

Fractional-order Systems and Synchronous Generator Voltage Regulator

Authors

Wojciech Lubośny
Zbigniew Lubośny

Keywords

synchronous generator, voltage regulator, fractional order differential equations

Abstract

Modern regulators of synchronous generators, including voltage regulators, are digital systems, in their vast majority with standard structures contained in the IEEE standard. These are systems described with stationary differential equations of integral order. Differential equations of fractional order are not employed in regulators for synchronous generator control. This paper presents an analysis of the possibilities of using a system of fractional differential equations in the voltage regulator of an synchronous generator with a static excitation system.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015108

1. Introduction

The first mention of differential equations with non-integer exponents was recorded in 1695 in a letter from Leibniz to L' Hôpital [2], whereby Leibniz asked: "Can the meaning of derivatives with integer order be generalised to derivatives with non-integer orders?". L' Hôpital replied in a letter of 30 September of the same year: "It will lead to a paradox from which one day useful consequences will be drawn". Subsequent years and centuries have brought about works of Euler, Lagrange, Liouville, Riemann, Holmgren, Grünwald, Krug, Abel, Boole, Heaviside, Weyl, Hardy, Erdely, and Riesz that have developed the theory of differential equations. Their work was continued mostly by mathematicians in the nineteenth and twentieth centuries. It was not until the end of the twentieth century, and in practice until the twenty-first century, that the issue of fractional differential equations entered the sphere of applications in automation [1, 2].

This major interest in the applications of systems of fractional differential equations has been due to the fact that:

- As regards some phenomena and processes, their mathematical models using fractional differential equations more accurately describe their dynamics. This refers particularly to elements from the area of high technology, such as supercapacitors, for which the order of the differential equation that ties up current with voltage can be in a range of (0.6... 0.8). In engineering it can also concern electrical machines.
- Fractional differential equations based regulators feature the ability to improve dynamic properties of control systems (regulators plus objects). And this applies not only to a situation

whereby the object's dynamics are described by a system of fractional differential equations.

One of the developed forms of the derivative, and at the same time integral, of function f for any order of differential equation, the so called Grünwald-Letnikov definition of order ν , is expressed as [1]:

$${}_{k_0}^{GL} \Delta_k^{(\nu)} f_k = \sum_{i=k_0}^k a_{i-k_0}^{(\nu)} f_{k-i-k_0} \quad (1)$$

$$a_{i-k_0}^{(\nu)} = \begin{cases} 0 & \text{dla } i < 0 \\ 1 & \text{dla } i = 0 \\ (-1)^i \frac{\nu(\nu-1) \dots (\nu-i-1)}{i!} & \text{dla } i > 0 \end{cases}$$

where:

f_k – differentiated / summed function, $a_i^{(\nu)}$ – coefficients, ν – order of differentiation ($\nu > 0$) or summation (integration) ($\nu < 0$), k_0, k – beginning and end of the differentiation/summation (integration) interval.

For the classical instance, i.e. for integral of integral order, assuming the order of $\nu = -1$ (single integral) and assuming also the starting point $k_0 = 0$, the dependence (1) takes on the known form:

$$\begin{aligned}
 {}^{GL}_0\Delta_k^{(-1)} f_k &= \sum_{i=0}^k a_i^{(-1)} f_{k-i} = \sum_{i=0}^k f_i \\
 a_{i-k_0}^{(v)} &= \begin{cases} 0 & dla \quad i < 0 \\ 1 & dla \quad i \geq 0 \end{cases} \quad (2)
 \end{aligned}$$

For an integral of order ν , which is a fractional number, the weight factors a_i are numbers from the range $(0...1>$, wherein the earlier (including, for instance, the assumption that function f depends on the time) values of function f_i are multiplied by progressively smaller weigh factors. On the one hand, here is the forgetting effect, i.e. the impact of function f_i at distant times on the integral value is descending. On the other hand, the integral value at any given moment obviously depends on all function f_i values since the start time k_0 . This complicates the integration algorithm to some extent in relation to the classical one, where the single integral (order $\nu = -1$) is calculated, in the simplest case, based on the function value at the present time and the value at the preceding time or, in the case of more complex algorithms, in addition on several function or integral values or at preceding times. The relevant literature concerning voltage regulators of synchronous generators is relatively modest. It usually shows results of the optimization of a selected objective function (related, unfortunately, only to the generator voltage) in the system with a generator voltage regulator of fractional order, of the $PI^{\nu}D^{\nu}$ type [12, 13].

2. Voltage control

The synchronous generator voltage regulator is still one of the basic controls responsible for shaping the power system dynamics. In the area of a generator’s permissible operating conditions the dynamic is shaped by: generator voltage regulator and system stabilizer, if present [6, 7]. The need for a system stabilizer is determined by the respective transmission system operator. According to the Grid Code [11] in the National Power System “thermal generation units, and steam/ gas units, with a capacity of 100 MW or more, shall be equipped with a system stabilizer”.

System stabilizers are active in the range of the generating set’s active power output, and at powers below 15 to 25% of the rated power they are usually automatically turned off. This means that in the case of generating units with high power water turbines the operating conditions with inactive system stabilizer may happen relatively often. However, in the case of generating units with steam turbines, due to the lower limit of the boiler’s stable operation of 40 to 50% of the unit’s nominal power, generator regulators practically never operate with system stabilizers automatically turned off. It may happen only when a system stabilizer has been switched off manually by the operator, or periodically, when the units are operated at low power, e.g. in the case of coal-fired boilers with auxiliary mazout burners.

This means that in practice only small power (below 100 MW) generation units are operated permanently without system stabilizers. However, since the aim of this paper is to show the impact of a fractional order regulator on the dynamic properties of the synchronous generator control system, despite earlier comments as the object of this analysis was chosen a GTHW 360

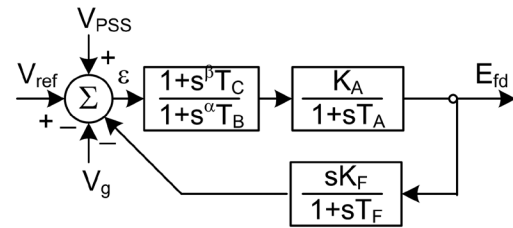


Fig. 1. IEEE ST1A voltage regulator structure

synchronous generator, the typical domestic thermal units, relatively often subjected to various analyses.

The GTHW 360 generators are equipped with static systems of excitation and voltage regulation. The structure of a GTHW 360 generator voltage regulator and its typical settings are shown in Fig. 1. This structure is typical, i.e. defined in standard [3] (ST1A type), except that the existing systems, and as such presented in the standard, correspond to the structure in Fig. 1, but with exponents α and β equal to one. The adjustable parameters are amplification factor K_A and time constants T_B and T_C of the correction element. The correction element in the feedback loop is disabled (or not present in the structure of an actual regulator), i.e. amplification factor $K_F = 0$.

Settings of synchronous generator controls, including the voltage regulator, are selected based on a mathematical model, and then verified by tests on a real object. Basic tests for generator voltage regulator settings verification are:

- Step change in the excitation voltage set point by $\pm 10\%$ for generator’s idle run, and by ca. $\pm 3\%$ for its operation in the power system.
- Drop of rated reactive power.

Requirements for dynamic properties of the control system of a synchronous generator operated in the power system are relatively clearly defined. The requirements refer to voltage response of the control system for certain tests. Requirements for dynamic properties of the control systems of synchronous generators are set out in the IRIESP transmission grid code [11], as well as in standards BS EN 60034-1: 1998 and ANSI/IEEE Standard 421.1. The parameters to be determined are here (Fig. 2): t_r – setting time, i.e. the time after which the setpoint is set with accuracy $\pm \epsilon_p$, ϵ_p – overshoot, t_n – rise time or rise rate $\Delta U/\Delta t$.

It is required that for a step change in the preset voltage by $\pm 10\%$ the voltage setting time of an idle generator does not exceed 0.3 seconds for a generator with a static excitation system, and does not exceed 1.0 seconds for a generator with a machine excitation system. In addition, the generator voltage overshoot in the case of self-excitation should not exceed 15% of the rated voltage. However, in the event of rated reactive power drop, the setting times should not exceed 0.5 s and 1.5 s, respectively, whereas the voltage rise rate should not be less than $1.5 U_n/s$, and rates at least $2.0 U_n/s$ are recommended.

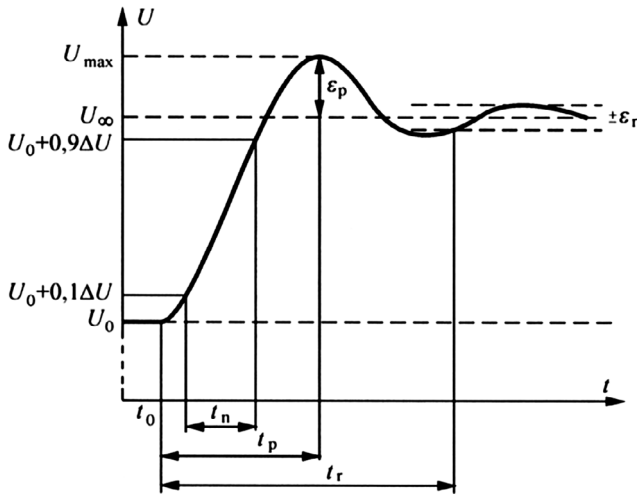


Fig. 2. IEEE ST1A voltage regulator structure

In addition, after a 3-phase short circuit on a unit transformer's upper voltage bus bars the voltage should recover to 70% of the rated voltage within 1.0 second from the unit's outage from the power system.

The first phase of generator voltage regulator setting, i.e. analysis based on mathematical models, can be done in the form of optimising a certain regulation quality index. In this study the following index was used:

$$J_{sum} = \sum_{i=1}^2 \varepsilon_i (J_{P_i} + \xi_i J_{U_i}) \quad (3)$$

equal to the sum of weighted sub-indices J_{P_i} and J_{U_i} , which are integrals of the squares of the active power and voltage deviations of the control system response to a step change in the power system voltage by $\Delta U_s = 0.05$ p.u. (index $i = 1$) and by $\Delta U_s = -0.05$ p.u. (index $i = 2$) (for the case of single-machine model):

$$J_{P_i} = \int_0^T (P(t) - P_z)^2 dt, J_{U_i} = \int_0^T (U(t) - U_z)^2 dt \quad (4)$$

The weigh factors are assumed to be equal to:

$$\xi_1 = \frac{J_{P_1}}{J_{U_1}}, \quad \xi_2 = \frac{J_{P_2}}{J_{U_2}}, \quad \varepsilon_2 = \frac{J_{P_1} + \xi_1 J_{U_1}}{J_{P_2} + \xi_2 J_{U_2}}, \quad \varepsilon_1 = 1 \quad (5)$$

The weight factors have been calculated from the responses of the base system, i.e. generator with a voltage regulator with the following parameters: parameters: $K_A = 1170$, $T_B = 20.4$ s, $T_C = 2.4$ s, $\alpha = 1$, $\beta = 1$. This voltage regulator corresponds to those actually used in practice, and thus the base system is meant to be a measure of the regulation effectiveness achievable by classical (integral) regulators, i.e. to represent a system with a regulator with well-chosen parameters.

A regulation quality index so constructed ensures the equivalence of the impact of sub-indices J_{P_i} , J_{U_i} on J_{sum} index. For example, an increase in active power swings damping, which decreases sub-index J_{P_i} by 10% percent, compensates the voltage regulation process deterioration (usually associated with improved active power swings damping) resulting in a 10% increase in sub-index J_{U_i} . Of course, the above quality index is one of many possible indices.

The power system's dynamic properties are determined, and hence the regulation process quality is affected by the system structure understood as the structure and parameters of the grid, structure and parameters of the generating units' control systems, operating point of the power system (including generating units' operating point), and the structure and properties of loads.

The power system is a multi-machine system, therefore on the basis of a model of such a system the process of searching for the regulator's structure and/or settings should be implemented. Relatively often, however, the process in the initial phase is implemented in a single-machine system. Then the solution obtained is verified in a multi-machine system. Such an approach was adopted in this study, as appropriate for its illustrative phase.

3. Settings optimisation in single-machine system

Subject to the analysis is the effect of the correction element in a voltage regulator with the standard structure, i.e. as shown in Fig. 1, where the exponents of the numerator and denominator transmittances polynomial may have values other than one, i.e. $\alpha \neq \beta \neq 1$. The minimum of the objective function (regulation quality index) J_{sum} is searched for.

The proposed settings were preliminarily verified in a single-machine system with generator G2 with the specification set out in the appendix. The synchronous generator is here equipped with a ST1A static excitation and voltage regulator system with no feedback loop. External impedance, here defined as the impedance seen from the unit transformer's upper voltage bus bars, was adopted at $\underline{Z}_s = 0.0068 + j0.0807$ (in relative units referenced to the generator ratings).

The analyses showed that the adoption of the rated load as the operating point, for which a selected regulation quality index is optimised, leads to improved regulation quality for the given operating point. At the same time, however, the use of a regulator selected this way does not lead to significant improvement in the dynamic properties of the generator's control system when operated with a lesser reactive power load. A positive optimisation effect is achieved when selecting the generator operating point closer to the stability limit of the system. Then, the regulation quality is clearly improved also when the generator is loaded with a larger reactive power.

Fig. 3 shows the impact of parameters α and β on regulation quality index J_{sum} in the case of generator operation with the rated active power and reactive power equal to zero. The initial regulation quality index, i.e. at $\alpha = \beta = 1$ (classic system),

is $J_{sum} = 10.45$. The calculation results shown in Fig. 3 indicate that a fractional order regulator's performance is improved in a narrow band, where exponents α and β maintain a relationship with each other, and quality indices J_{sum} do not significantly differ to each other. Within this band the local minimum of the adopted regulation quality function was found for exponents: $\alpha = 0.9$ and $\beta = 0.75$. The optimized quality index $J_{sum} = 8.61$ for these parameters. It turns out that the relation between the indices, and the minimum quality index location, to a small degree depend on the external impedance, i.e. that seen from the unit transformer's upper voltage bus bars. The operating point of the generator, i.e. its active and reactive power loads, has significant impact on the minimum quality index position.

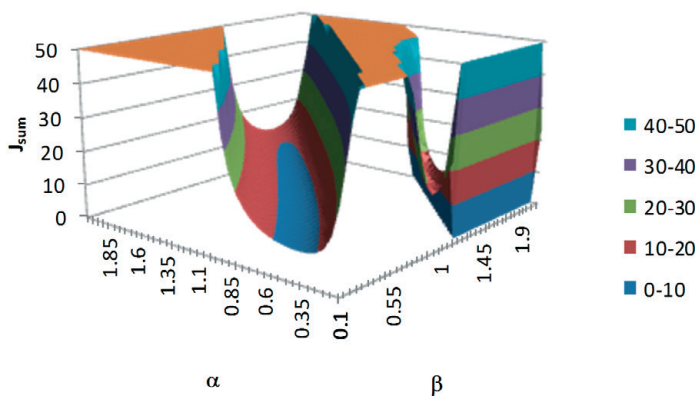


Fig. 3. Regulation quality index J_{sum} as function of exponents α and β of voltage regulator's corrective element transmittance

However a change in quality index J_{sum} indicates no direct impact on the processes of electromechanical swings damping, or voltage regulation. Therefore, in Fig. 4 a comparison is shown of the response of a control system with a classical RC regulator, and with an optimized RNC regulator of fractional order, on the system voltage's step increase in the case of the initial load of the generator as in the optimization process, i.e. $P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = 0$. It is seen there that the optimized RNC regulator of fractional order significantly improves the electromechanical swings damping. Also seen in this case is significant improvement in the voltage regulation process. In the case of initial loading of the generator with rated power ($P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = Q_{gn}$) a certain, although not as spectacular, increase in electromechanical swings damping, and improvement in voltage regulation process is also visible.

The next Fig. 5 shows the system response to step change in voltage setpoint $\Delta U_z = 0.05$ p.u. The response nature is important here in the case of the generator's operation under the ARNE system of generating nodes' master control. As is apparent from Fig. 5, the impact of the RNC fractional order regulator on the voltage setting time is negligibly small in comparison with the classical regulator. However, the voltage overshoot increase by ca. 0.5% is evident. This difference in the voltage overshoot in the response of the generator control system with the studied

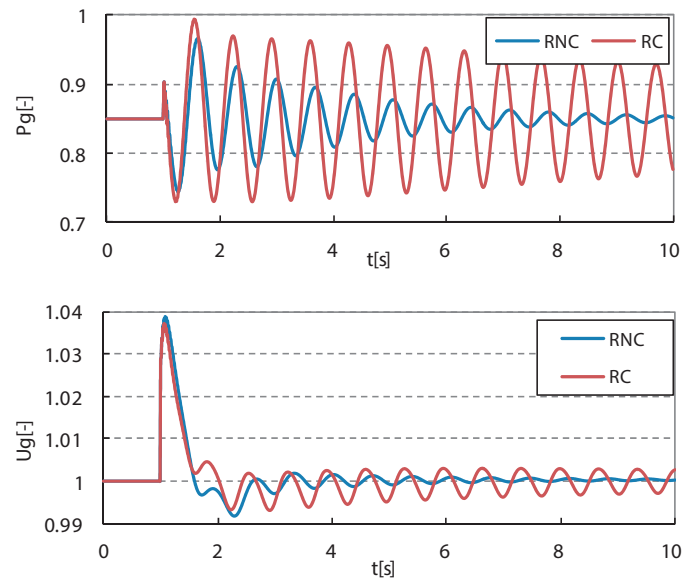


Fig. 4. Response of the synchronous generator control system to step voltage increase $\Delta U_s = 0.05$ at time $t = 1$ s, $P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = 0$, (RC - classical regulator, RNC - fractional order regulator)

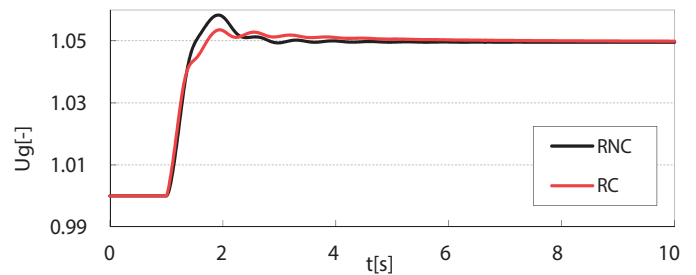


Fig. 5. Response of the synchronous generator control system to step increase in the voltage setpoint $\Delta U_s = 0.05$ at time $t = 1$ s, $P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = 0$, (RC - classical regulator, RNC - fractional order regulator)

regulators is not important from the point of view of the quality of the regulatory processes implemented by the master control system.

A significant increase in electromechanical swings damping shown in Fig. 4 is also reflected in the course of the system's stability limit. Fig. 6 shows the area of the operating conditions allowable (achievable) for the studied control system with RC and RNC regulators. As is apparent from the figure, the RNC regulator significantly shifts the stability limit to the left, i.e. towards the generator's capacitive load. Such large displacement of the stability limit in the capacitive load direction means that in practice the stability limit will depend on heating of the extreme packages of the generator sheets (it is not shown in the figure).

For the sake of completeness of the study it should be added that a fractional order regulator RNC also meets the other requirements arising from the IRiESP transmission grid code [14]. The

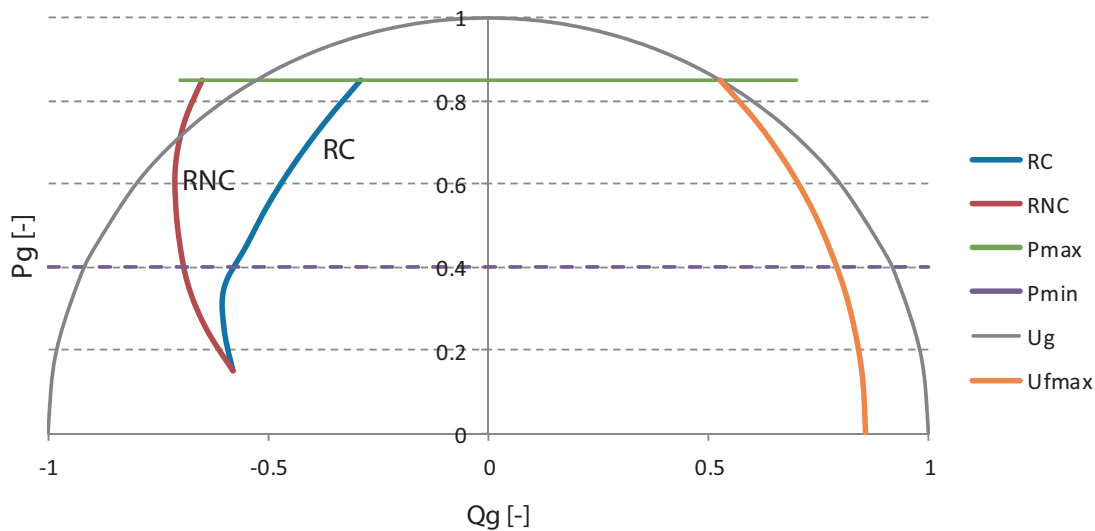


Fig. 6. Area of allowable operating conditions in generator control system with classical regulator RC, and fractional order regulator RNC

generator voltage setting time after a step change in the voltage setpoint by 10% at idle run does not exceed 0.3 s, and after reactive rated power drop does not exceed 0.5 s.

4. Settings optimisation in multi-machine system

The proposed synchronous generator voltage regulator's effectiveness was verified in a multi-machine system, i.e. the 3-machine system as shown in Fig. 7. Details of the model components and of the system's operating point are specified contained in the Appendix (tab. 1–4). All generating units in the model are equipped with static excitation and voltage regulation systems. Loads are modelled as fixed admittances.

In the present system the RNC voltage regulator of fractional order was included only in the control system of generator G2 (GTHW type 360). The RNC regulator exponents α and β were adopted as calculated for the single-machine system.

Fig. 8 shows the system response to a disturbance consisting in the outage of line 2–6. As is apparent from the waveforms, the RNC regulator of fractional order also in the present case leads to an increase in the damping of electromechanical swings. Admittedly, this is not the main purpose of the voltage regulator of a high power synchronous generator, especially in the case of concurrent use of a system stabilizer. On the other hand, however, it may be stated that improvement in electromechanical swings damping without compromising the voltage regulation quality is most desirable.

5. Conclusions

Summarising the above discussion, it may be concluded that a regulator of fractional order brings about a new quality to control systems, including regulation systems of synchronous generators. By increasing the number of degrees of freedom, here understood as the number of adjustable parameters of the regulator, it allows for more precise shaping of a synchronous generator control system's dynamic properties. This statement

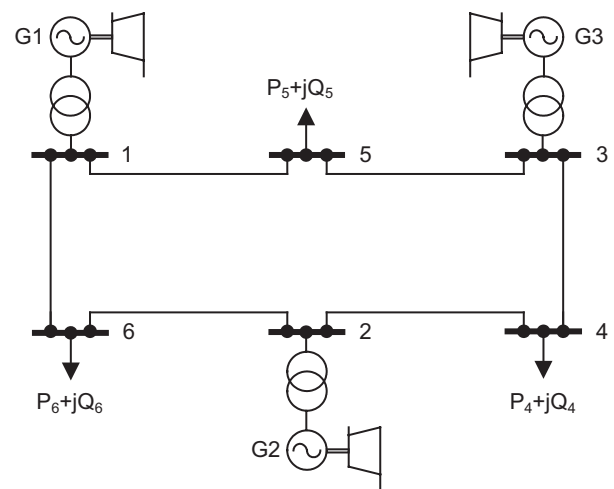


Fig. 7. Three-machine system structure

applies not only to voltage regulators, as shown in the paper, but potentially also to system stabilizers.

As regards small generating units, not subject to the Grid Code requirement, and concerning the need to use a system stabilizer, a synchronous generator regulator of fractional order allows for a significant increase in the extent of electromechanical swings damping and of phase margin. By appropriate selection of coefficients α and β a fractional order controller can at least partially eliminate, or possibly compensate for, any reduction in the damping torque introduced by the voltage regulator in a static excitation system.

The considerations briefly reported here should be taken as a kind of starting point for analysis of the effectiveness and validity of the application of fractional order systems for synchronous generator control, and, possibly, for control or other power system components.

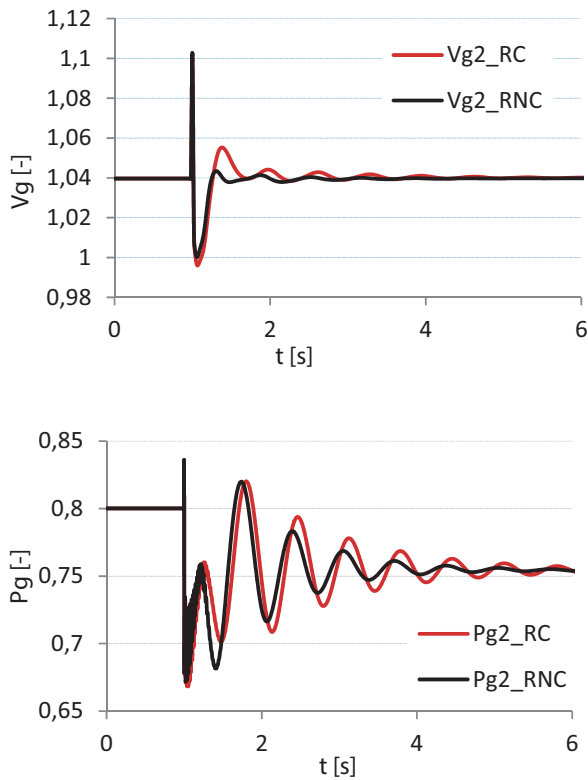


Fig. 8. Response of generator G2 control system in the multi-machine system shown in Fig. 7 to outage of line 2–6

Details of the single-machine and multi-machine system components

Power lines: $U_n = 400$ kV, $Z' = 0.006 + j0.4 \Omega/\text{km}$, $B' = 3.52 \mu\text{S}/\text{km}$, $l_{15} = 100$ km, $l_{53} = 150$ km, $l_{34} = 140$ km, $l_{24} = 120$ km, $l_{26} = 130$ km, $l_{16} = 110$ km. Loads: $S_4 = S_5 = S_6 = 200 + j100$ MVA

Parameter	Unit of measure	G1	G2	G3
$S_{gn} = S_{base}$	MVA	150	426	235.3
P_{gn}	MW	125	360	200
$U_{gn} = U_{base}$	kV	13.8	22	15.75
X'_d	–	1.84	2.6	2.19
X''_d	–	0.305	0.33	0.324
X'''_d	–	0.22	0.235	0.217
X_q	–	1.66	2.48	2.1
X'_q	–	0.49	0.53	0.513
X''_q	–	0.22	0.235	0.217
X_l	–	0.15	0.199	0.194
R_a	–	0.0013	0.0016	0.0015
T'_{d0}	s	7.8	9.2	7.62
T''_{d0}	s	0.145	0.042	0.209
T'_{q0}	s	0.88	1.095	1.54
T''_{q0}	s	0.071	0.065	0.305
S_1	–	0.243	0.292	0.163
S_{12}	–	0.48	0.883	0.207
$2H_j$	s	7.8	6.45	10.0
X_t	–	0.1386	0.1534	0.1443
R_t	–	0.0056	0.0034	0.004

Tab. 3. Parameters of synchronous generators

	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6
Module	1.042	1.042	1.042	1.036	1.036	1.035
Angle	0°	2.9°	1.7°	0.5°	-1.0°	-0.4°

Tab. 1. Initial voltages in the system

Parameter	Unit of measure	G1	G2	G3
S_{gi}	MVA	105.4-j8.3	340.7 + j5.1	200.5-j31.2
U_{gi}	r.u.	1.032	1.032	1.018
δ_{gi}	deg.	49.7	62.5	68.3

Tab. 2. Initial operating point of synchronous generators

Parameter	Unit of measure	G1	G2	G3
T_R	s	0.02	0.02	0.02
K_A	–	730	1170	400
T_A	s	0.02	0.02	0.02
T_B	s	17.7	20.4	10
T_C	s	2	2.4	2
K_F	–	0	0	0
V_{IMAX}/V_{IMIN}	–	0.15/-0.15	0.15/-0.15	0.15/-0.15
V_{RMAX}/V_{RMIN}	–	5.9/-5.9	7.1/-5.0	6/-5.2
K_C	–	0.08	0.06	0.07
X_C	–	0.04	0.04	0.04

Tab. 4. Details of excitation and voltage regulation system (IEE type ST1A)

REFERENCES

1. Podlubny L., Fractional Differential Equations, *Mathematics in Science and Engineering*, Vol. 198, Academic Press 1990.
 2. Monje C. A. et al., Fractional-order Systems and Controls. Fundamentals and Applications, Springer-Verla, London 2010.
 3. IEEE Std 421.5-1992: IEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE, New York 1992, ISBN 1-55937-218-4.
 4. Mello de F.P., Concordia C., Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* 1969, Vol. 88, pp. 316–329.
 5. Mello de F.P. et al., Developments in Application of Stabilising Measures Through Excitation Control, Paper Ref. 38-05, CIGRE Session 1986.
 6. Kundur P., Power system stability and control, New York: McGraw-Hill, 1994, p. 761.
 7. Machowski J., Bialek J., Bumby J.R., Power System Dynamics and Stability, New York: John Wiley and Sons, 1997, p. 291.
 8. CIGRE Task Force 38.02.16, Impact of Interactions among Power Systems, Paris, August 2000.
 9. CIGRE Task Force 38.01.07, Analysis and Control of Power System Oscillations, Paris, December 1996.
 10. Lee D.C., Kundur P., Advanced Excitation Controls for Power System Stability Enhancement, Paper Ref. No. 38–01, CIGRE Session 1986.
 11. PSE SA. IRIESP Transmission Grid Code. Version 2.1. Consolidated text as per Update Chart CK / 1/2012 approved by the President of the ERO No. DPK-4320-2(16)/2010÷2013/LK of 29 January 2013.
 12. Zamani M. et al., Design of a Fractional Order PID controller for an AVR using particle swarm optimization, *Control Engineering Practice* 2009, No. 17, pp. 1380–1387.
 13. Y. Tang et. al., Optimum Design of Fractional Order $PI^{\lambda}D^{\lambda}$ Controller for AVR system using chaotic ant swarm, *Expert Systems with Applications* 2012, No. 39, pp. 6887–6896.
-

Wojciech Lubośny

e-mail: wlub@ien.gda.pl

Graduated Gdańsk University of Technology, Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics in 2010. Currently employed in Automatics and System Analysis Department of Institute of Power Engineering, Research Institute Division Gdańsk.

His interest area is related to generating units control including design and programming of automatic voltage regulators.

Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently an associate professor at Gdańsk University of Technology. His main areas of interest include: mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 108–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Układy niecałkowitego rzędu a regulator napięcia generatora synchronicznego

Autorzy

Wojciech Lubośny
Zbigniew Lubośny

Słowa kluczowe

generator synchroniczny, regulator napięcia, równania różniczkowe rzędu niecałkowitego

Streszczenie

Współczesne regulatory generatorów synchronicznych, a w tym regulatory napięcia, są układami cyfrowymi, w znakomitej większości o strukturach standardowych, zwartych w normie IEEE. Są to układy opisane równaniami różniczkowymi stacjonarnymi rzędu całkowitego. Regulatory wykorzystujące równania różniczkowe rzędu niecałkowitego w układach regulacji generatorów synchronicznych nie są obecnie stosowane. W artykule przedstawiono analizę możliwości wykorzystania układu równań różniczkowych rzędu niecałkowitego w regulatorze napięcia generatora synchronicznego ze statycznym układem wzbudzenia.

1. Wstęp

Pierwsza zanotowana wzmianka dotycząca równań różniczkowych o wykładnikach niebędących liczbami całkowitymi występuje w korespondencji z 1695 roku pomiędzy Leibnizem a L'Hôpitalem [2], w której Leibniz pytał: „*Can the meaning of derivatives with integer order be generalised to derivatives with non-integer orders?*” (ang.). L'Hôpital w liście z 30 września tego samego roku odpowiedział: „*It will lead to a paradox from which one day useful consequences will be drawn*” (ang.). Kolejne lata i wieki przyniosły prace Eulera, Lagrange'a, Liouville'a, Riemanna, Holmgrena, Grünwalda, Kruga, Abela, Boole'a, Heaviside'a, Weyla, Hardy'ego, Erdelyiego, Riesz'a rozwijające teorię równań różniczkowych. Ich prace kontynuowali głównie matematycy w wieku XIX i XX. Dopiero jednak koniec wieku XX, a w praktyce wiek XXI, przeniósł problematykę równań różniczkowych niecałkowitego rzędu w sferę zastosowań w automatyce [1, 2].

Duże zainteresowanie zastosowaniem układów równań różniczkowych niecałkowitego rzędu wynika z faktu, że:

- W przypadku części zjawisk i procesów modele matematyczne wykorzystujące równania różniczkowe niecałkowitego rzędu w dokładniejszy sposób opisują ich dynamikę. Dotyczy to szczególnie elementów z obszaru tzw. wysokich technologii, jak np. superkondensatory, dla których rząd równania różniczkowego wiążącego prąd z napięciem może być z przedziału (0,6... 0,8). W elektroenergetyce dotyczyć to może również maszyn elektrycznych.
- Regulatory bazujące na równaniach różniczkowych niecałkowitego rzędu wykazują zdolność poprawy własności dynamicznych układów regulacji (regulatorów z obiektami). Przy czym nie dotyczy to tylko sytuacji, w której dynamika obiektu opisywana jest układem równań różniczkowych niecałkowitego rzędu.

Jedną z opracowanych postaci pochodnej i zarazem całki funkcji f dla dowolnego rzędu równania różniczkowego, tzw. postać Grünwalda-Letnikowa rzędu ν , wyraża się zależnością [1]:

$${}_{k_0}^L \Delta_k^{(\nu)} f_k = \sum_{i=k_0}^k a_{i-k_0}^{(\nu)} f_{k-i-k_0} \quad (1)$$

$$a_{i-k_0}^{(\nu)} = \begin{cases} 0 & i < 0 \\ 1 & i = 0 \\ (-1)^i \frac{\nu(\nu-1)\dots(\nu-i-1)}{i!} & i > 0 \end{cases}$$

gdzie:

f_k – różnicowana/sumowana funkcja,
 $a_i^{(\nu)}$ – współczynniki, ν – rząd różnicowania ($\nu > 0$) lub sumowania (całkowania) ($\nu < 0$),
 k_0, k – początek i koniec przedziału różnicowania/sumowania (całkowania).

Dla przypadku klasycznego, tj. dla całki rzędu całkowitego, przyjmując rząd równy $\nu = -1$ (całka pojedyncza) oraz przyjmując dodatkowo punkt początkowy $k_0 = 0$, zależność (1) uzyskuje znaną postać:

$${}_{0}^L \Delta_k^{(-1)} f_k = \sum_{i=0}^k a_i^{(-1)} f_{k-i} = \sum_{i=0}^k f_i \quad (2)$$

$$a_{i-k_0}^{(\nu)} = \begin{cases} 0 & \text{dla } i < 0 \\ 1 & \text{dla } i \geq 0 \end{cases}$$

Dla całki rzędu ν , będącego liczbą niecałkowitą, współczynniki wagowe a_i są liczbami z przedziału $(0...1)$, przy czym wcześniejsze (w tym np. zakładając, że funkcja f zależy od czasu) wartości funkcji f_i mnożone są przez coraz mniejsze co do wartości współczynniki wagowe. Z jednej strony występuje tu efekt zapominania, tj. wpływ wartości funkcji f_i w chwilach odległych na wartość całki jest malejący. Z drugiej strony na wartość całki w danej chwili wpływają w sposób jawny wszystkie wartości funkcji f_i od chwili początkowej k_0 . Komplikuje to w pewnym stopniu algorytm całkowania w stosunku do klasycznego, w którym obliczenie całki pojedynczej (rząd $\nu = -1$) jest realizowane, w najprostszym przypadku, w oparciu o wartość funkcji w chwili bieżącej oraz wartość całki w chwili poprzedzającej lub, w przypadku bardziej

złożonych algorytmów, dodatkowo o kilka wartości funkcji lub wartości całki w chwilach poprzedzających.

Literatura przedmiotu w odniesieniu do regulatorów napięcia generatorów synchronicznych jest relatywnie skromna. Pokazywane są tu zazwyczaj wyniki optymalizacji wybranej funkcji celu (związanej, niestety, tylko z napięciem generatora) w układzie z regulatorem napięcia generatora rzędu niecałkowitego typu $PI^\nu D^\nu$ [12, 13].

2. Regulacja napięcia

Regulator generatora synchronicznego jest ciągle jednym z podstawowych elementów odpowiedzialnych za kształtowanie dynamiki systemu elektroenergetycznego. W obszarze dopuszczalnych stanów pracy generatora dynamikę tę kształtują: regulator napięcia generatora i stabilizator systemowy, jeżeli występuje [6, 7]. O konieczności stosowania stabilizatora systemowego decyduje operator danego systemu przesyłowego. Według IRIESP [11] w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym „jednostki wytwórcze ciepłone, kondensacyjne oraz bloki gazowo-parowe, o mocy osiągalnej 100 MW lub wyższej, powinny być wyposażone, między innymi, w stabilizator systemowy”.

Stabilizatory systemowe są aktywne w pewnym przedziale mocy czynnej generowanej przez zespół wytwórczy i zazwyczaj dla mocy mniejszych niż 15÷25% mocy znamionowej są automatycznie wyłączane. Oznacza to, że w przypadku zespołów wytwórczych z turbinami wodnymi dużej mocy stany pracy z wyłączonym stabilizatorem systemowym mogą zdarzać się względnie często. Natomiast w przypadku zespołów wytwórczych z turbinami parowymi, ze względu na ograniczenie dolne stabilnej pracy kotła, równe 40÷50% mocy znamionowej bloku, praca regulatora generatora z automatycznie wyłączonym stabilizatorem systemowym praktycznie się nie zdarza. Może mieć ona miejsce tylko w przypadku wyłączenia stabilizatora systemowego przez obsługę lub okresowo, gdy jednostki te pracują z małą mocą, np. w przypadku wspomaganie kotłów węglowych palnikami mazutowymi.

Powyższe oznacza, że praktycznie tylko jednostki wytwórcze małej mocy (poniżej 100 MW) permanentnie pracują bez stabilizatora systemowego. Ponieważ jednak celem artykułu jest pokazanie wpływu regulatora niecałkowitego rzędu na własności dynamiczne układu regulacji generatora synchronicznego, pomimo wcześniejszych uwag jako obiekt analizy wybrano generator synchroniczny GTHW 360, typowy dla bloków ciepłych krajowych, względnie często będący przedmiotem różnego typu analiz.

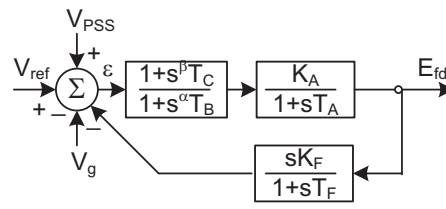
Generator GTHW 360 w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wyposażony jest w statyczny układ wzbudzenia i regulacji napięcia. Strukturę regulatora napięcia generatora GTHW 360 wraz z typowymi nastawami przedstawiono na rys. 1. Struktura ta jest typowa, tj. określona w normie [3] (typ ST1A), z tym że układy istniejące i tym samym prezentowane w normie odpowiadają strukturze z rys. 1, ale z wykładnikami α i β równymi jedności. Parametrami nastawialnymi są tu współczynnik wzmocnienia K_A oraz stałe czasowe T_B i T_C członu korekcyjnego. Człon korekcyjny w pętli sprzężenia zwrotnego jest wyłączony (lub nie występuje w strukturze rzeczywistego regulatora), tj. współczynnik wzmocnienia jest równy $K_F = 0$.

Dobór nastaw regulatora generatora synchronicznego, a w tym regulatora napięcia, realizowany jest w oparciu o model matematyczny, a następnie nastawy weryfikowane są poprzez testy na obiekcie rzeczywistym. Podstawowe testy dotyczące weryfikacji nastaw regulatora napięcia generatora to:

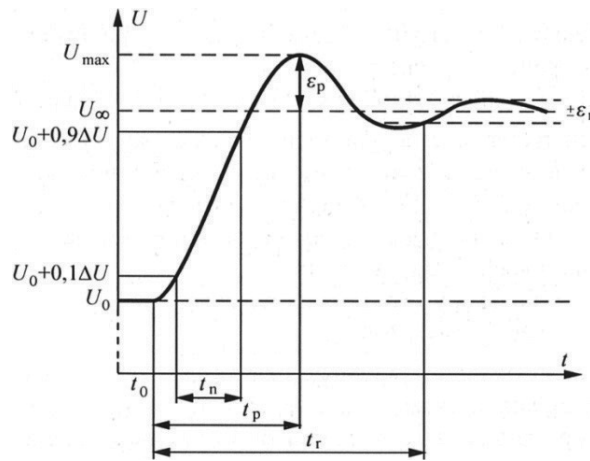
- Skokowa zmiana wartości zadanej napięcia wzbudzenia o $\pm 10\%$ w przypadku pracy generatora na biegu jałowym oraz o $\pm 3\%$ w przypadku pracy generatora w systemie elektroenergetycznym
- Zrzut znamionowej mocy biernej.

Wymagania dotyczące własności dynamicznych układu regulacji generatora synchronicznego pracującego w systemie elektroenergetycznym są w miarę jednoznacznie określone. Wymagania odnoszą się do odpowiedzi napięciowej układu regulacji dla określonych prób. Wymagania dotyczące własności dynamicznych układów regulacji generatorów synchronicznych są, między innymi, określone w IRIESP [11], a także w normach BS EN 60034-1:1998, ANSI/IEEE Standard 421.1. Parametrami określanymi są tu (rys. 2): t_r – czas regulacji, tj. czas, po którym wartość zadana ustala się z dokładnością $\pm \epsilon_p$, ϵ_p – przeregulowanie, t_n – czas narastania lub szybkość narastania $\Delta U/\Delta t$.

Wymaga się, aby dla skokowej zmiany napięcia zadanego o $\pm 10\%$ czas regulacji napięcia generatora pracującego na biegu jałowym nie przekraczał 0,3 s dla generatorów ze statycznym układem wzbudzenia oraz nie przekraczał 1,0 s dla generatorów z maszynowym układem wzbudzenia. Ponadto przeregulowanie napięcia generatora w przypadku samowzbudzenia nie powinno przekroczyć 15% wartości napięcia



Rys. 1. Struktura regulatora napięcia typu IEEE ST1A



Rys. 2. Odpowiedź układu regulacji generatora synchronicznego i parametry ją definiujące

znamionowego. Natomiast w przypadku zrzutu znamionowej mocy biernej czasu regulacji nie powinny przekraczać odpowiednio 0,5 s i 1,5 s. Z kolei szybkość narastania napięcia nie powinna być mniejsza niż $1,5U_n/s$, a zaleca się szybkości nie mniejsze niż $2,0U_n/s$.

Dodatkowo odbudowa napięcia po zwarciu 3-fazowym na szynach górnego napięcia transformatora blokowego do wartości 70% napięcia znamionowego powinna następować w czasie do 1,0 s od chwili wyłączenia bloku z pracy w systemie elektroenergetycznym.

Pierwsza faza doboru nastaw regulatora napięcia generatora, tj. analiza w oparciu o modele matematyczne, może być realizowana w formie optymalizacji pewnego wskaźnika jakości regulacji. W niniejszej pracy wykorzystano wskaźnik:

$$J_{sum} = \sum_{i=1}^2 \epsilon_i (J_{Pi} + \xi_i J_{Ui}) \quad (3)$$

równy sumie ważonej wskaźników cząstkowych J_{Pi} i J_{Ui} będących całkami z kwadratów uchybów mocy czynnej i napięcia odpowiedzi układu na skokową zmianę napięcia w systemie elektroenergetycznym o wartości $\Delta U_s = 0,05$ j.w. (indeks $i = 1$) i o $\Delta U_s = -0,05$ j.w. (indeks $i = 2$) (dla przypadku stosowania modelu jednomaszynowego):

$$J_{Pi} = \int_0^T (P(t) - P_z)^2 dt, \quad J_{Ui} = \int_0^T (U(t) - U_z)^2 dt \quad (4)$$

Współczynniki wagowe przyjęto jako równe:

$$\xi_1 = \frac{J_{P1}}{J_{U1}}, \quad \xi_2 = \frac{J_{P2}}{J_{U2}} \quad (5)$$

$$\epsilon_2 = \frac{J_{P1} + \xi_1 J_{U1}}{J_{P2} + \xi_2 J_{U2}}, \quad \epsilon_1 = 1$$

Wartości współczynników wagowych obliczone zostały z odpowiedzi tzw. układu bazowego, tj. układu z regulatorem napięcia generatora o parametrach: $K_A = 1170$, $T_B = 20,4$ s, $T_C = 2,4$ s, $\alpha = 1$, $\beta = 1$. Ten regulator napięcia odpowiada stosowanemu w rzeczywistości i tym samym układ bazowy w założeniu ma być miarą efektywności regulacji osiągalnej przez regulatory klasyczne (całkowito-liczbowe), tj. reprezentować układ z regulatorem o dobrze dobranych parametrach.

Tak skonstruowany wskaźnik jakości regulacji zapewnia równowagę wpływu składowych wskaźników cząstkowych J_{Pi} , J_{Ui} na wskaźnik J_{sum} . Przykładowo wzrost tłumienia kołysań mocy czynnej powodujący 10-proc. zmniejszenie wartości wskaźnika J_{Pi} kompensuje pogorszenie procesu regulacji napięcia (zazwyczaj związane z poprawą tłumienia kołysań mocy czynnej) powodujące 10-proc. wzrost wskaźnika cząstkowego J_{Ui} . Oczywiście powyższy wskaźnik jakości jest jednym z możliwych.

O własnościach dynamicznych systemu elektroenergetycznego decyduje, a tym samym na jakość procesu regulacji wpływa, struktura systemu rozumiana jako struktura i parametry sieci, struktura i parametry układów regulacji jednostek wytwórczych,

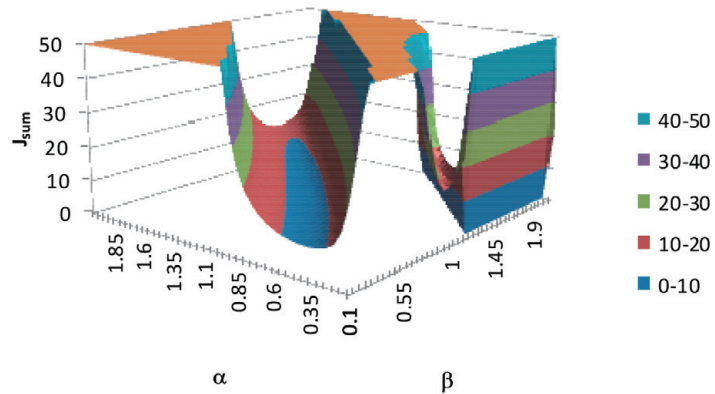
punkt pracy systemu elektroenergetycznego (w tym punkt pracy jednostek wytwórczych) oraz struktura i własności odbiorów. System elektroenergetyczny jest układem wielomaszynowym, w związku z tym w oparciu o model takiego układu powinien być realizowany proces poszukiwana struktury lub nastaw regulatora. Względnie często jednak proces ten w początkowej fazie realizowany jest w układzie jednomaszynowym. Następnie uzyskane rozwiązanie weryfikowane jest w układzie wielomaszynowym. Takie podejście, ze względu na ilustracyjny etap badań, przyjęto w niniejszej pracy.

3. Optymalizacja nastaw w układzie jednomaszynowym

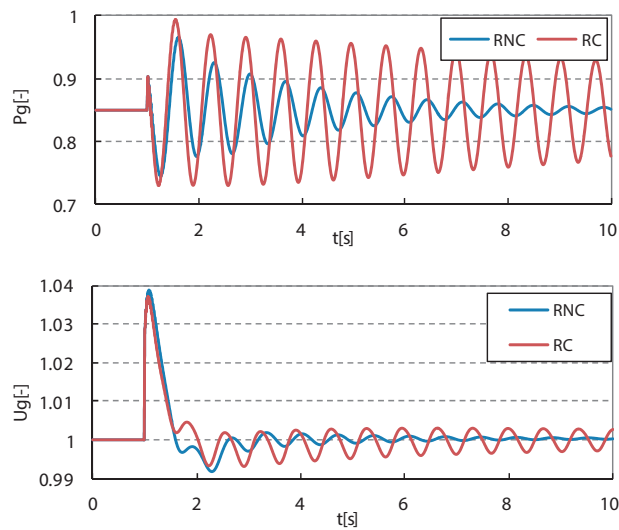
Przedmiotem analizy jest wpływ członu korekcyjnego w regulatorze napięcia o strukturze standardowej, tj. jak przedstawiona na rys. 1, w której wykładniki wielomianu transmitancji licznika i mianownika mogą przyjmować wartości różne od jedności, tj. $\alpha \neq \beta \neq 1$. Poszukiwana jest minimalna wartość funkcji celu (wskaźnika jakości regulacji) J_{sum} .

Poprawność zaproponowanych nastaw zweryfikowano wstępnie w układzie jednomaszynowym, wykorzystując generator G2 według danych zawartych w załączniku. Generator synchroniczny jest tu wyposażony w statyczny układ wzbudzenia i regulacji napięcia typu ST1A, bez pętli sprzężenia zwrotnego. Impedancję zewnętrzną, rozumianą tu jako impedancję widzianą z szyn górnego napięcia transformatora blokowego, przyjęto równą $Z_s = 0,0068 + j0,0807$ (wyrażoną w jednostkach względnych, odniesioną do danych znamionowych generatora). Przeprowadzone analizy wykazały, że przyjęcie obciążenia znamionowego jako punktu pracy, dla którego przeprowadza się optymalizację wybranego wskaźnika jakości regulacji, prowadzi do poprawy jakości regulacji dla danego punktu pracy. Równocześnie jednak zastosowanie tak dobranej regulacji nie prowadzi do istotnej poprawy własności dynamicznych układu regulacji generatora w przypadku pracy generatora z mniejszym obciążeniem mocą bierną. Pozytywny efekt optymalizacji jest uzyskiwany w przypadku wyboru punktu pracy generatora bliżej granicy stabilności układu. Wówczas wyraźna poprawa jakości regulacji występuje również w przypadku pracy generatora z większym obciążeniem mocą bierną.

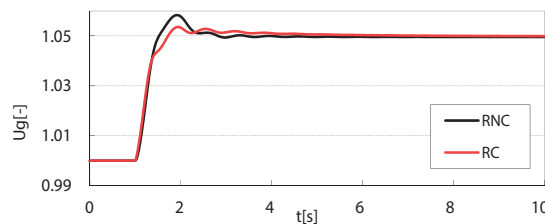
Na rys. 3 przedstawiono wpływ parametrów α i β na wartość wskaźnika jakości regulacji J_{sum} dla przypadku pracy generatora ze znamionową mocą czynną i mocą bierną równą zero. Początkowa wartość wskaźnika jakości regulacji, tj. dla $\alpha = \beta = 1$ (układ klasyczny) jest równa $J_{sum} = 10,45$. Wyniki obliczeń przedstawione na rys. 3 wskazują, że w regulatorze niecałkowitego rzędu poprawę jakości regulacji uzyskuje się w wąskim pasie, w którym wartości wykładników α i β zachowują pewną relację między sobą, a wartości współczynnika jakości J_{sum} nie różnią się znacząco między sobą. W obrębie tego pasa minimum lokalne przyjętej funkcji jakości regulacji zostało znalezione dla wartości wykładników: $\alpha = 0,9$ i $\beta = 0,75$. Wartość optymalizowanego wskaźnika jakości dla tych parametrów jest równa $J_{sum} = 8,61$. Okazuje się, że relacja



Rys. 3. Zależność wskaźnika jakości regulacji J_{sum} od wartości wykładników α i β transmitancji członu korekcyjnego regulatora napięcia



Rys. 4. Odpowiedź układu regulacji generatora synchronicznego na skokowy wzrost napięcia systemu $\Delta U_s = 0,05$ w chwili $t = 1$ s, $P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = 0$, (RC – regulator klasyczny, RNC – regulator rzędu niecałkowitego)

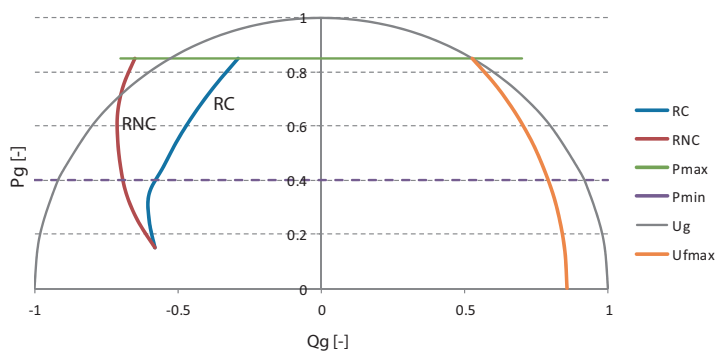


Rys. 5. Odpowiedź układu regulacji generatora synchronicznego na skokowy wzrost napięcia zadanego $\Delta U_z = 0,05$ j.w. w chwili $t = 1$ s, $P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = 0$, (RC – regulator klasyczny, RNC – regulator rzędu niecałkowitego)

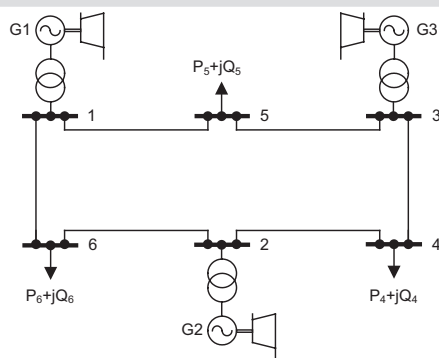
pomiędzy współczynnikami, a także lokalizacja minimum wskaźnika jakości w małym stopniu zależy od wartości impedancji zewnętrznej, tj. widzianej z szyn górnego napięcia transformatora blokowego. Istotny wpływ na położenie minimum wskaźnika jakości ma natomiast punkt pracy generatora, tj. wartość obciążenia mocą czynną i mocą bierną.

Zmiana wskaźnika jakości J_{sum} nie pokazuje jednak bezpośrednio wpływu na proces

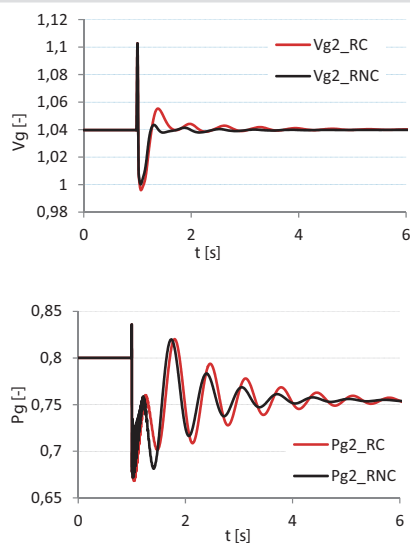
tłumienia kołysań elektromechanicznych czy proces regulacji napięcia. Dlatego na rys. 4 przedstawiono porównanie odpowiedzi układu z regulatorem klasycznym RC i zoptymalizowanym rzędu niecałkowitego RNC na skokowy wzrost napięcia systemu dla przypadku początkowego obciążenia generatora jak w procesie optymalizacji, tj. $P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = 0$. Widać tu, że regulator rzędu niecałkowitego RNC w sposób znaczący poprawia tłumienie kołysań



Rys. 6. Obszar dopuszczalnych stanów pracy w układzie z regulatorem klasycznym RC i regulatorem rzędu niecałkowitego RNC



Rys. 7. Struktura systemu trzymaszynowego



Rys. 8. Odpowiedź układu regulacji generatora G2 w układzie wielomaszynowym z rys. 7 na wyłączenie linii 2-6

elektromechanicznych. W tym przypadku widoczna jest również istotna poprawa procesu regulacji napięcia. W przypadku początkowego obciążenia generatora mocą znamionową ($P_{g0} = P_{gn}$, $Q_{g0} = Q_{gn}$) również widoczny jest pewien, chociaż nie tak spektakularny, wzrost tłumienia kołysań elektromechanicznych i poprawa procesu regulacji napięcia.

Na kolejnym rys. 5 pokazano odpowiedź układu na skokową zmianę napięcia zadane o wartość $\Delta U_z = 0,05$ j.w. Charakter odpowiedzi ma tu istotne znaczenie w przypadku pracy danego generatora w systemie nadrzędnej regulacji węzłów wytwórczych ARNE. Jak wynika z rys. 5 wpływ regulatora rzędu niecałkowitego RNC, w stosunku do regulatora klasycznego, na czas regulacji napięcia jest pomijalnie mały. Widoczne

jest natomiast większe o ok. 0,5% przeregulowanie napięcia. Ta różnica wartości przeregulowania napięcia w odpowiedzi układu z rozważanymi regulatorami nie jest istotna z punktu widzenia jakości realizacji procesów regulacyjnych przez układ regulacji nadrzędnej.

Pokazany na rys. 4 istotny wzrost tłumienia kołysań elektromechanicznych przekłada się również na przebieg granicy stabilności układu. Na rys. 6 pokazano obszar dopuszczalnych (osiągalnych) stanów pracy dla rozważanego układu regulacji z regulatorem RC oraz RNC. Jak wynika z rysunku, regulator RNC znacznie przesunął granicę stabilności w lewo, tj. w kierunku obciążeń pojemnościowych generatora. Tak duże przesunięcie granicy stabilności w kierunku obciążeń pojemnościowych oznacza, że w praktyce granica stabilności będzie wynikała z nagrzewania się skrajnych pakietów blach generatora (nie jest ona pokazana na rysunku).

Dla kompletności rozważań należy dodać, że regulator rzędu niecałkowitego RNC spełnia również pozostałe wymagania wynikające z IRiESP [14]. Czas regulacji napięcia generatora po skokowej zmianie napięcia zadane o 10% na biegu jałowym nie przekracza 0,3 s, a po zrzuceniu znamionowej mocy biernej nie przekracza 0,5 s.

4. Weryfikacja nastaw w układzie wielomaszynowym

Weryfikację efektywności proponowanego regulatora napięcia generatora synchronicznego w układzie wielomaszynowym przeprowadzono w oparciu o system trzymaszynowy, jak przedstawiony na rys. 7. Dane elementów składowych modelu oraz informacje o punkcie pracy systemu zawarto w załączniku (tab. 1-4). Wszystkie jednostki wytwórcze w modelu wyposażone są w statyczne układy wzbudzenia i regulacji napięcia. Odbiory modelowane są jako stałe admitancje.

W rozważanym układzie regulator napięcia rzędu niecałkowitego RNC zastosowano tylko w układzie regulacji generatora G2 (generator typu GTHW 360). Przyjęto przy tym wartości wykładników α i β regulatora RNC jak obliczone dla układu jednomaszynowego.

Na rys. 8 przedstawiono odpowiedź układu dla zakłócenia polegającego na wyłączeniu linii 2-6. Jak wynika z przedstawionych przebiegów, regulator rzędu niecałkowitego RNC również w prezentowanym przypadku prowadzi do wzrostu tłumienia kołysań elektromechanicznych. Co prawda, nie jest to głównym celem regulatora napięcia generatora synchronicznego dużej mocy, zwłaszcza w przypadku równoczesnego stosowania stabilizatora systemowego. Jednak z drugiej strony można również stwierdzić, że poprawa tłumienia kołysań elektromechanicznych bez pogarszania jakości regulacji napięcia jest jak najbardziej pożądana.

5. Wnioski

Podsumowując powyższe rozważania, można stwierdzić, że regulatory niecałkowitego rzędu wprowadzają nową jakość do układów regulacji, a w tym układów

	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6
Moduł	1,042	1,042	1,042	1,036	1,036	1,035
Kąt	0°	2,9°	1,7°	0,5°	-1,0°	-0,4°

Tab. 1. Początkowe wartości napięć w systemie

Parametr	Jednostka miary	G1	G2	G3
S_{gi}	MVA	105,4-j8,3	340,7 + j5,1	200,5-j31,2
U_{gi}	j.w.	1,032	1,032	1,018
δ_{gi}	deg.	49,7	62,5	68,3

Tab. 2. Początkowy punkt pracy generatorów synchronicznych

Parametr	Jednostka miary	G1	G2	G3
$S_{gn} = S_{base}$	MVA	150	426	235.3
P_{gn}	MW	125	360	200
$U_{gn} = U_{base}$	kV	13,8	22	15,75
X_d	–	1,84	2,6	2,19
X'_d	–	0,305	0,33	0,324
X''_d	–	0,22	0,235	0,217
X_q	–	1,66	2,48	2,1
X'_q	–	0,49	0,53	0,513
X''_q	–	0,22	0,235	0,217
X_l	–	0,15	0,199	0,194
R_a	–	0,0013	0,0016	0,0015
T'_{d0}	s	7,8	9,2	7,62
T''_{d0}	s	0,145	0,042	0,209
T'_{q0}	s	0,88	1,095	1,54
T''_{q0}	s	0,071	0,065	0,305
S_1	–	0,243	0,292	0,163
S_{12}	–	0,48	0,883	0,207
$2H_j$	s	7,8	6,45	10,0
X_t	–	0,1386	0,1534	0,1443
R_t	–	0,0056	0,0034	0,004

Tab. 3. Parametry generatorów synchronicznych

Parametr	Jednostka miary	G1	G2	G3
T_R	s	0,02	0,02	0,02
K_A	–	730	1170	400
T_A	s	0,02	0,02	0,02
T_B	s	17,7	20,4	10
T_C	s	2	2,4	2
K_F	–	0	0	0
$V_{IMAX}V_{IMIN}$	–	0,15/-0,15	0,15/-0,15	0,15/-0,15
$V_{RMAX}V_{RMIN}$	–	5,9/-5,9	7,1/-5,0	6/-5,2
K_C	–	0,08	0,06	0,07
X_C	–	0,04	0,04	0,04

Tab. 4. Dane układu wzbudzenia i regulacji napięcia (IEE typ ST1A)

regulacji generatorów synchronicznych. Poprzez zwiększenie liczby stopni swobody, rozumianych tu jako liczba nastawialnych parametrów regulatora, pozwalają na bardziej precyzyjne kształtowanie

własności dynamicznych układu regulacji generatora synchronicznego. Stwierdzenie to dotyczy nie tylko regulatorów napięcia, co pokazano w artykule, ale potencjalnie również stabilizatorów systemowych.

W przypadku małych jednostek wytwórczych, niepodlegających wymogowi zawartemu w IRIESP, a dotyczącemu konieczności stosowania stabilizatora systemowego, regulator generatora synchronicznego rzędu niecałkowitego pozwala na istotne zwiększenie stopnia tłumienia kołysań elektromechanicznych i zapasu stabilności. Poprzez odpowiedni dobór współczynników α i β regulator rzędu niecałkowitego przynajmniej częściowo pozwala wyeliminować lub ewentualnie skompensować redukcję momentu tłumiącego wprowadzaną przez regulator napięcia w statycznym układzie wzbudzenia.

Przedstawione w ograniczonym zakresie w niniejszym artykule rozważania należy potraktować jako swego rodzaju punkt wyjścia do analizy efektywności i zasadności zastosowania układów rzędu niecałkowitego w układach regulacji generatorów synchronicznych i ewentualnie w układach regulacji innych elementów systemu elektroenergetycznego.

Dane elementów systemu jedno- i wielomaszynowego

Linie elektroenergetyczne:

$U_n = 400$ kV, $Z' = 0,006 + j0,4$ Ω /km,

$B' = 3,52$ μ S/km, $l_{15} = 100$ km, $l_{53} = 150$ km, $l_{34} = 140$ km, $l_{24} = 120$ km, $l_{26} = 130$ km, $l_{16} = 110$ km.

Odbiory: $S_4 = S_5 = S_6 = 200 + j100$ MVA

Bibliografia

- Podlubny L., Fractional Differential Equations, *Mathematics in Science and Engineering*, Vol. 198, Academic Press 1990.
- Monje C.A., i in., Fractional-order Systems and Controls. Fundamentals and Applications, Springer-Verla, London 2010.
- IEEE Std 421.5-1992: IEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE, New York 1992.
- Mello de F.P., Concordia C., Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* 1969, Vol. 88, s. 316–329.
- Mello de F.P. i in., Developments in Application of Stabilising Measures Through Excitation Control, Paper Ref. 38-05, CIGRE Session 1986.
- Kundur P., Power system stability and control, New York: McGraw-Hill, 1994, s. 761.
- Machowski J., Bialek J., Bumby J. R., Power System Dynamics and Stability, New York: John Wiley and Sons, 1997, s. 291.
- CIGRE Task Force 38.02.16, Impact of Interactions among Power Systems, Paris, August 2000.
- CIGRE Task Force 38.01.07, Analysis and Control of Power System Oscillations, Paris, December 1996.
- Lee D.C., Kundur P., Advanced Excitation Controls for Power System Stability Enhancement, Paper Ref. No. 38-01, CIGRE Session 1986.

11. PSE SA. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Wersja 2.1. Tekst jednolity po Karcie aktualizacji CK/1/2012 zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(16)/2010÷2013/LK z dnia 29 stycznia 2013 roku.
12. Zamani M. i in., Design of a Fractional Order PID controller for an AVR using particle swarm optimization, *Control Engineering Practice* 17 (2009) 1380–1387.
13. Tang Y. i in., Optimum Design of Fractional Order $PI^{\lambda}D^{\mu}$ Controller for AVR system using chaotic ant swarm, *Expert Systems with Applications* 2012, No. 39, s. 6887–6896.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych, pracuje na swojej macierzystej uczelni. Obszar zainteresowań to modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

Wojciech Lubośny

mgr inż.

Instytut Elektroenergetyki Oddział Gdańsk

e-mail: wlub@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki, kierunek telekomunikacja (2010). Zatrudniony w Instytucie Elektroenergetyki o. Gdańsk, w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych.