

A Concept of New Current Compensation in a HV/MV Transformer's Semiconductor Tap-Changer Controller

Author

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

Keywords

voltage regulation, current compensation, semiconductor tap-changers

Abstract

The purpose of the paper is to develop a new current compensation in the tap-changer controllers of HV/MV transformer. Problems in applying classical current compensation are presented. A mathematical model of current compensation has been created, taking into account the phase measurements offered by grid parameter meters. A new method of current compensation has been proposed for the controller of semiconductor tap-changers of HV/MV transformers.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019103

Received: 22.02.2019

Received in revised form: 17.04.2019

Accepted: 18.07.2019

Available online:

Introduction

The subject of voltage and reactive power regulation in power grids has been often addressed in many publications. One of the methods is the use of on-load tap-changers. Control systems with on-load tap-changers play different roles depending on the place of installation in the power system. Other tasks are performed by a set transformer's tap changer, other tasks at a EHV/HV substation, and still other at a HV/MV substation. In a HV/MV substation these systems operate according to criterion D, i.e. voltage regulation on the lower side. A classic tap changer controller design was presented in [1, 2]. This author created a mathematical and simulation model of the classic controller of a HV/MV transformer's electromechanical tap changer, and identified the algorithm parameters of the and signals, which was presented in [3].

An important factor in voltage regulators is current compensation. It is described in [4–9]. In [4] fundamentals are presented of the voltage regulation by a tap changer with current compensation. Whereas in [5], current compensation is presented. In [6] compensation is presented of the voltage control by generator current that shifts the voltage control point from the generator terminals toward the grid, or inside the generator. Compensation also has a positive effect on voltage stability. It is stated in [7] that the selection of compensation parameters is difficult and therefore ignored in practice. The same in tap-changer control. In [8] and [9] it is also confirmed that there is a problem of determining the current compensation parameters and the application is proposed of MLDC (Multiple Line Drop Compensation) using flow calculations.

Compensation is used in synchronous generator controllers and transformer tap changer controllers alike. Its primary purpose is to adjust voltage by the voltage drop caused by the load current in the compensation impedance. With the correct selection of its parameters, compensation allows to reduce the impact of the load on the voltage deep in the grid. This results in "stiffening of voltages" in the grid and improves the voltage regulation quality. Its typical implementation for control transformers in HV/MV substations uses the lower transformer voltage and the sum of currents in all MV lines. However, there are issues to be solved at the implementation:

- There is a problem of determining the compensation impedance. Unfortunately, distribution grids are complex, therefore it is difficult to choose compensation parameters for most real cases, the more so as they change as a result of many factors – the weather and loads of individual lines, set of currently operated receivers, sources and their loads. The problem is to determine the load centre, which may not exist, and then the compensation impedance should often be adjusted, according to the current load profiles of the supply lines. In practice, the compensation feature is disabled in controllers, and the correct voltages at consumers are ensured by increasing the voltage set-point to the upper half of the adjustment range, i.e. between U_n and $1.1 \cdot U_n$ [9].
- MV lines powered from a HV/MV substation have various cross-sections. This refers to the cross-section variability at different lengths in a single line sequence. MV lines powered from the same HV/MV substation may have various designs

and structures. The most common MV grid topology is complex – a branch/trunk arrangement. This fact makes the current compensation parameters' determination difficult. Moreover, the loads of MV lines' individual sections vary in time. This makes voltage drops and losses in individual lines supplied from the HV/MV substation different. As a result of this the voltages at some recipients may not meet the quality requirements. In such a case, the classic current compensation taking into account only the sum of MV line currents is ineffective. For this reason, the relevant literature proposes MLDC – Multiple Line Drop Compensation [10–12].

- An increase in the share of distributed generation with uncontrolled active power output causes an increase in variability of load characteristics, dynamic changes in voltage caused by active power changes, and possible change of power flow directions. This results in voltage regulation quality deterioration and the need to apply new solutions that meet the additional requirements.

Current compensation description

Current compensation is implemented in many controllers, taking into account only rms voltages and currents, due to the simpler measuring system. This makes the compensation system malfunction.

Due to the distributed generation contribution, voltage asymmetry may appear in MV grids. The current compensation can be determined for each phase separately. The proposed algorithm will use the complex form of compensation voltage. Electronic tap-changers allow individual control in each phase. Transducers and meters of power grid parameters provide phase power factors determined for the argument $\varphi(U_L, I_L)$. Therefore, dependencies (1) do not take into account angular displacements between phase voltages. The rms line currents and phase voltages, as well as power factors (1) should be considered.

$$\begin{cases} \underline{U}_{kL1} = U_{L1} \cdot e^{j0} - \left[\begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{L1_re} - X_{komp} \cdot I_{L1_im}) + \\ j(R_{komp} \cdot I_{L1_im} + X_{komp} \cdot I_{L1_re}) \end{array} \right] \\ \underline{U}_{kL2} = U_{L2} \cdot e^{j0} - \left[\begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{L2_re} - X_{komp} \cdot I_{L2_im}) + \\ j(R_{komp} \cdot I_{L2_im} + X_{komp} \cdot I_{L2_re}) \end{array} \right] \\ \underline{U}_{kL3} = U_{L3} \cdot e^{j0} - \left[\begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{L3_re} - X_{komp} \cdot I_{L3_re}) + \\ j(R_{komp} \cdot I_{L3_im} + X_{komp} \cdot I_{L3_re}) \end{array} \right] \end{cases} \quad (1)$$

where:

R_{komp} – compensation resistance [Ω], X_{komp} – compensation reactance [Ω], \underline{U}_{L1} – complex phase voltage L1 [V], \underline{U}_{L2} – complex phase voltage L2 [V], \underline{U}_{L3} – complex phase voltage L3 [V], I_{L1_re} – real part of line current L1 [A], I_{L1_im} – imaginary part of line current L1 [A], I_{L2_re} – real part of line current L2 [A], I_{L2_im} – imaginary part of line current L2 [A], I_{L3_re} – real part of line current L3 [A], I_{L3_im} – imaginary part of line current L3 [A], U_{kL1} – rms phase voltage L1 after current compensation [V], U_{kL2} – rms phase voltage L2 after current compensation [V], U_{kL3} – rms phase voltage L3 after current compensation [V].

From comparison of complex value \underline{U}_{komp} and set point U_x the voltage error ε_u (2) may be derived.

$$\underline{\varepsilon}_u = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{komp} \quad (2)$$

In the tap changer controller algorithm, the complex compensation voltage and the complex error for each phase (3) were used. Consideration of the voltage error's both real and imaginary parts will enable not only the rms voltage control, but also reactive power compensation. Then, the controller should control also passive elements, e.g. capacitor banks. In power substations, control systems of tap-changers, passive elements and, possibly, existing excitation circuits of synchronous generators are often integrated.

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1} = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{kL1} \\ \varepsilon_{UL2} = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{kL2} \\ \varepsilon_{UL3} = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{kL3} \end{cases} \quad (3)$$

By including (1) in (3), we obtain (4):

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1_re} = U_x - U_{L1} + R_{komp} \cdot I_{L1_re} + X_{komp} \cdot I_{L1_im} \\ \varepsilon_{UL1_im} = -R_{komp} \cdot I_{L1_im} - X_{komp} \cdot I_{L1_re} \\ \varepsilon_{UL2_re} = U_x - U_{L2} + R_{komp} \cdot I_{L2_re} + X_{komp} \cdot I_{L2_im} \\ \varepsilon_{UL2_im} = -R_{komp} \cdot I_{L2_im} - X_{komp} \cdot I_{L2_re} \\ \varepsilon_{UL3_re} = U_x - U_{L3} + R_{komp} \cdot I_{L3_re} + X_{komp} \cdot I_{L3_im} \\ \varepsilon_{UL3_im} = -R_{komp} \cdot I_{L3_im} - X_{komp} \cdot I_{L3_re} \end{cases} \quad (4)$$

Considering the basic trigonometric relations (5), it can be concluded that to implement the compensation system the following measurement quantities and parameters are required (Tab. 1).

$$\begin{cases} I_{L1_re} = I_{L1} \cdot \cos\varphi_{L1} \\ I_{L2_re} = I_{L2} \cdot \cos\varphi_{L2} \\ I_{L3_re} = I_{L3} \cdot \cos\varphi_{L3} \\ \sin\varphi_{L1} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L1}} \\ \sin\varphi_{L2} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L2}} \\ \sin\varphi_{L3} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L3}} \\ I_{L1_im} = I_{L1} \cdot \sin\varphi_{L1} \\ I_{L2_im} = I_{L2} \cdot \sin\varphi_{L2} \\ I_{L3_im} = I_{L3} \cdot \sin\varphi_{L3} \end{cases} \quad (5)$$

Fig. 1 shows a diagram of the proposed current compensation system with a list of required input and output signals. Power grid parameter meter is a measuring device that provides the necessary signals for the proposed current compensation system. The meter's connection in a MV grid is presented in Fig. 2.

Controller's measuring system

Measurement signals can be provided by grid parameter meters with a communication module. These meters, operating in a 4-wire circuit, provide phase voltages, phase powers and power factors for each phase. MV grids are 3-wire circuits. However,

Symbol	Description	Unit
I_{L1}	Rms current in phase L1	A
I_{L2}	Rms current in phase L2	A
I_{L3}	Rms current in phase L3	A
U_{L1}	Rms voltage of phase L1	V
U_{L2}	Rms voltage of phase L2	V
U_{L3}	Rms voltage of phase L3	V
$\cos(\phi_{L1})$	Power factor in phase L1	–
$\cos(\phi_{L2})$	Power factor in phase L2	–
$\cos(\phi_{L3})$	Power factor in phase L3	–
U_x	Rms voltage set-point (phase)	V
R_{komp}	Compensation resistance	Ω
X_{komp}	Compensation reactance	Ω

Tab. 1. Measurement quantities and parameters required for current compensation

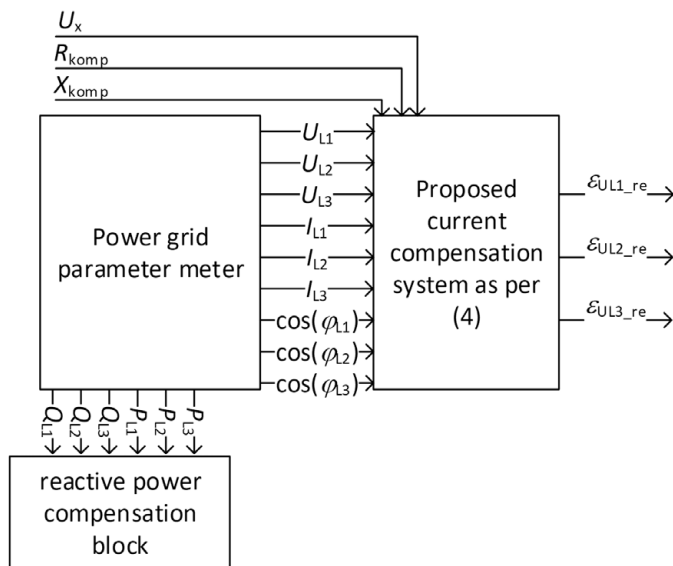


Fig. 1. Diagram of the proposed current compensation system with a power grid parameter meter

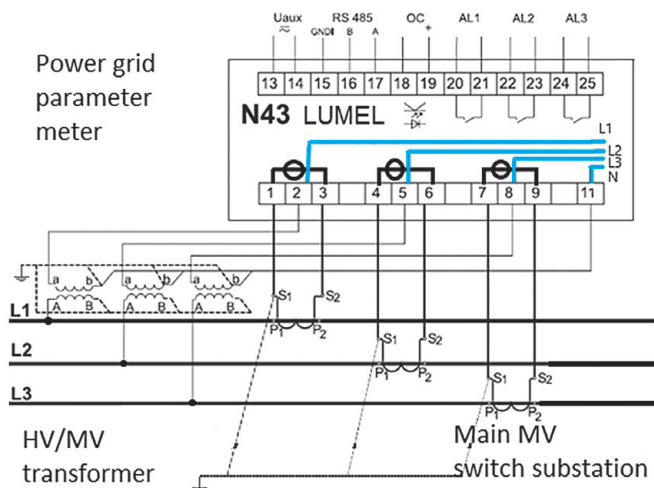


Fig. 2. Indirect measurement with three voltage transformers and three current transformers and a N43 power grid parameter meter [14]

with three current transformers and three voltage transformers a 4-wire circuit can be built. The measuring system is shown in Fig. 2. The power grid parameter meter with a RS 485 port and the Modbus protocol is a N43 by Lumel [14].

Required measurements:

- Rms phase voltages U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}
- Rms phase currents I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}
- Power factors in each phase $\cos\phi_{L1}, \cos\phi_{L2}, \cos\phi_{L3}$
- Active and reactive phase powers for the reactive power compensation system

are available from the grid parameter meter in a 4-wire or 3-wire circuit with three voltage transformers.

Fig. 3 presents the signal connection of the power grid parameter meter with the microcontroller. For measurement signals' transfer a RS-485 – UART converter was used. For communication the Modbus protocol was used. The proposed current compensation system is implemented by a microcontroller.

Semiconductor tap-changers

The control algorithm for semiconductor tap-changers is completely different from that for electromechanical changers [15, 16]. Neither frequency, nor number of the switching operations affects the system's service life, as is the case with electromechanical tap-changers. In addition, the taps can be changed in every supply voltage cycle and no change has to be sequential. Therefore, the semiconductor tap changer controller algorithm will be different than that for electromechanical changers. The number of switching operations reducing optimization does not apply to this case.

A solid-state tap-changer can be made of integrated high-voltage power (about a dozen kV) semiconductors. An example of a device built for medium voltage is STATIC 120kA/10kVDC high-current thyristor switch by DACPOL. Electromechanical tap-changers are mounted in a star system near the neutral point on the 110-kV side. At 16% control range the switch voltage is 17.6 kV. Forward currents for the transformer's rated power $S_n = 25 \text{ MVA} \Rightarrow I_{max} = 131 \text{ [A]}$. These parameters are achievable by semiconductor modules. The modules are made up by connecting a series of semiconductor elements with the required forward current to obtain the required rated voltage. They are placed on a common heatsink in order to dissipate heat. The module requires precise control to avoid damage to a single semiconductor element.

Static tap changer switches have been extensively described in the literature, e.g. in [15–24]. In [25] the results are presented of simulations carried out in the Matlab Simulink environment with an electronic tap changer. The Simsacpe Power Systems library was used to build the model. As the tap changer 12 ideal switches were used. The regulating transformer was modelled by three line transformers. The power system was modelled as an ideal AC voltage source. The power system impedance was neglected. A single parallel RLC type load was included in the circuit. The physical model was also tested at 220V 50 Hz with the grid voltage's increases and decreases. The results evidence the semiconductor tap changer's superiority at dynamic grid voltage changes. Similar conclusions were obtained by the author

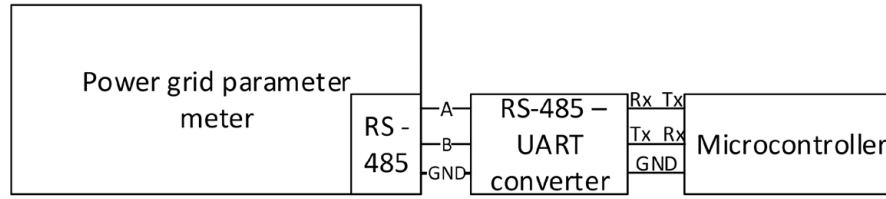


Fig. 3. Grid parameter meter with microcontroller connection

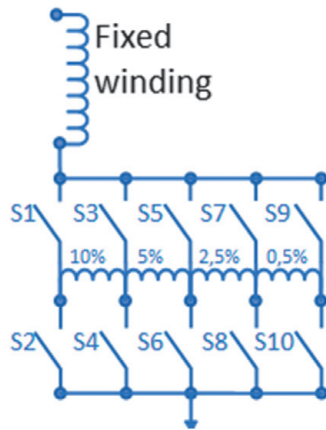


Fig. 4. Control winding diagram

in [24]. However, the use of the Simsacpe Power Systems library at power asymmetry, variable load and with consideration of the transformer hysteresis is problematic due to the convergence of calculations.

Fig. 4 presents a diagram of the regulating winding together with semiconductor switches for one phase. Due to the fact that the inter-tap voltages are not equal for adjacent taps, 21 unique regulating winding connections can be implemented, as shown in Tab. 2. This allows optimum voltage control with fewer taps on the regulating winding. Tab. 2 shows statuses of S1–S10 semiconductor switches depending on the status number, i.e. 1–21. The status number is determined based on the real part of the voltage error.

Structure of the developed electronic tap changer controller

Fig. 5 presents a schematic diagram of the designed controller’s calculation element. The proposed current compensation circuit’s connection with the measuring system and the required signals is shown in Fig. 1 and 2. The output signals are the real parts of the voltage error for each phase. Another element is the Dead Zone block.

Its task is to eliminate possible status changes at the absolute values of the real part of the voltage error of less or equal to ΔU parameter (6).

$$\varepsilon_{ULx_out_re} = \begin{cases} \varepsilon_{ULx_re} - \Delta U, & \varepsilon_{ULx_re} - \Delta U > 0 \\ \varepsilon_{ULx_re} + \Delta U, & \varepsilon_{ULx_re} + \Delta U < 0 \\ 0, & \text{in the other cases} \end{cases} \quad (6)$$

No/status	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	Changes of the regulating winding voltage
1		1							1		-17,50%
2		1					1				-17%
3		1			1						-15%
4		1	1								-10%
5				1					1		-7,50%
6				1			1				-7%
7				1	1						-5%
8						1			1		-2,50%
9						1	1				-2%
10								1	1		-0,50%
11									1	1	0%
12							1			1	0,50%
13					1			1			2%
14					1					1	2,50%
15			1			1					5%
16			1					1			7%
17			1							1	7,50%
18	1			1							10%
19	1					1					15%
20	1							1			17%
21	1									1	17,50%

Tab. 2. Look-up table for the regulating winding

Another component is the compensator. It is an equivalent of the voltage error integrator. However, the control of power semiconductors is faster than that of electromechanical tap-changers. Taps in semiconductor switches can change every cycle. Selection of the structure and identification of the compensator parameters requires further simulation tests.

The next component is the quantizer (discretising system). It is used to determine the status number depending on the real part of the error, current status number, inter-tap voltages, and locks on the minimum and maximum status numbers. Statuses are changed with consideration of the hysteresis. The static characteristics are presented in Tab. 3.

The next part of the controller algorithm is shown in Fig. 6. The task of the zero current crossing detection circuit is to detect a moment in which the instantaneous current is close to zero and to permit switching operations of power elements. The simplest hardware devices are based on an opto-isolator with antiparallel-connected LED diodes. The switch-and-hold circuit memorises

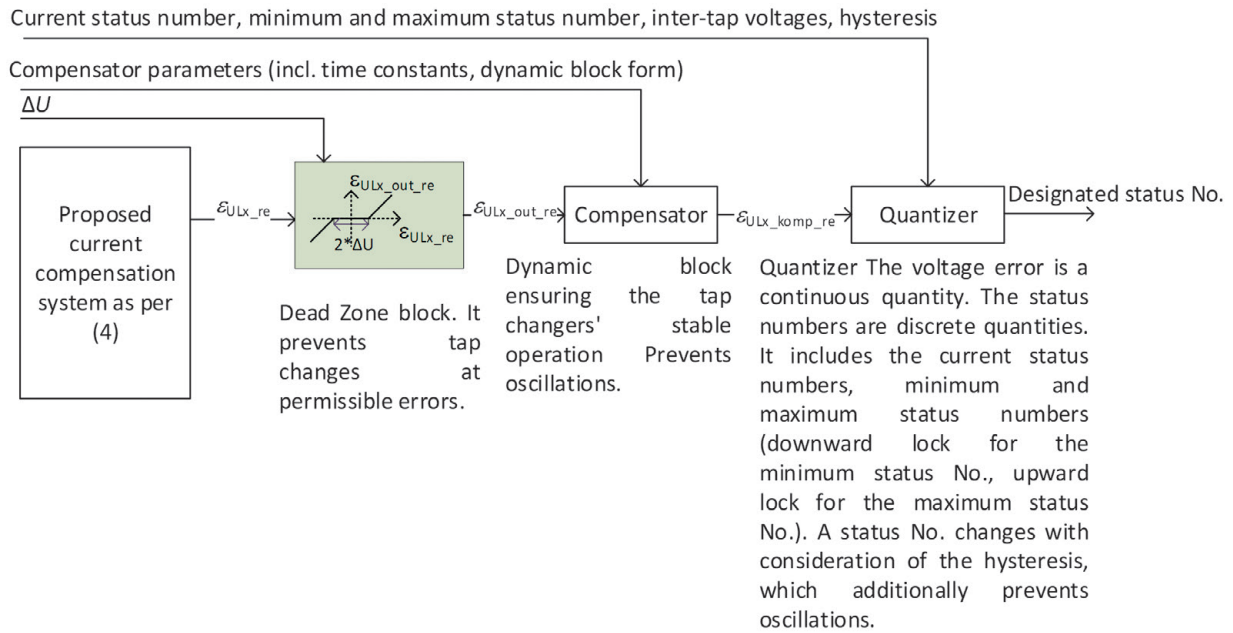


Fig. 5. Diagram of the calculation element of the proposed controller for single phase Lx

Status No.	Error – Incremental [V]	Error – decremental [V]
1	-1,526	-1,506
2	-1,482	-1,462
3	-1,309	-1,289
4	-876	-856
5	-660	-640
6	-616	-596
7	-443	-423
8	-227	-207
9	-183	-163
10	-53	-33
11	10	-10
12	53	33
13	183	163
14	227	207
15	443	423
16	616	596
17	660	640
18	876	856
19	1,309	1,289
20	1,482	1,462
21	1,526	1,506

Tab. 3. Static characteristics of the quantizer

the previous status value. The new value of a designated status number is fed to the output at a zero current crossing detection moment. At the same time, it is memorised. The look-up table is a program element that is the memorized Tab. 2. It allows to determine the logic states of switches S1–S10 for a designated status number. The electronic tap changer together with the transformer connected to the HV and MV grids is the actuator element of the control system.

Fig. 7 presents an integrated control system for three phase voltages with three regulating windings.

Determination of current compensation parameters

However, the biggest problem is how to determine the current compensation parameters. In a power grid the composition and loads of individual receivers, grid configuration, flows in closed grids, and the composition and outputs of generation sources constantly change. The controllers use several time zones with assigned set point and dead band settings. This allows to change the settings for business days, holidays etc. Nevertheless, there are difficulties in determining the compensation parameters (R_{komp} ; X_{komp}) due to changes in the power system. For this reason, current compensation is often disabled in the generator and tap changer controls alike.

With the current compensation disabled in the controller of the tap changer of a transformer powering a grid without generation, the correct voltages at consumers are ensured by increasing the voltage set-point to the upper half of the adjustment range, i.e. between U_n and $1.1 \cdot U_n$. However, common RES generation complicates the voltage regulation process in power grids. The emergence of random weather-related generation sources in this complicated distribution grid structure may cause frequent over voltages at consumers, beyond the permissible range of $\pm 10\% U_n$. In addition, the voltage distribution along the line will be random, i.e. not always the last consumer will have the lowest voltage, which was previously some kind of axiom in distribution grids, because they are radially powered. In such a case the compensation impedance Z_{komp} cannot be estimated, whereas the regulation based on the voltage measured on the HV/MV substation busbars does not warrant, to any degree, the appropriate quality of electricity supplied to consumers [8].

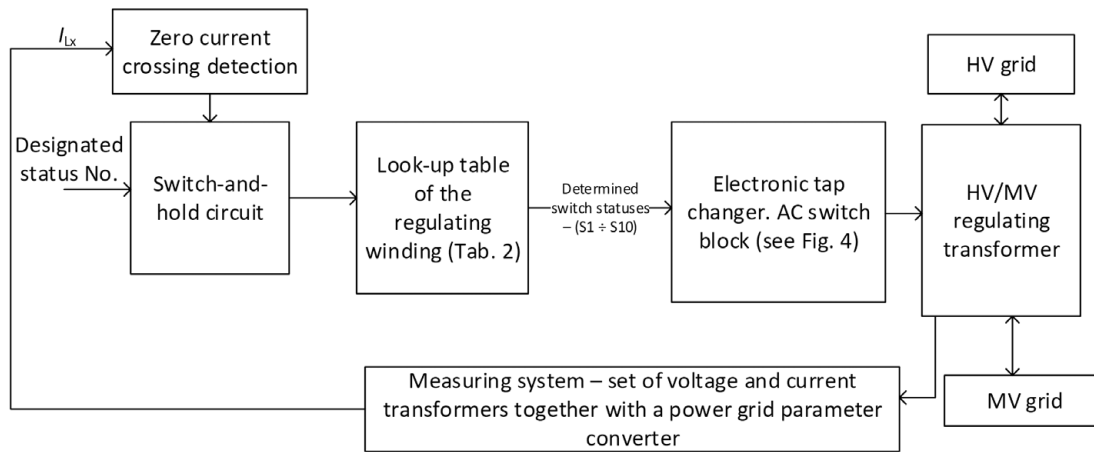


Fig. 6. Diagram of the executive and measurement circuit of the proposed regulator for single phase Lx

ΔU , compensator parameters, minimum and maximum status numbers, inter-tap voltages, hysteresis

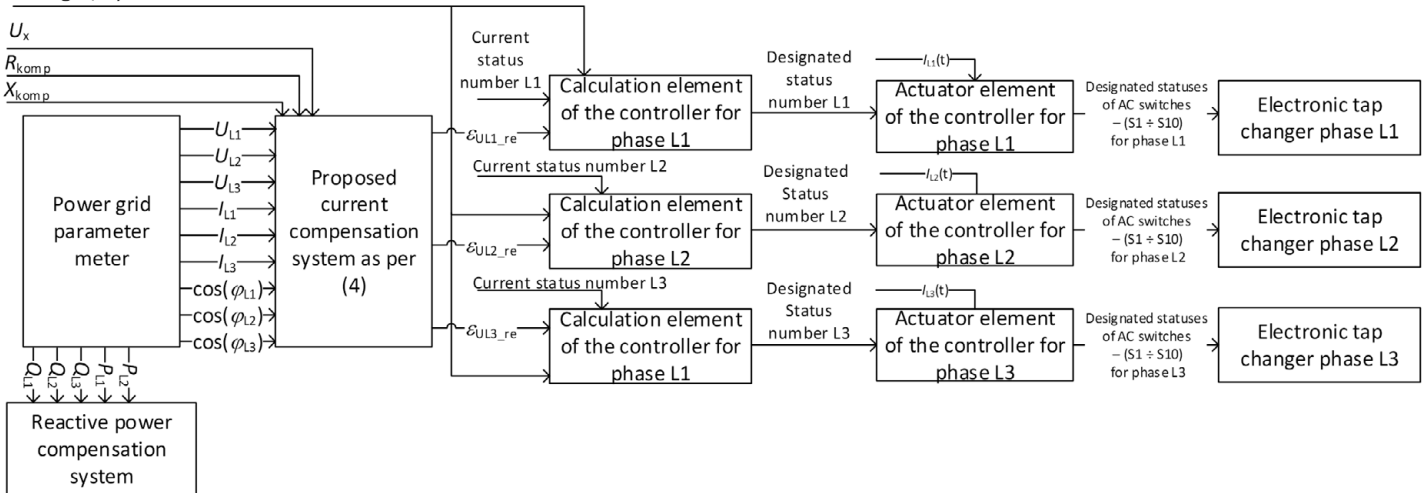


Fig. 7. Block diagram of the controller for a 3-phase circuit with individual control of each regulating winding

For this reason, concepts were developed of controllers with a variable compensation impedance. In [13], based on many simulations, integrated control of the transformer tap changer and capacitor banks was proposed. In addition, it was found that the load centre in a MV grid is difficult to identify. Moreover, it is difficult to determine the controller settings, e.g. the voltage set point. If it is too high, the upper voltage limit may be exceeded at the customers closest to the HV/MV substation, and if it is too low, the lower voltage limit may be exceeded at the remotest consumers. For the classic current compensation to be effective, the voltage profiles on each outflow line must have been similar. However, in practice power lines have diverse designs and loads. For this reason, in the simulation tests the compensation parameters were determined based on the estimated voltage drop and load of the line, in which this drop is the highest. However, the MV grid structure is very complex, therefore the regulation algorithm should consider the voltage drops on all lines fed from the HV/MV transformer.

Another concept of transformer tap-changers controllers is the Multiple Line Drop Compensation (MLDC). The considerations herein presented are limited to a single feed line with known compensation parameters.

Conclusions

1. For the implementation of the proposed voltage regulation system, the power grid parameters and the zero current crossing detection are required. A complex voltage error was used. Its real part is the basic signal for the regulation system. It is recommended to integrate the tap changer control system with the reactive power compensation system. This integration has a positive effect on the voltage regulation process.
2. The control device should have at least three digital inputs in order to provide the zero current crossing detection. The microcontroller may have the interruption defined that changes the designated status number.

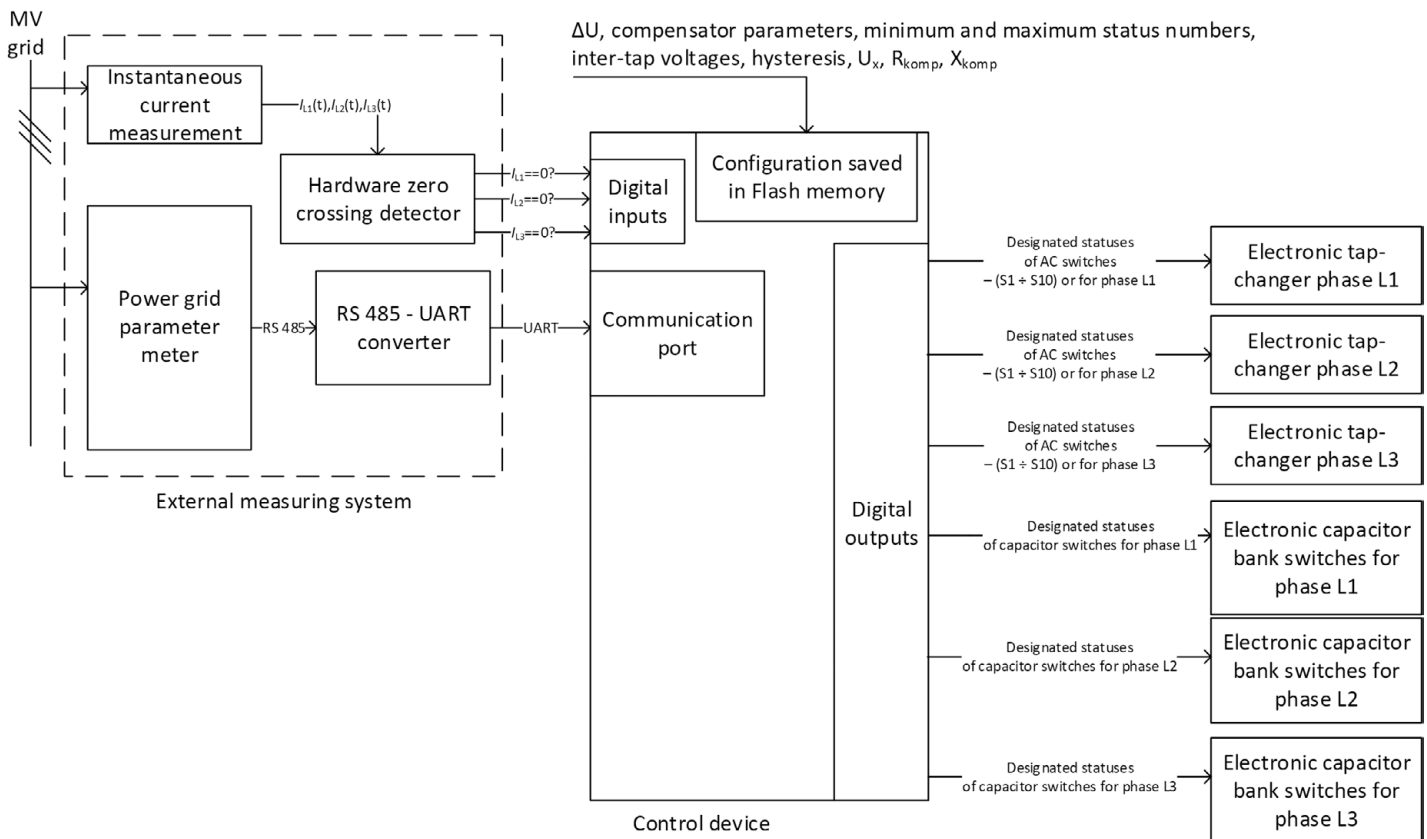


Fig. 8. Hardware structure of the voltage regulation system with the proposed controller

3. The control device for the assumed regulating winding circuit should have 30 digital outputs. In addition, for the reactive power compensation system, the control device should additionally have three as many outputs as the switched capacitor sections. Due to the possibility of reactive power asymmetry, the capacitor switch statuses should be controlled independently in each phase.
4. The control device should have a communication port enabling communication with the power grid parameter converter. It should also implement a communication protocol supported by the converter.
5. The control device must have a look-up table implemented to identify the logic statuses of the regulating winding's AC switches.
6. At the current compensation implementation, the following problems are to be solved: determination of the correct compensation parameters, measurement of the current phase, differentiation of the loads and designs of outflow lines from the HV/MV substation, and dynamic voltage changes from the contribution of variable output sources.
7. The current compensation is difficult to implement with classic devices. It requires measurement of power grid parameters. However, the analytical determination of compensation parameters for each line supplied by the regulating transformer remains problematic. In a power grid the composition and loads of individual receivers, grid configuration, flows in closed grids, and the composition and outputs of generation sources constantly change. This results in difficulties in determining the compensation parameters. For this reason, current compensation is often disabled.
8. It is recommended to measure in three phases to implement the current compensation system, which will ensure proper operation even in the occurrence of voltage asymmetry. The regulator should perform properly even when voltage asymmetry occurs.
9. The current phasor can be measured with a power grid parameter meter. In a circuit with three voltage transformers and three current transformers, measurement data of each phase are available. This allows to consider voltage asymmetry in the current compensation system.
10. Current compensation is implemented in many commercial controllers according to (1), taking into account only rms voltages and currents, due to the simpler measuring system. This makes the compensation system malfunction.
11. Power electronics tap-changers are completely suitable for HV/MV transformers. Where they are applied, constraints on the number of switching operations and their frequency are eliminated. In addition, the taps' sequential switching is not mechanically forced. These features enforce a change in the control algorithm in relation to the electromechanical tap changer controllers. They allow maintaining the voltage regulation quality despite dynamic voltage changes.
12. Most of the proposed Multiple Line Drop Compensation (MLDC) algorithms uses repeated flow calculations to select

the optimal transformer tap position. However, with continuous grid configuration changes, poor metering of the MV grid and its lack in the LV grid, maintaining the current grid model is in practice impossible. Not all switches are mapped in the SCADA system. In addition, the model does not foresee atypical operating situations, such as power supply from a diesel generator set or an additional line. In such a case, no correct results of flow calculations are available.

13. Due to the analytical solution's unsuitability, the applicability of an artificial intelligence method remains to be explored. One of the suggested methods is fuzzy logic. Fuzzy or neuron-fuzzy controllers can implement an adaptive controller designating the compensation parameters for each MV line.

REFERENCES

- Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamics: stability and control, 2nd ed., Wiley, Chichester, U.K. 2008.
- Korpikiewicz J., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zaczeptów transformatora WN/SN – założenia i wymagania [Development of a simulation model of the HV/MV transformer tap changer controller - assumptions and requirements], *Pomiary. Automatyka. Robotyka*, No. 2, 2018, pp. 67–76.
- Korpikiewicz J., Mohamed-Seghir M., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zaczeptów transformatora WN/SN [Development of a simulation model of the HV/MV transformer tap changer controller], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 60, 2018, pp. 51–56.
- Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability], Warsaw 2007.
- Hellmann W., Szczerba Z., Regulacja Częstotliwości i Napięcia w Systemie Elektroenergetycznym [Frequency and Voltage Regulation in the Power System], WNT 1978. Warsaw 1978.
- Sobczak B., Rink R., Kompensacja prądowa w regulatorach napięcia generatorów systemowych [Current compensation in voltage regulators of system generators] [conference paper], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 32, 2013, pp. 127–130.
- Szczeciński P., Zajczyk R., Wpływ układu kompensacji prądowej na pracę generatora przy zmianach napięcia w KSE [Impact of the current compensation system on the operation of the generator at voltage changes in the National Power System], *Acta Energetica*, No. 2/4, 2010, pp. 77–82.
- Czapla Ł., Jemielity J., Opracowanie koncepcji i założeń technicznych do realizacji systemu zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID) [Development of concepts and technical assumptions for the implementation of a smart grid area's voltage and reactive power management system]. Statutory study of the Institute of Power Engineering Research Institute Gdańsk Branch, Institute of Power Engineering Gdańsk Branch 2010.
- Czapla Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID) [A system of a smart grid area's voltage and reactive power management], *Elektro.Info*, No. 7–8, 2012.
- Joon-Ho C., Jae-Chul K., Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000, Vol. 15, No. 2, pp. 691–696.
- Joon-Ho C., Jae-Chul K., Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No. 2, 2001, p. 6.
- Choi J.-H., Moon S.-I., The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 1, 2009, pp. 319–326.
- Baran M.E., Hsu M.-Y., Volt/Var control at distribution substation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, 1999, pp. 312–318.
- Miernik parametrów sieci na szynę typu N43. Instrukcja obsługi [N43 type on-bus grid parameter meter. Operating manual], Lumel S.A., 2018.
- Faiz J., Siahkholah B., Differences Between Conventional and Electronic Tap-Changers and Modifications of Controller, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 3, 2006, pp. 1342–1349.
- Korpikiewicz J., Mysiak P., Classical and solid-state tap-changers of HV/MV regulating transformers and their regulators, *Acta Energetica*, No. 32, 2017, pp. 110–117.
- Faiz J., Siahkholah B., Electronic tap-changer for distribution transformers, Berlin, 2011.
- Krishnamurthy K.A., Mathur R.M., Improvements in a Thyristor controlled static on-load tap-changer for transformers, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on Power Delivery*, No. 9, 1982, pp. 3091–3096.
- Chandra Mouli G.R. et al., Design of a Power-Electronic-Assisted OLTC for Grid Voltage Regulation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 30, No. 3, 2015, pp. 1086–1095.
- Chen N., Jonsson L.E., A new Hybrid power electronics on-load tap changer for power transformer, Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2015 IEEE, pp. 1030–1037.
- Shutong Q. et al., A novel control scheme of 230kA DC power source using thyristor, Phase-shifting rectifier transformer and On-load tap changer, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International, Vol. 1, pp. 1–5.
- Faiz J., Siahkholah B., New Controller for an Electronic Tap Changer, part I: Design Procedure and Simulation Results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 22, No. 1, 2007, pp. 223–229.
- Faiz J., Javidnia H., Fast Response Solid-State On Load Transformers Tap-Changer, Eighth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives, London, 2008, pp. 355–359.
- Korpikiewicz J., Dodatkowe możliwości regulacji energoelektronicznych przełączników zaczeptów w transformatorach WN/SN [Additional control options of power electronic tap-changers in HV/ MV transformers], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 53, 2017, pp. 125–128.
- Hasan E.O., Hatata A.Y., Badran E.A.E., Voltage control of distribution systems using electronic OLTC, Twentieth International Middle East Power Systems Conference, Cairo University, Egypt 2018.
- Gao C., Redfern M.A., Automatic Compensation Voltage Control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations,

- Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, Vol. 1, pp. 737–741.
27. Kasztenny B. i in., Fuzzy logic controller for on-load transformer tap changer, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 1, 1998, pp. 164–170.
 28. Castro J. et al., Coordinated Voltage Control in Distribution Network with the Presence of DGs and Variable Loads Using Pareto and Fuzzy Logic, *Energies*, Vol. 9, No. 2, 2016, pp. 107.
 29. Kyryk V.V., Hubatiuk O.S., Fuzzy Logic Controller for On-Load Transformer Tap Changer for Distribution Network with Distributed Generation, Proceedings of the International Scientific and Practical Conference 2014.
 30. Salman S.K., Wan Z.G., Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/ Embedded Generation, *IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 2128–2132.
 31. Hashim T.J., Mohamed A., Fuzzy Logic Based Coordinated Voltage Control for Distribution Network with Distributed Generations, *Open Science Index, Electrical and Computer Engineering*, Vol. 7, No. 7, 2013, pp. 806–811.
 32. Larsson M., Coordination of cascaded tap changers using a fuzzy-rule-based controller, *Fuzzy Sets and Systems*, Vol. 102, No. 1, 1999, pp. 113–123.
 33. Sonagra K., Pandya Z., Patel R., Voltage Control Application in Distribution Network by Fuzzy Logic Controller Based AVC Relay, *Golden Research Thoughts*, Vol. 1, No. XII, 2012.
-

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Graduated with master's degree in control engineering and robotics from the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology (2002). He has worked in the industry as an automation and IT specialist. Currently a specialist in the Gdańsk branch of the Institute of Power Engineering. His interests include the application of artificial intelligence methods in electrical power engineering, voltage control in substations, research and implementation of fuzzy logic in embedded systems, design of controllers. In addition, he is involved in renewable energy and energy storage (Smart Grid). Mr. Korpikiewicz is a PhD student at the Department of Ship Automation at the Faculty of Electrical Engineering of the Maritime University of Gdynia. He is a member of the Gdańsk Branch of the Association of Polish Electrical Engineers and a member of the Gdańsk Branch of the Polish Society of Theoretical and Applied Electrotechnics.

PL

Koncepcja nowej kompensacji prądowej w regulatorze półprzewodnikowych przełączników zaczepów transformatora WN/SN

Autor

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

Słowa kluczowe

regulacja napięcia, kompensacja prądowa, półprzewodnikowe przełączniki zaczepów

Streszczenie

Celem artykułu jest opracowanie nowej kompensacji prądowej w regulatorach przełączników zaczepów transformatora WN/SN. Zaprezentowano problemy w stosowaniu klasycznej kompensacji prądowej. Utworzono model matematyczny kompensacji prądowej z uwzględnieniem pomiarów fazowych oferowanych przez mierniki parametrów sieci. Zaproponowano nową metodę kompensacji prądowej dla regulatora półprzewodnikowych przełączników zaczepów transformatora WN/SN.

Data wpływu do redakcji: 22.02.2019

Data wystawienia recenzji: 17.04.2019

Data akceptacji artykułu: 18.07.2019

Data publikacji online:

Wstęp

Temat regulacji napięcia i mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych jest często poruszany w wielu publikacjach. Jedną z metod jest wykorzystanie podobieźniowych przełączników zaczepów. Układy sterowania z przełącznikami zaczepów pracującymi pod obciążeniem pełnią różną rolę w zależności od miejsca instalacji w systemie elektroenergetycznym. Inne zadania są realizowane przez układ sterowania przełącznikiem zaczepów transformatora blokowego, inne w stacji NN/WN, a jeszcze inne w głównym punkcie zasilania (GPZ), tj. w stacji WN/SN. W GPZ układy te pracują wg kryterium D, tj. regulacji napięcia po stronie niższej. Budowę klasycznego regulatora przełączników zaczepów zaprezentowano w [1, 2]. Autor utworzył model matematyczny oraz symulacyjny klasycznego regulatora elektromechanicznego przełącznika zaczepów transformatora WN/SN oraz zidentyfikował parametry algorytmu i sygnały, co zostało zaprezentowane w [3]. Istotnym czynnikiem w regulatorach napięcia jest kompensacja prądowa. Opis jej zawarto m.in. w [4–9]. W [4] zaprezentowano podstawy regulacji napięcia za pomocą przełącznika zaczepów z kompensacją prądową. Natomiast w [5] przedstawiono m.in. kompensację prądową. W [6] zaprezentowano kompensację regulacji napięcia prądem generatora, która przesuwa punkt regulacji napięcia z zacisków generatora w kierunku sieci lub do wewnątrz generatora. Kompensacja ma również pozytywny wpływ na stabilność napięciową. W artykule [7] stwierdzono, że dobór parametrów kompensacji jest trudny i dlatego też w praktyce jest ona wyłączana. Analogicznie jest przy regulacji za pomocą przełączników zaczepów. W artykule [8] i [9] również potwierdzono, że występuje problem wyznaczania parametrów kompensacji

prądowej i proponowano zastosowanie algorytmu spadku napięcia na wielu liniach zasilających, wykorzystującego obliczenia rozplývowe.

Kompensacja stosowana jest zarówno w regulatorach generatorów synchronicznych, jak i regulatorach przełączników zaczepów transformatora. Jej podstawowym celem jest korekta napięcia o spadek napięcia wywołany przez prąd obciążenia przepływający przez impedancję kompensacji. Przy prawidłowym doborze parametrów kompensacji pozwala zmniejszyć wpływ obciążenia na wartość napięcia w głębi sieci. Skutkuje to zatem „uszywnieniem napięć” w sieci oraz poprawia jakość regulacji napięcia. Typowa jej realizacja dla transformatorów regulacyjnych w stacjach WN/SN wykorzystuje napięcie strony niższej transformatora oraz sumę prądów w wszystkich liniach SN. Jednak podczas jej realizacji występują zagadnienia do rozwiązania:

- Występuje problem wyznaczenia impedancji kompensacji. Niestety, układy sieci rozdzielczych są złożone, dlatego trudno jest dobrać parametry kompensacji dla większości realnych przypadków, tym bardziej że zmieniają się one w wyniku działania wielu czynników – związanych z pogodą i obciążeniem poszczególnych linii, zbiorem aktualnie pracujących odbiorników, źródeł i stopnia ich obciążenia. Problemem jest wyznaczenie centrum obciążenia, które może nie istnieć, przez co należałoby często korygować wartość impedancji kompensacji, stosownie do aktualnych profili obciążeń linii zasilających. W praktyce funkcja kompensacji jest wyłączona w regulatorach, a prawidłowy poziom napięć u odbiorców zapewnia się poprzez podwyższenie napięcia zadanego do górnej połowy zakresu regulacji, tj. pomiędzy wartością U_n a wartością $1,1 \cdot U_n$ [9].

- Linie SN zasilane z GPZ (głównego punktu zasilania) mają zróżnicowane przekroje. Dotyczy to zmiany przekroju na różnych długościach w pojedynczym ciągu liniowym. Występuje zróżnicowanie budowy pomiędzy liniami SN zasilanymi z tego samego GPZ. Struktura sieci SN jest najczęściej złożona – układ magistralny rozgałęziony. Ten fakt utrudnia wyznaczenie parametrów kompensacji prądowej. Ponadto występuje zmienne w czasie obciążenie poszczególnych odcinków linii SN. Powoduje to różne wartości spadków i strat napięcia na poszczególnych liniach zasilanych z GPZ. Może to skutkować tym, że wartość napięcia w części odbiorców nie będzie spełniała wymagań jakościowych. W takim wypadku klasyczna kompensacja prądowa uwzględniająca jedynie sumę prądów linii SN jest nieskuteczna. Z tego też względu w literaturze proponuje się zastosowanie kompensacji spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC – *Multiple Line Drop Compensation*) [10–12].
- Wzrost udziału generacji rozproszonej o niesterowanej generowanej mocy czynnej powoduje wzrost zmienności charakterystyk obciążenia, dynamiczne zmiany napięcia spowodowane zmianami mocy czynnej, możliwą zmianę kierunków przepływu mocy. Skutkuje to pogorszeniem jakości regulacji napięcia oraz koniecznością zastosowania nowych rozwiązań spełniających dodatkowe wymagania.

Opis kompensacji prądowej

Wiele regulatorów implementuje kompensację prądową, uwzględniając jedynie wartości skuteczne napięć i prądów, ze względu na prostszy układ pomiarowy. Powoduje to niewłaściwe działanie układu kompensacji.

PL

Ze względu na udział generacji rozproszonej asymetria napięć może pojawić się w sieciach SN. Kompensacja prądowa może być wyznaczona osobno dla każdej fazy. W proponowanym algorytmie wykorzystana zostanie zespolona postać napięcia kompensacji. Elektroniczne przełączniki zaczerw umożliwiają indywidualne sterowanie w każdej fazie. Przetworniki i mierniki parametrów sieci elektroenergetycznej dostarczają fazowe współczynniki mocy, wyznaczone dla argumentu $\alpha(U_L, I_L)$. Z tego względu w zależnościach (1) nie uwzględniono przesunięć kątowych pomiędzy napięciami fazowymi. Należy uwzględnić zarówno wartości skuteczne prądów przewodowych, napięć fazowych, jak i współczynników mocy (1).

$$\begin{cases} U_{kl1} = U_{L1} \cdot e^{j0} - \left[(R_{komp} \cdot I_{L1,re} - X_{komp} \cdot I_{L1,im}) + j(R_{komp} \cdot I_{L1,im} + X_{komp} \cdot I_{L1,re}) \right] \\ U_{kl2} = U_{L2} \cdot e^{j0} - \left[(R_{komp} \cdot I_{L2,re} - X_{komp} \cdot I_{L2,im}) + j(R_{komp} \cdot I_{L2,im} + X_{komp} \cdot I_{L2,re}) \right] \\ U_{kl3} = U_{L3} \cdot e^{j0} - \left[(R_{komp} \cdot I_{L3,re} - X_{komp} \cdot I_{L3,im}) + j(R_{komp} \cdot I_{L3,im} + X_{komp} \cdot I_{L3,re}) \right] \end{cases} \quad (1)$$

gdzie:

R_{komp} – rezystancja kompensacji $[\Omega]$,
 X_{komp} – reaktancja kompensacji $[\Omega]$,
 U_{L1} – zespolone napięcie fazowe L1 [V],
 U_{L2} – zespolone napięcie fazowe L2 [V],
 U_{L3} – zespolone napięcie fazowe L3 [V],
 $I_{L1,re}$ – część rzeczywista prądu przewodowego L1 [A], $I_{L1,im}$ – część urojona prądu przewodowego L1 [A], $I_{L2,re}$ – część rzeczywista prądu przewodowego L2 [A], $I_{L2,im}$ – część urojona prądu przewodowego L2 [A], $I_{L3,re}$ – część rzeczywista prądu przewodowego L3 [A], $I_{L3,im}$ – część urojona prądu przewodowego L3 [A],
 U_{kl1} – napięcie skuteczne pomiarowe fazowe L1 po kompensacji prądowej [V],
 U_{kl2} – napięcie skuteczne pomiarowe fazowe L2 po kompensacji prądowej [V],
 U_{kl3} – napięcie skuteczne pomiarowe fazowe L3 po kompensacji prądowej [V].
 Porównując wartości zespolone U_{komp} i wartość zadaną U_x , uzyskujemy zespolony uchyb napięcia ε_u (2).

$$\varepsilon_u = U_x \cdot e^{j0} - U_{komp} \quad (2)$$

W algorytmie regulatora przełączników zaczerw wykorzystano zespoloną wartość napięcia kompensacji oraz zespoloną wartość uchybu dla każdej fazy (3). Uwzględnienie zarówno części rzeczywistej, jak i urojonej uchybu napięcia umożliwi nie tylko regulację wartości skutecznej napięcia, ale też kompensację mocy biernej. Wówczas regulator powinien sterować również elementami biernymi, np. baterią kondensatorów. W stacjach elektroenergetycznych często są integrowane układy sterowania przełącznikami zaczerw, elementami biernymi i ewentualnie istniejącymi obwodami wzbudzenia generatorów synchronicznych.

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1} = U_x \cdot e^{j0} - U_{kl1} \\ \varepsilon_{UL2} = U_x \cdot e^{j0} - U_{kl2} \\ \varepsilon_{UL3} = U_x \cdot e^{j0} - U_{kl3} \end{cases} \quad (3)$$

Uwzględniając zależności (1) w zależnościach (3), otrzymujemy (4):

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1,re} = U_x - U_{L1} + R_{komp} \cdot I_{L1,re} + X_{komp} \cdot I_{L1,im} \\ \varepsilon_{UL1,im} = -R_{komp} \cdot I_{L1,im} - X_{komp} \cdot I_{L1,re} \\ \varepsilon_{UL2,re} = U_x - U_{L2} + R_{komp} \cdot I_{L2,re} + X_{komp} \cdot I_{L2,im} \\ \varepsilon_{UL2,im} = -R_{komp} \cdot I_{L2,im} - X_{komp} \cdot I_{L2,re} \\ \varepsilon_{UL3,re} = U_x - U_{L3} + R_{komp} \cdot I_{L3,re} + X_{komp} \cdot I_{L3,im} \\ \varepsilon_{UL3,im} = -R_{komp} \cdot I_{L3,im} - X_{komp} \cdot I_{L3,re} \end{cases} \quad (4)$$

Uwzględniając podstawowe zależności trygonometryczne (5), można stwierdzić, że do realizacji układu kompensacji wymagane są następujące wielkości pomiarowe i parametry (tab. 1).

$$\begin{cases} I_{L1,re} = I_{L1} \cdot \cos\varphi_{L1} \\ I_{L2,re} = I_{L2} \cdot \cos\varphi_{L2} \\ I_{L3,re} = I_{L3} \cdot \cos\varphi_{L3} \\ \sin\varphi_{L1} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L1}} \\ \sin\varphi_{L2} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L2}} \\ \sin\varphi_{L3} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L3}} \\ I_{L1,im} = I_{L1} \cdot \sin\varphi_{L1} \\ I_{L2,im} = I_{L2} \cdot \sin\varphi_{L2} \\ I_{L3,im} = I_{L3} \cdot \sin\varphi_{L3} \end{cases} \quad (5)$$

Na rys. 1 przedstawiono schemat proponowanego układu kompensacji prądowej wraz z wymaganą listą sygnałów wejściowych i wyjściowych. Miernik parametrów sieci elektroenergetycznej jest urządzeniem pomiarowym dostarczającym niezbędne sygnały dla proponowanego układu kompensacji prądowej. Sposób podłączenia miernika w sieci SN zaprezentowano na rys. 2.

Układ pomiarowy regulatora

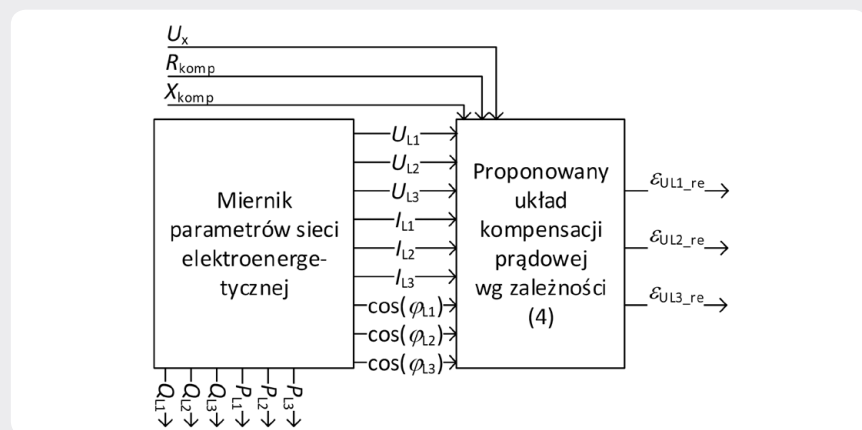
Sygnały pomiarowe mogą być dostarczane przez mierniki parametrów sieci wyposażone w moduł komunikacyjny. Mierniki te, pracujące w układzie 4-przewodowym, udostępniają napięcia fazowe, moce fazowe oraz współczynniki mocy dla każdej z faz. Sieci SN są sieciami 3-przewodowymi. Jednak zastosowanie trzech przekładników prądowych i trzech napięciowych umożliwia budowę układu 4-przewodowego. Układ pomiarowy przedstawiono na rys. 2. Analizowanym miernikiem parametrów sieci elektroenergetycznej z portem RS 485 i protokołem Modbus jest N43 firmy Lumel [14].

Wymagane wielkości pomiarowe:

- napięcia skuteczne fazowe U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}
- wartości skuteczne przewodowe I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}

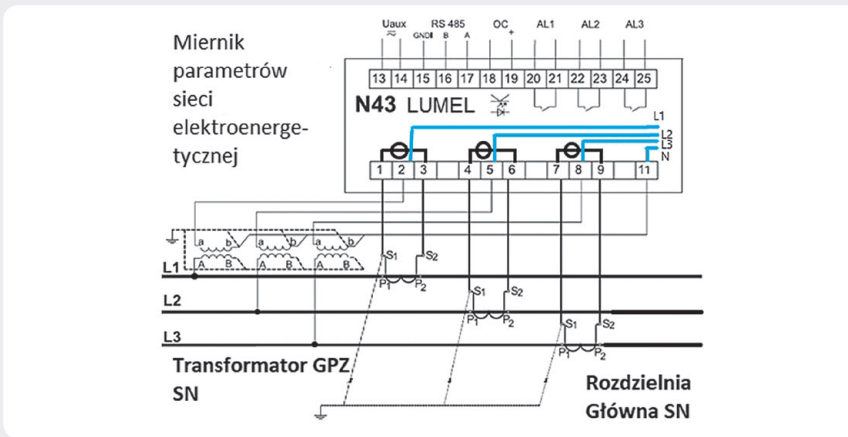
Symbol	Opis	JM
I_{L1}	Wartość skuteczna prądu fazy L1	A
I_{L2}	Wartość skuteczna prądu fazy L2	A
I_{L3}	Wartość skuteczna prądu fazy L3	A
U_{L1}	Wartość skuteczna napięcia fazowego L1	V
U_{L2}	Wartość skuteczna napięcia fazowego L2	V
U_{L3}	Wartość skuteczna napięcia fazowego L3	V
$\cos(\varphi_{L1})$	Współczynnik mocy fazy L1	-
$\cos(\varphi_{L2})$	Współczynnik mocy fazy L2	-
$\cos(\varphi_{L3})$	Współczynnik mocy fazy L3	-
U_x	Wartość skuteczna napięcia zadanego (fazowego)	V
R_{komp}	Rezystancja kompensacji	Ω
X_{komp}	Reaktancja kompensacji	Ω

Tab. 1. Wymagane wielkości pomiarowe oraz parametry do realizacji kompensacji prądowej

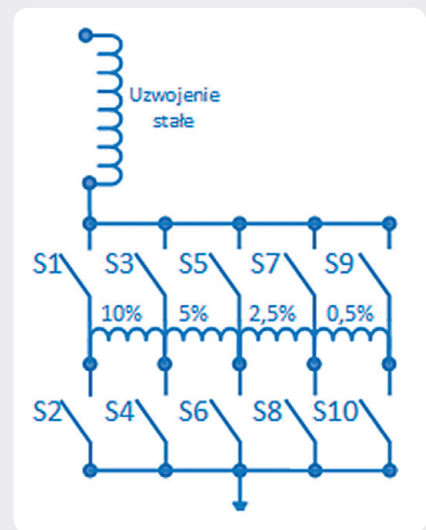


Rys. 1. Schemat proponowanego układu kompensacji prądowej wraz z miernikiem parametrów sieci elektroenergetycznej

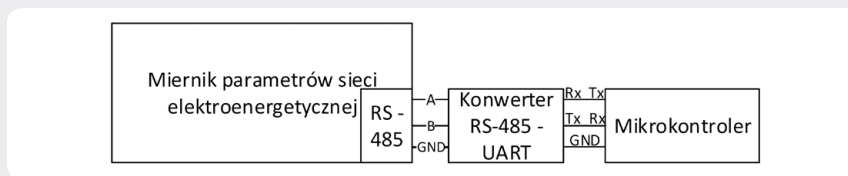
PL



Rys. 2. Pomiar pośredni za pomocą trzech przekładników napięciowych oraz trzech przekładników prądowych i miernika parametrów sieci elektroenergetycznej N43 [14]



Rys. 4. Schemat uzwojenia regulacyjnego



Rys. 3. Schemat połączeń miernika parametrów sieci z mikrokontrolerem

- wartości współczynników mocy poszczególnych faz $\cos\phi_{L1}$, $\cos\phi_{L2}$, $\cos\phi_{L3}$
- wartości fazy mocy czynnych i biernych dla układu kompensacji mocy biernej

są dostępne w rozpatrywanym mierniku parametrów sieci w układzie połączeń 4-przewodowym lub 3-przewodowym z trzema przekładnikami napięciowymi.

Na rys. 3 przedstawiono połączenie sygnałowe miernika parametrów sieci elektroenergetycznej z mikrokontrolerem. W celu dostarczenia sygnałów pomiarowych wykorzystano konwerter RS-485 – UART. Do komunikacji wykorzystano protokół Modbus. Proponowany układ kompensacji prądowej jest realizowany przez mikrokontroler.

Półprzewodnikowe przełączniki zacze­pów
Algorytm sterowania półprzewodnikowymi przełącznikami zacze­pów jest zupełnie inny niż elektromechanicznymi [15, 16]. Zarówno częstotliwość, jak i liczba operacji łączeniowych nie ma tu wpływu na trwałość układu, jak w elektromechanicznych przełącznikach zacze­pów. Ponadto zmiana zacze­pów może odbywać się co okres napięcia zasilającego i nie musi być ona sekwencyjna. Zatem algorytm regulatora sterującego półprzewodnikowymi prze­łącznikami zacze­pów będzie inny niż elektromechanicznymi. Optymalizacja redukująca liczbę operacji łączeniowych w tym wypadku nie ma zastosowania.

Istnieje możliwość budowy półprzewodnikowego przełącznika zacze­pów ze zintegrowanych wysokonapięciowych półprzewodników mocy (rzędu kilkunastu KV). Przykładowym urządzeniem zbudowanym na średnie napięcie jest tyrystorowy łącznik wielkopądowy 120kA/10kVDC firmy

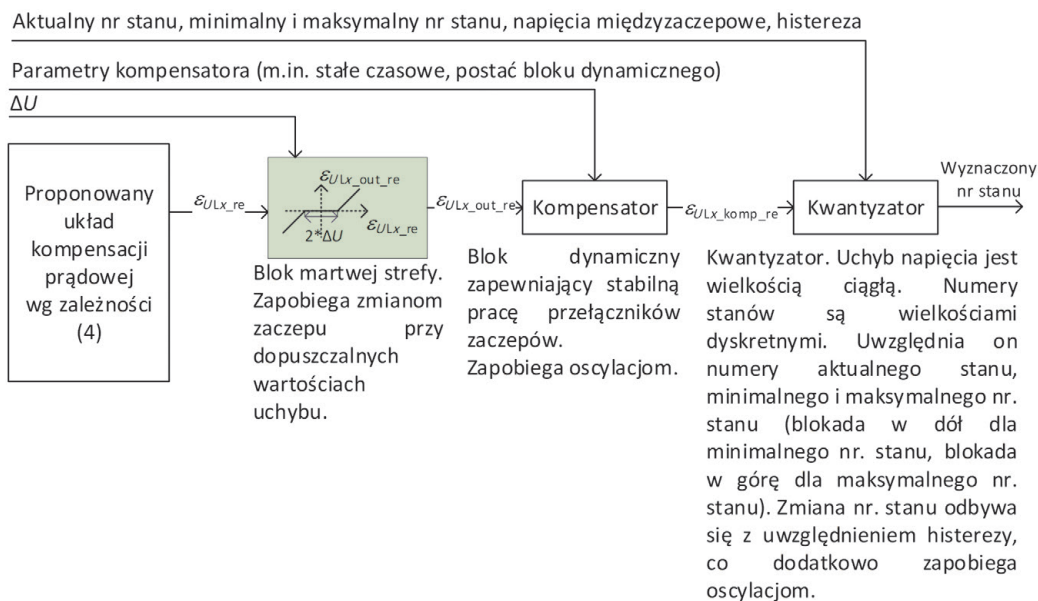
DACPOL. Elektromechaniczne przełączniki zacze­pów montowane są w układzie gwiazdowym w pobliżu punktu neutralnego po stronie 110 kV. Przy 16-proc. zakresie regulacji mamy napięcie łącznika 17,6 kV. Prądy przewodzenia dla

mocy znamionowej transformatora $S_n = 25 \text{ MVA} \Rightarrow I_{\text{max}} = 131 \text{ [A]}$. Parametry te są możliwe do osiągnięcia przez moduły półprzewodnikowe. Moduły tworzone są poprzez połączenie szeregowo elementów półprzewodnikowych o wymaganym prądzie przewodzenia w celu uzyskania wymaganego napięcia znamionowego. Umieszczane są na wspólnym radiatorze w celu odprowadzenia ciepła. Moduł wymaga precyzyjnego sterowania, aby nie doszło do uszkodzenia pojedynczego elementu półprzewodnikowego.

nr/stan	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	Zmiana napięcia uzwojenia regulacyjnego
1		1							1		-17,50%
2		1					1				-17%
3		1			1						-15%
4		1	1								-10%
5				1					1		-7,50%
6				1			1				-7%
7				1	1						-5%
8						1			1		-2,50%
9						1	1				-2%
10								1	1		-0,50%
11									1	1	0%
12							1			1	0,50%
13					1			1			2%
14					1					1	2,50%
15			1			1					5%
16			1					1			7%
17			1							1	7,50%
18	1			1							10%
19	1					1					15%
20	1							1			17%
21	1									1	17,50%

Tab. 2. Tabela przeglądowa dla uzwojenia regulacyjnego

PL



Rys. 5. Schemat członu obliczeniowego proponowanego regulatora dla pojedynczej fazy Lx

Stacyjne przełączniki zacze pów transformatorów były szeroko opisywane w literaturze, m.in. w [15–24]. W [25] zaprezentowano wyniki symulacji zrealizowanych w środowisku Matlab Simulink z elektronicznym przełącznikiem zacze pów. Do budowy modelu wykorzystano bibliotekę Simscape Power Systems. Jako przełącznik zacze pów użyto 12 łączników idealnych. Transformator regulacyjny zamodelowano za pomocą trzech transformatorów liniowych. System elektroenergetyczny zamodelowano za pomocą idealnego źródła napięcia przemiennego. Nie uwzględniono impedancji systemu elektroenergetycznego. W schemacie umieszczono pojedynczy odbiór stały typu RLC równoległy. Przeprowadzono również badania modelu fizycznego na napięciu 220 V 50 Hz przy wzroście i zmniejszaniu napięcia sieci. Wyniki prezentują wyższość półprzewodnikowego przełącznika zacze pów przy dynamicznych zmianach napięcia w sieci. Podobne wnioski uzyskał autor w [24]. Jednak użycie biblioteki Simscape Power Systems przy asymetrii zasilania, zmiennym obciążeniu i uwzględnieniu histerezy transformatora jest problematyczne ze względu na zbieżność obliczeń.

Na rys. 4 przedstawiono schemat uzwojenia regulacyjnego wraz z łącznikami półprzewodnikowymi dla jednej fazy. Ze względu na fakt, że napięcie międzyzaczepowe nie jest równe dla sąsiednich zacze pów, możliwa jest realizacja niepowtarzalnych 21 układów połączeń uzwojenia regulacyjnego, co przedstawiono w tab. 2. Umożliwia to optymalne sterowanie napięciem przy mniejszej liczbie zacze pów uzwojenia regulacyjnego. W tab. 2 przedstawiono stany łączników półprzewodnikowych S1–S10 w zależności od numeru stanu, tj. 1–21. Numer stanu wyznaczany jest na podstawie wartości rzeczywistej części uchybu napięcia.

Struktura opracowanego regulatora elektronicznych przełączników zacze pów

Na rys. 5 przedstawiono schemat członu obliczeniowego projektowanego regulatora. Połączenie proponowanego układu kompensacji prądowej z układem pomiarowym i wymaganymi sygnałami przedstawiono na rys. 1 i 2. Sygnałami wyjściowymi są części rzeczywiste uchybu napięcia dla każdej fazy. Kolejnym elementem jest blok martwej strefy.

Jego zadaniem jest niwelacja ewentualnych zmian stanu przy wartościach bezwzględnych części rzeczywistej uchybu napięcia mniejszych bądź równych parametrowi ΔU (6).

$$\varepsilon_{ULx_out_re} = \begin{cases} \varepsilon_{ULx_re} - \Delta U, & \varepsilon_{ULx_re} - \Delta U > 0 \\ \varepsilon_{ULx_re} + \Delta U, & \varepsilon_{ULx_re} + \Delta U < 0 \\ 0, & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (6)$$

Kolejnym elementem jest kompensator. Jest on odpowiednikiem integratora całkującego uchyb napięcia. Jednak sterowanie półprzewodnikami mocy jest szybsze niż elektromechanicznymi przełącznikami zacze pów. Zmiany zacze pów w półprzewodnikowych przełącznikach mogą odbywać się co okres. Dobór struktury oraz identyfikacja parametrów kompensatora wymaga dalszych badań symulacyjnych.

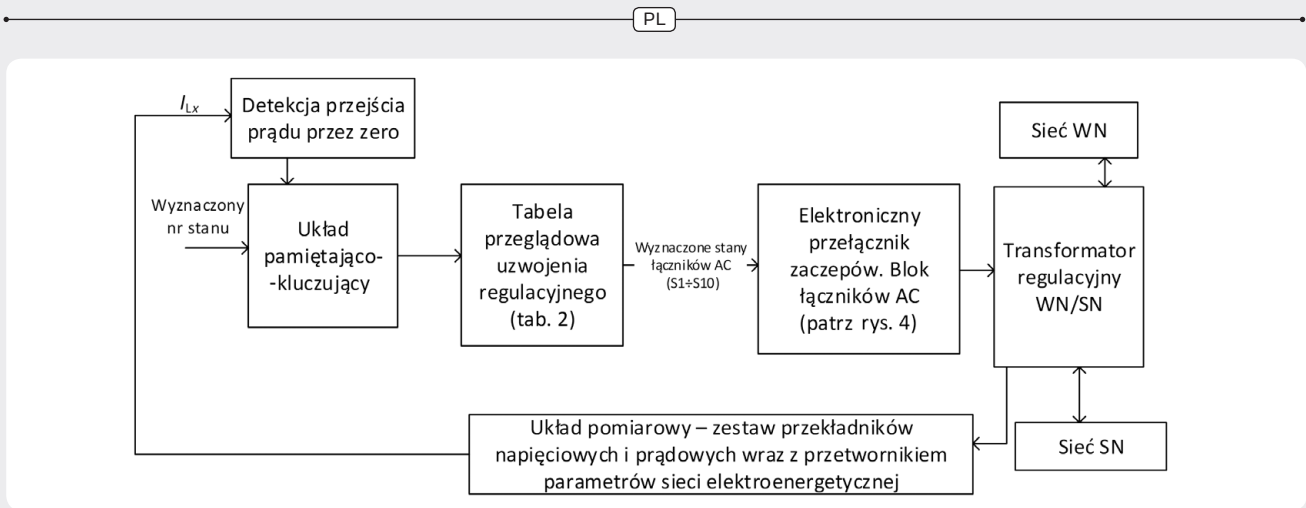
Następnym elementem jest kwantytor (układ dyskretyzujący). Służy on do wyznaczenia numeru stanu w zależności od części rzeczywistej uchybu, aktualnego numeru stanu, napięć międzyzaczepowych oraz blokad od minimalnego i maksymalnego numeru stanu. Zmiana stanu odbywa się z uwzględnieniem histerezy. Charakterystyka statyczna została zaprezentowana w tab. 3.

Kolejną część algorytmu regulatora przedstawiono na rys. 6. Zadaniem układu detekcji przejścia prądu przez zero jest wykrycie momentu, w którym wartość

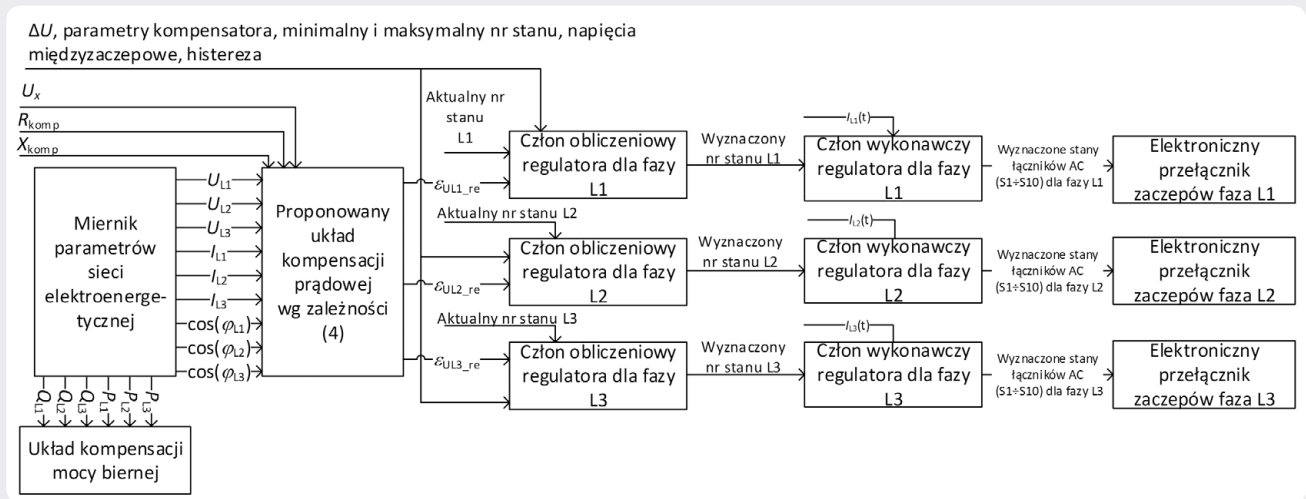
chwilowa prądu jest bliska zera, oraz zezwolenie na operacje łączeniowe elementów mocy. Najprostsze urządzenia sprzętowe oparte są na transpatorze z przeciwobnie połączonymi diodami LED. Układ pamiętająco-kluczujący pamięta poprzednią wartość stanu. Nowa wartość wyznaczonego

Nr stanu	Uchyb narastający [V]	Uchyb malejący [V]
1	-1 526	-1 506
2	-1 482	-1 462
3	-1 309	-1 289
4	-876	-856
5	-660	-640
6	-616	-596
7	-443	-423
8	-227	-207
9	-183	-163
10	-53	-33
11	10	-10
12	53	33
13	183	163
14	227	207
15	443	423
16	616	596
17	660	640
18	876	856
19	1 309	1 289
20	1 482	1 462
21	1 526	1 506

Tab. 3 Charakterystyka statyczna kwantytora



Rys. 6. Schemat obwodu wykonawczego i pomiarowego proponowanego regulatora dla pojedynczej fazy L_x



Rys. 7. Schemat blokowy regulatora dla obwodu 3-fazowego z indywidualnym sterowaniem każdego z uzwojeń regulacyjnych

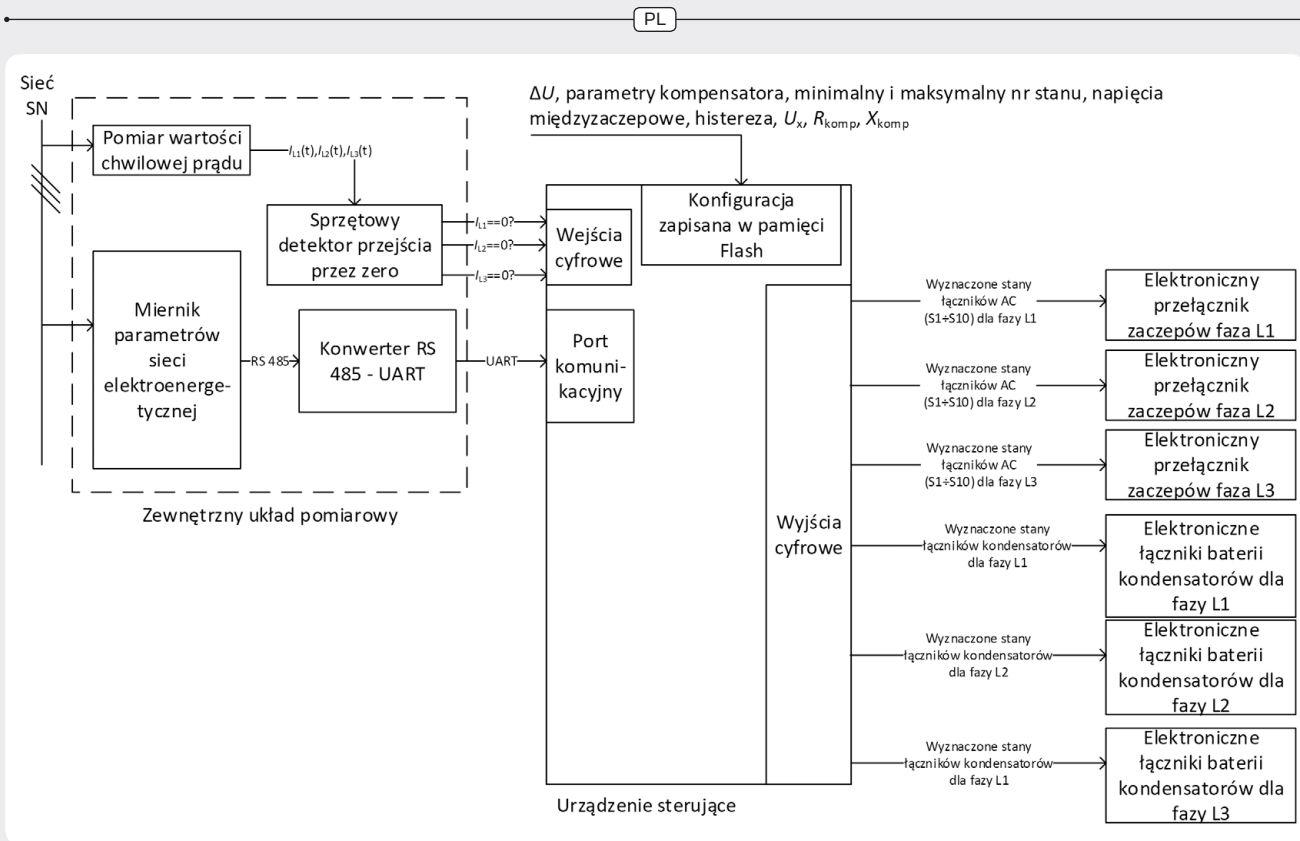
nr. stanu podawana jest na wyjście w chwili detekcji zera prądu. Jednocześnie jest ona zapamiętywana. Tabela przeglądowa jest elementem programowym stanowiącym zapamiętaną tab. 2. Umożliwia on określenie stanów logicznych łączników S1–S10 dla wyznaczonego nr. stanu. Elektroniczny przełącznik zaczepek wraz z transformatorem przyłączonym do sieci WN i SN stanowi element wykonawczy układu regulacji. Na rys. 7 zaprezentowano zintegrowany układ regulacji trzech napięć fazowych za pomocą trzech uzwojeń regulacyjnych.

Wyznaczenie parametrów kompensacji prądowej

Jednak największym problemem jest wyznaczenie parametrów kompensacji prądowej. W sieci elektroenergetycznej następują ciągłe zmiany składu i stopnia obciążenia poszczególnych odbiorników, zmiany konfiguracji sieci, zmiany rozpyły w sieciach zamkniętych oraz zmiany składu i poziomu generacji źródeł. W regulatorach stosuje się kilka stref czasowych z przyporządkowanymi nastawami wartości zadanej i strefy nieczułości. Umożliwia to zmianę nastaw dla dni roboczych, świątecznych itp. Pomimo

to występują trudności w wyznaczeniu parametrów kompensacji (R_{komp} ; X_{komp}) spowodowane zmianami w SEE. Z tego też powodu kompensacja prądowa jest często wyłączana zarówno w regulatorach generatorów, jak i w przełącznikach zaczepek. Przy wyłączonej kompensacji prądowej regulatora przełącznika zaczepek transformatora zasilającego sieć niezawierającą generacji prawidłowy poziom napięcie u odbiorców zapewnia się poprzez podwyższenie napięcia zadanego do górnej połowy zakresu regulacji, tj. pomiędzy wartością U_n a wartością $1,1 \cdot U_n$. Jednak powszechnie stosowana generacja OZE komplikuje proces regulacji napięcia w sieciach elektroenergetycznych. Pojawienie się w tej skomplikowanej strukturze sieci rozdzielczych źródeł o losowej generacji związanej z pogodą może spowodować częste przekroczenia napięcie u odbiorców, poza dopuszczalny zakres $\pm 10\% U_n$. Ponadto rozkład napięć wzdłuż linii będzie przypadkowy, tj. nie zawsze ostatni odbiorca będzie miał najniższe napięcie, co było wcześniej pewnego rodzaju aksjomatem w sieciach rozdzielczych, ze względu na to, że są one zasilane promieniowo. Oszacowanie

impedancji kompensacji Z_{komp} w tym przypadku jest niemożliwe, natomiast regulacja na podstawie napięcia mierzonego na szynach GPZ nie gwarantuje w żadnym stopniu zapewnienia odbiorcom odpowiedniej jakości energii [8]. Z tego też względu powstały koncepcje regulatorów ze zmienną impedancją kompensacji. W artykule [13], na podstawie wielu symulacji, zaproponowano zintegrowane sterowanie przełącznikami zaczepek transformatora oraz bateriami kondensatorów. Ponadto stwierdzono, że trudno jest zidentyfikować centrum obciążenia w sieci SN. Dodatkowo trudno wyznaczyć nastawy regulatora, np. wartości zadanej napięcia. Zbyt wysoka wartość może powodować przekroczenia górnej granicy napięcia u odbiorców najbliższych od strony GPZ, zbyt mała wartość może powodować przekroczenie dolnej granicy napięcia u odległych odbiorców. Aby klasyczna kompensacja prądowa była skuteczna, to profile napięciowe na każdej linii odpytywowej musiałyby być zbliżone. Jednak w praktyce występuje różnorodna budowa linii elektroenergetycznych oraz różnorodność ich obciążeń. Z tego względu w badaniach



Rys. 8. Struktura sprzętowa układu regulacji napięcia z proponowanym regulatorem

symulacyjnych wyznaczano parametry kompensacji na podstawie oszacowanego spadku napięcia i obciążenia linii, dla której ten spadek jest największy. Jednak struktura sieci SN jest bardzo złożona, dlatego też należy uwzględnić w algorytmie regulacji spadki napięć na wszystkich liniach zasilanych z transformatora WN/SN. Kolejną koncepcją regulatorów przełączników zaczepów transformatorów jest regulator kompensacji spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC). W rozważaniach przedstawionych w tym artykule ograniczono się do jednej linii zasilającej o znanych parametrach kompensacji.

Wnioski

1. Do realizacji zaproponowanego układu regulacji napięcia wymagane są zarówno parametry sieci elektroenergetycznej, jak i detekcji przejścia prądu przewodowego przez zero. Wykorzystano zespolony uchyb napięcia. Jego część rzeczywista stanowi podstawowy sygnał dla układu regulacji. Zaleca się integrację układu sterowania przełącznikami zaczepów z układem kompensacji mocy biernej. Integracja ta wpływa korzystnie na proces regulacji napięcia.
2. Urządzenie sterujące powinno posiadać co najmniej trzy wejścia cyfrowe w celu realizacji detekcji przejścia prądu przez zero. Mikrokontroler może mieć zdefiniowane przerwy realizujące zmiany wyznaczonego numeru stanu.
3. Urządzenie sterujące dla założonego schematu uzwojenia regulacyjnego powinno posiadać 30 wyjść cyfrowych. Ponadto dla układu kompensacji mocy biernej

urządzenie sterujące powinno dodatkowo posiadać 3*liczba załączanych sekcji kondensatorów. Ze względu na możliwość asymetrii mocy biernej należy sterować stanami łączników kondensatorów niezależnie w każdej fazie.

4. Urządzenie sterujące powinno posiadać port komunikacyjny umożliwiający komunikację z przetwornikiem parametrów sieci elektroenergetycznej. Powinno również implementować protokół komunikacyjny obsługiwany przez przetwornik.
5. Urządzenie sterujące musi mieć zaimplementowaną tablicę przeglądowną w celu identyfikacji stanów logicznych łączników AC uzwojenia regulacyjnego.
6. Podczas realizacji kompensacji prądowej występują następujące problemy do rozwiązania: wyznaczenie właściwych parametrów kompensacji, pomiar fazona prądu, zróżnicowanie obciążeń i budowy linii odplywowych z GPZ, dynamiczne zmiany napięcia spowodowane udziałem źródeł o zmiennej generacji.
7. Realizacja kompensacji prądowej jest trudna do realizacji za pomocą klasycznych urządzeń. Wymaga pomiarów parametrów sieci elektroenergetycznej. Jednak pozostaje problematyczne wyznaczenie analityczne parametrów kompensacji dla każdej linii zasilanej przez transformator regulacyjny. W sieci elektroenergetycznej następują ciągłe zmiany składu i stopnia obciążenia poszczególnych odbiorców, zmiany konfiguracji sieci, zmiany rozpyłu w sieciach zamkniętych oraz zmiany składu i poziomu generacji źródeł. To skutkuje trudnościami

w wyznaczeniu parametrów kompensacji. Z tego też powodu kompensacja prądowa jest często wyłączana.

8. Zaleca się pomiar w trzech fazach do realizacji układu kompensacji prądowej, co zapewni właściwe działanie nawet przy wystąpieniu asymetrii napięcia. Regulator powinien pracować prawidłowo nawet przy wystąpieniu asymetrii napięcia.
9. Pomiar fazona prądu można zrealizować za pomocą mierników parametrów sieci elektroenergetycznej. W układzie z trzema przekładnikami napięciowymi i trzema przekładnikami prądowymi dostępne są dane pomiarowe każdej fazy. Umożliwia to uwzględnienie asymetrii napięć w układzie kompensacji prądowej.
10. Wiele komercyjnych regulatorów implementuje kompensację prądową wg (1), uwzględniając jedynie wartości skuteczne napięć i prądów, ze względu na prostszy układ pomiarowy. Powoduje to niewłaściwe działanie układu kompensacji.
11. Zastosowanie energoelektronicznych przełączników zaczepów jest w pełni realizowalne dla transformatorów WN/SN. W przypadku ich zastosowania likwidujemy ograniczenia dotyczące liczby operacji łączeniowych i ich częstotliwości. Ponadto nie ma mechanicznego wymuszenia sekwencyjnego załączania zaczepów. Cechy te wymuszają zmianę algorytmu sterowania w stosunku do regulatorów elektromechanicznych przełączników zaczepów. Umożliwiają zachowanie jakości regulacji napięcia pomimo dynamicznych zmian napięcia.

12. Większość proponowanych algorytmów kompensacji spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC) wykorzystuje wielokrotne obliczenia rozpryżowe w celu doboru optymalnej pozycji zacze pu transformatora. Jednak utrzymanie aktualnego modelu sieci przy ciągłych zmianach konfiguracji, niewielkim opomiarowaniu sieci SN i jego braku w sieci nn w praktyce nie jest możliwe. Nie wszystkie łączniki mają odzworowanie w systemie SCADA. Ponadto model nie przewiduje nietypowych sytuacji eksploatacyjnych, jak zasilanie z agregatu prądowłrczego lub dodatkowej linii. W takim wypadku nie otrzymamy prawidłowych wyników obliczeń rozpryżowych.
13. Ze względu na brak możliwości zastosowania rozwizazania analitycznego pozostaje zbadać możliwość wykorzystania jednej z metod sztucznej inteligencji. Jedną z proponowanych metod jest logika rozmyta. Sterowniki rozmyte lub neuronowo-rozmyte mogą realizować regulator adaptacyjny wyznaczający parametry kompensacji dla kaźdej z linii SN.
10. Joon-Ho C., Jae-Chul K., Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, Vol. 15, No. 2, s. 691–696.
11. Choi J.-H., Advanced Voltage Regulation Method of Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems (Revised), *IEEE Transactions On Power Delivery* 2001, Vol. 16, No. 2, s. 6.
12. Choi J.-H., Moon S.-I., The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, *IEEE Transactions on Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 1, s. 319–326.
13. Baran M.E., Hsu M.-Y., Volt/Var control at distribution substation, *IEEE Transactions on Power Systems* 1999, Vol. 14, No. 1, s. 312–318.
14. Miernik parametrów sieci na szynę typu N43. Instrukcja obsługi, Lumel S.A., 2018.
15. Faiz J., Siahkolah B., Differences Between Conventional and Electronic Tap-Changers and Modifications of Controller, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2006, Vol. 21, No. 3, s. 1342–1349.
16. Korpikiewicz J., Mysiak P., Classical and solid-state tap-changers of HV/MV regulating transformers and their regulators, *Acta Energetica* 2017, No. 32, s. 110–117.
17. Faiz J., Siahkolah B., Electronic tap-changer for distribution transformers, Berlin 2011.
18. Krishnamurthy K.A., Mathur R.M., Improvements in a Thyristor controlled static on-load tap-changer for transformers, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* 1982, No. 9, s. 3091–3096.
19. Chandra Mouli G.R. i in., Design of a Power-Electronic-Assisted OLTC for Grid Voltage Regulation, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2015, Vol. 30, No. 3, s. 1086–1095.
20. Chen N., Jonsson L.E., A new Hybrid power electronics on-load tap changer for power transformer, Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2015 IEEE, s. 1030–1037.
21. Shutong Q. i in., A novel control scheme of 230kA DC power source using thyristor, Phase-shifting rectifier transformer and On-load tap changer, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International, Vol. 1, s. 1–5.
22. Faiz J., Siahkolah B., New Controller for an Electronic Tap Changer, part I: Design Procedure and Simulation Results, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2007, Vol. 22, No. 1, s. 223–229.
23. Faiz J., Javidnia H., Fast Response Solid-State On Load Transformers Tap-Changer, Eighth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives, London 2008, s. 355–359.
24. Korpikiewicz J., Dodatkowe możliwości regulacji ergoelektronicznych przełączników zacze pów w transformatorach WN/SN, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53, s. 125–128.
25. Hasan E.O., Hatata A.Y., Badran E.A.E., Voltage control of distribution systems using electronic OLTC, Twentieth International Middle East Power Systems Conference, Cairo University, Egypt 2018.
26. Gao C., Redfern M.A., Automatic Compensation Voltage Control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations, Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, Vol. 1, s. 737–741.
27. Kasztenny B. i in., Fuzzy logic controller for on-load transformer tap changer, *IEEE Transactions on Power Delivery* 1998, Vol. 13, No. 1, s. 164–170.
28. Castro J. i in., Coordinated Voltage Control in Distribution Network with the Presence of DGs and Variable Loads Using Pareto and Fuzzy Logic, *Energies* 2016, Vol. 9, No. 2, s. 107.
29. Kyryk V.V., Hubatiuk O.S., Fuzzy Logic Controller for On-Load Transformer Tap Changer for Distribution Network with Distributed Generation, Proceedings of the International Scientific and Practical Conference 2014.
30. Salman S.K., Wan Z.G., Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/Embedded Generation, *IEEE Lausanne Power Tech* 2007, s. 2128–2132.
31. Hashim T.J., Mohamed A., Fuzzy Logic Based Coordinated Voltage Control for Distribution Network with Distributed Generations, *Open Science Index, Electrical and Computer Engineering* 2013, Vol. 7, No. 7, s. 806–811.
32. Larsson M., Coordination of cascaded tap changers using a fuzzy-rule-based controller, *Fuzzy Sets and Systems* 1999, Vol. 102, No. 1, s. 113–123.
33. Sonagra K., Pandya Z., Patel R., Voltage Control Application in Distribution Network by Fuzzy Logic Controller Based AVC Relay, *Golden Research Thoughts* 2012, Vol. 1, No. XII.

Bibliografia

1. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamics: stability and control, 2nd ed., Wiley, Chichester, U.K. 2008.
2. Korpikiewicz J., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zacze pów transformatora WN/SN – założenia i wymagania, *Pomiary. Automatyka. Robotyka* 2018, nr 2, s. 67–76.
3. Korpikiewicz J., Mohamed-Seghir M., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zacze pów transformatora WN/SN, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2018, nr 60, s. 51–56.
4. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007.
5. Hellman W., Szczerba Z., Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym. Warszawa 1978.
6. Sobczak B., Rink R., Kompensacja prądowa w regulatorach napięcia generatorów systemowych [referat konferencyjny], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2013, nr 32, s. 127–130.
7. Szczeciński P., Zajczyk R., Wpływ układu kompensacji prądowej na pracę generatora przy zmianach napięcia w KSE, *Acta Energetica* 2010, nr 2/4, s. 77–82.
8. Czapla Ł., Jemielity J., Opracowanie koncepcji i założeń technicznych do realizacji systemu zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID). Praca statutowa Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego Oddział Gdańsk, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk 2010.
9. Czapla Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), *Elektro.Info* 2012, nr 7–8.

PL

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

mgr inż

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na kierunku automatyka i robotyka na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2002). Pracował w przemyśle jako automatyk oraz informatyk. Obecnie jest zatrudniony w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki na stanowisku specjalisty. Jego zainteresowania obejmują zastosowania metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce, regulację napięcia w stacji elektroenergetycznej, badania i implementację logiki rozmytej w systemach wbudowanych, projektowanie regulatorów. Ponadto zajmuje się energetyką odnawialną oraz magazynami energii (Smart Grid). Doktorant w Katedrze Automatyki Okrętowej Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni. Członek Gdańskiego Oddziału Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Członek Gdańskiego Oddziału Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej.