

Analysis of Waveforms in a Power System at Asymmetrical and Symmetrical Short-Circuits in a Transmission Line

Authors

Piotr Pruski
Stefan Paszek

Keywords

power system, load asymmetry, asymmetrical short-circuit, generator subtransient asymmetry

Abstract

In the paper, current and voltage waveforms of a synchronous generator operating in a single-machine power system (PS) consisting of a generating unit connected by a high-voltage power line to a bus are analysed. Disturbances in the form of single-phase, two-phase clear of earth, and three-phase short-circuits in a transmission line are taken into account. The content of higher harmonics of the considered quantities in the steady state for various types of short-circuits is analysed. The synchronous generator model includes its subtransient asymmetry, which at asymmetrical short-circuits causes occurrence of higher harmonics in the waveforms of, among others, stator current and voltage, and the field current. These harmonics occur even when the saturation of the machine magnetic cores is neglected.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019102

Received: 11.02.2019

Received in revised form: 25.04.2019

Accepted: 29.04.2019

Available online: 30.08.2019

1. Introduction

Short-circuits are the most common faults occurring in a power system (PS). Usually, they are asymmetrical short-circuits, and only a few percent of the total number of short-circuits are symmetrical [1]. Asymmetric operation of a power system is related to asymmetric load of synchronous generators. It results in many unfavourable phenomena, including additional heating of the rotor surface and mechanical vibrations of the machine elements. Therefore, it is necessary to limit the duration time of asymmetrical states [2].

Because modelling of the PS asymmetric operation is difficult, symmetrical short-circuits are mainly analysed in simulation investigations. Specialist software for analysing the PS transient states often allows the simulation of symmetric operating conditions only. Such software usually does not allow changes in the ready-made power system element models, access to all internal signals of the model or selection of the integration method of the state equations of the model. The use of large, commercial programs does not allow full and in-depth analysis of the system operation. Therefore, it is purposeful to conduct simulation investigations concerning the analysis of different asymmetric

operating states of a power system [2, 3, 4]. In the investigations, commonly known generating unit element models, after some modifications, can be used.

The analysis of PS asymmetric operating states, including short-circuits, may enable, among others, better selection of power system protection settings [5]. The waveforms of various power system quantities differ significantly depending on the type of asymmetry. An effectively working power system protection helps to reduce the disadvantageous effects of disturbances, and thus the magnitude and consequences of the failures occurring in the PS.

In the paper, a comparison and harmonic analysis of disturbance waveforms of selected quantities in the steady states of long-lasting short-circuits (single-phase to earth, two-phase clear of earth, and three-phase) in a single-machine power system consisting of a generating unit (with a synchronous generator), a high voltage transmission line, and a bus, are presented. The GENROU synchronous generator model (XT type), which takes into account the generator subtransient asymmetry and saturation of the generator magnetic cores, was used in the investigations. In the case of short-circuits to earth, it was assumed

that the generator operated with a grounded neutral point, therefore the appropriate waveforms might include a zero axial component.

2. The model of the analysed power system

The power system mathematical model was developed in the Matlab Simulink environment. This model consists of a separate model of the generating unit connected by a high voltage transmission line with a bus. A modified PARGU program was used for simulations [6].

2.1. The model of the generating unit

The generating unit model includes, among others, a synchronous generator model defined in the axial coordinate system (d, q, 0) [6, 7].

The GENROU generator model [6] taking into account the subtransient asymmetry (when $X_d'' \neq X_q''$) and saturation of the machine magnetic cores was used. It is a typical XT-type synchronous generator model often used in analyses of power system operation [6]. It includes two equivalent rotor circuits in each of the d and q axes (excitation circuit and one equivalent damping circuit in the d axis and two equivalent damping circuits in the q axis). The transformation voltage in the stator is neglected as small compared to the generator rotation voltage. Fig. 1 shows block diagrams of the GENROU model. They are complemented by differential equations of the machine rotor motion [6]:

$$T_m \frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{P_m - D\Delta\omega}{\omega} - M_e \quad (1a)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N \cdot \Delta\omega \quad (1b)$$

$$M_e = \Psi_d'' I_q - \Psi_q'' I_d + I_d I_q (X_q'' - X_d'') \quad (1c)$$

The following symbols are used in Fig. 1 and equations (1): $V_d, V_q, I_d, I_q, \Psi_d, \Psi_q$ – voltages, currents and flux linkages of the stator in the d and q axes; $\underline{\Psi}'' = \Psi_q'' - j\Psi_d''$ – subtransient flux linkage phasor; $\Psi_{D1}, \Psi_{Q1}, I_{Q1}$ – flux linkages and current in the first damping circuit in the d and q axes; E_d', E_q' – voltages behind the transient reactance; E_{fd}, I_{fd} – field voltage and current; R_a, X_σ – stator leakage resistance and reactance; $X_d, X_q, X_{ad}, X_{aq}, X_d', X_q', X_d'', X_q'', X_d''', X_q'''$ – synchronous, magnetizing, transient and subtransient reactances; $T_{d0}', T_{d0}'', T_{q0}', T_{q0}''$ – transient and subtransient time constants at the open stator winding; $T_m, D, P_m, M_e, \Delta\omega, \omega_N, \delta$ – mechanical time constant, damping coefficient, mechanical power of the turbine, electromagnetic torque, angular speed deviation, rated angular speed, power angle. Component $\Delta(X_{ad}I_{fd})$ represents the saturation effect of the machine magnetic circuit [6].

In some asymmetrical states, the classic GENROU model is complemented with the following equation for the zero axial component:

$$V_0 = L_0 \frac{dI_0}{dt} + I_0 R_a \quad (2)$$

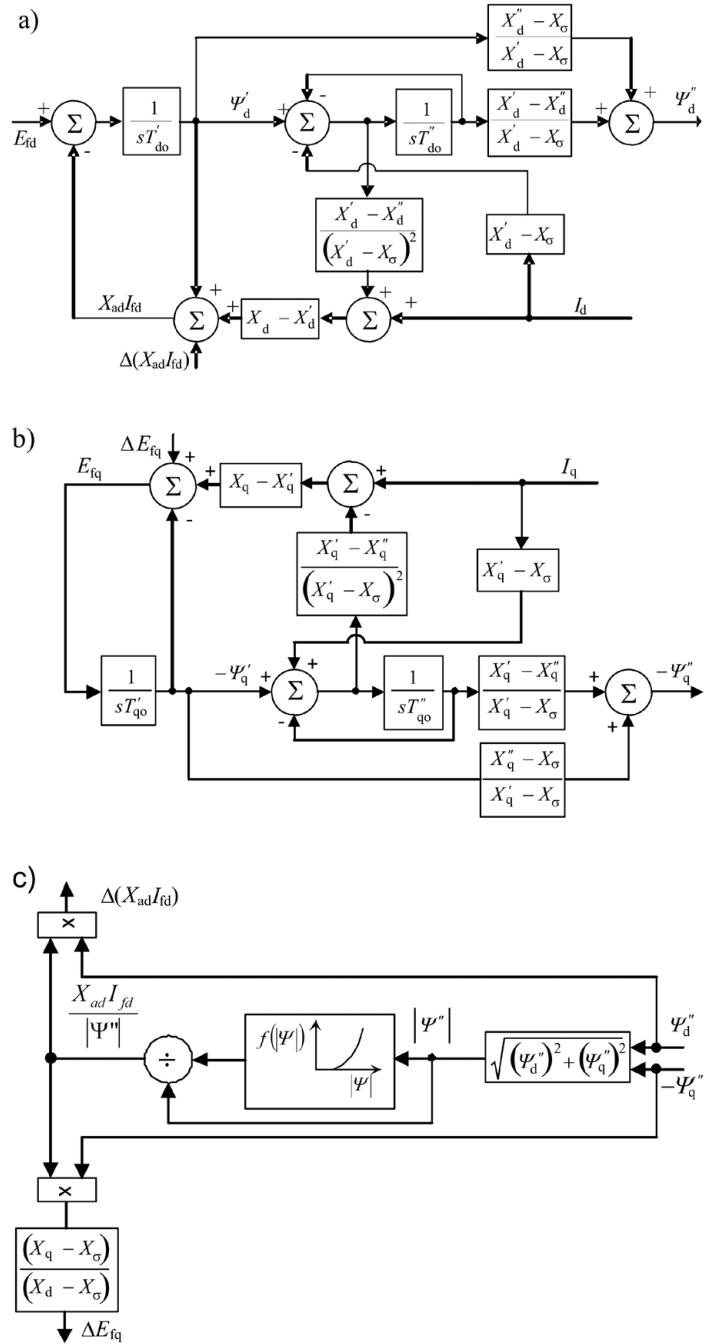


Fig. 1. Synchronous generator GENROU model: a) in the d axis; b) in the q axis; c) the way of taking into account the magnetic core saturation [8]

where: V_0, I_0 – zero components of the stator voltage and current, R_a – stator winding resistance, L_0 – generator stator winding inductance for the zero component.

The field voltage, the mechanical power of the turbine and the stator current axial components (I_d, I_q and I_0) are the input signals of the developed generator model. The stator voltage axial components (V_d, V_q and V_0), the stator terminal voltage (V_T), the instantaneous power (P) and the angular speed deviation of the generator are, among others, the output signals of the generator model.

2.2. Equations linking generator stator, transmission line, and bus quantities

When analysing power system asymmetrical states, it is convenient to express the equations of currents and voltages of the stator, the transmission line, and the bus in phase quantities (A, B, C). To link the phase equations to the equations in the axial coordinate system, the Park transformation is used:

$$\begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} = C^{-1} \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} \quad (3a)$$

where:

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \vartheta & \cos\left(\vartheta + \frac{4\pi}{3}\right) & \cos\left(\vartheta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \vartheta & -\sin\left(\vartheta + \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\vartheta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3b)$$

$$C^{-1} = C^T \quad (3c)$$

while angle ϑ represents the shift between the phase A axis of the 3-phase winding and the d axis, according to Fig. 2.

A rotation speed of the axial coordinate system ω_x can generally be arbitrarily assumed. Then, the angle ϑ in the transformation matrix (3b) (assuming zero angle ϑ at the beginning of observation $t = 0$) is given by:

$$\vartheta(t) = \int_0^t \omega_x(t) \cdot dt \quad (4)$$

Further in the paper, it is assumed that ω_x is equal to the synchronous speed of the generator.

Various transmission line asymmetries were considered in the investigations and appropriate line and bus models were developed.

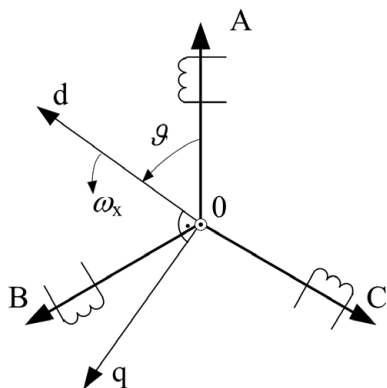


Fig. 2. Position of the phase A, B, C and axial d, q coordinate systems (zero axis is perpendicular to the d and q axes) [8]

Fig. 3 shows a diagram of the analysed power system at short-circuits. Symbols: i_j – stator currents, v_j – stator voltages, v_{bj} – bus voltages, Z_j – complex impedances of the transmission line (phase quantities, $j = A, B, C$), I_{fd} – generator field current, v_d – voltage between the neutral points of the generator and the bus (for the generator neutral point ungrounded), t_0 – disturbance occurrence time, W_G – generator neutral point ground switch.

To model a short-circuit to earth, bus voltages equal to zero should be assumed in selected phases v_{bj} and the line impedances should be proportionally reduced:

$$Z_{sj} = l \cdot Z_j, \quad Z_{bj} = Z_j - Z_{sj} \quad (5)$$

where: Z_{sj} , Z_{bj} – line section impedances for the phase j at the short-circuit, l – distance of the short-circuit location in the transmission line from the generating unit in relation to the whole line length.

In the transmission line model – as in the stator equations of the GENROU generator model – transformation voltages were neglected. Therefore, the algebraic relationships between currents and voltages were determined. For healthy phases:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{v_j(t) + v_d(t) - v_{bj}(t)}{|Z_j|}, \quad \Delta t_j = \frac{\varphi_j}{2\pi f} \quad (6a)$$

for earth-faulted phases:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{v_j(t) + v_d(t)}{|Z_{sj}|} \quad (6b)$$

where: φ_j – phase angles of the respective transmission line impedances, $f = 50$ Hz. Three equations were derived from (6a) and (6b). In addition, for the system with the generator neutral point ungrounded (open switch W_G in Fig. 3a):

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (6c)$$

The bus phase voltages were determined from dependences (3) and the equations for network voltage components d, q (there was no zero component in the symmetrical state before the disturbance):

$$V_{b,d} = V_b \sin(\delta), \quad V_{b,q} = V_b \cos(\delta) \quad (7a)$$

$$V_b = |\underline{V} - \underline{Z} \underline{I}|, \quad \underline{V} = V_q - j V_d \quad (7b)$$

$$\underline{I} = I_q - j I_d, \quad \underline{Z} = R + jX \quad (7c)$$

where: V , $V_{b,d}$, $V_{b,q}$ – rms value and axial components of the bus voltage, δ – generator power angle, $\underline{V}$, V_q , V_d , $\underline{I}$, I_q , I_d – phasors and axial components of the steady-state generator stator voltages and currents before the disturbance, $\underline{Z}$, R , X – equivalent complex impedance, resistance and reactance of the transmission line.

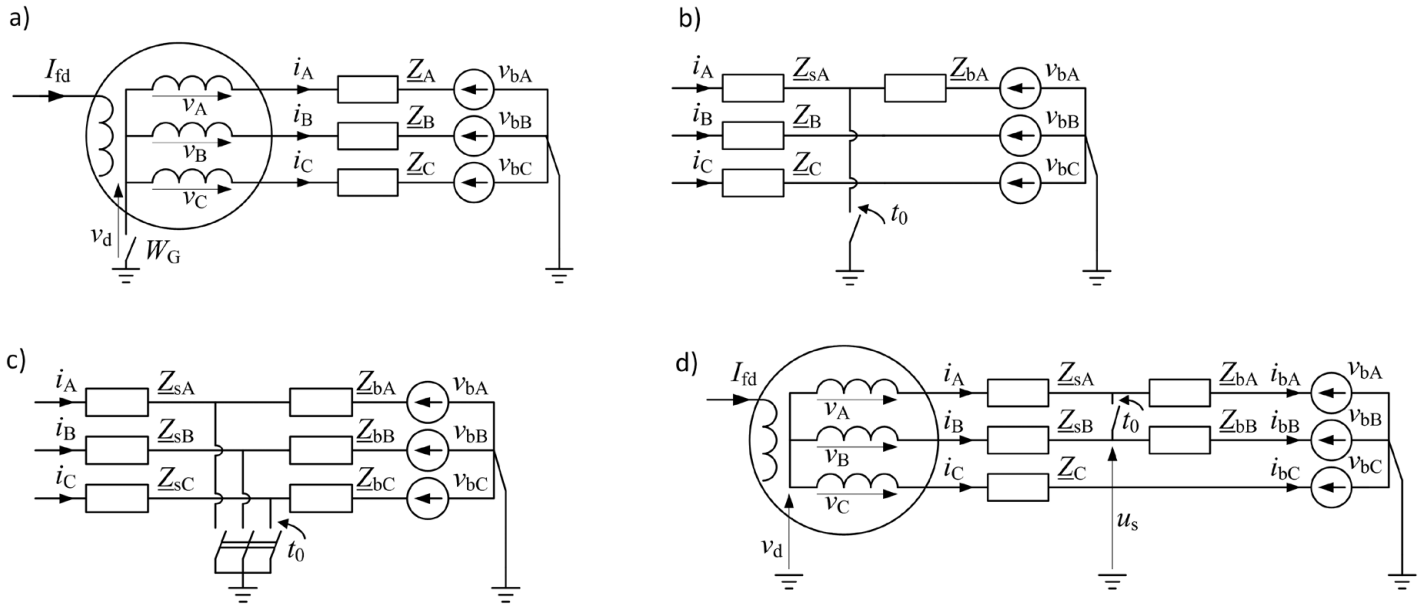


Fig. 3. Diagram of the PS at short-circuits: a) general, b) section modified to model a 1-phase short-circuit to earth, c) section modified to model a 3-phase short-circuit, d) for a 2-phase short-circuit clear of earth

Based on the axial stator voltages (generating unit model output signals) and axial bus voltages, phase values of these signals can be determined by the inverse Park transformation. From the system of equations (6), three or four unknown quantities can be calculated: three phase currents and possibly voltage v_d . This is implemented in the developed power system model. Based on the generator phase currents, using the simple Park transformation, axial generator currents, which are input signals of the generator model and the generating unit model, are calculated. Fig. 3d presents a diagram showing a 2-phase short-circuit clear of earth in the transmission line. The following equations link the appropriate currents and voltages for this fault:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{v_j(t) + v_d(t) - v_s(t)}{|Z_{sj}|}, \quad j = A, B \quad (8a)$$

$$i_C(t + \Delta t_C) = \frac{v_C(t) + v_d(t) - v_{bC}(t)}{|Z_C|} \quad (8b)$$

$$i_{bj}(t + \Delta t_{bj}) = \frac{v_s(t) - v_{bj}(t)}{|Z_{bj}|}, \quad j = A, B \quad (8c)$$

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (8d)$$

$$i_A(t) + i_B(t) = i_{bA}(t) + i_{bB}(t) \quad (8e)$$

where: i_{bj} – bus currents; v_s – voltage at the fault location; $\Delta t_j, \Delta t_{bj}$ – time delays of the current waveforms, defined as in (6a); other symbols as in formulas (6).

From the system of equations (8), seven quantities can be calculated: five phase currents as well as voltages v_s and v_d . The so determined power system model is complete and allows making simulation calculations.

3. Calculation examples

Simulation calculations were carried out for long-lasting short-circuits, 1-phase to earth (in phase A), 2-phase clear of earth (in phases A and B) and 3-phase, at the distance $l = 1\%$ from the generating unit. In the calculations, breaks in the non short-circuited phases were additionally assumed. At the short-circuits to earth, the generator was operated with the grounded neutral point (closed switch W_G in Fig. 3a, voltage $v_d = 0$). The following load was assumed in the steady state before the short-circuit: active power $P_0 = 0.1$ p.u. and reactive power $Q_0 = 0.05$ p.u. The 1-phase short-circuit was analysed to determine the zero axial components of stator currents and voltages. Their effect on the phase waveforms was checked. In real high-voltage power systems, generators are usually operated with isolated neutral points.

Figs. 4-6 show the waveforms of stator current i_a and voltage v_c , as well as generator field current I_{fd} (in relative units) for the analysed fault types.

In Tab. 1, the harmonic amplitude distributions of the current in phase A, the voltage in phase C and the field current in the steady state are presented. The percentage values of higher harmonics are given in relation to the first harmonic for the stator quantities, and in relation to the constant component for the generator field current. The reference values in relative units are given in brackets.

4. Final conclusions

The following conclusions can be drawn from the performed investigations:

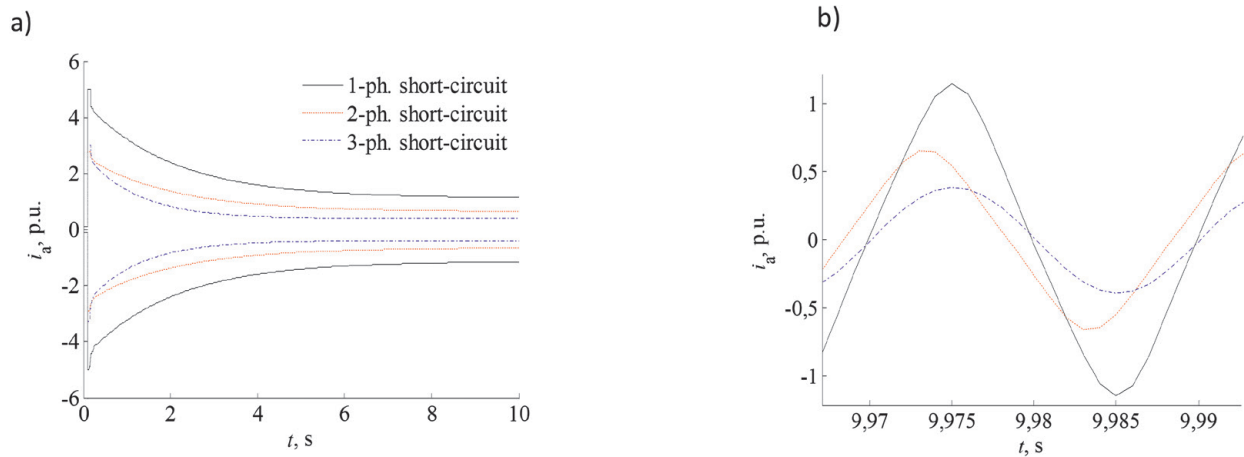


Fig. 4. Currents in phase A: a) envelopes, b) enlargement of one period in the steady state

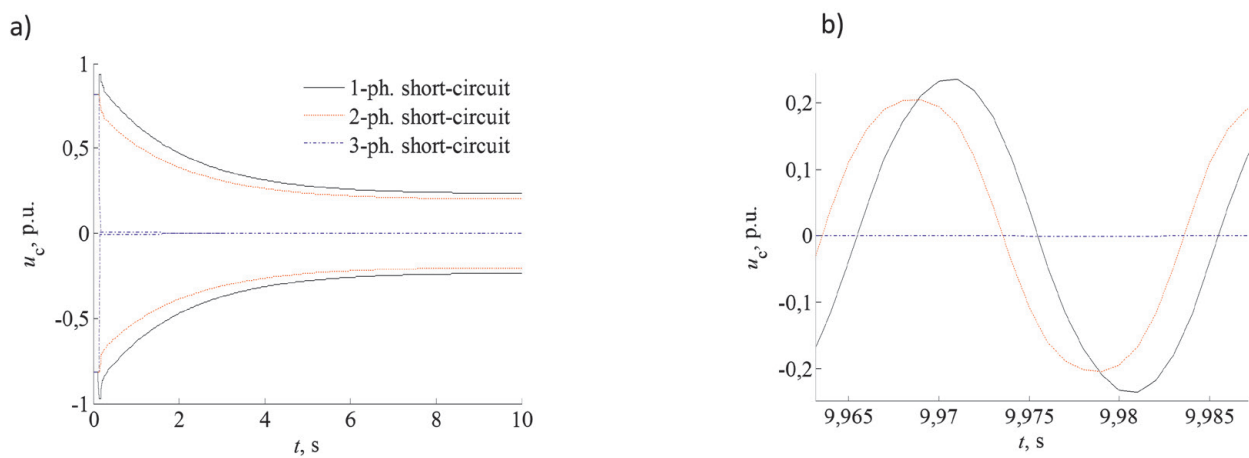


Fig. 5. Voltages in phase A: a) envelopes, b) enlargement of one period in the steady state

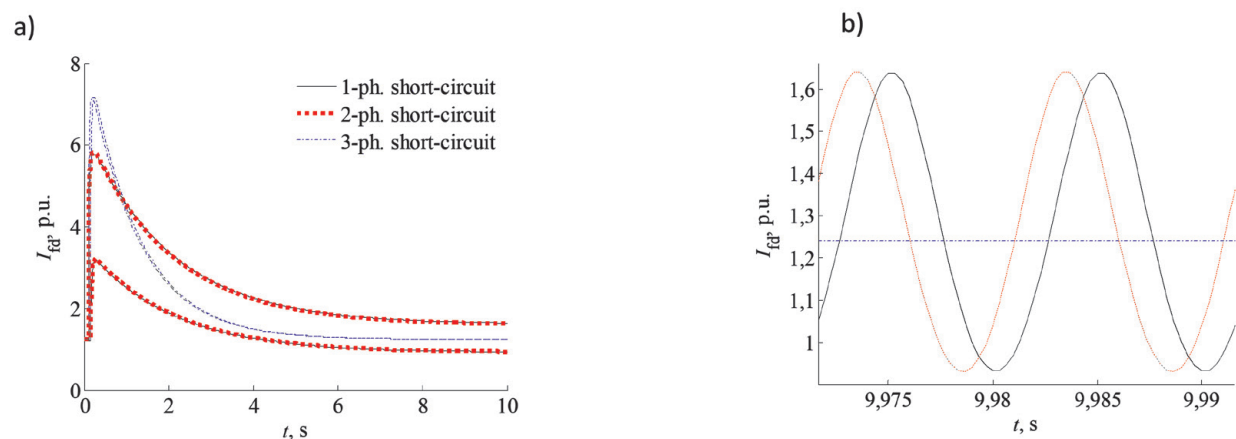


Fig. 6. Field currents: a) envelopes, b) enlargement of two periods in the steady state

- The maximum amplitude of the generator short-circuit current in the steady state occurs at the 1-phase short-circuit. The current amplitude at the 2-phase short-circuit in the steady state is higher than that at the 3-phase short-circuit. This is consistent with the synchronous machine theory [9].
- The waveforms of the analysed quantities in the considered types of short-circuits differ in amplitudes at the beginning of the fault and in the steady state. The signal envelopes change in different ways.
- In the case of the asymmetrical short-circuits, odd harmonics with significant amplitudes occur in the waveforms of the short-circuit current and the voltage on the non short-circuited phase of the stator in the steady state. The generator field current in steady state includes the constant component

fault	1-phase to earth			2-phase clear of earth			3-phase		
h	i_A [%]	v_C [%]	I_{fd} [%]	i_A [%]	v_C [%]	I_{fd} [%]	i_A [%]	v_C [%]	I_{fd} [%]
0	0.0040	0.0006	100 (1.269 p.u.)	0.0034	0.0002	100 (1.269 p.u.)	0.0006	0.0003	100 (1.242 p.u.)
1.	100 (1.085 p.u.)	100 (0.242 p.u.)	0.0076	100 (0.627 p.u.)	100 (0.218 p.u.)	0.0076	100 (0.390 p.u.)	100 (0.001 p.u.)	0.001
2.	0.0031	0.0023	27.9339	0.0042	0.0001	28.0348	0.0004	0.0006	0.0005
3.	6.3243	3.0133	0.0009	6.4894	6.4842	0.0023	0.0002	0.0003	0.0003
4.	0.0004	0.001	1.7587	0.0013	0	1.8107	0.0001	0.0002	0.0003
5.	0.3987	0.3976	0.001	0.4199	0.4206	0.0014	0.0001	0.0002	0.0002

Tab. 1. Harmonic amplitudes of the analysed quantities in the steady state

and higher even harmonics. Higher harmonics distributions in the fault current and the non short-circuited phase voltage are similar for both types of asymmetrical short-circuits. Only the third voltage harmonic at the 1-phase short-circuit has a much lower amplitude. Higher harmonics distributions in the field current are similar for both types of asymmetrical short-circuits.

- At the three-phase symmetrical short-circuit, practically only the first harmonic occurs in the stator current and voltage waveforms, and the field current waveform includes the constant component only. The subtransient asymmetry of the generator does not cause the occurrence of higher harmonics at the machine symmetric operation.

The power system model presented in the paper is also used in other studies. They concern various RL and XT-type synchronous generator models with the stator transformation voltage neglected or taken into account, for different input and output signals of the generator model. A further extension of the presented model is planned.

REFERENCES

1. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych [Short-circuits in power systems] (in Polish), WNT, Warsaw 2009.
2. Chassande J.P. et al., Transient low frequency unsymmetrical operation of synchronous machines, IEEE-PES, February 1980, paper 80, pp. 208–209.
3. Ching Y.K., Adkins B., Transient Theory of Synchronous Generators under Unbalanced Conditions, *Proceedings of the IEE*, part IV, No. 7 (101), 1954, pp. 166–182.
4. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych [Automatic protection in power systems] (in Polish), WNT, Warsaw 2004.
5. Paszek S. et al., Pomiarowa estymacja paramentów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym [Measurement estimation of dynamic parameters of synchronous generators and excitation systems operated in the national power system] (in Polish), Silesian University of Technology Publishers, Gliwice 2013.
6. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego [AC electrical machines dynamics] (in Polish), Helion, Gliwice 1998.
7. Paszek S., Nocoń A., Pruski P., Influence of subtransient asymmetry of synchronous generators on the power system waveforms under asymmetric operating conditions, International Symposium on Electrical Machines SME 2018, Andrychów, Poland, 10–13 June 2018, pp. 1–6.
8. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill, 1986.

Piotr Pruski

Silesian University of Technology
e-mail: piotr.pruski@polsl.pl

He completed his Master's studies at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology in Gliwice with distinction (2009). Four years later, he defended his doctoral dissertation at his home department, also with distinction. His research interests include analysis of the power system operation in symmetrical and asymmetrical transient states, power system angular stability, asymmetrical faults in power systems, optimisation algorithms, digital signal processing and programming. Multiple winner of the collective 1st, 2nd and 3rd grade Rector's awards for scientific achievements (2011, 2014, 2016, 2017). Author or co-author of 73 publications, incl. 2 monographs.

Stefan Paszek

Silesian University of Technology
e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

His research interests include: power system analysis in transient states, a power system angular stability, optimisation and polyoptimisation of power system stabilisers and voltage regulators of synchronous generators, estimation of parameters of generating unit models in power system, new models of synchronous generators using the artificial neural network technology, application of fuzzy controllers for electric machines. Author or co-author of 208 publications, incl. 6 monographs, co-author of 3 academic textbooks.

Analiza przebiegów w systemie elektroenergetycznym przy zwarciach niesymetrycznych i symetrycznych w linii przesyłowej

Autorzy
Piotr Pruski
Stefan Paszek

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, asymetria obciążenia, zwarcie niesymetryczne, asymetria podprześciowa generatora

Streszczenie

W artykule analizowano przebiegi prądów i napięć generatora synchronicznego pracującego w jednomaszynowym systemie elektroenergetycznym (SEE), składającym się z zespołu wytwórczego połączonego linią energetyczną wysokiego napięcia z siecią sztywną. Uwzględniono zakłócenia w postaci zwarć 1-fazowych, 2-fazowych bez udziału ziemi i 3-fazowych, występujących w linii przesyłowej. Prześledzono m.in. zawartość wyższych harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym, w zależności od rodzaju zwarcia. W modelu generatora synchronicznego uwzględniono asymetrię podprześciową, co podczas zwarć niesymetrycznych powoduje wystąpienie wyższych harmonicznych w przebiegach m.in. prądu i napięcia twornika oraz prądu wzbudzenia. Te harmoniczne występują nawet przy braku uwzględniania zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych maszyny.

Data wpływu do redakcji: 11.02.2019
Data wystawienia recenzji: 25.04.2019
Data akceptacji artykułu: 29.04.2019
Data publikacji online: 30.08.2019

1. Wstęp

Dużą część awarii występujących w systemie elektroenergetycznym stanowią zwarcia. Zazwyczaj są to zwarcia niesymetryczne, a tylko kilka procent z ogólnej liczby zwarć stanowią zwarcia symetryczne [1]. Niesymetryczny stan pracy SEE jest związany z niesymetrycznym stanem obciążenia generatorów synchronicznych. Wywołuje on wiele niekorzystnych zjawisk, m.in. dodatkowe nagrzewanie się powierzchni wirnika i drgania mechaniczne elementów maszyn. Dlatego konieczne jest ograniczenie czasu trwania stanów niesymetrycznych [2]. Ponieważ modelowanie niesymetrycznych stanów pracy SEE jest trudne, w badaniach symulacyjnych analizuje się przede wszystkim zwarcia symetryczne. Specjalistyczne oprogramowanie do analizy stanów nieustalonych SEE często umożliwia symulację jedynie symetrycznych stanów pracy. Oprogramowanie to nie pozwala zwykle na wprowadzanie zmian w gotowych modelach elementów SEE, nie umożliwia dostępu do wszystkich sygnałów wewnętrznych modelu ani wyboru metody całkowania równań stanu modelu. Przed wszystkim korzystanie z dużych, komercyjnych programów nie pozwala na pełną i dogłębną analizę pracy układu. Z tego powodu celowe jest prowadzenie badań symulacyjnych dotyczących analizy różnych niesymetrycznych stanów pracy SEE [2, 3, 4]. W badaniach można zastosować powszechnie znane modele elementów zespołu wytwórczego, wprowadzając w nich pewne modyfikacje. Analiza niesymetrycznych stanów pracy SEE, w tym zwarć, może umożliwić m.in. lepszy dobór nastaw zabezpieczeń elektroenergetycznych [5]. Przebiegi różnych wielkości występujących w SEE różnią się znacząco w zależności od rodzaju

występującej niesymetrii. Skutecznie działająca automatyka zabezpieczeniowa pomaga zmniejszyć negatywne skutki zakłóceń, a tym samym rozmiar i skutki awarii występujących w SEE.

Celem artykułu jest porównanie i analiza harmoniczna przebiegów zakłóceńowych wybranych wielkości w stanach ustalonych długotrwałych zwarć: 1-fazowego z ziemią, 2-fazowego bez udziału ziemi oraz 3-fazowego w jednomaszynowym SEE, składającym się z zespołu wytwórczego (z generatorem synchronicznym), linii przesyłowej wysokiego napięcia oraz sieci sztywnej. Wykorzystano model generatora synchronicznego GENROU (typu XT), w którym uwzględniono zjawiska asymetrii podprześciowej generatora oraz nasycenia jego rdzeni magnetycznych. W przypadku zwarć doziemnych przyjęto, że generator pracuje z uziemionym punktem neutralnym, dlatego w przebiegach odpowiednich wielkości może występować składowa osiowa zerowa.

2. Model analizowanego SEE

Model matematyczny SEE opracowano w środowisku programu Matlab Simulink. Model ten składa się z wyodrębnionego modelu zespołu wytwórczego, który jest połączony linią przesyłową wysokiego napięcia z siecią sztywną. Do symulacji wykorzystano zmodyfikowany program PARZW [6].

2.1. Model zespołu wytwórczego

W skład modelu zespołu wchodzi m.in. model generatora synchronicznego określony w układzie współrzędnych osiowych (d, q, 0) [6, 7].

Wykorzystano model generatora GENROU [6] z uwzględnieniem asymetrii podprześciowej (gdy: $X_d'' \neq X_q''$) oraz zjawiska

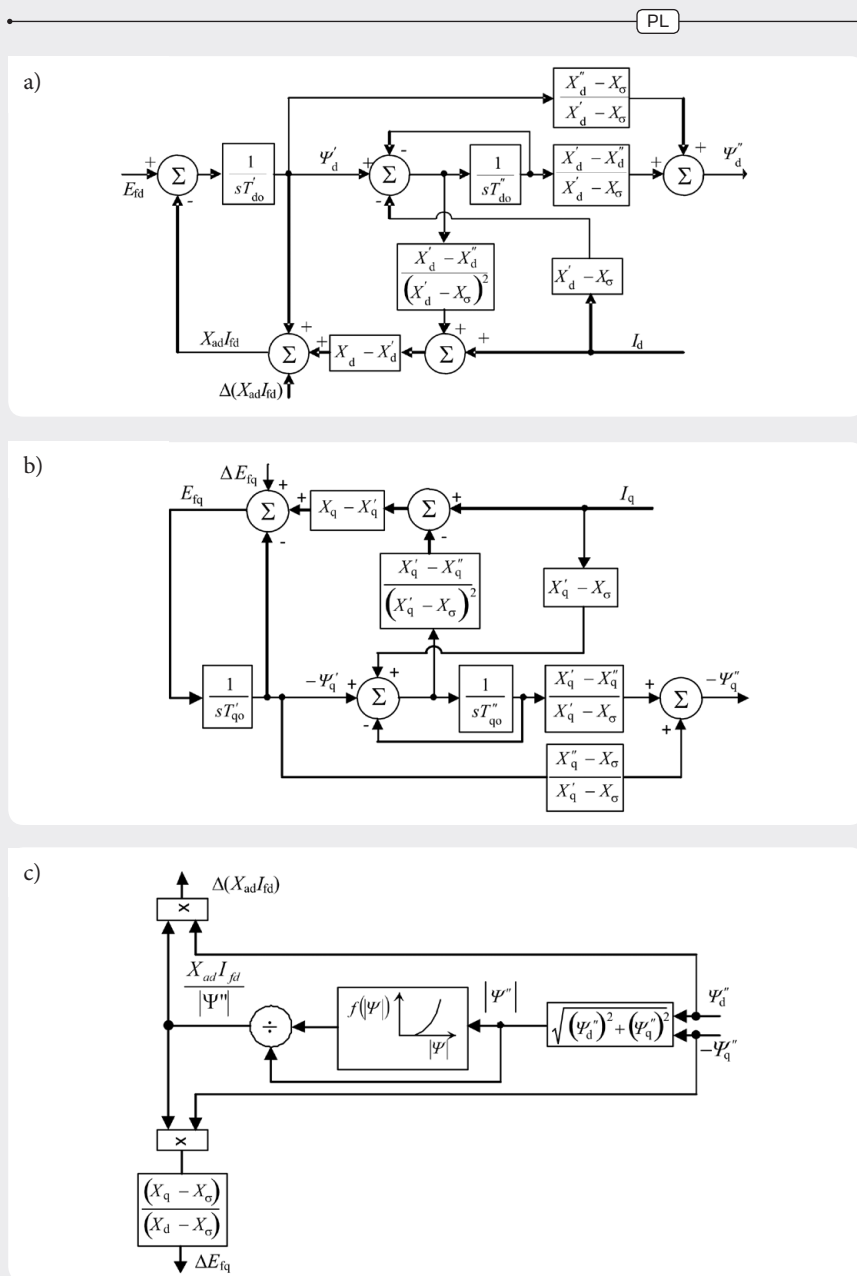
nasycenia rdzeni magnetycznych maszyny. Jest to typowy model generatora synchronicznego typu XT, często stosowany w analizach pracy SEE [6]. Występują w nim po dwa zastępcze obwody wirnika w osiach d i q (obwód wzbudzenia i jeden zastępczy obwód tłumiający w osi d oraz dwa zastępcze obwody tłumiające w osi q). Napięcie transformacji stojana jest pomijane jako małe w porównaniu z napięciem rotacji generatora. Na rys. 1 przedstawiono schematy blokowe modelu GENROU. Ich uzupełnieniem są równania różniczkowe ruchu wirnika maszyny [6]:

$$T_m \frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{P_m - D\Delta\omega}{\omega} - M_e \quad (1a)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N \cdot \Delta\omega \quad (1b)$$

$$M_e = \Psi_d'' I_q - \Psi_q'' I_d + I_d I_q (X_q'' - X_d'') \quad (1c)$$

Na rys. 1 i w równaniach (1) wprowadzono następujące oznaczenia: $U_d, U_q, I_d, I_q, \Psi_d, \Psi_q$ – napięcia, prądy i strumienie skojarzone stojana w osiach d i q; $\underline{\Psi} = \Psi_q'' - j\Psi_d''$ – fazor podprześciowego strumienia skojarzonego; $\Psi_{D1}, \Psi_{Q1}, I_{Q1}$ – strumienie skojarzone i prąd w pierwszym obwodzie tłumiającym w osiach d i q; E_d, E_q – napięcia za reaktancją przejściową; E_{fd}, I_{fd} – napięcie i prąd wzbudzenia; R_a, X_σ – rezystancja i reaktancja rozproszenia stojana; $X_d, X_q, X_{ad}, X_{aq}, X_d', X_q', X_d'', X_q''$ – reaktancje: synchroniczne, magnesujące, przejściowe i podprześciowe; $T_{d0}, T_{d0}', T_{q0}, T_{q0}'$ – stałe czasowe przejściowe i podprześciowe przy otwartym uzwojeniu stojana; $T_m, D, P_m, M_e, \Delta\omega, \omega_N, \delta$ – mechaniczna stała czasowa, współczynnik tłumienia, moc mechaniczna



Rys. 1. Model generatora synchronicznego GENROU: a) – w osi d; b) – w osi q; c) – sposób uwzględnienia zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych [8]

turbiny, moment elektromagnetyczny, odchyłka prędkości kątowej, znamionowa prędkość kątowa, kąt mocy. Składowe \$\Delta(X_{ad}I_{fd})\$ odpowiada za efekt nasycenia obwodu magnetycznego maszyny [6]. W niektórych niesymetrycznych stanach pracy uzupełnieniem klasycznego modelu GENROU jest równanie dla składowej osiowej zerowej:

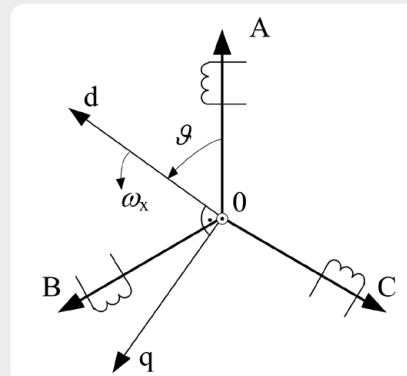
$$U_0 = L_0 \frac{dI_0}{dt} + I_0 R_a \quad (2)$$

gdzie: \$U_0\$, \$I_0\$ – składowe zerowe napięcia i prądu stojana generatora, \$R_a\$ – rezystancja uzwojenia stojana generatora, \$L_0\$ – indukcyjność uzwojenia stojana generatora dla składowej zerowej.

Sygnałami wejściowymi opracowanego modelu generatora są: napięcie wzbudzenia, moc mechaniczna turbiny oraz składowe osiowe prądu stojana (\$I_d\$, \$I_q\$ oraz \$I_0\$). Sygnałami wyjściowymi modelu generatora są m.in. składowe osiowe napięcia stojana (\$U_d\$, \$U_q\$ oraz \$U_0\$), napięcie zaciskowe stojana (\$U\$), moc chwilowa (\$P\$) i odchyłka prędkości kątowej generatora.

2.2. Równania wiążące wielkości stojana generatora, linii przesyłowej i sieci sztywnej

Analizując niesymetryczne stany SEE, równania prądów i napięć stojana generatora, linii przesyłowej i sieci sztywnej wygodnie jest zapisać z wykorzystaniem wielkości fazowych (A, B, C). Do powiązania równań fazowych z równaniami w układzie współrzędnym osiowym stosuje się transformację Parka:



Rys. 2. Położenie układów współrzędnych fazowego A, B, C i osiowego d, q (oś zerowa jest prostopadła do osi d i q) [8]

$$\begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} = C^{-1} \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} \quad (3a)$$

gdzie:

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \vartheta & \cos \left(\vartheta + \frac{4\pi}{3} \right) & \cos \left(\vartheta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \vartheta & -\sin \left(\vartheta + \frac{4\pi}{3} \right) & -\sin \left(\vartheta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3b)$$

$$C^{-1} = C^T \quad (3c)$$

przy czym kąt \$\vartheta\$ określa przesunięcie pomiędzy osią fazy A uzwojenia 3-fazowego a osią d, zgodnie z rys. 2.

Prędkość wirowania osiowego układu współrzędnych \$\omega_x\$ może ogólnie zostać dowolnie przyjęta. Wówczas kąt \$\vartheta\$ w macierzy transformacji (3b) (przy założeniu zerowego kąta \$\vartheta\$ w chwili początku obserwacji \$t = 0\$) wynosi:

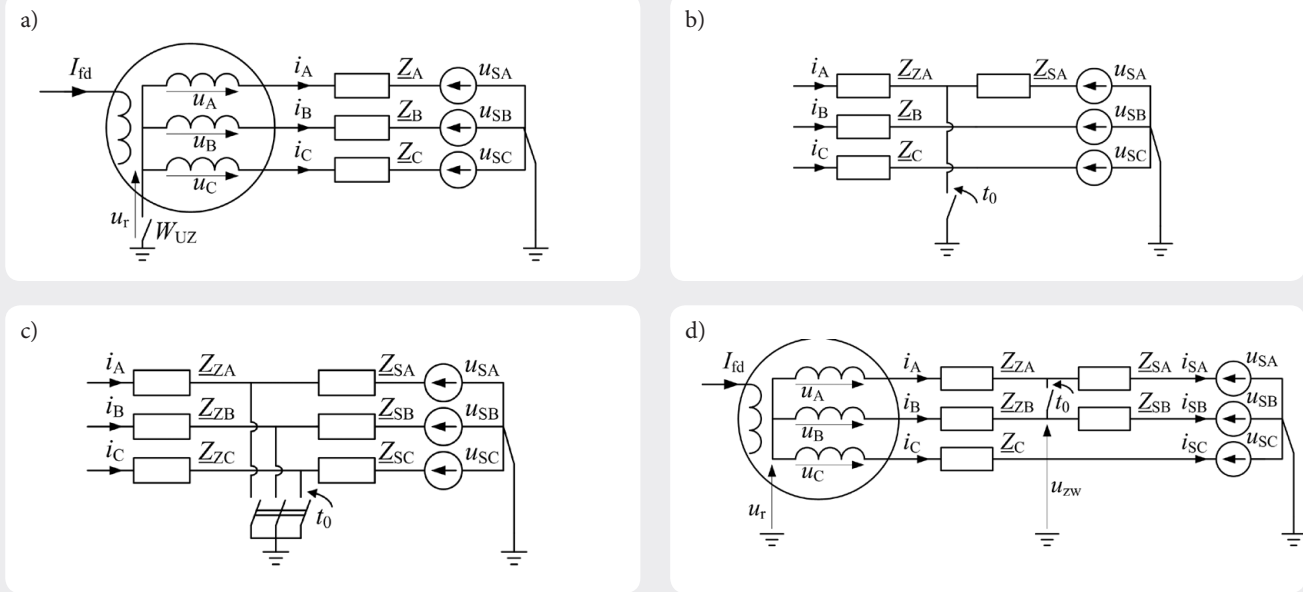
$$\vartheta(t) = \int_0^t \omega_x(\tau) \cdot d\tau \quad (4)$$

W dalszej części artykułu założono, że \$\omega_x\$ równa jest wartości prędkości synchronicznej generatora.

W badaniach uwzględniono różne niesymetrie występujące w linii przesyłowej i opracowano stosowne modele linii elektroenergetycznej i sieci sztywnej.

Na rys. 3 przedstawiono schemat analizowanego SEE podczas zwarcia. Oznaczenia: \$i_j\$ – prądy stojana generatora, \$u_j\$ – napięcia stojana generatora, \$u_{sj}\$ – napięcia sieci sztywnej, \$Z_j\$ – zespolone impedancje linii przesyłowej (wielkości fazowe, \$j = A, B, C\$), \$I_{fd}\$ – prąd wzbudzenia generatora, \$u_r\$ – napięcie między punktami neutralnymi generatora i sieci sztywnej (przy braku uziemienia punktu gwiazdowego generatora), \$t_0\$ – chwila wystąpienia zakłócenia, \$W_{UZ}\$ – wyłącznik uziemienia punktu gwiazdowego generatora.

PL



Rys. 3. Schemat SEE podczas zwarc: a) – ogólny, b) – fragment zmodyfikowany w celu zamodelowania zwarcia 1-fazowego z udziałem ziemi, c) – fragment zmodyfikowany w celu zamodelowania zwarcia 3-fazowego, d) – podczas zwarcia 2-fazowego bez udziału ziemi

Aby zamodelować zwarcie doziemne, należy w wybranych fazach przyjąć zerowe wartości napięcia sieci sztywnej u_{sj} oraz proporcjonalnie zmniejszyć impedancje linii:

$$\underline{Z}_{Zj} = l \cdot \underline{Z}_j, \quad \underline{Z}_{Sj} = \underline{Z}_j - \underline{Z}_{Zj} \quad (5)$$

gdzie: $\underline{Z}_{Zj}$, $\underline{Z}_{Sj}$ – impedancje fragmentów linii dla j -tej fazy w czasie zwarcia, l – względna odległość miejsca zwarcia w linii przesyłowej od zespołu wytwórczego, w odniesieniu do długości całej linii.

W modelu linii przesyłowej – podobnie jak w równaniach stojana modelu GENROU generatora – pominięto napięcia transformacji. W związku z tym określono algebraiczne związki pomiędzy prądami i napięciami. Dla faz zdrowych:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t) - u_{sj}(t)}{|\underline{Z}_{Zj}|}, \quad \Delta t_j = \frac{\phi_j}{2\pi f} \quad (6a)$$

dla faz ze zwarcem doziemnym:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t)}{|\underline{Z}_{Zj}|} \quad (6b)$$

gdzie: ϕ_j – kąty fazowe odpowiednich impedancji linii przesyłowej, $f = 50$ Hz. Ze wzorów (6a) i (6b) uzyskuje się 3 równania. Dodatkowo dla układu z nieziemionym punktem neutralnym generatora (otwarty wyłącznik W_{UZ} z rys. 3a):

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (6c)$$

Napięcia fazowe sieci sztywnej wyznaczono z wykorzystaniem zależności (3) oraz równań na składowe d, q napięcia sieci (składowa zerowa nie występuje w symetrycznym stanie ustalonym przed zakłóceniem):

$$U_{s,d} = U_s \sin(\delta), \quad U_{s,q} = U_s \cos(\delta) \quad (7a)$$

$$U_s = |\underline{U} - \underline{Z}_s \underline{I}|, \quad \underline{U} = U_q - jU_d \quad (7b)$$

$$\underline{I} = I_q - jI_d, \quad \underline{Z}_s = R_s + jX_s \quad (7c)$$

gdzie: U_s , $U_{s,d}$, $U_{s,q}$ – wartość skuteczna oraz składowe osiowe napięcia sieci sztywnej, δ – kąt mocy generatora, $\underline{U}$, U_d , U_q , I , I_d , I_q – fazy oraz składowe osiowe wartości ustalonych napięć i prądów generatora przed zakłóceniem, $\underline{Z}_s$, R_s , X_s – wartości zastępcze: impedancji zespolonej, rezystancji i reaktancji linii przesyłowej.

Na podstawie napięć osiowych stojana generatora (sygnały wyjściowe modelu zespołu wytwórczego) oraz napięć osiowych sieci sztywnej można wyznaczyć wielkości fazowe tych sygnałów przez odwrotną transformację Parka. Z układu równań (6) można więc obliczyć 3 lub 4 niewiadome: 3 prądy fazowe i ewentualnie napięcie u_r . Jest to realizowane w opracowanym modelu SEE. Na podstawie prądów fazowych generatora, korzystając z prostej transformacji Parka, obliczane są prądy osiowe generatora, stanowiące sygnały wejściowe modelu generatora i modelu zespołu wytwórczego.

Z kolei na rys. 3d przedstawiono schemat przedstawiający zwarcie 2-fazowe bez udziału ziemi w linii przesyłowej. Równania wiążące odpowiednie wielkości prądów i napięć dla tego zwarcia są następujące:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t) - u_{zw}(t)}{|\underline{Z}_{Zj}|}, \quad j = A, B \quad (8a)$$

$$i_C(t + \Delta t_C) = \frac{u_C(t) + u_r(t) - u_{SC}(t)}{|\underline{Z}_C|} \quad (8b)$$

$$i_{sj}(t + \Delta t_{sj}) = \frac{u_{zw}(t) - u_{sj}(t)}{|\underline{Z}_{Sj}|}, \quad j = A, B \quad (8c)$$

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (8d)$$

$$i_A(t) + i_B(t) = i_{AS}(t) + i_{BS}(t) \quad (8e)$$

gdzie: i_{sj} – prądy sieci sztywnej; u_{zw} – napięcie w miejscu zwarcia; Δt_j , Δt_{sj} – opóźnienia czasowe przebiegów prądów, zdefiniowane jak w (6a); pozostałe oznaczenia jak we wzorach (6).

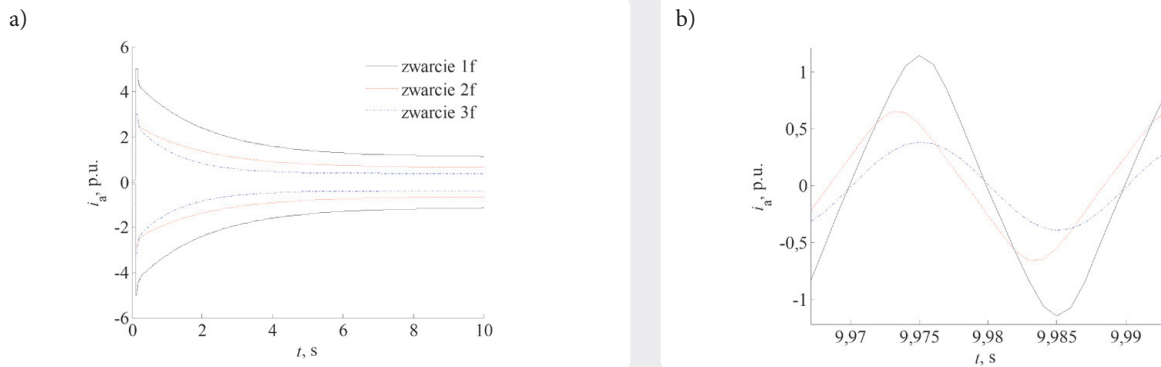
Z układu równań (8) można obliczyć 7 wielkości: 5 prądów fazowych oraz napięcia u_{zw} i u_r . Tak określony model SEE jest pełny i umożliwia przeprowadzanie obliczeń symulacyjnych.

3. Przykładowe obliczenia

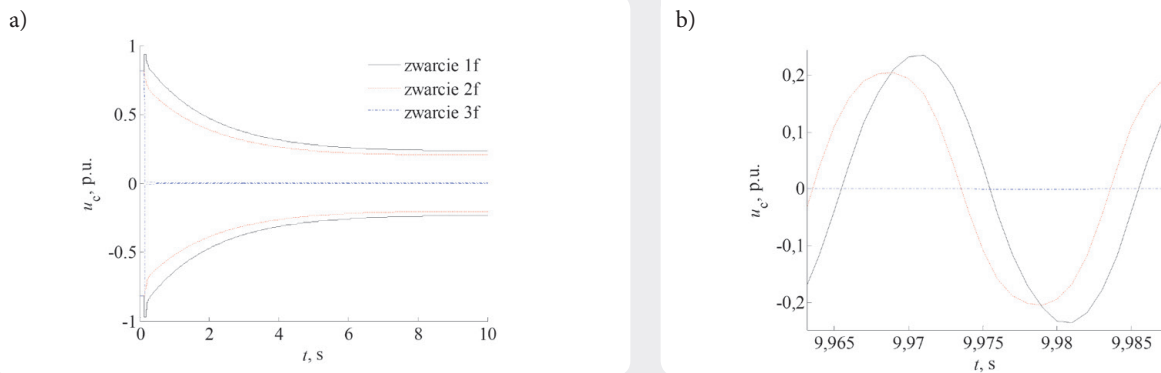
Obliczenia symulacyjne przeprowadzono dla długotrwałych zwarc w odległości $l = 1\%$ od zespołu wytwórczego: 1-fazowego z ziemią (w fazie A), 2-fazowego bez udziału ziemi (w fazach A i B) oraz 3-fazowego. W obliczeniach założono, że w niezawartych fazach występuje dodatkowo przerwa. Podczas zwarc doziemnych generator pracował z uziemionym punktem neutralnym (zwarty wyłącznik W_{UZ} z rys. 3a, napięcie $u_r = 0$). Przyjęto następujące obciążenie w stanie ustalonym przed zwarcem: mocą czynną $P_0 = 0,1$ p.u. oraz mocą bierną $Q_0 = 0,05$ p.u. Zwarcie 1-fazowe przeanalizowano w celu określenia składowych osiowych, zerowych prądów i napięć stojana, a także sprawdzono ich wpływ na przebiegi fazowe. W rzeczywistych wysokonapięciowych systemach elektroenergetycznych generator pracuje zazwyczaj z izolowanym punktem neutralnym.

Na rys. 4–6 przedstawiono przebiegi prądu i_a , napięcia u_c stojana generatora oraz prądu wzbudzenia generatora I_{fd} (w jednostkach względnych) dla analizowanych rodzajów zwarc.

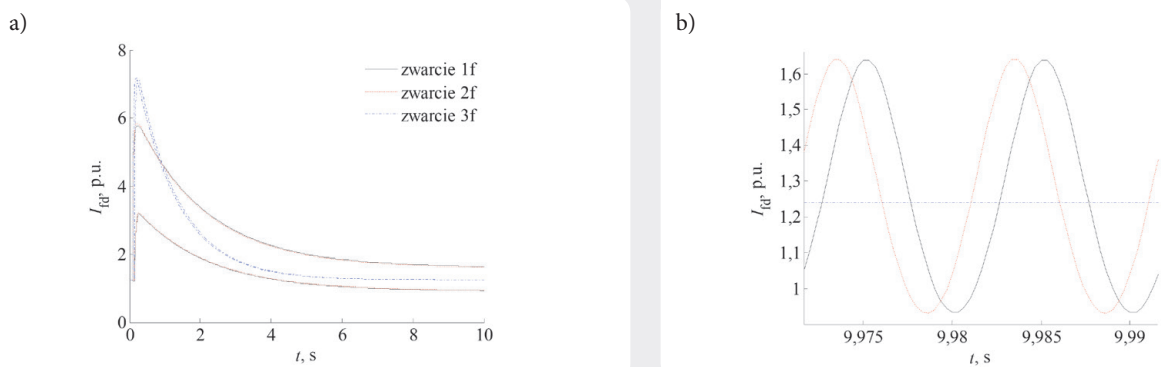
PL



Rys. 4. Przebiegi prądu w fazie A: a) – obwiednie, b) – powiększenie jednego okresu w stanie ustalonym



Rys. 5. Przebiegi napięcia w fazie C: a) – obwiednie, b) – powiększenie jednego okresu w stanie ustalonym



Rys. 6. Przebiegi prądu wzbudzenia: a) – obwiednie, b) – powiększenie dwóch okresów w stanie ustalonym

zwarcie	1f z ziemią			2f bez udziału ziemi			3f		
	i_A [%]	u_C [%]	I_{idr} [%]	i_A [%]	u_C [%]	I_{idr} [%]	i_A [%]	u_C [%]	I_{idr} [%]
0	0,0040	0,0006	100 (1,269 p.u.)	0,0034	0,0002	100 (1,269 p.u.)	0,0006	0,0003	100 (1,242 p.u.)
1	100 (1,085 p.u.)	100 (0,242 p.u.)	0,0076	100 (0,627 p.u.)	100 (0,218 p.u.)	0,0076	100 (0,390 p.u.)	100 (0,001 p.u.)	0,001
2	0,0031	0,0023	27,9339	0,0042	0,0001	28,0348	0,0004	0,0006	0,0005
3	6,3243	3,0133	0,0009	6,4894	6,4842	0,0023	0,0002	0,0003	0,0003
4	0,0004	0,001	1,7587	0,0013	0	1,8107	0,0001	0,0002	0,0003
5	0,3987	0,3976	0,001	0,4199	0,4206	0,0014	0,0001	0,0002	0,0002

Tab. 1. Amplitudy harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym

W tab. 1 przedstawiono rozkłady amplitud harmonicznych: prądu w fazie A, napięcia w fazie C i prądu wzbudzenia w stanie ustalonym. Podano procentowe wartości wyższych harmonicznych w odniesieniu do pierwszej harmonicznej dla wielkości stojana i w odniesieniu do składowej stałej dla prądu wzbudzenia generatora. W nawiasach podano wielkości odniesienia w jednostkach względnych.

4. Wnioski końcowe

Przeprowadzone badania pozwoliły stwierdzić, że:

- Największa amplituda prądu zwarciovego generatora w stanie ustalonym występuje przy zwarciu 1-fazowym. Z kolei amplituda prądu przy zwarciu 2-fazowym w stanie ustalonym jest większa niż przy zwarciu 3-fazowym. Jest to zgodne z teorią maszyn synchronicznych [9].
- Przebiegi analizowanych wielkości w rozpatrywanych typach zwarć różnią się amplitudami na początku zwarcia i w stanie ustalonym. W różny sposób zmieniają się obwiednie sygnałów.
- Podczas zwarć niesymetrycznych, w przebiegach prądu zwarcia i napięcia na niezawartej fazie stojana w stanie ustalonym występują harmoniczne nieparzyste o znaczących amplitudach. W prądzie wzbudzenia generatora w stanie ustalonym występują: składowa stała i wyższe harmoniczne parzyste. Rozkład wyższych harmonicznych w prądzie zwarcia i napięciu niezawartej fazy jest podobny dla obu typów zwarć niesymetrycznych. Jedynie trzecia

harmoniczna napięcia przy zwarciu 1-fazowym ma znacznie mniejszą amplitudę. Rozkład wyższych harmonicznych w prądzie wzbudzenia jest podobny dla obu typów zwarć niesymetrycznych.

- Podczas zwarcia symetrycznego 3-fazowego, w przebiegach prądu i napięcia stojana występuje praktycznie tylko pierwsza harmoniczna, a w przebiegu prądu wzbudzenia tylko składowa stała. Asymetria podprzejściowa generatora nie powoduje wystąpienia wyższych harmonicznych przy symetrycznej pracy maszyny.

Przedstawiony w artykule model SEE jest także wykorzystywany w innych badaniach. Brane są w nich pod uwagę m.in. różne modele generatora synchronicznego typu RL i XT, z pominięciem i uwzględnieniem napięcia transformacji w stojanie, przy różnych sygnałach wejściowych i wyjściowych modelu generatora. Planowana jest dalsza rozbudowa przedstawionego modelu.

Bibliografia

1. Kacejko P., Machowski J., Zwania w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2009.
2. Concordia Ch., Synchronous Machines. Theory and Performance, John Wiley & Sons, Inc., New York 1951.
3. Chassande J.P. i in., Transient low frequency unsymmetrical operation of synchronous machines, IEEE-PES, February 1980, paper 80, s. 208–209.

4. Ching Y.K., Adkins B., Transient Theory of Synchronous Generators under Unbalanced Conditions, *Proceedings of the IEEE* 1954, part IV, No. 7 (101), s. 166–182.
5. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2004.
6. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
7. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Helion, Gliwice 1998.
8. Paszek S., Nocoń A., Pruski P., Influence of subtransient asymmetry of synchronous generators on the power system waveforms under asymmetric operating conditions, International Symposium on Electrical Machines SME 2018, Andrychów, Poland, 10–13 June 2018, s. 1–6.
9. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill, 1986.

Piotr Pruski

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: piotr.pruski@polsl.pl

Studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach ukończył z wyróżnieniem (2009). Cztery lata później obronił, także z wyróżnieniem, rozprawę doktorską na swoim macierzystym wydziale. Jego zainteresowania badawcze to analiza pracy systemu elektroenergetycznego (SEE) w symetrycznych i niesymetrycznych stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, zwania niesymetryczne w SEE, algorytmy optymalizacyjne, cyfrowe przetwarzanie sygnałów oraz programowanie. Wielokrotny laureat zespołowych nagród rektora stopnia I, II i III za osiągnięcia naukowe (2011, 2014, 2016, 2017). Autor i współautor 73 publikacji, w tym 2 monografii.

Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Stefan.Paszek@polsl.pl

W obszarze jego zainteresowań naukowych są: analiza systemu elektroenergetycznego (SEE) w stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, optymalizacja i polioptymalizacja stabilizatorów systemowych oraz regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli zespołów wytwarzających SEE, nowe modele generatorów synchronicznych przy zastosowaniu techniki sztucznej sieci neuronowej, zastosowanie regulatorów rozmytych w układach regulacji maszyn elektrycznych. Autor i współautor 208 publikacji, w tym 6 monografii, współautor 3 podręczników akademickich.