H., Bendary F., Optimal Harmonic Placement For Estimation Of Harmonic Sources Using Artificial Intelligence Techniques. 23th International Conference on Electricity Design CIRED 20015, paper 0207.
- [6] Helt P., Parol M., Piotrowski P., Metody sztucznej inteligencji: Przykłady zastosowań w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2012.
- [7] Niekerk van C. R., Rens A., P., J., Hoffman A. J., Identification of Types Of Distortion Sources in Power Systems by Applying Neural Networks. Africon Conference in Africa, 2002, IEEE AFRICON 6th, Vol.2, 829 – 834.
- [8] Bangia S., Sharma P. R., Garg M., Comparison of Artificial Intelligence Techniques for the Enhancement of Power Quality. IEEE International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC), 2013, pp 537 – 541.
- [9] Ibrahim W., R., A., Morcos M., M., Artificial intelligence and advanced mathematical tools for power quality applications: a survey. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, issue 2, ISSN 0885–8977, pp 668–673, 2002.
- [10] Reaz M., B., I., Choong F., Sulaiman M., S., Mohd-Yasin F., Kamda M., Expert System for Power Quality Disturbance Classifier. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, issue 3, ISSN 0885–8977, pp 1979–1988, 2007.
- [11] Kaniṭpanyacharoean W., Premurudeepreechacharn S., Power Quality Problem Classification Using Wavelet Transformation and Artificial Neural Networks. Power Systems Conference and Exposition, 2004, IEEE PES, Vol. 3, pp 1496 – 1501.
- [12] Świątek B., RogóŹ M., Hanzelka Z., Power System Harmonic Estimation Using Neural Networks. 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona 2007.
- [13] Negnevitsky M., Ringrose M., Monitoring multiple harmonic sources in power systems using neural networks. Conference Power Tech, 2005 IEEE Russia, pp 1–6.

- [14] Srinivasan D., Ng W. S., Liew A. C., Neural-network-based signature recognition for harmonic source identification. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, issue 1, ISSN 0885-8977, pp 398-405, 2006.
- [15] Hong Y.-Y., Chen Y.-C., Application of algorithms and artificial-intelligence approach for locating multiple harmonics in distribution systems. IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 146, issue 3, 1999, pp 325-329.
- [16] Lin H. Ch., Intelligent Neural Network-Based Fast Power System Harmonic Detection. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 54, issue 1, ISSN 0278-0046, 2007, pp 43-52.
- [17] Nath S., Sinha P., Goswami S. K., A wavelet based novel method for the detection of harmonic sources in power systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, Vol. 40, issue 1, 2012, ISSN 0142-0615, pp 54-61.

**MATHEMATICAL MODEL OF POWER TRANSMISSION NETWORK
FOR TESTING THE OPERATIONS IN THE FIELD
OF HIGH VOLTAGE HARMONIC**

Still the current problem in power engineering is searching for the causes of voltage deformation in power grids. There are different methods of determining the dominant influence way in the evaluation point for network voltage distortion, but the range of their use is limited to some of the radial network. In the case of ring networks, this problem is far more difficult to solve. One of the solutions can be the use of artificial intelligence, which requires the working out of mathematical models of these networks. The paper presents a mathematical model of power transmission network which is used to test the operating states of the network in terms of harmonic voltages.

(Received: 6. 03. 2016, revised: 9. 03. 2016)