

## Autonomous Operation of Low Voltage Microgrids

### Authors

Irena Wasiak  
 Ryszard Pawelek  
 Paweł Kelm

### Keywords

microgrids, microgrid autonomous operation, microgrids control, energy storage

### Abstract

The article describes the possibilities of LV microgrids operation in the island mode. Control strategies of energy sources connected to the grid by means of invertors are discussed, either for a microgrid connected to the supplying network or during the island mode operation. The presented results of research were conducted at the Laboratory of Distributed Generation at Lodz University of Technology. The study was performed for two variants of reference voltage source: the battery storage and microturbine respectively.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014413**

### 1. Introduction

Increased penetration of distributed sources leads to the power system's decentralization and changes in the distribution grids' nature from passive to active. An active grid, which facilitates processes of electricity generation, transmission, as well as distribution and use, constitutes a power microgrid. The microgrid integrates distributed energy sources, including renewable sources (RES), controllable and uncontrollable loads, and energy storages. A microgrid's topology and characteristics depends on its intended use. There are microgrids owned by the operator and being part of the distribution grid, as well as microgrids that supply industrial and municipal customers [1]. Compared with traditional receiving grids, the microgrid architecture provides new operating opportunities including electricity supply and demand control in a way that ensures technical and economic benefits to the owner.

Connecting electricity sources to a distribution grid is associated with phenomena that may affect the reliability of supply and quality of electricity supplied to customers. To a large extent these phenomena arise from the specifics of sources utilising renewable energy, such as wind or solar power plants, characterized by their generation output variability depending on the primary energy availability and variability. For every grid the allowable power of sources can be determined, the connection of which will neither worsen the grid's operating conditions nor result in excesses of its characteristic parameters. This power is a measure of the grid's ability to integrate sources, so called hosting capacity [2].

To ensure a power grid's proper operating conditions, taking into account the interactions, but also the opportunities brought about by its integration with sources, installation of "smart" systems is required for measurement and data acquisition, and

provision of an appropriate communication infrastructure [3]. This is an extremely important element of the microgrid architecture, allowing monitoring and managing the system operation in real time.

In most cases microgrids operate connected with the supplying network. Currently applicable regulations, both in Poland and in other countries, require disconnection of a source in the event of its lost connection to the network [4, 5]. This is mainly due to the technical problems associated with uncontrolled autonomous operation, and above all, the risk of personnel safety hazards and possible damage to equipment in the event of its asynchronous re-connection with the network [3, 6]. On the other hand, with increasing penetration of distributed generation, sources' auto-shutdown during disruptions in the supplying network significantly reduces the reliability of consumers' supply by electricity companies. The ability to maintain supply from local sources is an advantageous feature of a grid with distributed generation – unused in this case – even if the island operation delivers electricity with less power and lower quality. For industrial consumers this could mean a significant reduction in economic losses caused by potential interruptions of their electricity supply.

Intended island operation of microgrids has recently become a subject of lively discussion between electricity companies and consumers. Many publications report benefits of maintaining consumers' supply despite lost connection to the supplying network, technical possibilities of controlled island operation, and the need to revise the relevant applicable regulations [1, 6, 7, 8].

According to the authors, a microgrid connected to the supplying network and normally operating in connection with it should be capable of autonomous operation in the event of fault in the network resulting in an lost of the supply or lowering the

voltage below the immunity curve defined for this microgrid. This paper is devoted to a discussion of the autonomous operation conditions, and the control strategy applicable in such a case. The discussion is illustrated with results of studies carried out in a real low voltage microgrid configured in the Laboratory of Distributed Generation of Lodz University of Technology.

## 2. Microgrid operation control strategy

Microgrids utilise a variety of sources, which, depending on the type of primary energy conversion, are connected to the network through induction generators, synchronous generators, or power converters. The source connection through a voltage source converter (VSC) is one of the most common solutions for controllable sources, as well as uncontrollable sources of renewable solar and wind energy. In such a case the source operation control strategy boils down to appropriate control of the converters, and depends on the source type and microgrid operating mode.

### 2.1. Microgrid grid connected operation

In a microgrid connected to the supplying network no direct voltage and frequency control is required. In this case the source converters are usually operated as current controlled voltage source converters (CC-VSC), in synchronization with the supply voltage, according to P-Q strategy aiming to obtain the appropriate active and reactive powers.

Current control may be implemented in various controller types and based on various algorithms. One of the most common options involves rotation components  $dq\theta$  (Fig. 1).

In the circuit shown in Fig. 1 the converter's reference phase voltage is determined on the basis of mutually orthogonal current components  $i_{dref}$  and  $i_{qref}$ .

The references determination algorithm depends on the source type. RES sources usually operate with the maximum active power output available under the circumstances, at the  $\text{tg}\varphi = 0$ . To determine  $i_{dref}$  component of the reference current, a  $U_{dc}$  voltage controller in the intermediate circuit is used. The local control system uses the MPPT (maximum point of power tracking) algorithm. The sources' active power output is changed at random, depending on the primary energy variations. Since this type of control is independent from other sources and loads, it is referred to as a non-interactive control [3].

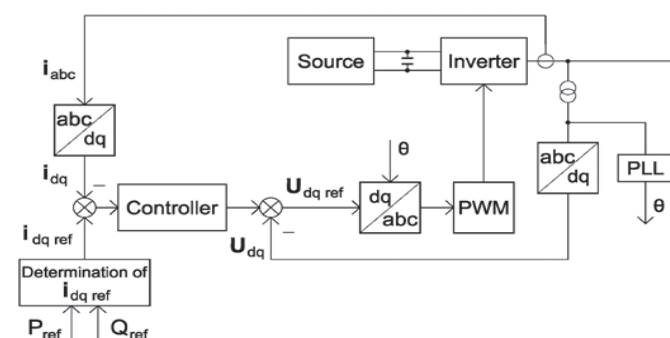


Fig. 1. Block diagram of P-Q strategy based source control

Controllable sources are subject to interactive control. The  $i_{dref}$  component of reference current is determined by comparison of the active power setpoint and measurement, and  $i_{qref}$  component by comparison of respective reactive powers. The  $i_{dref}$  component can also be determined from voltage change  $U_{dc}$  in the source's intermediate circuit. To generate the inverter's firing pulses the PWM technique is used, whereby voltage phase angle  $\Theta$  is determined in the PLL loop. An important feature of source control in CC-VSC mode is natural limitation of the inverter current under disturbances [3, 9].

Reference powers can be set by the operator or determined by the master control system (central controller) so as to minimize costs incurred by the microgrid owner, while appropriate technical conditions of the system operation are ensured [10]. Mathematically, the problem boils down to multi-criteria optimisation under selected constraints. Relevant literature reports various forms of the objective function, depending on the microgrid architecture. In most cases they refer to the minimum generation costs in controllable sources, taking into account the fuel, as well as start-up and operating, costs [11, 12, 13, 14, 15]. The constraints considered in the optimisation process may concern generation parameters (e.g. maximum output power, start-up time), grid parameters (allowable line current-carrying capacity), and electricity quality parameters (voltage deviation in grid nodes) [16]. In this way, such microgrid control is enabled that prevents technical parameters' excesses, even when the sources' output exceeds the grid's capacity to integrate them. Storages installed in the microgrid can support the uncontrollable sources' operation [17, 18, 19] or contribute to power balancing after various criteria, so called load levelling, peak shaving [20, 21]. To include storage in the optimisation process, the objective function has to be formulated as the minimum energy cost over the concerned time interval [16, 22, 23].

### 2.2. Autonomous microgrid operation

The objective of the control strategy implemented in the source's stand-alone operation is to ensure power balance and to maintain the preset voltage and frequency in the connection point ( $U$ - $f$  strategy) [6, 24]. This requires the control mode known as voltage controlled voltage source inverter (VC-VSC), (Fig. 2) and the source's reserve power sufficient to cover the power demand changes. The  $U$ - $f$  strategy does not ensure internal short circuit current limitation [24].

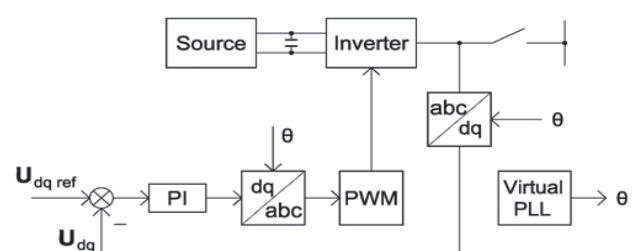


Fig. 2. Block diagram of U-f strategy based source control

In a microgrid to which several sources are connected, only one of these can be the reference voltage source. In such a situation, the reference source follows the  $U-f$  strategy, while the other sources implement the  $P-Q$  strategy. Load changes are covered in a natural way by the reference source, whereas a change in the other sources' output requires an external signal, e.g. from the central controller [25, 26]. A microgrid's transition, following its disconnection from the supplying network, to autonomous operation usually requires switching the reference source control mode (from  $P-Q$  to  $U-f$ ). Also known are hierarchical or hybrid control strategies that combine CC-VSC and VC-VSC modes and are common to sources connected to supplying grids and operated in an island mode [9, 27]. The control mode is changed automatically and does not require switching in the control system.

Study [28] presents the control of a microturbine as a source of active and reactive power or the reference voltage source. The control system uses two loops: the inner loop is dedicated to current control in a  $dq$  coordinate system, and the outer loop is used to control DC voltage in the intermediate circuit. The signal at the output of the outer control loop's PI controller is the reference signal for  $i_d$  active current component. The reference value of  $i_q$  current depends on the source's required reactive power output. Typically for  $Q = 0$  also  $i_q = 0$ . The inverter voltage's synchronization with the supplying grid voltage is provided by a PLL loop. In its autonomous operation the microturbine maintains a constant output voltage ( $U-f$  control mode). The frequency and rms voltage are controlled. The PI controller of DC voltage reduces the main voltage controller's reference value in order to avoid the inverter's saturation. The output voltage frequency is controlled by the virtual PLL block.

It should be noted that while reactive power of sources operated in connection with the supplying network may be equal to zero, then in their island operation reactive power control is necessary to obtain active power balance at appropriate voltage parameters. When sources in autonomous mode cannot generate the entire power demanded by loads, the demand must be reduced by shutting down some of the loads. This process, known as *load shedding*, is implemented in accordance with the adopted strategy of transition to controlled island operation and shut down priorities [6].

Also, an energy storage system can be the reference voltage source. It plays an important role in solving technical problems of sources' integration with the supplying network [20], and their technological development is conducive to practical applications. Two or more sources can actively participate in the microgrid voltage and frequency control [30, 31]. In such a case a control strategy should be implemented that involves appropriate load sharing between the sources. Load distribution control in a system with several sources is a separate issue recently addressed in numerous publications, such as [29, 32, 33, 34, 35]. This issue will be undertaken by the authors in subsequent studies.

### 3. The test microgrid

At the Laboratory of Distributed Generation of Lodz University of Technology [36] a low voltage microgrid was configured in

the typical radial setup, connected to which were photovoltaic panels with rated capacity of 6 kWp, a Capstone C30 gas microturbine with rated capacity of 30 kW, a battery energy storage with rated capacity of 10 kW, and linear loads R, L, with power adjustable by a control autotransformer over the range of 0–30 kW (Fig. 3). The photovoltaic panels, as uncontrollable sources, operate continuously with the maximum output available under given conditions. The energy storage is connected to the grid through Sunny Island 4500 inverters. Both the microturbine and the storage are provided with factory implemented control systems, allowing their operation under current and voltage control alike.

The microturbine is usually current controlled when operated in grid connected mode. The turbine can be operated with an output setpoint of 0–30 kW, and the output is remotely adjusted by the factory application Capstone Remote Monitoring System, or by a control panel on the turbine. Depending on needs, a daily and weekly operation schedule can be programmed, or the output can be controlled in real time according to a schedule set by an external control system.

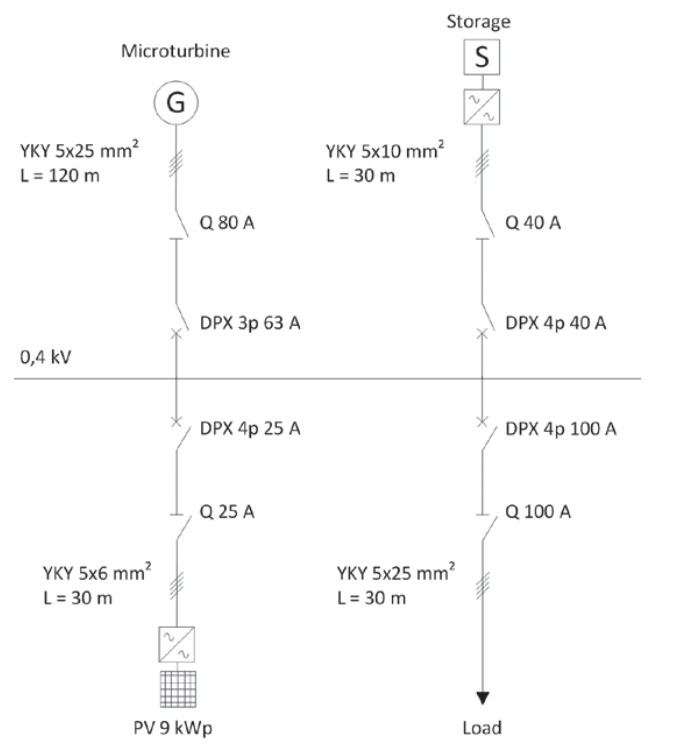


Fig. 3. Diagram of the test microgrid

A loss of voltage causes the turbine's emergency shutdown. Its restarting and adopted operation mode depend on the Power Connect settings:

- Grid Connect – turbine resumes operation grid connected as a current source
- Stand Alone – turbine is restarted to autonomous operation as the reference voltage source
- Dual Mode – turbine operates in either Grid Connect or Stand Alone mode depending on the grid configuration and the reference voltage presence/absence.

The grid connected storage operates in RUN\_I mode of inverter i and, like the microturbine, it synchronizes with the grid voltage and frequency. The storage's power intake depends on the battery type and the state of charge. At power outage, the storage can act as a UPS (current limited to 70 A, and maximum UPS duration 5 s), or immediately switch to island operation mode RUN\_U as the reference voltage and power source. None of the devices is able to operate under voltage control in the presence of voltage in the to which it is connected. As follows from the foregoing description, the microgrid can operate autonomously in either of the following variants:

- the storage is the reference voltage source (RUN\_U), and the microturbine operates in the grid connected mode, or
- the microturbine operates as a voltage source, i.e. in stand alone mode, and the storage operates in RUN\_I mode.

The both variants of the test microgrid operation were tested. To assess control capabilities of the devices that can be reference voltage sources, their static characteristics were first measured.

#### 4. Static characteristics of energy sources

The gas microturbine and electrochemical energy storage system were tested, loaded consecutively with a resistance and an inductive reactance over the range corresponding to the sources' rated capacity. As regards the storage, additional measurements were taken while it was charged from the micro-turbine as the power source. Fig. 4 and 5 show pairs of the gas microturbine's static characteristics, respectively,  $U = f(P)$  and  $f = f(P)$ , as well as  $U = f(Q)$  and  $f = f(Q)$ . The presented results indicate that the microturbine maintains practically constant frequency throughout the load range, active power and reactive power alike. The frequency characteristics' slopes are  $-0.001$  Hz/kW i  $-0.001$  Hz/kvar. The micro-turbine voltage changes by  $-0.13$  V/kW and  $-0.32$  V/kvar.

Analogous pairs of characteristics determined for the energy storage are shown in Fig. 6-7. As is apparent from the measurements, the change in the storage frequency is  $-0.1$  Hz/kW and  $-0.01$  Hz/kvar. The slope of the storage's voltage characteristics depends on its operating mode (charging/discharging),

and at charging is  $-0.56$  V/kW, and at discharging  $-1.27$  V/kW. The storage's voltage characteristics as a function of reactive power is nonlinear highly variable.

On the basis of the study it can be concluded that the gas microturbine is a better source of the reference voltage, as it

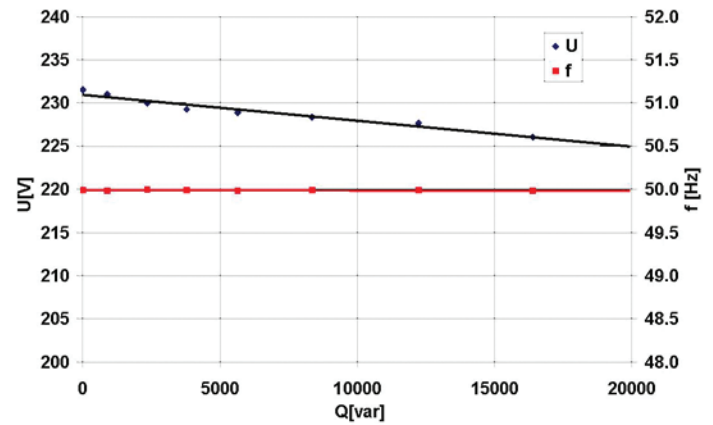


Fig. 5. Static characteristics  $U = f(Q)$  and  $f = f(Q)$  of the microturbine

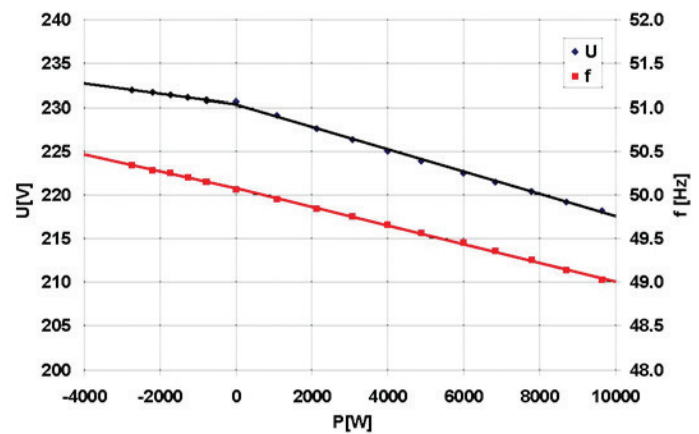


Fig. 6. Static characteristics  $U = f(P)$  and  $f = f(P)$  of the electrochemical energy storage

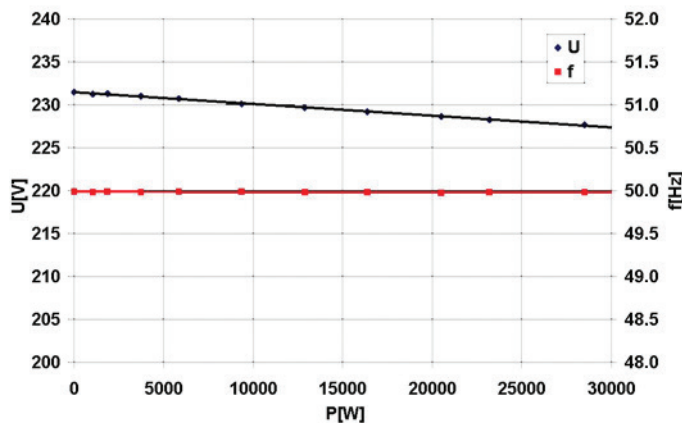


Fig. 4. Static characteristics  $U = f(P)$  and  $f = f(P)$  of the microturbine

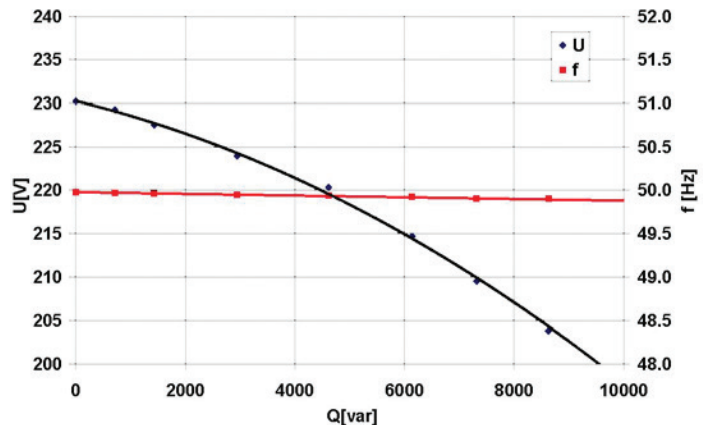


Fig. 7. Static characteristics  $U = f(Q)$  and  $f = f(Q)$  of the electrochemical energy storage

provides more stable power supply conditions (its static characteristics are stiffer) over a wider load range. The microturbine's disadvantage is that it cannot store energy.

## 5. Stand-alone operation – object research

### 5.1. Option I (storage as the reference source in a microgrid)

The test was performed assuming a constant power output of

$P$ [kW]	1.3	2.8	4.8	6.1	4.2
$Q$ [kvar]	0.9	2.6	4.6	5.9	4.0

Tab. 1. Load changes in the test for option I of the microgrid operation

the microturbine:  $P_t = 2,7$  kW and  $Q_t = 0$ . The photovoltaic panels' active power output ranged  $P_{PV} = 2,8$ – $3,7$  kW, at reactive power  $Q_{PV} = 0$ . The loads were changed five times during the test, and are specified in Tab. 1.

Active power balance in the microgrid at the load changes is shown in Fig. 8. It evidences the balancing role of the energy

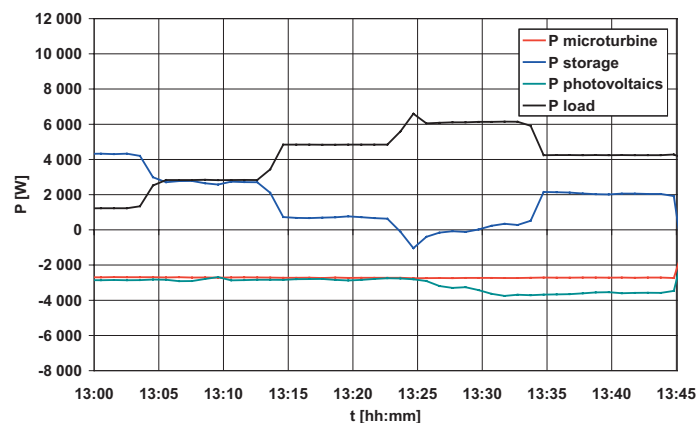


Fig. 8. Active power balance in the microgrid, option I

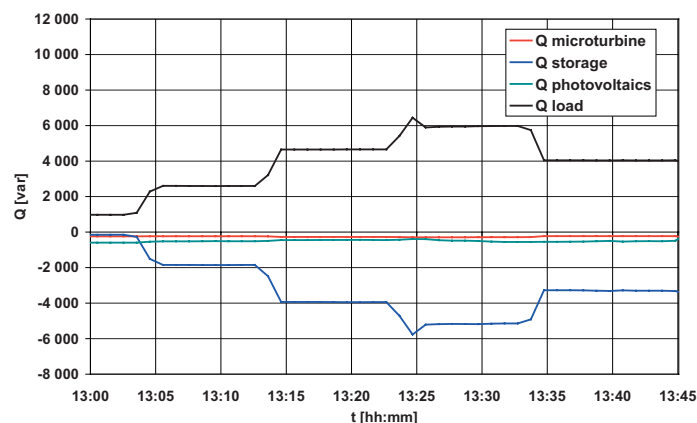


Fig. 9. Reactive power balance in the microgrid, option I

storage system, which for most of the measurement period served as a receiver, i.e. it stored surplus energy in the microgrid. At a transitory load increase above 6.6 kW, the storage had become an energy source.

Fig. 9 shows reactive power balance in the microgrid in the considered period. The microturbine reactive power (0.25 kvar) corresponds to the reactive power lost in its connection circuit. Similarly, the photovoltaic source reactive power (changing in the range of 390–580 var) corresponds to the reactive power lost in the PV connection circuit. The storage compensates the changes of the reactive power in the microgrid.

On the basis of the measurements, static characteristics  $U = f(S)$  and  $f = f(S)$  of the energy storage as the reference voltage

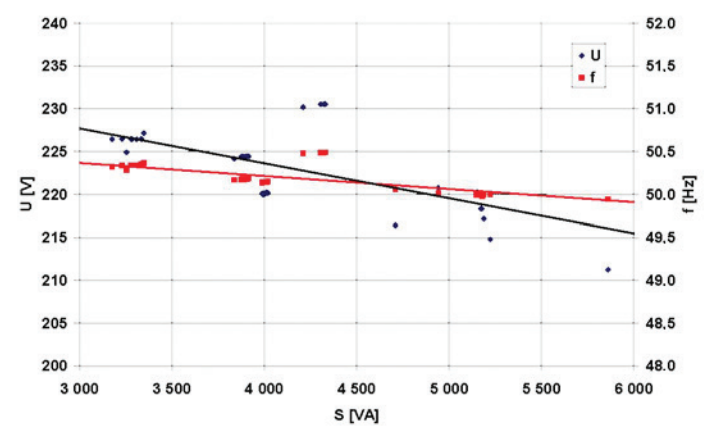


Fig. 10. Static characteristics of the energy storage, microgrid operation option I

source were depicted (Fig. 10). They illustrate the clear dependence of the voltage and frequency on the load level. Slopes of the voltage and frequency characteristics are  $-7.2$  V/kVA and  $-0.2$  Hz/kVA, respectively.

$P$ [kW]	5.9	9.5	13.6	4.2
$Q$ [kvar]	5.3	8.1	11.5	3.9

Tab. 2. Load changes in the test for option I of the microgrid operation

### 5.2. Option II (microturbine as the reference source in a microgrid)

Loads were consequently changed during the test according to the schedule in Tab. 2.

The PV source output power changed from  $P_{PV} = 2,6$  kW to  $P_{PV} = 0,25$  kW. The storage was switched on at 14:37 and was retrieving charging power (operated as a receiver).

Fig. 11 and 12 show, respectively, the active and reactive power balances in the microgrid at load changes. In this microgrid operation option the microturbine, as a voltage source, acts as the balancing element and compensates active and reactive power changes.

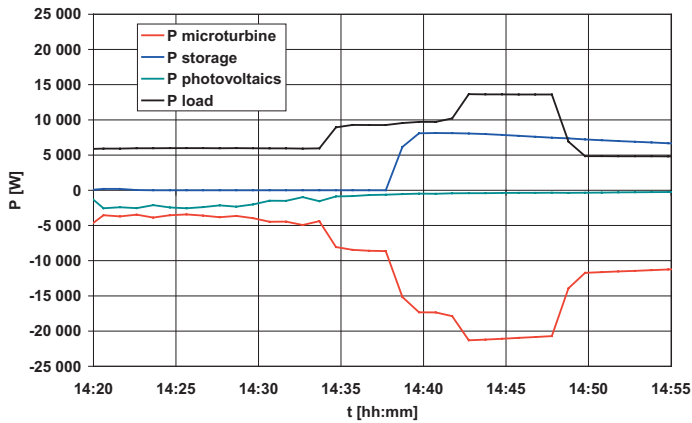


Fig. 11. Active power balance in the microgrid, option II

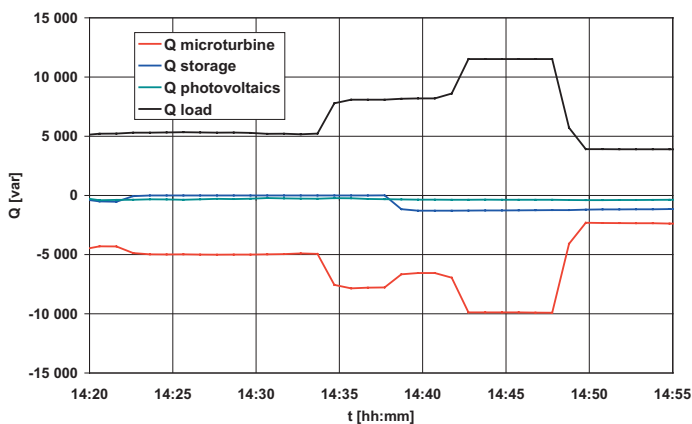


Fig. 12. Reactive power balance in the microgrid, option II

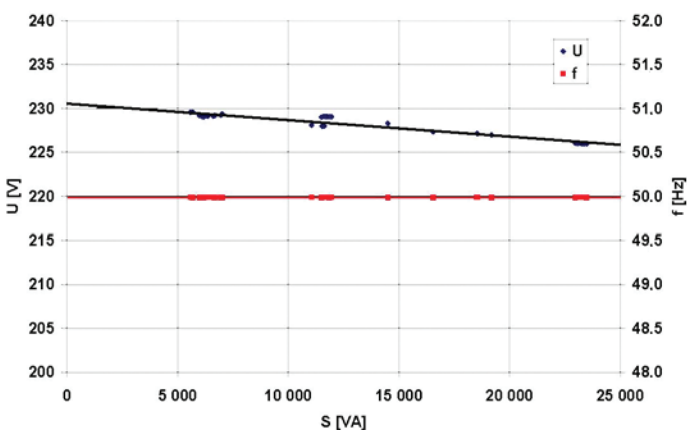


Fig. 13. Static characteristics of the microturbine, microgrid operation option II

Static characteristics  $U = f(S)$  i  $f = f(S)$  of the microturbine as the reference source are shown in Fig. 13. The dependence of the voltage and frequency on the load is much lower in this case and amounts to  $-0.3$  V/kVA and  $-0.002$  Hz/kVA.

Both the microturbine and battery energy storage, as the reference voltage sources, can balance power in the microgrid.

The microturbine provides a greater range of output power, and the possibility of long-term autonomous operation, when the load exceeds the other sources' output. When the sources' output is high, and the load is low, a storage system needs to be installed as an energy receiver, or the sources' output has to be reduced.

## 6. Final conclusions

Low-voltage power microgrids with distributed energy sources offer new opportunities and can help to increase the reliability of electricity supply to customers.

A microgrid can maintain the supply to customers while they are disconnected from the commercial power network, provided there is an adequate capacity of its sources and an appropriate control strategy.

The studies conducted on the test microgrid at the Laboratory of Distributed Generation, Institute of Electrical Power Engineering of Lodz University of Technology allowed determining the properties of a gas microturbine and battery energy storage as potential reference voltage sources during the microgrid's short-term standalone operation. The study results are the basis for further research aiming to determine a method for selecting a microgrid architecture and control strategy taking into account interaction of energy storage and controllable sources.

## REFERENCES

1. Driesen J., Katiraei F., Design for Distributed Energy Resources, *IEEE Power & Energy Magazine* 2008, No. 8.
2. Bollen M.H.-J., Yang Y., Hassan F., Integration of Distributed Generation in the Power System – A Power Quality Approach, Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australia 28.09-1.10 2008.
3. Katiraei F. et al., Microgrid Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine*, May/June 2008.
4. IEEE Standard 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
5. IRIESD, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych [IRIESD Distribution Grid Code], PGE Łódź – Teren, 2009.
6. Balaguer I.J. et al., Intelligent Control for Intentional Islanding Operation of Microgrids, *ISCET* 2008.
7. Gomez J.C., Morcos M.M., Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2008.
8. Piargi P., Lasseter R.H., Autonomous Control of Microgrids, *IEEE PES General Meeting*, 2006.
9. Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Trans. on Power Delivery* April 2008, Vol. 23, No. 2.
10. Colson C.M., Nehir M.H., A Review of Challenges to Real-Time power Management of Microgrids, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
11. Alvarez E. et al., On-line Minimization of Running Costs, Greenhouse Gas Emission and the Impact of Distributed Generation using Microgrids on the Electrical System, *IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy*, 28–30.09.2009.

12. Gu W., Wu Z., Yuan X., Microgrid Economic Optimal Operation of the Combined Heat and Power System with Renewable Energy, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 25–29 July 2010.
13. Hernandez-Aramburo C.A., Green T.C., Fuel Consumption Minimisation of a Micro-grid, *Industry Application Conference, 39<sup>th</sup> IAS Annual Meeting*, 3–7.10.2004.
14. Mohamed F.A., Koivo H.N., On-line Management of MicroGrid with Battery Storage Using Multiobjective Optimisation, *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drive POWERENG 2007*, 12–14.04.2007.
15. Vahedi H., Noroozian R., Hosseini S.H., Optimal Management of MicroGrid Using a Differential Evolution Approach, *7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 23–25 June 2010.
16. Gburczyk P. et al., Management System as a Means for the Integration of Distributed Energy Sources with Low Voltage Network, *IEEE International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU '2011)*, Lisbon (Portugal), 17–19 October 2011, pp. 1–5.
17. Barote L., Georgescu M., Marinescu C., Smart Storage Solution for Wind Systems, *IEEE Power Tech Conference, Bucharest, Romania*, 28.06–2.07 2009.
18. Faias S. et al., Evaluation of Energy Storage Devices for Renewable Energies Integration, Application to a Portuguese Wind Farm, *5th Int. Conference on European Electricity Market (EEM 2008)*, Lisbon, Portugal, 2008.
19. Qian K. 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.
20. Wasiak I., Pawełek R., Mieński R., Zasobniki energii w mikrosystem-ach elektroenergetycznych [*Energy storage in power systems*], conference “Current Problems in Power Engineering”, Jurata, 8–10 June 2011, pp. 159–166.
21. Zamora R., Srivastava A.K., Controls for Microgrids with Storage: Review, Challenges, and Research Needs, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010, No. 14, pp. 2009–2018.
22. Chakraborty S., Simoes M.G., PV-Microgrid Operational Cost Minimization by Neural Forecasting and Heuristic Optimisation, *Industry Applications Society Annual Meeting, IAS '08 IEEE*, 2008.
23. Guan X., Xu Z., Jia Q.-S., Energy-efficient Buildings Facilitated by Microgrid, *IEEE Trans. on Smart Grid* 2011, Vol. 2, No. 1.
24. Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 23, No. 2, April 2008.
25. Chowdhury S.P. et al., Operation and control of DG based power island in Smart Grid environment, *20<sup>th</sup> Int. Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009*.
26. Ghadimi A.A., Razavi F., Ghafarpour R., Control of Islanded Inverter Interfaced Distributed Generation Units For Power Quality Improvement, *14<sup>th</sup> Int. Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2010*.
27. Delghavi M.B., Yazdani A., A Unified Control Strategy for Electronically Interfaced Distributed Energy Resources, *IEEE Trans. on Power Delivery* 2012, Vol. 27, No. 2.
28. Gaonkar D.N., Patel R.N., Pillai G.N., Dynamic Model of Microturbine Generation System for Grid Connected/islanding operation, *IEEE Int. Conference on Industrial Technology, ICIT 2006*.
29. Sao C.K., Lehn P.W., Control and Power Management of Converter Fed Microgrids, *IEEE Trans. on Power Systems* August 2008, Vol. 23, No. 3.
30. Katiraei F., Iravani R., Power Management Strategies for a Microgrid with Multiple Distributed Generation Units, *IEEE Transaction on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 4.
31. Pecos Lopes J.A., Moreira C.L., Madureira A.G., Defning Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, *IEEE Transaction on Power System* May 2006, Vol. 21, No. 2.
32. Brabandere K. et al., A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, *IEEE Transaction on Power Electronics* July 2007, Vol. 22, No. 4.
33. Majumder R. et al., Load Sharing and Power Quality Enhanced Operation of a Distributed Microgrid, *IET Renewable Power Generation* 2009, Vol. 3, Iss. 2.
34. Majumder R. et al., Droop Control of Converter-Interfaced Microsources in Rural Distributed Generation, *IEEE Trans. on Power Delivery* October 2010, Vol. 25, No. 4.
35. Vandoorn T. et al., A Control Strategy for Islanded Microgrids with DC-link Voltage Control, *IEEE Trans. on Power Delivery* April 2011, Vol. 26, No. 2.
36. Pawełek R. et al., Mikrosystem – węzeł energetyczny w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, [Microgrid – a power node at Institute of Electrical Power Engineering of Łódź University of Technology] conference “Current Problems in Power Engineering”, Jurata, 8–10 June 2011, pp. 143–150.

**Irena Wasiak**

Lodz University of Technology

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

Graduated from Lodz University of Technology. Throughout her professional career so far a researcher/lecturer at the Institute of Electrical Power Engineering of the university (LUT). She has gained the doctor and habilitated doctor degrees in power engineering. In 2002–2008 she was Deputy Dean of the Faculty of Electrical Engineering, Electronics, Computer Science and Automatics of the university. Currently she is the Head of the Institute of Electrical Power Engineering. A member of IET (The Institution of Engineering and Technology) the Committee for Electricity Quality and Effective Utilisation of Association of Polish Electrical Engineers (SEP) and an associate member of the Power System Section of PAN Polish Academy of Sciences. The deputy editor-in-chief of Electrical Power Quality and Utilisation journal and the co-chairman of an international conference under the same name. The area of her research activities includes power quality, integration of distributed energy sources in power grids, and power microgrid operation.

**Ryszard Pawelek**

Lodz University of Technology

e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering of the Lodz University of Technology (1977). Currently an assistant professor at the Institute of Electrical Power Engineering of his alma mater, and the Institute's Deputy Director. The area of his research interest includes power quality, distributed generation, and power microgrids. A chair of The Polish Committee for Electricity Quality and Effective Utilisation of Association of Polish Electrical Engineers (SEP), and the Committee's Vice-President for Science. A SEP Association of Polish Electrical Engineers expert in electricity quality.

**Paweł Kelm**

Lodz University of Technology

e-mail: pawel.kelm@p.lodz.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering, Electronics, Computer Science and Automatics of Lodz University of Technology (2004). He gained his PhD at his alma mater (2012).

A former researcher/lecturer at the University of Strathclyde in Glasgow (2007–2008). Currently an assistant professor at the Institute of Electrical Power Engineering of Lodz University of Technology. The area of his research interest: electricity quality, distributed generation, microgrids, and lighting technology.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 156–163. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Praca autonomiczna mikrosystemów elektroenergetycznych niskiego napięcia

### Autorzy

Irena Wasiak  
Ryszard Pawełek  
Paweł Kelm

### Słowa kluczowe

mikrosystemy elektroenergetyczne, praca wyspowa, sterowanie pracą mikrosystemów, zasobniki energii

### Streszczenie

W artykule autorzy przedstawili możliwości pracy autonomicznej mikrosystemów niskiego napięcia. Omówiono strategię sterowania źródłami energii, przyłączonymi do sieci za pomocą przekształtników, podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz podczas pracy wyspowej. Zaprezentowano wyniki badań przeprowadzonych w mikrosystemie skonfigurowanym w Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Badania wykonano w dwóch wariantach: w pierwszym źródłem napięcia referencyjnego była mikroturbina, w drugim elektrochemiczny zasobnik energii.

### 1. Wprowadzenie

Wzrost penetracji źródeł rozproszonych prowadzi do decentralizacji systemu elektroenergetycznego i zmiany charakteru dystrybucyjnych sieci odbiorczych z sieci pasywnych na aktywne. Sieć aktywna, w której realizowane są procesy generacji, przesyłu i rozdziału oraz użytkowania energii, tworzy mikrosystem elektroenergetyczny. Mikrosystem integruje rozproszone źródła energii, w tym energii odnawialnych, sterowalne i niesterowalne odbiory oraz zasobniki energii. Topologia i charakterystyka mikrosystemu zależy od jego przeznaczenia. Wyróżnić można mikrosystemy należące do operatora i stanowiące fragment sieci dystrybucyjnej, a także mikrosystemy zasilające odbiorców przemysłowych i komunalno-bytowych [1]. W porównaniu z tradycyjnymi sieciami odbiorczymi, architektura mikrosystemów zapewnia nowe możliwości funkcjonowania, obejmujące zarówno sterowanie wytwarzaniem, jak i zapotrzebowaniem na energię elektryczną w sposób zapewniający właścicielowi korzyści techniczne i ekonomiczne.

Przyłączanie źródeł energii do sieci dystrybucyjnych wiąże się z występowaniem zjawisk, które mogą wpłynąć na niezawodność zasilania i jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców. W dużej mierze zjawiska te wynikają ze specyfiki źródeł wykorzystujących energię odnawialną, takich jak elektrownie wiatrowe lub słoneczne, charakteryzujących się zmiennością mocy wytwarzanej w zależności od dostępności i zmienności energii pierwotnej. Dla każdej sieci można wyznaczyć dopuszczalną moc źródeł, których przyłączenie nie pogorszy warunków pracy tej sieci i przekroczenia wartości charakteryzujących ją parametrów. Moc ta jest miarą zdolności sieci do integracji źródeł (tzw. *hosting capacity* [2]).

Zapewnienie właściwej pracy sieci elektroenergetycznej, przy uwzględnieniu wzajemnych oddziaływań, ale też możliwości, jakie niesie ze sobą integracja źródeł i sieci, wymaga zainstalowania inteligentnych układów do pomiaru i akwizycji danych oraz stworzenia odpowiedniej

infrastruktury komunikacyjnej [3]. Jest to niezwykle ważny element architektury mikrosystemu, pozwalający na monitorowanie i zarządzanie pracą układu w czasie rzeczywistym.

W większości przypadków mikrosystemy pracują w połączeniu z siecią zasilającą. Obowiązujące aktualnie przepisy zarówno w Polsce, jak i w innych krajach wymagają wyłączenia źródła w przypadku utraty połączenia z siecią [4, 5]. Wynika to głównie z problemów technicznych, jakie wiążą się z niekontrolowaną pracą wyspową, a przede wszystkim z ryzyka wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa personelu i możliwości uszkodzenia urządzeń w przypadku niesynchronicznego ponownego połączenia z siecią [3, 6]. Z drugiej jednak strony, przy wzroście penetracji generacji rozproszonej, automatyczne wyłączenia źródeł w trakcie zakłóceń w sieci zasilającej znacząco, obniżają niezawodność zasilania odbiorców przez przedsiębiorstwo energetyczne. Możliwość utrzymania zasilania z lokalnych źródeł jest korzystną cechą sieci z generacją rozproszoną – niewykorzystaną w takim przypadku – nawet jeśli praca wyspowa odbywa się za zmniejszoną mocą dostarczaną i pogorszoną jakością energii. Dla odbiorców przemysłowych może to oznaczać znaczące zmniejszenie strat ekonomicznych, spowodowanych potencjalną przerwą w dostawie energii elektrycznej.

Zamierzona praca wyspowa mikrosystemów stała się w ostatnim czasie przedmiotem ożywionej dyskusji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami energii elektrycznej. W wielu publikacjach wskazuje się na korzyści wynikające z utrzymania zasilania odbiorców pomimo utraty połączenia z siecią zasilającą, techniczne możliwości kontrolowanej pracy wyspowej i potrzebę rewizji obowiązujących w tym zakresie przepisów [1, 6, 7, 8].

Zdaniem autorów mikrosystem przyłączony do sieci zasilającej i pracujący normalnie w połączeniu z tą siecią powinien mieć możliwość pracy autonomicznej w razie zakłóceń w sieci skutkujących przerwą w zasilaniu

lub obniżeniem napięcia poniżej zdefiniowanej dla tego mikrosystemu krzywej odporności. Niniejszy artykuł poświęcony jest omówieniu warunków pracy autonomicznej i stosowanej w tym przypadku strategii sterowania. Rozważana i ilustrowana są wyniki badań przeprowadzonych w rzeczywistym mikrosystemie niskiego napięcia, skonfigurowanym w Laboratorium Generacji Rozproszonej Politechniki Łódzkiej.

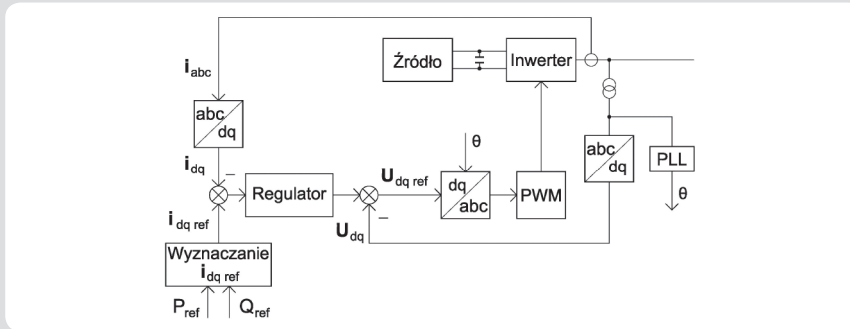
### 2. Strategia sterowania pracą mikrosystemu

W mikrosystemach stosowane są różne rodzaje źródeł, które w zależności od rodzaju konwersji energii pierwotnej przyłączane są do sieci przez generatory indukcyjne, generatory synchroniczne lub przekształtniki energoelektroniczne. Przyłączenie źródła za pomocą przekształtnika (ang. *Voltage Source Converter*, VSC) jest jednym z częściej występujących rozwiązań zarówno dla źródeł sterowalnych, jak i niesterowalnych, wykorzystujących energię odnawialną słońca i wiatru. Strategia sterowania pracą źródeł sprowadza się w takim przypadku do odpowiedniego sterowania przekształtnikami i zależy od rodzaju źródła oraz trybu pracy mikrosystemu.

#### 2.1. Praca mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą

W mikrosystemie połączonym z siecią zasilającą nie jest wymagane bezpośrednie sterowanie napięciem i częstotliwością. W takim przypadku przekształtniki źródeł pracują zazwyczaj w trybie sterowania prądowego (ang. *Current Controlled Voltage Source Converters*, CC-VSC), w synchronizacji z napięciem sieci zasilającej, według strategii *P-Q*, której celem jest uzyskanie odpowiednich wartości mocy czynnej i biernej.

Sterowanie prądowe może być zaimplementowane w różnych typach regulatorów i realizowane z wykorzystaniem różnych algorytmów. Jednym z częściej stosowanych wariantów jest wykorzystanie składowych wirujących  $dq0$  (rys. 1).



Rys. 1. Schemat blokowy sterowania źródła według strategii P-Q

W układzie przedstawionym na rys. 1 wyznacza się wartości referencyjne napięcia fazowego przekształtnika na podstawie wzajemnie ortogonalnych składowych prądu  $i_{dref}$  oraz  $i_{qref}$ .

Algorytm wyznaczania wielkości referencyjnych zależy od rodzaju źródła. Źródła energii odnawialnych pracują zwykle z maksymalną mocą czynną, którą można uzyskać w danych warunkach, przy  $\text{tg}\varphi = 0$ . Do wyznaczenia składowej  $i_{dref}$  prądu referencyjnego wykorzystuje się regulator napięcia  $U_{dc}$  w obwodzie pośredniczącym źródła. Układ sterowania lokalnego wykorzystuje algorytm MPPT (ang. *Maximum Point of Power Tracking*). Moc wyjściowa czynna źródła zmienia się w sposób losowy, w zależności od zmienności energii pierwotnej. Ponieważ ten rodzaj sterowania jest niezależny od innych źródeł i odbiorów, określa się go mianem sterowania nieinteraktywnego [3].

W źródłach sterowalnych realizowane jest sterowanie interaktywne. Składowa  $i_{dref}$  prądu referencyjnego wynika z porównania wartości mocy czynnej zadanej i pomierzonej, zaś składowa  $i_{qref}$  z porównania odpowiednich wartości mocy biernych. Składową  $i_{dref}$  można także wyznaczyć na podstawie zmian napięcia  $U_{dc}$  obwodu pośredniczącego źródła. Do generowania impulsów zapłonowych przekształtnika wykorzystuje się technikę PWM, przy czym kąt fazowy napięcia  $\theta$  wyznaczany jest w pętli PLL. Istotną cechą sterowania źródeł w trybie CC-VSC jest naturalne ograniczenie prądu przekształtnika w warunkach zakłóceń [3, 9].

Wartości referencyjne mocy mogą być zadawane przez operatora lub wyznaczone przez nadrzędny układ sterowania (regulator centralny), w sposób minimalizujący koszty ponoszone przez właściciela mikrosystemu, przy zapewnieniu prawidłowych technicznych warunków pracy układu [10]. Matematycznie problem sprowadza się do optymalizacji wielokryterialnej przy zadanych ograniczeniach. W literaturze można spotkać różne postacie funkcji celu, zależne od architektury mikrosystemu. W większości przypadków dotyczą one minimalizacji kosztów produkcji mocy w źródłach sterowalnych, przy uwzględnieniu kosztów paliwa, a także kosztów rozruchu i kosztów operacyjnych [11, 12, 13, 14, 15]. Ograniczenia uwzględniane w procesie optymalizacji mogą dotyczyć parametrów wytwórczych źródeł (np. moc maksymalna, czas rozruchu), parametrów sieci (dopuszczalna

obciążalność prądowa linii) oraz wielkości charakteryzujących jakość energii elektrycznej (odchylenia napięcia w węzłach sieci) [16]. W ten sposób uzyskuje się możliwość takiego sterowania pracą mikrosystemu, żeby nie dopuścić do występowania przekroczeń parametrów technicznych, nawet wówczas, gdy moc źródeł przekracza możliwości sieci do ich integracji. Zasobniki zainstalowane w mikrosystemie mogą wspomagać pracę źródeł niesterowalnych [17, 18, 19] lub uczestniczyć w bilansowaniu mocy według różnych kryteriów (ang. *load leveling, peak shaving*) [20, 21]. Uwzględnienie zasobników w procesie optymalizacji wymaga sformułowania funkcji celu jako minimalizacji kosztów energii w rozpatrywanym przedziale czasu [16, 22, 23].

## 2.2. Praca autonomiczna mikrosystemu

Celem strategii sterowania, jakie stosuje się w pracy autonomicznej źródła, jest zapewnienie bilansu mocy oraz utrzymanie zadanej wartości napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia (strategia U-f) [6, 24]. Wymaga to napięciowego trybu sterowania przekształtnikiem źródła (ang. *Voltage Controlled Voltage Source Converter, VC-VSC*) (rys. 2) oraz odpowiedniej rezerwy mocy źródła do pokrycia zmian mocy zapotrzebowanej. Strategia U-f nie zapewnia wewnętrznego ograniczenia prądu zwarcioowego [24].

W mikrosystemie, do którego przyłączonych jest kilka źródeł, tylko jedno może być źródłem napięcia referencyjnego. W takiej sytuacji źródło referencyjne pracuje według strategii U-f, zaś pozostałe źródła realizują strategię P-Q. Zmiany obciążenia w naturalny sposób pokrywane są przez źródło referencyjne, natomiast zmiana mocy pozostałych źródeł wymaga sygnału zewnętrznego, np. z regulatora centralnego [25, 26]. Przejście mikrosystemu po utracie połączenia z siecią zasilającą na pracę

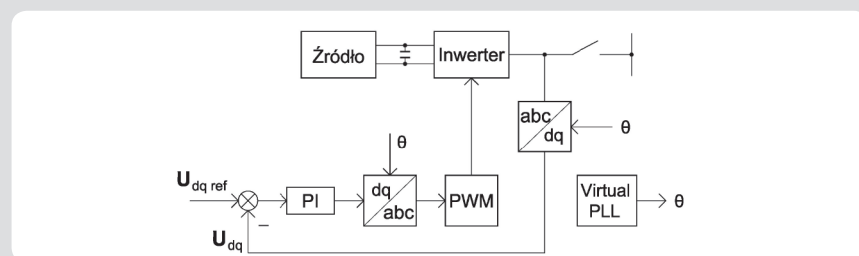
wyspową wymaga zwykle przełączenia sterowania źródła referencyjnego (z trybu P-Q na U-f). Znane są także hierarchiczne lub hybrydowe strategie sterowania, łączące tryby CC-VSC oraz VC-VSC i wspólne dla pracy źródła w połączeniu z siecią zasilającą i dla pracy wyspowej [9, 27]. Zmiana sposobu sterowania odbywa się w sposób automatyczny i nie wymaga przełączeń w układzie sterowania.

W pracy [28] zaprezentowano sposób sterowania mikroinstalacji, jako źródła mocy czynnej i biernej lub źródła napięcia referencyjnego. W układzie sterowania wykorzystuje się dwie pętle: wewnętrzną dedykowaną jest regulacji prądu w układzie współrzędnych dq, a zewnętrzną służy do regulacji napięcia stałego w obwodzie pośredniczącym. Sygnał uzyskany na wyjściu regulatora PI zewnętrznej pętli sterowania stanowi sygnał referencyjny dla składowej czynnej prądu  $i_d$ . Wartość referencyjna dla prądu  $i_q$  zależy natomiast od wymaganej wartości mocy biernej, generowanej przez źródło. Najczęściej dla  $Q = 0$  również  $i_q = 0$ . Synchronizację napięcia inwertera z napięciem sieci zasilającej zapewnia pętla PLL. W czasie pracy wyspowej mikroinstalacja utrzymuje stałą wartość generowanego napięcia (tryb sterowania U-f). Regulowane są częstotliwość i wartość skuteczna napięcia. Regulator PI napięcia stałego powoduje obniżenie wartości referencyjnej dla głównego regulatora napięcia, w celu uniknięcia nasycenia inwertera. Regulację częstotliwości napięcia generowanego zapewnia wirtualny blok PLL.

Należy zauważyć, że o ile w czasie pracy w połączeniu z siecią zasilającą moc bierna źródeł może być równa zero, o tyle w czasie pracy wyspowej regulacja mocy biernej jest niezbędna do uzyskania bilansu mocy czynnej, przy odpowiednich parametrach napięcia. W razie braku możliwości generacji pełnej mocy zapotrzebowanej przez odbiory w czasie pracy wyspowej konieczne jest zmniejszenie tej mocy przez wyłączenie niektórych odbiorów. Proces taki, nazywany rzutem obciążenia (ang. *load shedding*), jest realizowany zgodnie z przyjętą strategią przejścia do kontrolowanej pracy wyspowej i priorytetem wyłączenia [6].

Źródłem napięcia referencyjnego może być także zasobnik energii. Zasobniki odgrywają istotną rolę w rozwiązywaniu technicznych problemów integracji źródeł z siecią zasilającą [20], a ich rozwój technologiczny sprzyja praktycznemu wykorzystaniu.

W regulacji napięcia i częstotliwości w mikrosystemie mogą aktywnie uczestniczyć dwa lub więcej źródeł [30, 31]. W takim przypadku należy zastosować strategię sterowania polegającą na odpowiednim rozdziale



Rys. 2. Schemat blokowy sterowania źródła według strategii U-f

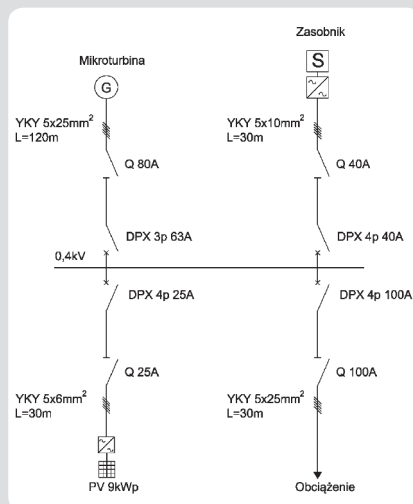
obciążenia pomiędzy źródła. Sterowanie rozdziałem obciążenia w układzie wielu źródeł stanowi odrębne zagadnienie i jest w ostatnim czasie przedmiotem wielu publikacji, m.in. [29, 32, 33, 34, 35]. Zagadnienie to zostanie podjęte przez autorów w kolejnych pracach.

### 3. Mikrosystem testowy

W Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej [36] skonfigurowano mikrosystem niskiego napięcia o typowej konfiguracji promieniowej, do którego przyłączono: panele fotowoltaiczne o mocy znamionowej 6 kWp, mikroturebinę gazową Capstone C30 o mocy znamionowej 30 kW, bateryjny zasobnik energii o mocy znamionowej 10 kW oraz odbiory liniowe R, L, których moc może być zmieniana za pomocą autotransformatora regulacyjnego w zakresie 0–30 kW (rys. 3). Panele fotowoltaiczne jako źródła niesterowalne pracują w sposób ciągły z mocą maksymalną, możliwą do uzyskania w danych warunkach. Zasobnik energii jest przyłączony do sieci przez inwerty Sunny Island 4500. Zarówno mikroturebina, jak i zasobnik wyposażone są w fabrycznie zaimplementowane układy sterowania, umożliwiające pracę zarówno w trybie sterowania prądowego, jak i napięciowego.

Tryb sterowania prądowego mikroturebiny jest realizowany zwykle podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą (ang. *Grid Connected Mode*). Turbina może pracować z zadaną mocą w zakresie 0–30 kW, przy czym zmiany mocy są realizowane zdalnie za pomocą fabrycznej aplikacji Capstone Remote Monitoring System, ewentualnie przez panel sterowniczy znajdujący się na turbinie. W zależności od potrzeb można zaprogramować dobowy i tygodniowy harmonogram pracy lub sterować mocą na bieżąco, według harmonogramu wyznaczonego przez zewnętrzny układ sterowania. Zanik napięcia zasilającego powoduje awaryjne zatrzymanie się turbiny. Ponowne uruchomienie i tryb przyjętej pracy uzależnione są od nastaw parametru Power Connect:

- Grid Connect – turbina powraca do pracy w połączeniu z siecią jako źródło prądowe
- Stand Alone – turbina rozpoczyna pracę



Rys. 3. Schemat mikrosystemu do badań testowych

autonomiczną i jest źródłem napięcia referencyjnego

- Dual Mode – w zależności od konfiguracji sieci oraz obecności/braku napięcia referencyjnego, turbina pracuje w trybie Grid Connect albo Stand Alone. Zasobnik połączony z siecią zasilającą pracuje w trybie *RUN\_I* inwertyora *i*, podobnie jak mikroturebina, synchronizuje się z napięciem i częstotliwością sieci. Pobór prądu przez zasobnik zależy od typu i stanu naładowania baterii. Przy zaniku napięcia sieci zasobnik może pełnić funkcję UPS (prąd ograniczony jest do 70 A, a czas pracy w trybie UPS wynosi maksymalnie 5 s), bądź od razu przejść do trybu pracy wyspowej *RUN\_U* jako źródło napięcia referencyjnego i mocy. Żadne z urządzeń nie umożliwia pracy w trybie sterowania napięciowego przy obecności napięcia w sieci, do której jest przyłączone.

Jak wynika z przedstawionego opisu, praca autonomiczna mikrosystemu jest możliwa w dwóch wariantach:

- zasobnik jest źródłem napięcia referencyjnego (*RUN\_U*), a mikroturebina pracuje w trybie Grid Connected Mode
- mikroturebina jest źródłem napięciowym (ang. *Stand Alone Mode*), a zasobnik pracuje w trybie *RUN\_I*.

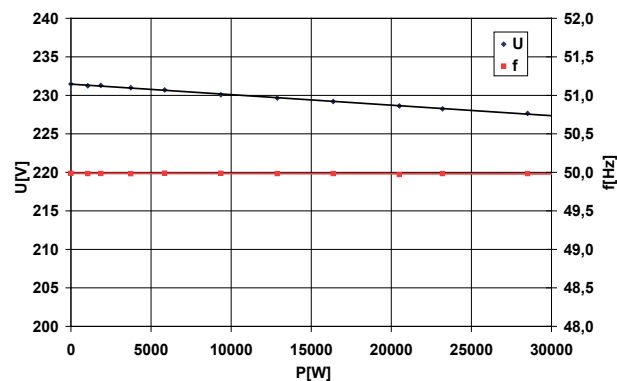
Badania pracy mikrosystemu testowego przeprowadzono w obu wariantach. Dla oceny możliwości regulacyjnych urządzeń, które mogą być źródłem napięcia referencyjnego, w pierwszej kolejności pomierzono ich charakterystyki statyczne.

### 4. Charakterystyki statyczne źródeł energii

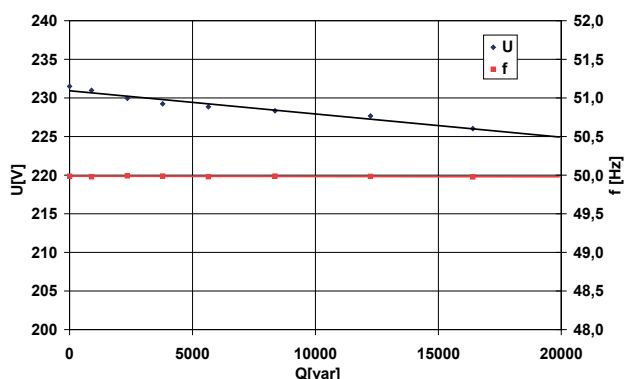
Badania mikroturebiny gazowej i elektrochemicznego zasobnika energii wykonano kolejno przy obciążeniu czysto rezystancyjnym, a następnie reaktancyjnym o charakterze indukcyjnym, w zakresie odpowiadającym znamionowej obciążalności źródeł. W przypadku zasobnika dodatkowo wykonano pomiary dla stanu ładowania, wykorzystując mikroturebinę jako źródło mocy.

Na rys. 4 i 5 pokazano pary charakterystyk statycznych mikroturebiny gazowej, odpowiednio  $U = f(P)$  i  $f = f(P)$  oraz  $U = f(Q)$  i  $f = f(Q)$ . Prezentowane wyniki wskazują, że mikroturebina utrzymuje praktycznie stałą wartość częstotliwości w całym zakresie obciążenia, zarówno mocą czynną, jak i bierną. Nachylenia charakterystyk częstotliwościowych wynoszą  $-0,001$  Hz/kW i  $-0,001$  Hz/kvar. Zmiana napięcia mikroturebiny wynosi  $-0,13$  V/kW oraz  $-0,32$  V/kvar.

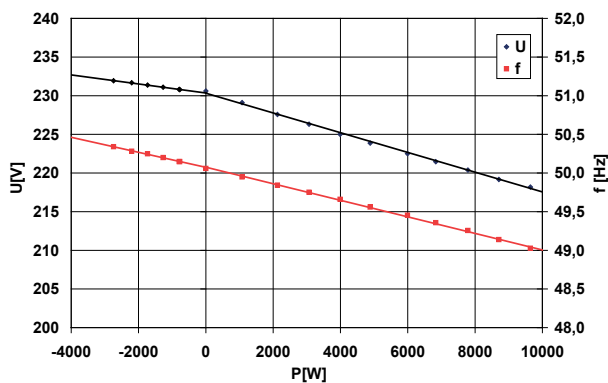
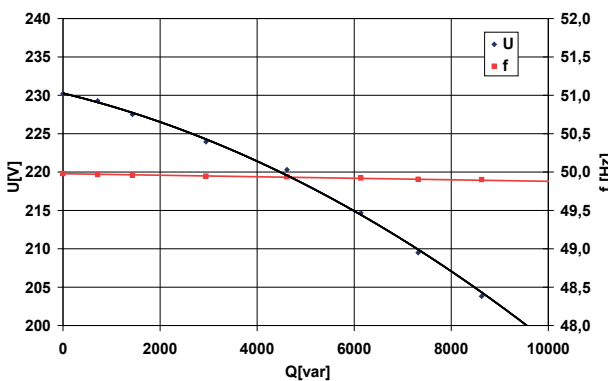
Analogiczne pary charakterystyk, wyznaczone dla zasobnika energii, przedstawiono na rys. 6–7. Jak wynika z pomiarów, zmiana częstotliwości napięcia zasobnika wynosi  $-0,1$  Hz/kW oraz  $-0,01$  Hz/kvar. Nachylenie charakterystyki napięciowej zasobnika zależy od fazy pracy (ładowanie/rozładowanie) i w zakresie ładowania wynosi  $-0,56$  V/kW, a w zakresie obciążenia  $-1,27$  V/kW. Przebieg charakterystyki napięciowej zasobnika w funkcji mocy biernej jest nieliniowy i wykazuje dużą zmienność.



Rys. 4. Charakterystyki statyczne  $U = f(P)$  i  $f = f(P)$  mikroturebiny



Rys. 5. Charakterystyki statyczne  $U = f(Q)$  i  $f = f(Q)$  mikroturebiny

Rys. 6. Charakterystyki statyczne  $U = f(P)$  i  $f = f(P)$  elektrochemicznego zasobnika energiiRys. 7. Charakterystyki statyczne  $U = f(Q)$  i  $f = f(Q)$  elektrochemicznego zasobnika energii

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że mikroturbina gazowa jest lepszym źródłem napięcia referencyjnego, gdyż zapewnia bardziej stabilne warunki zasilania odbiorów (posiada sztywniejsze charakterystyki statyczne) w szerszym zakresie obciążenia. Wadą mikroturbiny jest brak możliwości magazynowania energii.

## 5. Praca autonomiczna – badania obiektowe

### 5.1. Wariant I (źródłem referencyjnym w mikrosystemie jest zasobnik)

Test przeprowadzono przy założeniu stałej mocy generowanej przez turbinę:  $P_t = 2,7$  kW i  $Q_t = 0$ . Moc czynna wytwarzana przez panele fotowoltaiczne wahała się w granicach  $P_{PV} = 2,8$ – $3,7$  kW, przy mocy biernej  $Q_{PV} = 0$ . W czasie testu zmieniano pięciokrotnie moce obciążenia, ich wartości podano w tab. 1.

Bilans mocy czynnej w mikrosystemie przy zmianach mocy odbiornika pokazano na rys. 8. Widoczna jest na nim bilansująca rola zasobnika, który przez większość

$P$ [kW]	1,3	2,8	4,8	6,1	4,2
$Q$ [kvar]	0,9	2,6	4,6	5,9	4,0

Tab. 1. Zmiany mocy obciążenia w czasie testu dla wariantu I pracy mikrosystemu

okresu pomiarowego pełnił funkcję odbiornika, tzn. magazynował nadmiar energii w mikrosystemie. Przy krótkotrwałym wzroście obciążenia powyżej 6,6 kW zasobnik stał się źródłem energii.

Na rys. 9 przedstawiono bilans mocy biernej w mikrosystemie w badanym okresie. Moc bierna mikroturbiny (równa 0,25 kVar) odpowiada mocy biernej traconej w jej

obwodzie przyłączeniowym. Analogicznie, moc bierna źródła fotowoltaicznego (zmieniająca się w zakresie 390–580 Var) odpowiada mocy biernej traconej w przyłączy. Zasobnik bilansuje zmiany mocy biernej w mikrosystemie.

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów sporządzono charakterystyki statyczne  $U = f(S)$  i  $f = f(S)$  zasobnika energii jako źródła napięcia referencyjnego (rys. 10). Występuje w nich wyraźna zależność wartości napięcia i częstotliwości od poziomu obciążenia. Nachylenie charakterystyki napięciowej jest równe  $-7,2$  V/kVA, a częstotliwościowej  $-0,2$  Hz/kVA.

### 5.2. Wariant II (źródłem referencyjnym w mikrosystemie jest mikroturbina)

Harmonogram zmian mocy obciążenia w czasie testu obejmował kolejno wartości podane w tab. 2.

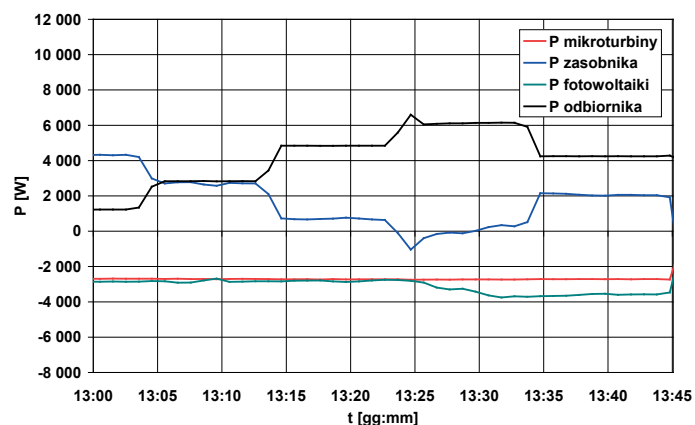
Moc wytwarzana przez źródło PV zmieniała się w zakresie od  $P_{PV} = 2,6$  kW do  $P_{PV} = 0,25$  kW. Zasobnik został załączony o godz. 14:37 i po załączeniu pobierał moc ładowania (pracował jako odbiornik).

Na rys. 11 pokazano bilans mocy czynnej, a na rys. 12 bilans mocy biernej w mikrosystemie przy zmianach mocy odbiornika. W tym wariancie pracy mikrosystemu mikroturbina jako źródło napięciowe pełni funkcję elementu bilansującego i pokrywa zmiany mocy czynnej i biernej.

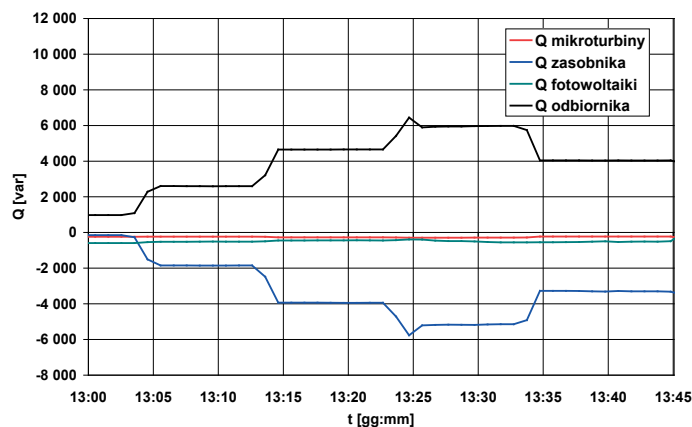
Charakterystyki statyczne  $U = f(S)$  i  $f = f(S)$  mikroturbiny jako źródła referencyjnego przedstawiono na rys. 13. Zależność wartości napięcia i częstotliwości od poziomu obciążenia jest w tym przypadku znacznie mniejsza i wynosi odpowiednio  $-0,3$  V/kVA oraz  $-0,002$  Hz/kVA.

Zarówno mikroturbina, jak i baterijny zasobnik energii jako źródła napięcia referencyjnego mogą pełnić funkcję bilansowania mocy w mikrosystemie.

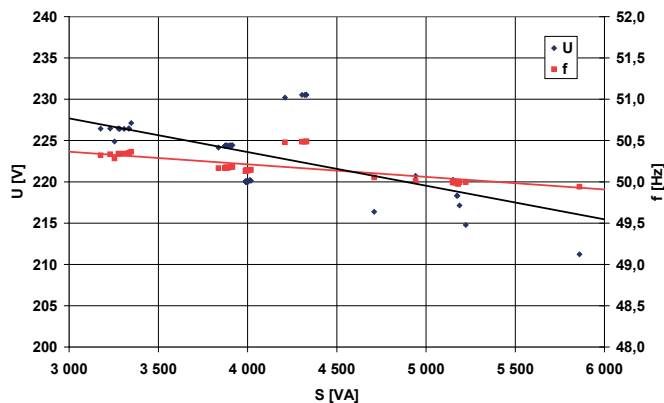
Mikroturbina zapewnia większy zakres produkowanej mocy i możliwość długotrwałej pracy autonomicznej, gdy moc obciążenia jest większa od mocy produkowanej w pozostałych źródłach. Przy dużej produkcji mocy źródeł i małym obciążeniu sieci konieczne jest zainstalowanie zasobnika jako odbiornika energii lub ograniczenie mocy źródeł.



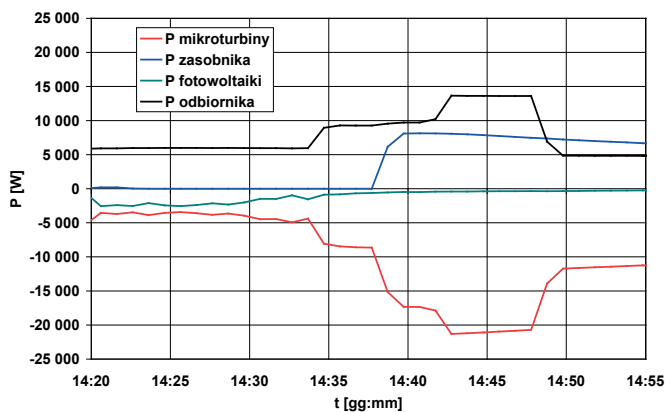
Rys. 8. Bilans mocy czynnej w mikrosystemie dla wariantu I



Rys. 9. Bilans mocy biernej w mikrosystemie dla wariantu I



Rys. 10. Charakterystyki statyczne zasobnika energii dla wariantu I pracy mikrosystemu



Rys. 11. Bilans mocy czynnej w mikrosystemie dla wariantu II

### 6. Wnioski końcowe

Mikrosystemy elektroenergetyczne niskiego napięcia z rozproszonymi źródłami energii stwarzają nowe możliwości i mogą przyczynić się do zwiększenia niezawodności dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Mikrosystem może utrzymać zasilanie odbiorców w czasie utraty połączenia z siecią energetyki zawodowej pod warunkiem odpowiedniej mocy źródeł i właściwej strategii sterowania.

Badania przeprowadzone w mikrosystemie testowym w Laboratorium Generacji Rozproszonej, w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, umożliwiły określenie właściwości mikrotrubiny gazowej i bateryjnego zasobnika energii jako potencjalnych źródeł napięcia referencyjnego podczas krótkotrwałej pracy autonomicznej mikrosystemu. Wyniki badań są podstawą dalszych prac zmierzających do określenia metody doboru

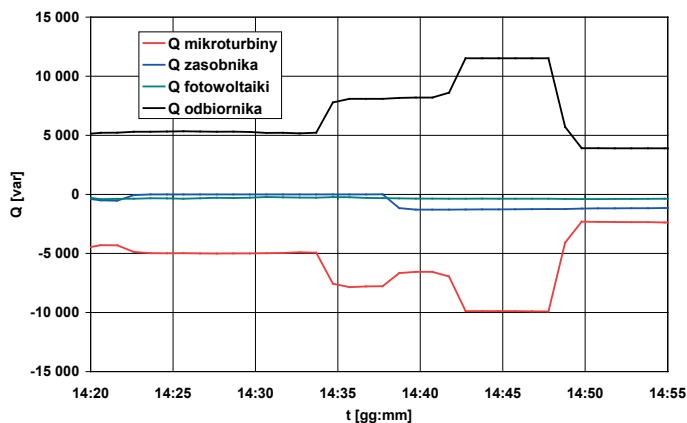
P [kW]	5,9	9,5	13,6	4,2
Q [kvar]	5,3	8,1	11,5	3,9

Tab. 2. Zmiany mocy obciążenia w czasie testu dla wariantu I pracy mikrosystemu

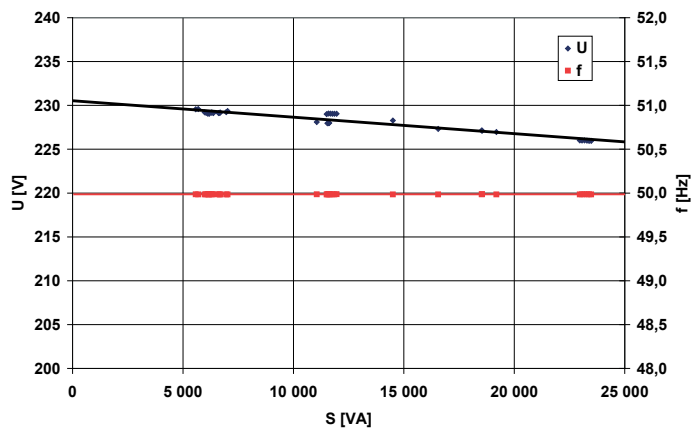
architektury mikrosystemu i strategii sterowania uwzględniającej współpracę zasobnika energii oraz źródeł sterowalnych.

### Bibliografia

1. Driesen J., Katiraei F., Design for Distributed Energy Resources, *IEEE Power & Energy Magazine* 2008, No. 8.
2. Bollen M.H.-J., Yang Y., Hassan F., Integration of Distributed Generation in the Power System – A Power Quality Approach, Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australia 28.09–1.10.2008.
3. Katiraei F. i in., Microgrid Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine*, May/June 2008.
4. IEEE 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
5. IRIESD, Instrukcja Ruchui Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych, PGE Łódź – Teren, 2009.
6. Balaguer I.J. i in., Intelligent Control for Intentional Islanding Operation of Microgrids, ISCT 2008.
7. Gomez J.C., Morcos M.M., Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008.
8. Piargi P., Lasseter R.H., Autonomous Control of Microgrids, IEEE PES General Meeting, 2006.
9. Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Trans. on Power Delivery* April 2008, Vol. 23, No. 2.
10. Colson C.M., Nehir M.H., A Review of Challenges to Real-Time power Management of Microgrids, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009.
11. Alvarez E. i in., On-line Minimization of Running Costs, Greenhouse Gas Emission and the Impact of Distributed Generation using Microgrids on the Electrical System, IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy, 28–30.09.2009.
12. Gu W., Wu Z., Yuan X., Microgrid Economic Optimal Operation of the Combined Heat and Power System with Renewable Energy, IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., 25–29 July 2010.
13. Hernandez-Aramburo C.A., Green T.C., Fuel Consumption Minimisation of a Micro-grid, Industry Application Conference, 39th IAS Annual Meeting, 3–7.10.2004.
14. Mohamed F.A., Koivo H.N., On-line Management of MicroGrid with Battery Storage Using Multiobjective



Rys. 12. Bilans mocy biernej w mikrosystemie dla wariantu II



Rys. 13. Charakterystyki statyczne mikrotrubiny dla wariantu II pracy mikrosystemu

- Optimization, International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drive POWERENG 2007, 12–14.04.2007.
15. Vahedi H., Noroozian R., Hosseini S.H., Optimal Management of MicroGrid Using Differential Evolution Approach, 7th International Conference on the European Energy Market (EEM), 23–25 June 2010.
  16. Gburczyk P. i in., Management System as a Mean for the Integration of Distributed Energy Sources with Low Voltage Network, IEEE International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU '2011), Lisbon (Portugal), 17–19 October 2011, s. 1–5.
  17. Barote L., Georgescu M., Marinescu C., Smart Storage Solution for Wind Systems, IEEE Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 28.06–2.07 2009.
  18. Faiaş S. i in., Evaluation of Energy Storage Devices for Renewable Energies

- Integration, Application to a Portuguese Wind Farm, 5th Int. Conference on European Electricity Market (EEM 2008), Lisbon, Portugal, 2008.
19. Qian K. i in., 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.
  20. Wasiak I., Pawełek R., Mieński R., Zasobniki energii w mikrosystemach elektroenergetycznych, konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '11, Jurata, 8–10.06.2011, s. 159–166.
  21. Zamora R., Srivastava A.K., Controls for Microgrids with Storage: Review, Challenges, and Research Needs, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010, No. 14, s. 2009–2018.
  22. Chakraborty S., Simoes M.G., PV-Microgrid Operational Cost Minimization by Neural Forecasting

and Heuristic Optimization, Industry Applications Society Annual Meeting, IAS '08 IEEE, 2008.

23. Guan X., Xu Z., Jia Q.-S., Energy-efficient Buildings Facilitated by Microgrid, *IEEE Trans. on Smart Grid* 2011, Vol. 2, No. 1.
24. Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 23, No. 2, April 2008.
25. Chowdhury S.P. i in., Operation and control of DG based power island in Smart Grid environment, 20<sup>th</sup> Int. Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009.
26. Ghadimi A.A., Razavi F., Ghaffarpour R., Control of Islanded Inverter Interfaced Distributed Generation Units For Power Quality Improvement, 14<sup>th</sup> Int. Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2010.
27. Delghavi M.B., Yazdani A., A Unified Control Strategy for Electronically Interfaced Distributed Energy Resources, *IEEE Trans. on Power Delivery* 2012, Vol. 27, No. 2.
28. Gaonkar D.N., Patel R.N., Pillai G.N., Dynamic Model of Microturbine Generation System for Grid Connected/ islanding operation, IEEE Int. Conference on Industrial Technology, ICIT 2006.
29. Sao C.K., Lehn P.W., Control and Power Management of Converter Fed Microgrids, *IEEE Trans. on Power Systems* August 2008, Vol. 23, No. 3.
30. Katiraei F., Iravani R., Power Management Strategies for a Microgrid with Multiple Distributed Generation Units, *IEEE Transaction on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 4.
31. Pecas Lopes J.A., Moreira C.L., Madureira A.G., Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, *IEEE Transaction on Power System* May 2006, Vol. 21, No. 2.
32. Brabandere K. i in., A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, *IEEE Transaction on Power Electronics* July 2007, Vol. 22, No. 4.
33. Majumder R. i in., Load Sharing and Power Quality Enhanced Operation of a Distributed Microgrid, *IET Renewable Power Generation* 2009, Vol. 3, Iss. 2.
34. Majumder R. i in., Droop Control of Converter-Interfaced Microsources in Rural Distributed Generation, *IEEE Trans. on Power Delivery* October 2010, Vol. 25, No. 4.
35. Vandoorn T. i in., A Control Strategy for Islanded Microgrids with DC-link Voltage Control, *IEEE Trans. on Power Delivery* April 2011, Vol. 26, No. 2.
36. Pawełek R. i in., Mikrosystem – węzeł energetyczny w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '11, Jurata, 8–10.06.2011, s. 143–150.

**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 tej uczelni. Uzyskała stopnie naukowe doktora i doktora habilitowanego z dziedziny elektroenergetyki. W latach 2002–2008 była prodziekanem Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki PŁ. Obecnie pełni funkcję kierownika Zakładu Sieci Elektroenergetycznych Mikrosystemów. Członkini The Institution of Engineering and Technology oraz Komitetu ds. Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej SEP, członek stowarzyszony Sekcji Systemów Elektroenergetycznych PAN. Pełni funkcję zastępcy redaktora naczelnego czasopisma Electrical Power Quality and Utilisation oraz współprzewodniczącej międzynarodowej konferencji o tej samej nazwie. Obszar działalności naukowej obejmuje zagadnienia jakości zasilania, integracji rozproszonych źródeł energii w sieciach elektroenergetycznych, funkcjonowania mikrosystemów elektroenergetycznych.

**Ryszard Pawelek**

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej (1977). Obecnie jest zatrudniony w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni na stanowisku adiunkta, gdzie pełni funkcję zastępcy dyrektora Instytutu. Obszar zainteresowań naukowych obejmuje: jakość energii elektrycznej, generację rozproszoną, mikrosystemy elektroenergetyczne. Jest członkiem Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej, w którym pełni funkcję wiceprzewodniczącego ds. nauki. Rzeczoznawca SEP w dziedzinie jakości energii elektrycznej.

**Paweł Kelm**

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: pawel.kelm@p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej (2004). Pracę doktorską obronił na swojej macierzystej uczelni (2012). Pracował na The University of Strathclyde w Glasgow (2007–2008). Zatrudniony na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki