

Modelling of Energy Sources and Energy Storage devices for the Purpose of Analysis the Low voltage Microgrid Operation

Authors

Michał Małaczek
Irena Wasiak

Keywords

microgrids, microgrid modelling, distributed generation, microgrid control, energy storage

Abstract

The paper presents methods of modelling electricity sources and storages for the purpose of analysing the performance of microgrids in steady and transient states. The subject of the study is a low voltage microgrid comprising controllable and uncontrollable energy sources, storages and loads. Models of energy sources and storage are presented as well as their control algorithms for the two modes of operation of the microgrid: in connection with the utility network, and in autonomous operation. A simulation model of the microgrid was developed in PSCAD/EMTDC. Selected simulation results are presented which illustrate the performance of the system under assumed conditions.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017313

Received: 14.02.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. Introduction

Over recent years, in Poland and around the world, interest has grown in distributed energy, especially in renewable energy sources (RES) such as wind generators (WG) and photovoltaic panels (PV). This is because of, among other factors, the benefits offered by RES sources as environmentally friendly clean technologies. In addition, Poland as a member of the European Union must meet the legal requirements stipulated by international agreements to ensure a specific RES share in the energy mix, and to increase energy efficiency (3x20 climate package). RES development has the potential to be driven by legal and financial support mechanisms introduced in many countries. The goal of higher energy efficiency leads in turn to the interest in electricity and heat co-generation. Increasingly, gas micro-turbines (MT) are being used, which implement this form of generation. With this being the case, it seems quite believable that more distributed energy sources will be installed in the power system year by year. With increased levels of penetration of distributed sources, the power system administration becomes more decentralized. Conventional passive distribution grids are transformed into active grids and, with the introduction of measuring and control systems, into microgrids (MG). In a microgrid, just like in the conventional power system, processes of electricity generation, transmission and use are carried out [1].

Typical distributed sources used in microgrids differ significantly from conventional synchronous generators, in terms of design and operational specifics alike, as well as in terms of output voltage parameters. In order to integrate sources in a microgrid, Voltage Source Converters (VSC) are needed as interconnection interfaces. Distributed generation also includes energy storages, increasingly used to support sources and microgrids [2, 3, 4]. Out of many recognized technologies, the electrochemical (battery) storage is most common [4], and requires, like many distributed sources, connection through an inverter. In this situation, the control of source and storage operation is reduced primarily to the proper control of their inverters. Distributed sources, and RES in particular, with their stochastically variable output power, have a significant impact on grid performance and can cause problems with the maintenance of the required electricity quality parameters. Additional electromagnetic disturbances are introduced by the connection inverters of the sources and storages. The specificity of distributed generation, as well as problems related to source integration, justify the purpose of simulation research on power microgrid operation under different conditions. In addition to exploring microgrid phenomena, this type of research can be used to develop and validate control and regulation mechanisms/systems that alleviate or completely eliminate the adverse impact of sources on microgrid performance, and

achieve specific system functionality. Simulation studies require the development of appropriate models of individual devices with their control systems.

Many publications on distributed source modelling can be found in the literature. Depending on their purposes, the presented models feature varying degrees of complexity. Paper [5] presents a detailed model of a 1-phase PV source connected to the mains. The model consists of: photovoltaic panel, DC/DC boost converter, DC/AC converter, and LCL filter. Paper [6] reports simulation studies of a similar system consisting of a PV source, DC/DC converter, DC/AC converter and a power supply grid. Photovoltaic panels were mapped using a ready model from the PSCAD/EMTDC library. A detailed model of a gas turbine with a set of DC/DC converters (Buck-Boost Converters) and DC/AC (VSC) can be found in [1]. Paper [7] presents a complex model of a single-shaft gas micro-turbine mapping the electrical, mechanical and thermal parts of the real object.

In papers [8, 9, 10] simplified models of sources with connection converters are presented. Individual objects were mapped as DC voltage sources with DC/AC converters. A similar solution may be found in [11], where one of the power sources was modelled as a DC source connected to the grid via VSC, and the other – PV – as the ideal current source. Simplified models were used in the studies of converter control algorithms. Based on the available information, it is difficult to clearly assess the performance of models and control algorithms.

Integrating extensive and detailed models of electricity sources, storages, and loads into one large and complex power microgrid model can lead to an extremely complex structure. Simulations with such a model are very difficult and sometimes impossible. Often in such situations it turns out that the system is unstable and the simulation results are divergent. Therefore, the way in which elements are modelled must strike a balance between sufficient accuracy of mapping of real objects and the degree of complexity of the model and the speed at which calculations are performed in a given simulation environment. This involves the need to introduce some simplifications into the analysed models. The aim of this paper is to present methods of modelling typical energy sources and storages used in low voltage MG for the purpose of analysing their performance. Simplified models of PV and gas micro-turbine sources and battery storages have been proposed, with matching control modes in line with the required functionality of the device. A simulation model is also presented of the sample microgrid implemented in the PSCAD/EMTDC environment, as well as simulation results that illustrate its operation using a pre-set control strategy.

2. Control strategy for the operation of power microgrid

2.1. Grid-connected operation

Microgrids are typically operated in interaction with the utility grid. Sources installed in a microgrid generate power for local loads. The utility network is a balancing element that receives the excess energy generated in microgrids or supplies the missing energy at a time when the local generation is insufficient to cover

the demand. In such an operating mode, the utility network acts as a reference voltage source, so there is no need for any additional regulation of voltage amplitude and frequency within the microgrid [10, 12].

The task of controlled sources, such as gas micro-turbines, is to generate the expected active and reactive output power. Uncontrollable sources, RES by assumption, generate power depending on the availability of primary energy. Energy storages can be used to support RES operation and to reduce the power exchange between microgrid and network.

When operated in connection with network, sources and storages are subject to P-Q control to obtain the appropriate active and reactive power [11, 13]. The connection converters of the sources operate in the CC-VSC current controlled mode in synchronization with the supplying voltage. An important feature of such converter control is the limitation of their current during transient states [14, 15]. Reference values for sources can be set by the operator or overriding control in such a way as to minimize the cost to the microgrid owner, while ensuring the proper operating conditions of the system and taking into account the source specifications [16].

P-Q control is also used in RES, and for the most efficient use of these sources, algorithms are used to obtain the maximum active power output under given conditions and at given $\text{tg } \varphi = 0$ [8]. The local control system adjusts the output power of the source using the MPPT (Maximum Power Point Tracking) algorithm. Because this type of RES control is independent of other sources and loads, it is called non-interactive control [14].

Depending on the control strategy in the entire microgrid where the energy storage is located, it can operate either in U-f mode as a reference voltage source or in P-Q mode as a current source. In this case, however, it is necessary to take into account the limited capacity of the energy storage, since the set values of active power P and reactive power Q define its actual state of charge or discharge.

As mentioned earlier, the energy storage in MG can perform many important and complex functions. Therefore, already at the stage of storage modelling it should be taken into account that the model should enable the implementation of different types of control depending on the tasks it is to perform in the system. This means that the way in which an energy storage is modelled depends on the functions it performs.

2.2. Autonomous operation

When generation and demand are locally balanced, microgrids can operate independently of the commercial power grid. This mode of operation may be short-term, as in an emergency disconnection from the grid, or it may be planned intentionally over an extended period of time. In either case, stand-alone operation should provide power balance and voltage and frequency control in the microgrid at the appropriate level. In order to meet these requirements, it is necessary to install a source responsible for maintaining the set voltage and frequency, with an appropriate power reserve to cover the load variations in the system (U-f control). The converter of this source is voltage-controlled according to Voltage-Controlled Voltage Source Converter

(VC-VSC) standard. It may occur that only one source is responsible for the voltage and frequency control, and the other sources just provide the required active and reactive power output. This strategy is called Single Master Operation (SMO) [13, 17, 18]. The other autonomous operation option is where there are more sources in the microgrid that actively participate in voltage and frequency regulation and internal power balancing. At a given load, in order to ensure the power balance in the system, the power sources share the load depending on the slope of their droop-characteristics [17, 18]. The larger the droop slope, the lower source's output power under given conditions, and therefore the lower its share in the power balance [5, 8]. The source control strategy in this case is called Multi Master Operation (MMO) [18].

When a microgrid goes into stand-alone operation after disconnection from the network, at least one of the controllable sources must change its control mode. The converter of this source switches from CC-VSC current control mode to VC-VSC voltage control mode. The remaining controllable energy sources can continue to operate as before, implementing the P-Q algorithm. Controllable energy sources and energy storages may operate in voltage mode as reference voltage sources in the MG. However, based on a study [19] it can be ascertained that a battery storage under U-f strategy shows the dependence of its RMS voltage and frequency on the power output and intake. The MT gas micro-turbine is free of this deficiency, which provides a more stable voltage (its U-f characteristics are more robust) over the whole load range, making it a better source of reference voltage. It should be noted that changing MT control from P-Q to U-f takes a few minutes. Therefore, it is impossible to ensure the continuity of MG operation when switching to autonomous operation with MT as a reference source. In this situation, the role of the energy storage increases, which ensures change of control immediately.

3. Modelling of energy sources and storages

3.1. Uncontrollable sources

The exact model of the PV source consists of a DC voltage source with a pre-set current-voltage characteristic, and a single-phase inverter controlled as a current source. As uncontrollable sources are also non-interactive, they don't require accurate modelling. From the point of view of MG performance, however, it is important to map the random variation of power output. It was therefore assumed that the source model consists of three ideal current sources, reproducing pre-set current signals i_{ARef} , i_{BRef} , i_{CRef} , which are derived from the pre-set active power output of the source. The pre-set power is determined by the power rating of the source, over which random variations of different values and frequencies overlap.

There are two main modules in the source model: the main module and the control module. The control module includes a block that determines the power of the source based on random signals representing primary energy variations, and a block for reference current signal generation.

3.2. Controllable sources

Energy source control algorithms can be developed using different coordinate systems [20], i.e. a natural coordinate system abc, stationary coordinates $\alpha\beta 0$, and a synchronously rotating reference frame dq0. Out of these options the most commonly used system is dq0. To transform coordinates from abc to dq0, Clarke's and Park's transformation is employed according to the following relationship (1):

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = k_1 \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ k_2 & k_2 & k_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

Coefficients k_1, k_2 are the Clarke's and Park's transform coefficients.

For $k_1 = \sqrt{\frac{2}{3}}$ and $k_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$ equal instantaneous power is ensured after inverse transformation abc->dq0.

As a result of the transformation, 3-phase currents and voltages are transformed into a reference frame synchronously rotating at angular frequency ω . This means that 3-phase alternating values x_a, x_b, x_c are converted to 2-phase fixed values x_d, x_q , which facilitates the filtering and control of regulated currents and voltages. Typically, PI (proportional-integrating) regulators are used, with dynamic properties sufficient for systems in which control variables are fixed signals [20].

MT's exact model should reproduce its basic elements, i.e.:

- gas turbine generating a mechanical moment output at a set speed
- synchronous generator with permanent magnets
- 3-phase rectifier
- DC/DC Buck-Boost converter with a DC voltage control system
- 3-phase DC/AC inverter, PWM (Pulse With Modulation) controlled.

Due to the degree of complexity, this model is not very useful in the analysis of multi-object MG. Bearing in mind that the source output is controlled by the connection converter, and the internal control system ensures a constant voltage at the converter input, the model was simplified by omitting the mechanical part of the machine. This model allows for the study of source control algorithms in the steady-state, but because of reduced inertia, it does not accurately reproduce the source performance in transient states.

The MT model (Fig. 1) proposed in this paper consists of two main modules, i.e. the module of the primary circuits of the source, and the control module. The main circuit module contains a DC voltage source and a DC/AC power-electronic converter. The converter is connected to the grid through a serial inductance. In addition, a capacitor bank connected to the source terminals was also used to filter out the higher harmonics in the converter current. The control module consists of a decision block for control signal setting, this is responsible for ensuring proper control over the source operation and generating reference signals, as well as the execution block that generates firing pulses sent to the converter valves.

The P-Q control algorithm for MT has been implemented in the dq0 coordinate system. Fig. 2 shows a block diagram of the

control system. It contains two serial loops, i.e. the external power loop and the internal current loop. In the external loop, based on the comparison of the pre-set active and reactive power signals P_{Ref} , Q_{Ref} with measured signals, reference signals are a set of current components in axes d and q, i_{dRef} , i_{qRef} . Then in the inner loop these components are compared with their respective measured values, and on this basis the components are derived from the reference voltages u_{dRef} and u_{qRef} delivered to the ignition generator. Values i_{dRef} , i_{qRef} , u_{dRef} and u_{qRef} can be described with equations (2) and (3).

$$i_{dRef} = \left(k_{pC1} + \frac{k_{iC1}}{s} \right) (i_{dRef} - i_d) \tag{3}$$

$$i_{qRef} = \left(k_{pC2} + \frac{k_{iC2}}{s} \right) (i_{qRef} - i_q)$$

k_{pC1} , k_{pC2} , k_{iC1} , k_{iC2} are coefficients of PI controllers in the current loop.

Output voltage is synchronized to the grid voltage by the PLL loop [12, 20, 21, 22, 23].

3.3. Energy storages

The storage was modelled in a similar way to MT. The main focus was on the power-electronic converter that connects the storage to the grid and its control. There were two storage control strategies: P-Q, whereby MG storage operates in connection with the utility network, and U-f, whereby MG converts to standalone operation. A block diagram of the U-f algorithm is shown in Fig. 3.

$$i_{dRef} = \left(k_{pP1} + \frac{k_{iP1}}{s} \right) (P_{Ref} - P) \tag{2}$$

$$i_{qRef} = \left(k_{pP2} + \frac{k_{iP2}}{s} \right) (Q_{Ref} - Q)$$

k_{pP1} , k_{pP2} , k_{iP1} , k_{iP2} are coefficients of PI controllers in the power loop.

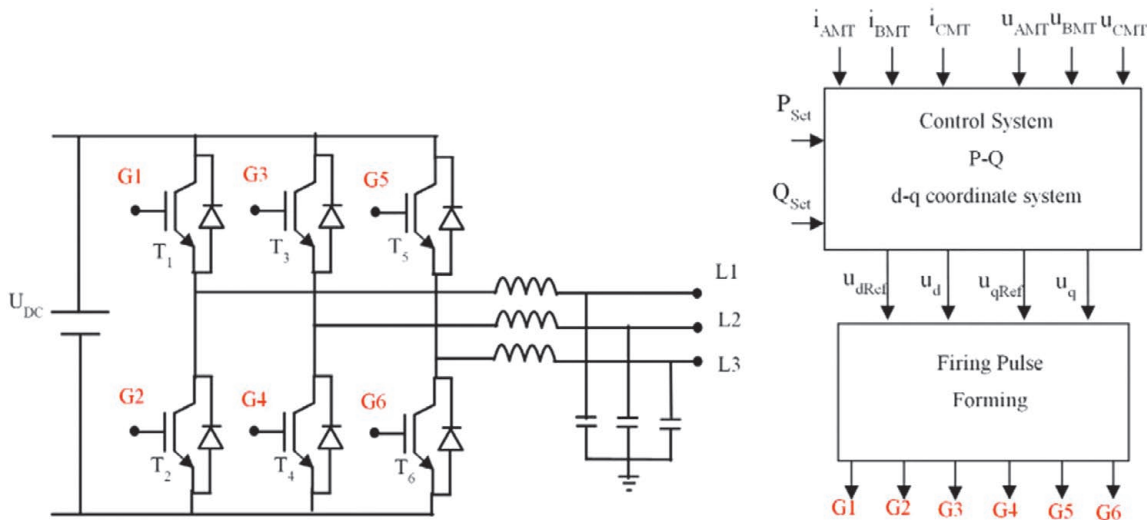


Fig. 1. Structure of the micro-turbine model

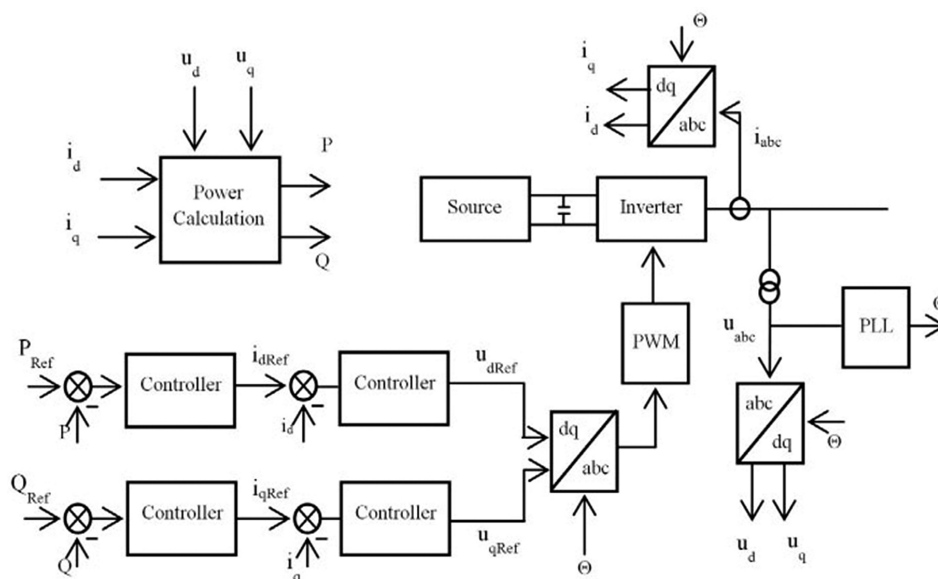


Fig. 2. Block diagram of the P-Q control algorithm implemented in the dq0 frame of reference

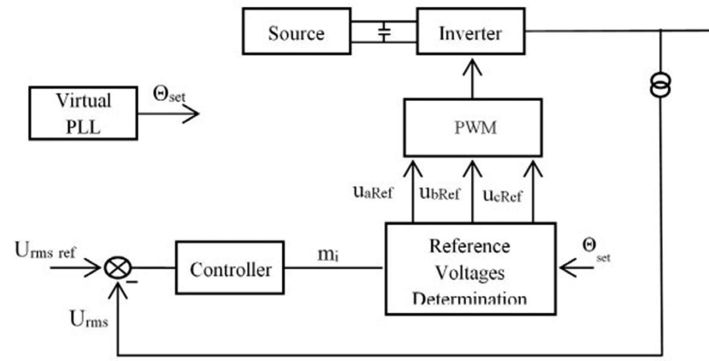


Fig. 3. Block diagram of the U-f algorithm

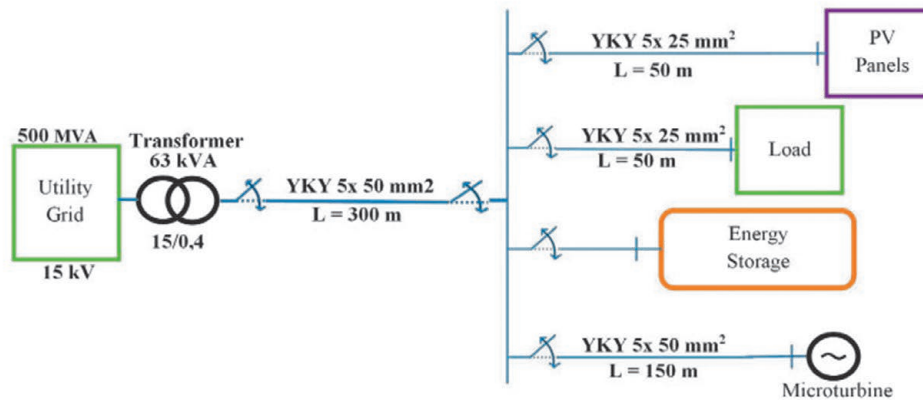


Fig. 4. Schematic diagram of the low voltage power microgrid

The algorithm input is $U_{rms\ ref}$ voltage set-point. $U_{rms\ ref}$ is compared with the measured voltage. On this basis, an error signal is generated and fed to the PI controller for the determination of the amplitude modulation factor m_i . The m_i signal is determined from equation (4)

$$m_i = \left(k_{pU} + \frac{k_{iU}}{s} \right) (U_{rms\ ref} - U_{rms}) \quad (4)$$

The m_i signal is then transmitted to the block that sets reference voltage signals for their amplitude determination. The phase angle and frequency of the reference voltage signals are determined by the signal Θ coming from the virtual PLL block. Finally, signals u_{ARef} , u_{BRef} , u_{CRef} are delivered to the PWM generator.

4. Simulation studies

The tested microgrid is presented in Fig. 4. The microgrid is connected with utility network through a 15/0.4 kV 63 kVA transformer. Sources installed in MG are: MT with rated power 30 kW, and 10 kWp PV panels. The loads were replaced by one equivalent RL variable load, with a maximum apparent power of 35 kVA. The energy storage is connected directly to MG busbars. A simulation was performed to evaluate the presented models of energy sources and storages, and the performance of proposed algorithms. The results below illustrate MG performance in various operating modes.

4.1. Grid-connected operation

In the case in question, the MG always operates in the connection with the utility network. PV source output varies between 0–10 kWp. It was assumed that the energy storage was responsible for limiting and maintaining the power exchanged between the MG and the utility network at a constant level of 10 kW. The MT output is set by the operator/local control system. At the beginning of the simulation it was 11 kVA, in 7 s it changed and increases to 21 kVA. Load at the moment $t_1 = 4$ s rises from 22.5 kVA to 32 kVA, then at $t_2 = 14$ s it decreases again to 26 kVA. A constant power factor was assumed in the system, $\text{tg}\varphi = 0.4$.

Fig. 5 shows the active and reactive power balances in the MG. On this basis, it may be seen that, following changes in PV and MT outputs and in loads, the storage output power changes to ensure the assumed intake of active power from the network.

4.2. Autonomous operation

In this case, it was assumed that the energy storage constitutes the voltage and frequency reference source. MT operates in accordance with the P-Q strategy and power set-points are set by the local control system.

PV source output varies between 0–10 kWp. Load changes as much as in the previous case. Fig. 6 shows that the power balance in the system is ensured. The energy storage is the reference voltage source and, at the same time, performs the power

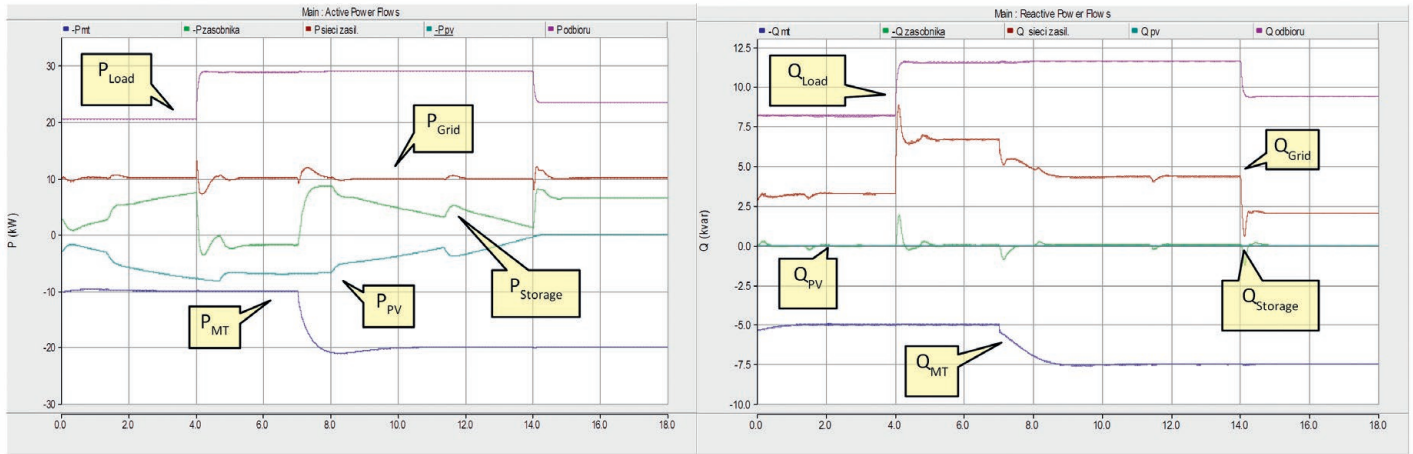


Fig. 5. Active (left) and reactive (right) power in MG

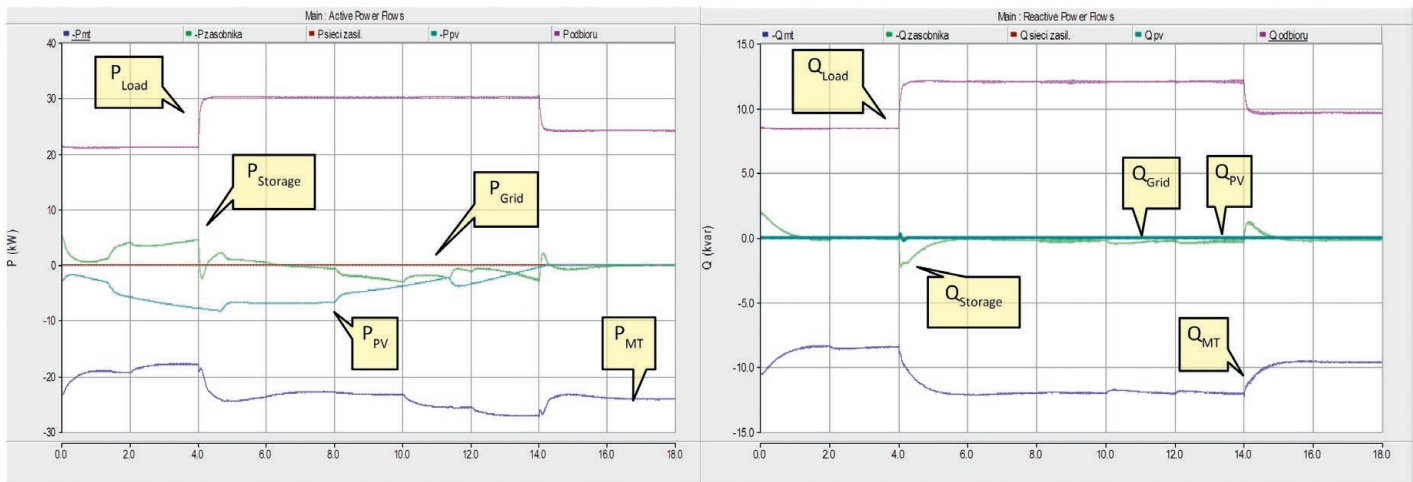


Fig. 6. Active (left) and reactive (right) power in MG

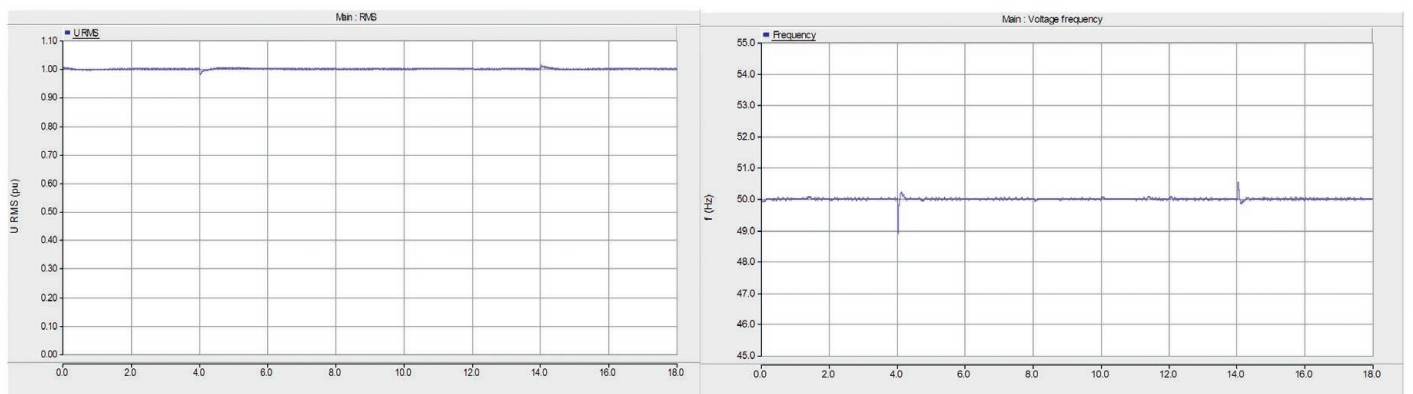


Fig. 7. RMS voltage (left), frequency (right) on bus-bars

balancing function in MG, with changes in load and PV output. RMS voltage U_{RMS} and frequency in the MG are shown in Fig. 7. It is evident that voltage U_{RMS} and the frequency are maintained at the required level, this indicates that the requirements for compatible supply voltage specifications are met.

5. Conclusions

Due to the complexity of the system, the modelling of power microgrids for simulation studies is a difficult task and requires many simplified assumptions. Device modelling must strike a balance between sufficiently accurate reproduction, model

complexity, and calculation speed in a given simulation environment. The degree of simplification adopted in the model depends on the purpose and type of study. This paper presents a way of modelling the typical electricity sources and storages used in low voltage MG for simulation tests. The main objective of the study is to develop control algorithms for individual devices in the MG, and coordinated MG management strategies in various operating modes. Simplified models of PV and MT sources and of a battery storage are presented, which in the opinion of the authors are sufficient from the viewpoint of the target. A simulation model of the test microgrid implemented in the PSCAD/EMTDC environment is presented together with selected simulation results. They demonstrated that the algorithms were stable and effective, and ensured the proper performance of the MG.

REFERENCES

1. A. Mohamed, M. Nizam, A. Salam, "Performance Evaluation of Fuel Cell and Microgrid as Distributed Generators in a microgrid", *European Journal of Scientific Research*, Vol. 30, No. 4, 2009, pp. 554–570.
2. I. Wasiak, R. Pawełek, R. Mieński, "Zasobniki energii w mikrosystemach elektroenergetycznych" [Energy storage in poer micro-systems], Conference, "Current Problems in Power Engineering", APE 2011, Jurata, 8–10.06.2011, pp. 159–166.
3. K. Qian et al., "Benefits of Energy Storage in Power Systems with High Level of Intermittent Generation", 20th Int. Conference on Electricity Distribution (CIRED2009), Prague, 8–11.06.2009
4. A. Oudalov, T. Buehler, D. Chartouni, "Utility Scale Applications of Energy Storage", IEEE Energy 2030 Conference (ENERGY 2008), 17–18.11.2008.
5. B.K. Perera et al., "Simulation model of a grid-connected single-phase photovoltaic system in PSCAD/EMTDC", Proc. IEEE Int. Conf. on Power System Technology (POWERCON), 2012.
6. A.Y. Kalbat, "PSCAD Simulation of Grid-tied photovoltaic System and Total Harmoci Distortion Analysis", 3rd International Conference on Electric Power and Energy Converion Systems, Istambul, 2–4.10.2013.
7. G. Li et al., "Modeling and Simulation of a Microturbine Generation System Based on PSCAD/EMTDC", IEEE 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS-2010), Beijing, 20–22.09.2010, pp. 1–6.
8. Y. Wang, Z. Lu, Y. Min, "Analysis and Comparison on the Control Strategies of Multiple Voltage Source Converters in Autonomous Microgrid", 10th IET conference, 2010.
9. C. Gao et al., "Power Control Strategy Design in an Islanded Microgrid Based on Virtual Frequency", Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 2nd IET, 9–11.09.2013
10. N. Hajilu et al., "Power control strategy in islanded microgrids based on Vf and PQ theory using droop control of inverters", Electric Industry Automation (ICEIA) 2015 International Congress on, pp. 37–42.
11. W. Bai, K. Lee, "Distributed Generation System Control Strategies in Microgrid Operation", Proceedings of the 19th World Congress The International Federation of Automatic Control Cape Town, South Africa, 24–29.08.2014.
12. M. Ariyasinghe, K. Hemapala, "Microgrid test-beds and its control strategies", *Smart Grid Renew Energy*, Vol. 4, No. 1, 2013.
13. Y. Han et al., "A smooth transition control strategy for microgrid operation modes", The 6th International Conference on Applied Energy – ICAE2014, 2014.
14. F. Katiraei et al., « Microgrid Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids", *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 6, Issue 3, 2008.
15. F. Gao, M.R. Iravani, "A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 2, 2008.
16. C.M. Colson, M.H. Nehir, "A Review of Challenges to Real-Time power Management of Microgrids", IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009.
17. T.L. Vandoorn et al., "Analogy between conventional grid control and islanded microgrid control based on a global dc-link voltage droop", IEEE Trans. Power Del. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 27, No. 3, 2012, pp. 1405–1414.
18. J.A.P. Lopes, C.I. Moreira, A.G. Madureira, "Defining control strategies for microgrids islanded operation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, 2006, pp. 916–924.
19. R. Pawełek, I. Wasiak, P. Kelm, "Autonomous Operation of Low Voltage Microgrids", *Acta Energetica*, No. 4 (21), 2014, pp. 156–163.
20. F. Blaabjerg et al., "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 53, June 5, 2006, pp. 1398–1409.
21. M.A. Perez et al., "A robust phase-locked loop algorithm to synchronize static-power converters with polluted AC systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 55, Issue 5, 2008, pp. 2185–2192.
22. G. Siyu, M. Barnes, "Phase-locked loop for AC systems: Analyses and comparisons", Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012), 6th IET International Conference on, 2012.
23. L.R. Limongi et al., "Analysis and comparison of phase locked loop techniques for grid utility applications", in Power Conversion Conference – Nagoya 2007, pp. 674–681.

Michał Małaczek

Łódź University of Technology

e-mail: michal.malaczek@p.lodz.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Electronics, Computer Science, and Automation of Łódź University of Technology (2014). PhD student in Institute of Electrical Power Engineering of Łódź University of Technology since 2014. Areas of interest include: power microgrid performance analysis, HVDC transmission systems, renewable energy sources, energy stores, power electronics converters.

Irena Wasiak

Łódź University of Technology

e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl

A graduate of Łódź University of Technology. From the beginning of her career in the Institute of Electrical Power Engineering of her alma mater, currently as the Institute director. She obtained her doctoral degree and habilitated doctorate in electrical engineering. Her research areas include issues of power supply, quality, integration of distributed energy sources in power grids, microgrid power operation.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 162–169. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Modelowanie źródeł i zasobników energii do celów analizy pracy mikrosystemów elektroenergetycznych niskiego napięcia

Autorzy

Michał Małaczek
Irena Wasiak

Słowa kluczowe

mikrosystemy elektroenergetyczne, modelowanie mikrosystemów, generacja rozproszona, sterowanie mikrosystemem, zasobniki energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule zaprezentowano sposoby modelowania źródeł oraz zasobników energii elektrycznej do celów analizy pracy mikrosystemów energetycznych w stanach ustalonych i przejściowych. Przedmiotem badań jest mikrosystem niskiego napięcia zawierający sterowalne i niesterowalne źródła energii, zasobniki oraz odbiory. Przedstawiono modele źródeł i zasobników energii oraz ich algorytmy sterowania dla dwóch trybów pracy mikrosystemu: pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz pracy autonomicznej. Opracowano model symulacyjny przykładowego mikrosystemu w programie PSCAD/EMTDC. Zaprezentowano wybrane wyniki symulacji, ilustrujące działanie układu w założonych warunkach.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Wprowadzenie

Na przestrzeni ostatnich lat w Polsce i na całym świecie obserwuje się wzrost zainteresowania energetyką rozproszoną, a w szczególności odnawialnymi źródłami energii (OZE), takimi jak generatory wiatrowe (GW) oraz panele fotowoltaiczne (PV). Związane jest to m.in. z korzyściami, jakie oferują źródła OZE jako przyjazne środowisku czyste technologie. Ponadto Polska jako członek Unii Europejskiej musi sprostać wymaganiom prawnym w ramach umów międzynarodowych w zakresie zapewnienia określonego poziomu udziału OZE w bilansie energetycznym oraz zwiększenia efektywności energetycznej (pakiet klimatyczny 3x20). Czynnikiem stymulującym rozwój OZE mogą być prawne i finansowe mechanizmy wsparcia, wprowadzane w wielu krajach. Realizacja celu zwiększenia efektywności energetycznej prowadzi z kolei do zainteresowania skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła. Coraz większe zastosowanie znajdują mikroturbiny gazowe (MT), w których realizowana jest ta forma wytwarzania. Taki stan rzeczy pozwala sądzić, że z roku na rok liczba rozproszonych źródeł energii (RZE) instalowanych w systemie elektroenergetycznym będzie większa.

Wraz ze wzrostem penetracji RZE następuje decentralizacja systemu elektroenergetycznego. Konwencjonalne pasywne sieci dystrybucyjne przekształcają się w sieci aktywne, a wraz z wprowadzeniem układów pomiarowo-kontrolnych i sterujących – w mikrosystemy elektroenergetyczne (MSE). W MSE, podobnie jak w dużym systemie elektroenergetycznym (SEE), realizowane są procesy produkcji, przesyłu i użytkowania energii elektrycznej [1].

Typowe RZE mające zastosowanie w mikrosystemach różnią się znacznie od konwencjonalnych generatorów synchronicznych, zarówno pod względem budowy, jak i specyfiki pracy, a także parametrów generowanego napięcia. W celu integracji źródeł w mikrosystemie konieczne staje się zastosowanie przekształtników energoelektronicznych (*Voltage Source Converter – VSC*) jako interfejsów przyłączeniowych. Rozproszona generacja obejmuje także zasobniki energii, które coraz częściej wykorzystuje się w celu wspomagania pracy źródeł i mikrosystemów [2, 3, 4]. Z wielu znanych technologii najczęściej stosowane są zasobniki elektrochemiczne (baterijne) [4], wymagające, podobnie jak wiele RZE, przyłączenia przez przekształtnik. W takiej sytuacji sterowanie pracą źródeł i zasobników sprowadza się przede wszystkim do odpowiedniego sterowania ich przekształtnikami.

Źródła rozproszone, a w szczególności OZE, które charakteryzują się stochastycznie zmienną wartością generowanej mocy, wpływają w istotny sposób na pracę sieci i mogą powodować problemy z utrzymaniem wymaganych parametrów jakości energii elektrycznej. Dodatkowe zaburzenia elektromagnetyczne wprowadzają przekształtniki przyłączeniowe źródeł i zasobników. Specyfika generacji rozproszonej, a także problemy związane z integracją źródeł, uzasadniają celowość prowadzenia badań symulacyjnych dotyczących pracy mikrosystemów elektroenergetycznych w różnych warunkach. Oprócz poznania zjawisk zachodzących w mikrosystemach, tego typu badania mogą służyć opracowaniu i weryfikacji mechanizmów/układów kontroli i sterowania, pozwalających na złagodzenie lub całkowite wyeliminowanie negatywnego wpływu źródeł na pracę mikrosystemów, jak

również uzyskanie określonych funkcjonalności układu. Badania symulacyjne wymagają opracowania odpowiednich modeli poszczególnych urządzeń z ich układami sterowania.

W literaturze można znaleźć wiele publikacji dotyczących zagadnień modelowania RZE. W zależności od celu wykorzystania prezentowane modele charakteryzują się różnym stopniem złożoności. W artykule [5] zaprezentowano szczegółowy model 1-fazowego źródła PV przyłączonego do sieci zasilającej. W skład modelu wchodzi: panel fotowoltaiczny, przekształtnik DC/DC (ang. *boost converter*), przekształtnik DC/AC oraz filtr LCL. Artykuł [6] prezentuje badania symulacyjne podobnego układu składającego się ze źródła PV, przekształtnika DC/DC, przekształtnika DC/AC oraz sieci zasilającej. Panele fotowoltaiczne odwzorowano przy użyciu gotowego modelu z biblioteki programu PSCAD/EMTDC.

Szczegółowy model mikroturbiny gazowej wraz z zestawem przekształtników DC/DC (*Buck-Boost Converter*) oraz DC/AC (VSC) można znaleźć w pracach [1]. W pozycji [7] przedstawiono złożony model 1-wałowej mikroturbiny gazowej odwzorowujący część elektryczną, mechaniczną oraz cieplną rzeczywistego obiektu.

W artykułach [8, 9, 10] zaprezentowano uproszczone modele źródeł z przekształtnikami przyłączeniowymi. Poszczególne obiekty odwzorowano jako źródła napięcia stałego DC i przekształtnik DC/AC. Podobne rozwiązanie można znaleźć w [11], gdzie jedno ze źródeł energii zamodelowano jako źródło DC przyłączone do sieci poprzez VSC, zaś drugie – PV – odwzorowano za pomocą idealnego źródła prądowego. Uproszczone modele zastosowano

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 162–169. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w badaniach algorytmów sterowania przekształtnikami. Na podstawie podanych informacji trudno jest dokonać jednoznacznej oceny właściwości modeli i stosowanych algorytmów sterowania.

Integrowanie rozbudowanych i szczegółowych modeli źródeł, zasobników oraz odbiorów energii elektrycznej w jeden duży i skomplikowany model mikrosystemu elektroenergetycznego może doprowadzić do utworzenia niezwykle złożonej struktury. Wykonanie badań symulacyjnych z wykorzystaniem takiego modelu jest bardzo trudne, a czasami wręcz niemożliwe. Często w takich sytuacjach okazuje się, że układ działa niestabilnie, a wyniki otrzymane z symulacji są rozbieżne. Dlatego też sposób modelowania elementów musi być kompromisem pomiędzy wystarczającą dokładnością odwzorowania rzeczywistych obiektów a stopniem złożoności modelu i szybkością wykonywania obliczeń w danym środowisku symulacyjnym. Wiąże się to z koniecznością wprowadzenia pewnych uproszczeń do analizowanych modeli.

Celem artykułu jest przedstawienie sposobów modelowania typowych źródeł i zasobników energii stosowanych w MSE niskiego napięcia do analizy pracy takich mikrosystemów. Zaproponowano uproszczone modele źródeł PV i MT oraz baterijnego zasobnika energii, do których dobrano sposób sterowania w zależności od wymaganych funkcji urządzenia. Przedstawiono także model symulacyjny przykładowego mikrosystemu zrealizowany w środowisku PSCAD/EMTDC oraz wybrane wyniki symulacji ilustrujące działanie MSE przy założonej strategii sterowania.

2. Strategia sterowania pracą mikrosystemów elektroenergetycznych

2.1. Praca w połączeniu z siecią zasilającą

Mikrosystemy elektroenergetyczne (MSE) pracują zazwyczaj w połączeniu z siecią zasilającą. Źródła zainstalowane w MSE generują moc na potrzeby lokalnych odbiorów. Sieć zasilająca jest elementem bilansującym, który odbiera nadmiar energii wyprodukowanej w MSE lub dostarcza brakującą ilość energii w czasie, gdy generacja z lokalnych źródeł jest niewystarczająca na pokrycie zapotrzebowania. W takim trybie pracy MSE sieć pełni funkcję referencyjnego źródła napięcia, dlatego też nie ma konieczności stosowania dodatkowej regulacji amplitudy napięcia i jego częstotliwości wewnątrz MSE [10, 12]. Zadaniem źródeł sterowalnych, takich jak MT, jest generacja zadanych wartości mocy czynnej i biernej. Źródła niesterowalne, którymi z założenia są OZE, produkują moc w zależności od dostępności energii pierwotnej. Zasobniki energii mogą być stosowane do wspomaganie pracy OZE i do ograniczenia mocy wymiany między MSE a siecią zasilającą.

W trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą, zarówno dla źródeł, jak i zasobników energii, stosuje się sterowanie P-Q, którego celem jest uzyskanie odpowiednich wartości mocy czynnej i biernej [11, 13]. Przekształtniki przyłączeniowe źródeł pracują w trybie sterowania prądowego CC-VSC (*Current Controlled-Voltage Source Converter*) w synchronizacji z napięciem sieci. Istotną cechą takiego sterowania

przekształtników jest ograniczanie ich prądu w trakcie stanów przejściowych [14, 15]. Wartości referencyjne dla źródeł mogą być zadawane przez operatora lub nadrzędny układ regulacji w taki sposób, aby zminimalizować koszty ponoszone przez właściciela mikrosystemu, przy jednoczesnym zapewnieniu prawidłowych warunków pracy układu i uwzględnieniu parametrów technicznych źródła [16].

Sterowanie P-Q stosowane jest także w OZE, przy czym w celu najbardziej efektywnego wykorzystania tych źródeł stosuje się algorytm zapewniający uzyskanie maksymalnej w danych warunkach mocy czynnej, przy $\text{tg}\varphi = 0$ [8]. Układ sterowania lokalnego kontroluje moc wyjściową źródła, wykorzystując algorytm MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Ponieważ ten rodzaj sterowania stosowany dla OZE jest niezależny od innych źródeł i odbiorów, określany jest mianem sterowania nieinteraktywnego [14].

W zależności od aktualnie przyjętej strategii sterowania dla całego MSE, w którym znajduje się zasobnik energii, może on pracować w trybie U-f, pełniąc funkcję referencyjnego źródła napięcia, bądź P-Q, pracując jako źródło prądowe. W takim przypadku konieczne jest jednak uwzględnienie ograniczonej pojemności zasobnika, gdyż zadane wartości mocy czynnej P i biernej Q definiują jego aktualny stan ładowania lub rozładowywania.

Jak wspomniano wcześniej, zasobnik energii w MG może pełnić wiele istotnych i złożonych funkcji. Dlatego już na etapie modelowania zasobnika należy uwzględnić fakt, iż jego model powinien umożliwić zaimplementowanie różnych rodzajów sterowania w zależności od zadań, jakie ma on pełnić w rozpatrywanym układzie. Oznacza to, że sposób modelowania zasobnika zależy od pełnionych przez niego funkcji.

2.2. Praca autonomiczna

Jeśli istnieje możliwość lokalnego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania, mikrosystemy elektroenergetyczne mogą pracować niezależnie od sieci energetyki zawodowej. Taki tryb pracy może wystąpić krótkotrwale – w warunkach awaryjnego odłączenia od sieci, lub też może być planowany celowo, w dłuższym okresie czasu. W obu przypadkach pracy autonomicznej należy zapewnić bilans mocy i kontrolę wartości napięcia oraz częstotliwości w MSE na odpowiednim poziomie. W celu spełnienia tych wymagań konieczne jest zainstalowanie źródła odpowiedzialnego za utrzymanie zadanych wartości napięcia i częstotliwości, które będzie posiadało odpowiednią rezerwę mocy w celu pokrycia zmian obciążenia w układzie (sterowanie U-f). Przekształtnik takiego źródła pracuje w trybie sterowania napięciowego VC-VSC (*Voltage Controlled Voltage Source Converter*). Możliwy jest przypadek, że tylko jedno źródło odpowiada za kontrolę napięcia i częstotliwości, a pozostałe realizują odpowiednią generację mocy czynnej i biernej. Strategia taka nazywana jest Single Master Operation (SMO) [13, 17, 18]. Druga możliwość pracy autonomicznej istnieje, gdy w MSE znajduje się więcej źródeł, które aktywnie uczestniczą w regulacji amplitudy napięcia i jego częstotliwości oraz bilansowaniu mocy

wewnątrz układu. Przy danym obciążeniu, w celu zapewnienia bilansu mocy w układzie, źródła energii dzielą się obciążeniem w zależności od nachylenia swoich charakterystyk statycznych (*droop-characteristics*) [17, 18]. Im większa wartość współczynnika nachylenia charakterystyki regulacyjnej źródła, tym mniejsza jest moc przez nie generowana w danych warunkach, a tym samym mniejszy udział danego źródła w bilansie mocy [5, 8]. Strategia sterowania źródeł w takim przypadku nazywana jest Multi Master Operation (MMO) [18].

Gdy mikrosystem przechodzi do pracy autonomicznej po odłączeniu od sieci zasilającej, przynajmniej jedno ze źródeł sterowalnych musi zmienić sposób sterowania. Przekształtnik takiego źródła przełącza się z trybu sterowania prądowego CC-VSC do trybu sterowania napięciowego VC-VSC. Pozostałe sterowalne źródła energii mogą pracować jak poprzednio, realizując algorytm P-Q.

Zarówno sterowalne źródła energii, jak i zasobniki energii mogą pracować w trybie napięciowym jako źródła napięcia referencyjnego w MG. Jednakże na podstawie badań [19] można stwierdzić, iż baterijny zasobnik energii sterowany według strategii U-f wykazuje zależność wartości skutecznej napięcia i jego częstotliwość od generowanej lub pobieranej mocy. Tego mankamentu nie ma MT gazowa, która zapewnia bardziej stałe napięcie (jej charakterystyka U-f jest sztywniejsza) w całym zakresie obciążenia, co czyni ją lepszym źródłem napięcia referencyjnego.

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż zmiana sterowania MT z P-Q do U-f zajmuje kilka minut. Dlatego też niemożliwe jest zapewnienie ciągłości pracy MSE przy przejściu na pracę autonomiczną z MT jako źródłem referencyjnym. W takiej sytuacji wzrasta rola zasobnika energii, który zapewnia zmianę sterowania bezzwłocznie.

3. Modelowanie źródeł i zasobników energii

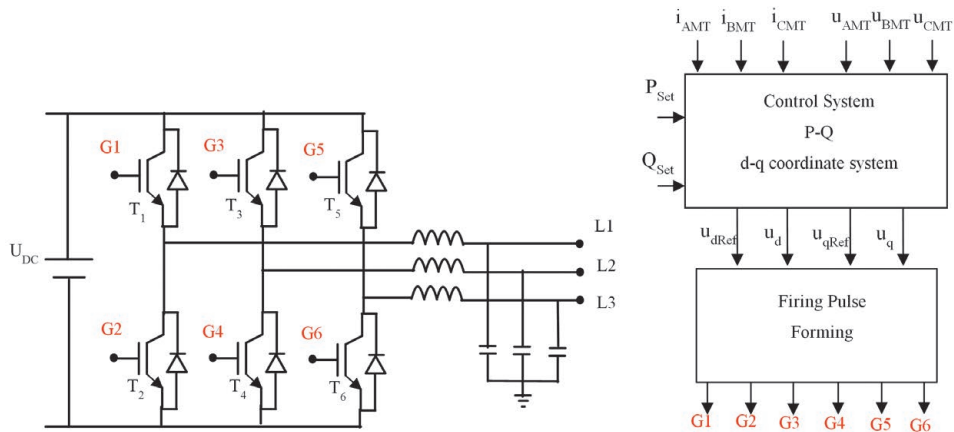
3.1. Źródła niesterowalne

Dokładny model źródła PV składa się ze źródła napięcia DC o określonej charakterystyce prądowo-napięciowej oraz 1-fazowego inwertora sterowanego jako źródło prądowe. Ponieważ źródła niesterowalne są źródłami nieinteraktywnymi, nie jest konieczne ich dokładne modelowanie. Z punktu widzenia pracy MSE istotne jest natomiast odwzorowanie losowej zmienności generowanej mocy. Przyjęto więc, że model źródła stanowią trzy idealne źródła prądowe, odtwarzające zadane sygnały prądowe i_{ARef} , i_{BRef} , i_{CRef} , które są wypracowywane na podstawie zadanej wyjściowej mocy czynnej źródła. Moc zadana jest wyznaczana z mocy znamionowej źródła, na którą nakładają się losowe zmiany o różnej wartości i częstotliwości.

W modelu źródła można wyróżnić dwa główne moduły: moduł toru głównego oraz moduł sterowniczy. Moduł sterowniczy obejmuje blok wyznaczania mocy źródła na podstawie sygnałów losowych odwzorowujących zmienność energii pierwotnej oraz blok wypracowywania referencyjnych sygnałów prądowych.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 162–169. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Struktura modelu mikroturbiny

3.2. Źródła sterowalne

Algorytmy sterowania źródeł energii mogą być opracowane z wykorzystaniem różnych układów współrzędnych [20], tj. układu współrzędnych naturalnych abc, współrzędnych stacjonarnych $\alpha\beta$ oraz współrzędnych wirujących synchronicznie dq0. Spośród wymienionych możliwości najczęściej stosowany jest układ dq0. W celu przetransformowania współrzędnych z układu abc do układu dq0 stosowane jest przekształcenie Clarke'a i Parka zgodnie z poniższą zależnością (1):

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ k_2 & k_2 & k_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

Współczynniki k_1, k_2 są współczynnikami transformacji Clarke'a i Parka. Dla $k_1 = \frac{\sqrt{2}}{3}$ oraz $k_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$ zapewniona jest równość mocy chwilowych po transformacji odwrotnej $abc \rightarrow dq0$.

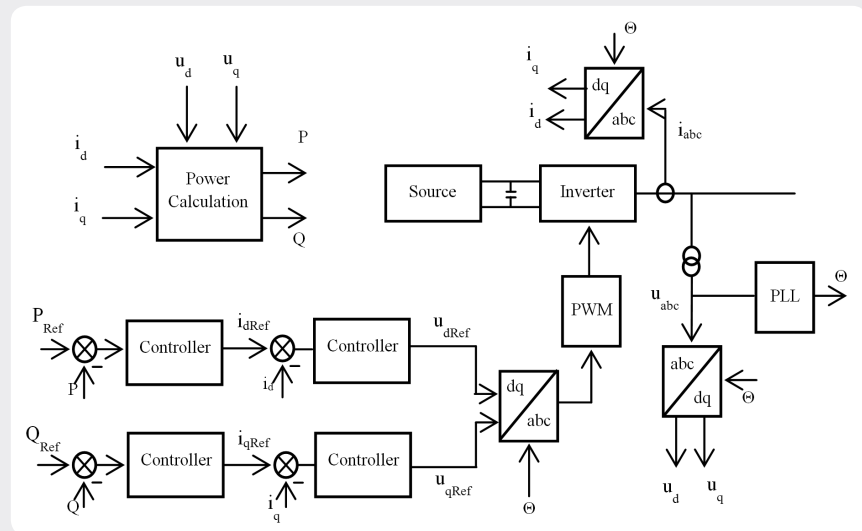
W efekcie zastosowanego przekształcenia wielkości 3-fazowe prądów i napięć transformowane są do układu współrzędnych wirującego synchronicznie z prędkością kątową ω . Oznacza to, że wartości 3-fazowe przemienne x_a, x_b, x_c zamieniane są na wielkości 2-fazowe stałe x_d, x_q , dzięki czemu filtrowanie oraz kontrola wielkości regulowanych prądów i napięć jest łatwiejsza. Zazwyczaj w takim wypadku wykorzystywane są regulatory PI (proporcjonalno-całkujące), których właściwości dynamiczne są wystarczające w układach, w których zmienne sterowania są sygnałami stałymi [20].

Dokładny model MT powinien odwzorować podstawowe elementy urządzenia, tj.:

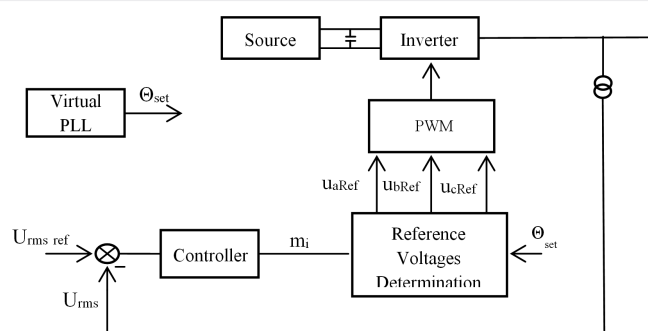
- turbinę gazową wytwarzającą na wyjściu moment mechaniczny przy zadanej prędkości
- generator synchroniczny z magnesami trwałymi

- 3-fazowy prostownik
 - przekształtnik DC/DC Buck-Boost z systemem kontroli napięcia DC
 - 3-fazowy przekształtnik DC/AC sterowany techniką PWM (*Pulse With Modulation*).
- Ze względu na stopień złożoności taki model jest trudny do wykorzystania w analizie

wieloobektowych MSE. Mając na uwadze, że sterowanie mocą źródeł jest realizowane przez przekształtnik przyłączeniowy, a wewnętrzny układ sterowania zapewnia utrzymywanie stałego napięcia na wejściu przekształtnika, wprowadzono uproszczenie modelu polegające na pominięciu części mechanicznej maszyny. Model taki pozwala



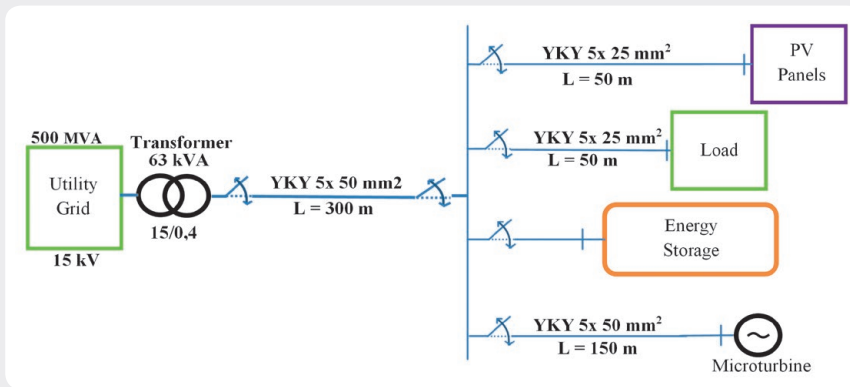
Rys. 2. Schemat blokowy algorytmu sterowania P-Q zaimplementowany w układzie dq0



Rys. 3. Schemat blokowy algorytmu U-f

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 162–169. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Schemat rozpatrywanego mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia

na badanie algorytmów sterowania źródłami w stanie pracy ustalonej, ale ze względu na znacznie mniejszą inercję nie odwzorowuje dokładnie pracy źródła w stanach przejściowych. Prezentowany w artykule model MT (rys. 1) składa się z dwóch głównych modułów, tj. modułu obejmującego obwody pierwotne źródła oraz modułu sterowania. Moduł obwodów głównych zawiera źródło napięcia stałego DC oraz przekształtnik energoelektroniczny DC/AC. Przekształtnik

przyłączony jest do sieci poprzez szeregową indukcyjność. Ponadto zastosowywano również baterię kondensatorów przyłączoną do zacisków źródła, w celu odfiltrowania wyższych harmonicznych prądu przekształtnika. Moduł sterowania złożony jest z bloku decyzyjnego wyznaczania sygnałów sterujących, odpowiadający za zapewnienie prawidłowego sterowania pracą źródła i generowanie sygnałów referencyjnych, oraz bloku wykonawczego generującego impulsy zapłonowe wysyłane na zawory przekształtnika.

Algorytm sterowania P-Q dla MT został zaimplementowany w układzie współrzędnych dq0. Na rys. 2 zaprezentowano schemat blokowy układu sterowania. Zawiera on dwie szeregowo połączone pętle, tj. zewnętrzną pętlę mocy i wewnętrzną pętlę prądową. W pętli zewnętrznej na podstawie porównania zadanych sygnałów mocy czynnej i biernej P_{Ref} Q_{Ref} z sygnałami mierzonymi wyznaczane są sygnały referencyjne składowych prądu w osi d i q- i_{dRef} i_{qRef} . Następnie w pętli wewnętrznej składowe te są porównywane odpowiednio z ich wartościami mierzonymi i na tej podstawie wypracowywane są składowe napięcia referencyjne u_{dRef} oraz u_{qRef} dostarczane do generatora sygnałów zapłonowych. Wartości i_{dRef} i_{qRef} u_{dRef} oraz u_{qRef} można opisać przy użyciu równań (2) i (3).

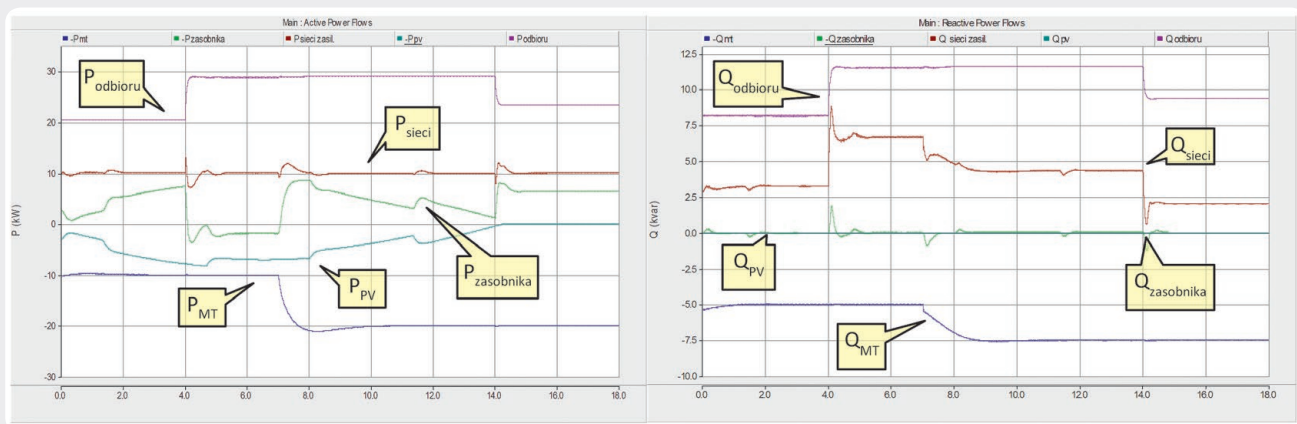
$$i_{dRef} = \left(k_{pP1} + \frac{k_{iP1}}{s} \right) (P_{Ref} - P) \quad (2)$$

$$i_{qRef} = \left(k_{pP2} + \frac{k_{iP2}}{s} \right) (Q_{Ref} - Q)$$

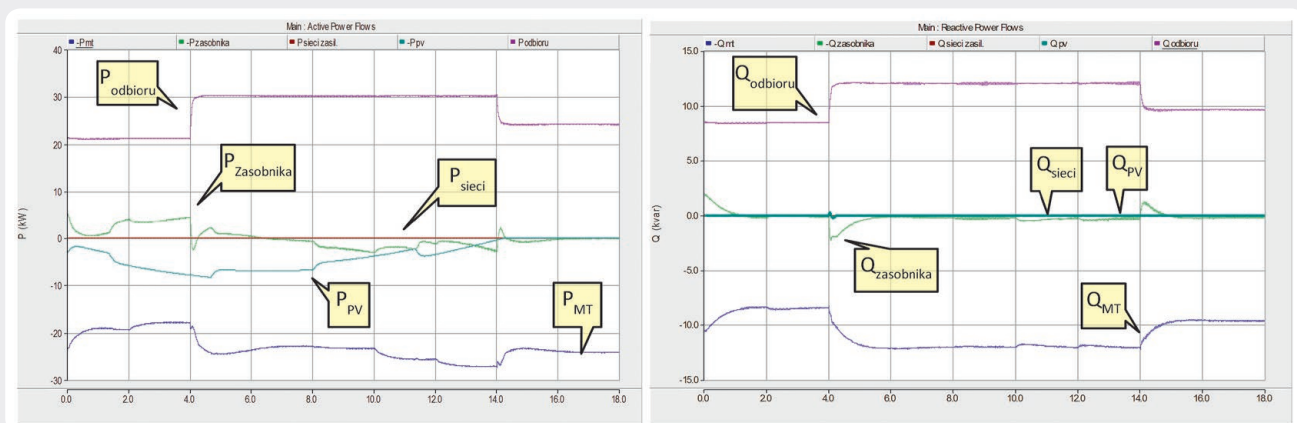
k_{pP1} , k_{pP2} , k_{iP1} , k_{iP2} są współczynnikami regulatorów PI w pętli mocy

$$i_{dRef} = \left(k_{pC1} + \frac{k_{iC1}}{s} \right) (i_{dRef} - i_d) \quad (3)$$

$$i_{qRef} = \left(k_{pC2} + \frac{k_{iC2}}{s} \right) (i_{qRef} - i_q)$$



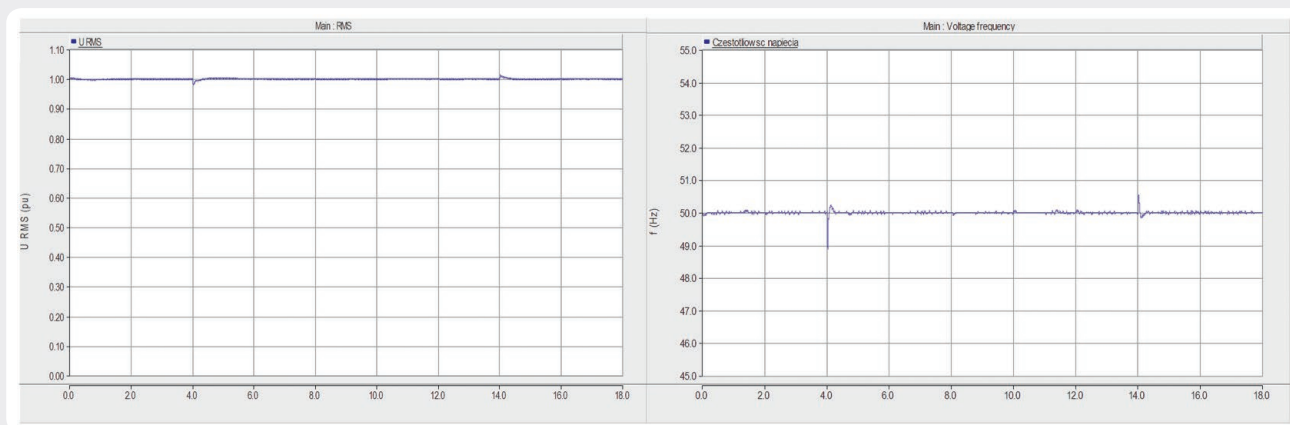
Rys. 5. Przebieg mocy czynnej (lewy rysunek) i biernej (prawy rysunek) w MSE



Rys. 6. Przebieg mocy czynnych (lewy rysunek) i biernych (prawy rysunek) w MSE

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 162–169. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 7. Napięcie RMS na szynach zbiorczych (lewy rysunek), częstotliwość napięcia (prawy rysunek)

k_{pC1} , k_{pC2} , k_{iC1} , k_{iC2} są współczynnikami regulatorów PI w pętli prądowej. Synchronizacja napięcia wyjściowego z napięciem sieci realizowana jest poprzez zastosowanie pętli PLL [12, 20, 21, 22, 23].

3.3. Zasobniki energii

Zasobnik został zamodelowany w sposób podobny do MT. Główny nacisk położono na przekształtnik energoelektroniczny łączący zasobnik z siecią i na jego sterowanie. Dla zasobnika zastosowano dwie strategie sterowania: P-Q, gdy MG pracuje w połączeniu z siecią zasilającą, oraz U-f, gdy MG przechodzi do pracy autonomicznej. Schemat blokowy algorytmu U-f przedstawiono na rys. 3.

Sygnałem wejściowym algorytmu jest zadana wartość napięcia $U_{rms\ ref}$. Sygnał $U_{rms\ ref}$ jest porównywany z wartością mierzoną napięcia. Na tej podstawie wyznacza się sygnał błędny, który jest podawany na regulator PI w celu wyznaczenia współczynnika modulacji amplitudy m_i . Sygnał m_i jest wyznaczony na podstawie równania (4)

$$m_i = \left(k_{pU} + \frac{k_{iU}}{s} \right) (U_{rms\ ref} - U_{rms}) \quad (4)$$

Następnie sygnał m_i jest przesyłany do bloku wypracowującego referencyjne sygnały napięcia dla wyznaczenia amplitudy tych sygnałów. Kąt fazowy oraz częstotliwość sygnałów napięcia referencyjnego są określane na podstawie sygnału Θ , pochodzącego z bloku virtual PLL. Ostatecznie sygnały u_{ARef} , u_{BRef} , u_{CRef} dostarczane są do generatora PWM.

4. Badania symulacyjne

Badany mikrosystem został zaprezentowany na rys. 4. Mikrosystem przyłączony jest do sieci zasilającej poprzez transformator 15/0,4 kV o mocy znamionowej 63 kVA. Źródłami zainstalowanymi w MSE są: MT o mocy znamionowej 30 kW i panele PV o mocy 10 kWp. Odbiorniki energii zostały zastąpione jednym zastępczym odbiorem RL o zmiennej mocy, przy czym maksymalna moc pozorna równa jest 35 kVA. Zasobnik energii przyłączony jest bezpośrednio do szyn zbiorczych MG.

Badania symulacyjne wykonano w celu oceny zaprezentowanych modeli źródeł i zasobników oraz skuteczności proponowanych algorytmów. Przedstawione poniżej wyniki ilustrują pracę MSE w różnych trybach pracy.

4.1. Praca w połączeniu z siecią zasilającą

W rozważanym przypadku MSE przez cały czas pracuje w połączeniu z siecią zasilającą. Moc źródła PV zmienia się w zakresie 0–10 kWp. Założono, że zasobnik energii odpowiada za ograniczenie i utrzymanie mocy wymiany pomiędzy MSE a siecią zasilającą na stałym poziomie, równym 10 kW. Moc generowana przez MT zadawana jest przez operatora / lokalny układ kontroli. Na początku symulacji równa jest 11 kVA, w 7 s następuje zmiana jej wartości i wzrost do 21 kVA. Moc odbioru w chwili $t_1 = 4$ s wzrasta z 22,5 kVA do 32 kVA, po czym w $t_2 = 14$ s ponownie maleje do 26 kVA. Przyjęto stały współczynnik mocy w układzie, $\text{tg}\varphi = 0,4$.

Na rys. 5 przedstawiono odpowiednio bilans mocy czynnej i biernej w MSE. Na jego podstawie można zauważyć, iż moc wyjściowa zasobnika na skutek zmian mocy PV, MT oraz odbioru zmienia się w sposób zapewniający utrzymanie założonej wartości mocy czynnej pobieranej z sieci zasilającej.

4.2. Praca autonomiczna

W rozpatrywanym przypadku założono, że źródłem napięcia referencyjnego jest zasobnik. MT pracuje zgodnie ze strategią P-Q, a zadawane wartości mocy wyznaczone są przez lokalny układ kontroli. Moc źródła PV zmienia się w zakresie 0–10 kWp. Moc odbioru zmienia się tak samo, jak to miało miejsce w przypadku poprzednim. Na rys. 6 zauważono, że bilans mocy w układzie jest zapewniony. Zasobnik energii jest źródłem referencyjnym napięcia i pełni jednocześnie funkcję bilansowania mocy w MSE, przy zmianach mocy odbioru i PV. Wartość skuteczna napięcia U_{RMS} oraz częstotliwość napięcia w MSE przedstawione są na rys. 7. Widoczne jest, że napięcie U_{RMS} oraz częstotliwość utrzymywane są na wymaganym poziomie, świadczy to o dotrzymaniu wymagań dotyczących odpowiednich parametrów napięcia zasilającego.

5. Wnioski

Ze względu na stopień złożoności obiektów modelowania mikrosystemów elektroenergetycznych do badań symulacyjnych jest zagadnieniem trudnym i wymaga przyjęcia wielu założeń upraszczających. Sposób modelowania urządzeń musi zapewniać kompromis pomiędzy dostateczną dokładnością ich odwzorowania, złożonością modelu i szybkością wykonywania obliczeń w danym środowisku symulacyjnym. Stopień uproszczeń przyjętych w modelu zależy od celu i rodzaju wykonywanych badań.

W artykule przedstawiono sposób modelowania typowych źródeł i zasobników energii elektrycznej stosowanych w MSE niskiego napięcia do badań symulacyjnych. Głównym celem prowadzonych badań jest opracowanie algorytmów sterowania dla poszczególnych urządzeń w MSE oraz skoordynowanej strategii zarządzania MSE w różnych trybach pracy. Zaprezentowano uproszczone modele źródeł PV i MT oraz baterijnego zasobnika energii, które zdaniem autorów są wystarczające z punktu widzenia założonego celu.

Przedstawiono model symulacyjny przykładowego mikrosystemu zrealizowany w środowisku PSCAD/EMTDC oraz wybrane wyniki symulacji. Świadczą one o tym, że zastosowane algorytmy są stabilne i efektywne oraz zapewniają właściwą pracę MSE.

Bibliografia

1. Mohamed A., Nizam M., Salam A., Performance Evaluation of Fuel Cell and Microgrid as Distributed Generators in a microgrid, *European Journal of Scientific Research* 2009, Vol. 30, No. 4, s. 554–570.
2. Wasiak I., Pawełek R., Mieński R., Zasobniki energii w mikrosystemach elektroenergetycznych, Konferencja „Aktualne problemy elektroenergetyki”, APE 2011, Jurata, 8–10.06.2011, s. 159–166.
3. Qian K. i in., Benefits of Energy Storage in Power Systems with High Level of Intermittent Generation, 20th Int.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 162–169. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- Conference on Electricity Distribution (CIRED2009), Prague, 8–11.06.2009
4. Oudalov A., Buehler T., Chartouni D., Utility Scale Applications of Energy Storage, IEEE Energy 2030 Conference (ENERGY 2008), 17–18.11.2008.
 5. Perera B.K. i in., Simulation model of a grid-connected single-phase photovoltaic system in PSCAD/EMTDC, Proc. IEEE Int. Conf. on Power System Technology (POWERCON), 2012.
 6. Kalbat A.Y., PSCAD Simulation of Grid-tied photovoltaic System and Total Harmonic Distortion Analysis", 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, Istanbul, 2–4.10.2013.
 7. Li G. i in., Modeling and Simulation of a Microturbine Generation System Based on PSCAD/EMTDC, IEEE 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS-2010), Beijing, 20–22.09.2010, s. 1–6.
 8. Wang Y., Lu Z., Min Y., Analysis and Comparison on the Control Strategies of Multiple Voltage Source Converters in Autonomous Microgrid, 10th IET conference, 2010.
 9. Gao C. i in., Power Control Strategy Design in an Islanded Microgrid Based on Virtual Frequency, Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 2nd IET, 9–11.09.2013
 10. Hajilu N. i in., Power control strategy in islanded microgrids based on Vf and PQ theory using droop control of inverters, Electric Industry Automation (ICEIA) 2015 International Congress on, s. 37–42.
 11. Bai W., Lee K., Distributed Generation System Control Strategies in Microgrid Operation, Proceedings of the 19th World Congress The International Federation of Automatic Control Cape Town, South Africa, 24–29.08.2014.
 12. Ariyasinghe M., Hemapala K., Microgrid test-beds and its control strategies, *Smart Grid Renew Energy* 2013, Vol. 4, No. 1.
 13. Han Y. i in., A smooth transition control strategy for microgrid operation modes, The 6th International Conference on Applied Energy – ICAE2014, 2014.
 14. Katiraei F. i in., Microgrid Management, Controls and Operation Aspects of Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine* 2008, Vol. 6, Issue 3.
 15. Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2008, Vol. 23, No. 2.
 16. Colson C.M., Nehir M.H., A Review of Challenges to Real-Time power Management of Microgrids, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009.
 17. Vandoorn T.L. i in., Analogy between conventional grid control and islanded microgrid control based on a global dc-link voltage droop, *IEEE Trans. Power Del. IEEE Transactions on Power Delivery* 2012, Vol. 27, No. 3, s. 1405–1414.
 18. Lopes J.P., Moreira C., Madureira A., Defining control strategies for microgrids islanded operation, *IEEE Transactions on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 2, s. 916–924.
 19. Wasiak I., Pawełek R., Kelm P., Autonomous Operation of Low Voltage Microgrids, *Acta Energetica* 2014, No. 4/21, s. 156–163.
 20. Blaabjerg F. i in., Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2006, Vol. 53, Issue 5, s. 1398–1409.
 21. Perez M.A. i in., A robust phase-locked loop algorithm to synchronize static-power converters with polluted AC systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2008, Vol. 55, Issue 5, s. 2185–2192, 2008.
 22. Siyu G., Barnes M., Phase-locked loop for AC systems: Analyses and comparisons, *Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012)*, 6th IET International Conference on, 2012.
 23. Limongi L.R. i in., Analysis and comparison of phase locked loop techniques for grid utility applications, in *Power Conversion Conference – Nagoya 2007*, s. 674–681.

Michał Małaczek

mgr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: michal.malaczek@p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej (2014). Od 2014 roku doktorant w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Obszary jego zainteresowań to: analiza pracy mikrosystemów elektroenergetycznych, układy przesyłowe HVDC, odnawialne źródła energii, zasobniki energii, przekształtniki energoelektroniczne.

Irena Wasiak

dr hab. inż., prof. nadzw.

Politechnika Łódzka

e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl

Absolwentka Politechniki Łódzkiej. Od początku kariery zawodowej pracuje w Instytucie Elektroenergetyki macierzystej uczelni, aktualnie na stanowisku dyrektora instytutu. Uzyskała stopnie naukowe doktora i doktora habilitowanego z dziedziny elektroenergetyki. Obszar działalności naukowej obejmuje zagadnienia jakości zasilania, integracji rozproszonych źródeł energii w sieciach elektroenergetycznych, funkcjonowania mikrosystemów elektroenergetycznych.