

# A Control Strategy to Enable the Flexible Operation of a Low-Voltage Power Microgrid in Grid-Connected and Islanded Modes

## Authors

Michał Małaczek  
Irena Wasiak

## Keywords

distributed generation, power microgrid, islanded operation, power quality

## Abstract

The paper presents a control strategy enabling the operation of a low-voltage power microgrid connected to a utility grid and in island mode, in the event of a significant reduction in the quality of power supply. The power microgrid under consideration contains controllable and non-controllable energy sources, an energy storage, and loads. The control strategy consists in extending the storage functionality by introducing a variable control structure and implementing adjustment mechanisms to ensure maintaining the storage's appropriate power and energy capacity reserve. The control system is hierarchical, and its main element is the central controller. The control concept is presented, with particular emphasis on the central controller operation. A simulation model is presented, built in the PSCAD/EMTDC environment for analysing the proposed control system and assessing the power microgrid's performance. Results of a simulation of the control system operation are presented and discussed.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019301**

Received: 21.08.2019

Received in revised form: 28.10.2019

Accepted: 28.10.2019

Available online: 26.03.2020

## 1. Introduction

The development of distributed generation and the associated increase in the number and capacity of energy sources connected to distribution grids have changed the nature of these grids from passive to active [1]. In an active grid, energy generation, distribution and use processes are implemented, and energy sources provide for the needs of local consumers. Typical sources connected to distribution grids are renewable energy sources (RES), such as photovoltaic panels (PV) and wind turbines (WT). Such sources' output varies randomly, depending on the primary energy availability. Since the local generation profile does not match the demand profile, the deficit or excess power is sent from or to the supplying grid. For better RES utilisation or due to restrictions imposed by the grid operator, energy storage systems (ESS) are used [2, 3, 4, 5].

The distributed generation also includes sources powered by conventional fuels, such as gas microturbines (MT). The increasing use of MTs results from their ability to combine heat and power generation, which results in increased energy efficiency. Unlike RES, microturbines are controllable sources,

which increases the possibilities of matching their output with the local demand.

The presence of energy sources near the demand locations creates an opportunity to increase the reliability of power supply to consumers by maintaining power supply in the event of the utility grid's failure. The need to search for solutions in this area is justified by the increasing requirements of recipients, but also is the grid operator's legal obligation [6, 7]. Unfortunately, currently the potential of active networks cannot be used due to the lack of appropriate measuring and control systems. In accordance with applicable regulations, in the event of a power outage, sources should be turned off [4] to avoid unintentional islanded operation and the associated risk of damage to equipment and exposure of personnel.

Islanded operation is a distribution grids' desirable feature, which has recently received a lot of attention. According to [2], an active grid, usually low voltage, capable of the operation in connection with the utility grid and the autonomous operation, makes up a power microgrid (MG). This definition is correct, because the requirements for microgrids are the same as those for the

conventional power system, also the functions they perform are similar, albeit on a different scale. In the literature many publications may be found, devoted to control algorithms and strategies that enable microgrids' islanded operation, including [8–14], however, they mostly concern networks designed or operated as dedicated or piloted ones. It is worth emphasizing that microgrids equipped with smart forecasting and decision-making algorithms (smart microgrids) are the expected distribution grid development direction.

An autonomous microgrid must be capable of power and energy balancing, as well as of adjustments to maintain proper voltage parameters. With the existing active grid structures, obtaining such functionality is difficult due to the non-controllability of RES sources and the way they are connected. Usually, energy sources are connected to the grid through power electronic converters and controlled as current sources. This control method is widely used and convenient because it does not interfere with the operation of voltage regulation systems in the utility grid [10]. In autonomous operation, at least one source must act as a voltage source capable of maintaining the RMS voltage and frequency within the given limits [2, 5, 15].

The paper presents a concept of a control system that could be applied to an existing low-voltage active grid in order to enable its operation under islanded mode. A control strategy and system is proposed that allows switching to islanded operation in the event of excessive reduction of the supply voltage or other disturbance of the power quality parameters in the supplying grid. The proposed solution consists in extending the ESS functionality and implementing a central controller (CC), which manages the operation of the analysed system and its individual components and does not require interference in the sources' control.

The approach presented herein may be an alternative way to improve power quality, without the need to use additional/ dedicated devices.

Further in the paper assumptions and description of the proposed control system are presented, as well as results of a simulation in the PSCAD/EMTDC environment using a model of the microgrid in question.

## 2. The analysed system

The analysed network has a typical radial configuration (Fig. 1) and is supplied from a 15/0.4 kV transformer with 63 kVA rated power and 4.5% short-circuit voltage. The short-circuit power on the higher voltage side of the transformer is 500 MVA. A 30 kVA gas microturbine and 15 kWp solar panels were installed in the network. The electrical loads were aggregated and presented as one substitute RL load with 54 kVA maximum apparent power. The sources and loads make up a MG that is connected to the utility grid at the Point of Common Coupling (PCC). A 20 kW electrochemical energy storage system is also connected to the PCC node. The sources and energy storage are connected through power electronic converters. It's been assumed that the power microgrid is equipped with a system for measuring the installed devices' performance characteristics. Moreover, it's been assumed that all MG components are 3-phase and symmetrical.

## 3. The proposed control strategy

### 3.1. Assumptions

It's been assumed that the microgrid's basic operation mode is that in connection with the supplying grid. Then the utility grid is the reference voltage and frequency source and provides power balance within the microgrid in the event of generation and

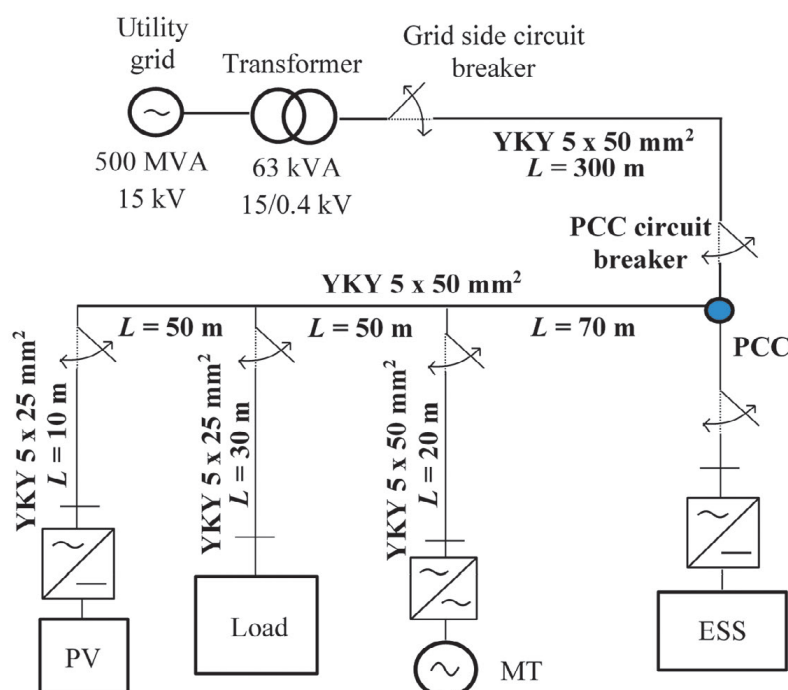


Fig. 1. Active network considered in the study

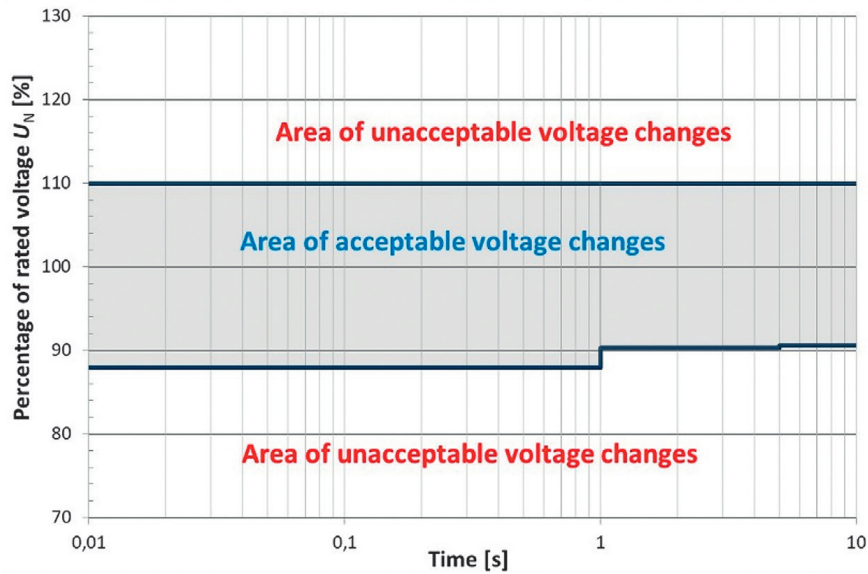


Fig. 2. Immunity curve for the study network

demand imbalance. The sources and energy storage are controlled according to the  $P$ - $Q$  strategy and realize the reference active and reactive powers set points [8]. The storage task is to maintain the power exchanged ( $P_{\text{exch}}$ ) with the grid in the required range, i.e.  $P_{\text{exch}} \in \langle P_{\text{import max}}, P_{\text{export max}} \rangle$  and  $Q_{\text{exch}} = 0$  kVar.

The proposed control idea consists in the fact that in the event of a disturbance in the utility grid, which results in an unacceptable change in the supplying voltage RMS, the power microgrid is disconnected from the grid and the transition to autonomous operation is performed. This mode of operation lasts until the disturbance is eliminated, followed by resynchronization and reconnection to the utility grid.

Conditions of the transition to islanded operation are detected based on the immunity curve (IC) specified for the MG (Fig. 2), determined with consideration of the sensitivity of individual devices to voltage changes and the settings of protection installed within the MG. It delimits the area of acceptable voltage variations and their durations, at which the operation in grid-connected mode is still possible and exceeding of which causes the transition to islanded operation. It should be highlighted that the change of the MG's operating mode must be performed before the devices' protections activate.

At the MG's transition to autonomous operation, one of the devices must take over the function of the reference voltage source maintaining the set voltage and frequency values ( $U$ - $f$  strategy) [15]. In the absence of reserve sources and with the assumption that the PV and MT sources' control does not change, it was assumed that the reference voltage source is the ESS, and its control changes from  $P$ - $Q$  to  $U$ - $f$  upon the MG's transition to islanded operation. The energy sources' and storages' control algorithms are described in detail in [16].

The control system is centralized and implemented on two levels. At the basic level there are local controllers of the controlled devices. The superior level consists of the CC, which determines the MG's operation and sets the local controllers' settings.

### 3.2. Energy storage control

As mentioned earlier, in grid-connected regime the ESS is used to limit the value of exchange power, and at the islanded operation, it acts as the reference voltage source and provides the power and energy balance within the network. The ESS's adjustment capabilities are limited by its maximum power and the acceptable (maximum/minimum) charge level. The storage's capacity results from the functions it performs in the MG when operated in grid-connected mode. To ensure an uninterrupted and safe transition to islanded operation, the ESS should have an adequate power and energy capacity reserve at all times. The power capacity reserve is determined by the largest exchange power that the ESS must take over when the MG switches to island operation, while the energy capacity reserve results from this power and the time needed to trigger and activate the MT adjustment mechanisms.

The required energy capacity reserve determines the range of the ESS's State of Charge (SOC), acceptable for the operation in grid-connected mode. To protect the ESS against excessive discharge/charge, and thus to keep its SOC within the allowable range of changes, an additional control mechanism was implemented in the control system, which indirectly changes the ESS's current power intake or output by changing the MT's power generation, while maintaining a constant exchange power with the utility grid. When the ESS SOC is in the required range, i.e.  $\text{SOC} \in \langle \text{SOC}_{\text{low}1}, \text{SOC}_{\text{high}1} \rangle$ , the SOC adjustment mechanism does not affect the MT output. If the SOC is too low ( $\text{SOC}_{\text{low}2} < \text{SOC} < \text{SOC}_{\text{low}1}$ ) or too high ( $\text{SOC}_{\text{high}1} < \text{SOC} < \text{SOC}_{\text{high}2}$ ), the MT settings are adjusted in accordance with the control characteristic shown in Fig. 3 and described by equation (1).

The larger the MT capacity reserve, the greater the possibilities of the ESS operation support. When the MT operates with the maximum/ minimum power or reaches it as a result of the SOC adjustment mechanism, the ESS can not be unloaded any longer. Since maintaining the required energy reserve of the ESS is crucial for the proper performance of the control system after reaching

the critical upper ( $SOC_{high\ crit}$ ) or lower ( $SOC_{low\ crit}$ ) ESS SOC level, the exchange power limitation mechanism is suspended and the ESS enters the standby mode or is charged/discharged with the

available exchange power reserve ( $P_{exch} - P_{import/export}$ ) within its rated power limits.

$$P_{MT\ ref} = \begin{cases} P_{MT\ Harm} & \Rightarrow SOC \in \langle SOC_{low1}, SOC_{high1} \rangle \\ -\left(\frac{(P_{MT\ max} - P_{MT\ Harm}) * (SOC_{low2} - SOC)}{SOC_{low2} - SOC_{low1}} - P_{MT\ max}\right) & \Rightarrow SOC \in (SOC_{low2}, SOC_{low1}) \\ \frac{(P_{MT\ Harm} - P_{MT\ min}) * (SOC - SOC_{high2})}{SOC_{high1} - SOC_{high2}} + P_{MT\ min} & \Rightarrow SOC \in (SOC_{high1}, SOC_{high2}) \\ P_{MT\ max} & \Rightarrow SOC \leq SOC_{low2} \\ P_{MT\ min} & \Rightarrow SOC \geq SOC_{high2} \end{cases} \quad (1)$$

### 3.3. Central controller

The CC's tasks include making decisions to change the MG's operating regime and determining reference powers for controlled devices. These tasks differ depending on the MG's operating mode and are implemented in different time loops. Fig. 4 shows the CC's block diagram, with two main control lines, i.e. the circuit corresponding to the operation in connection with the utility grid and the circuit for islanded operation and control time loops. It was assumed that the algorithm is initiated when the switch at the PCC point is closed. Then the circuit corresponding to the operation in connection with the supplying grid is activated. Time loops and associated input signals are marked on the diagram with various colours. Orange is the colour of the online loop in which, based on the measurement of instantaneous voltages on both sides of the switch and information about the status of the PCC switch, the conditions for switching to islanded operation are continuously checked.

In the other, i.e. 1-minute time loop, marked with green colour, the reference powers for the ESS are determined ( $P_{ESS\ ref}$  and

$Q_{ESSref}$ ). The input signals in this case are the powers  $P$  and  $Q$  of individual devices installed within the MG and the ESS's SOC value. First, the actual SOC value is checked, if it is within the allowable range of changes, the charge/discharge powers are determined, but if the exchange power is within a given range, the storage remains in standby mode and its power  $P_{ESS} = 0$  kW. If the acceptable SOC level is exceeded, the SOC control mechanism is activated to adjust the MT power setpoint. The ESS reactive powers are determined separately depending on the required exchange power.

In the next loop, in 1-hour intervals, reference powers for MT are set, i.e.  $P_{MT\ ref}$ ,  $Q_{MT\ ref}$ , according to the adopted operation schedule.

When the conditions of transition to island operation have been identified, the CC sends a signal to open the switch in PCC and change the ESS control strategy. In the first control loop, the conditions for starting the resynchronization process are checked, while in the internal control loop, implemented in 5-minute intervals, reference powers for MT are determined,

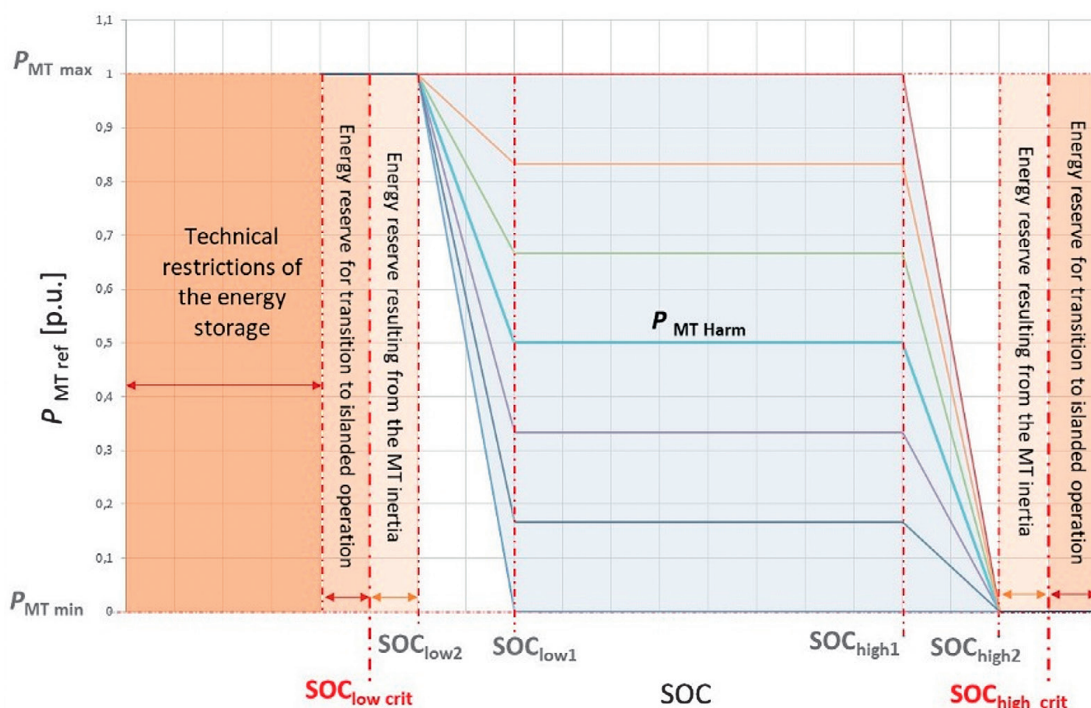


Fig. 3. MT control characteristic

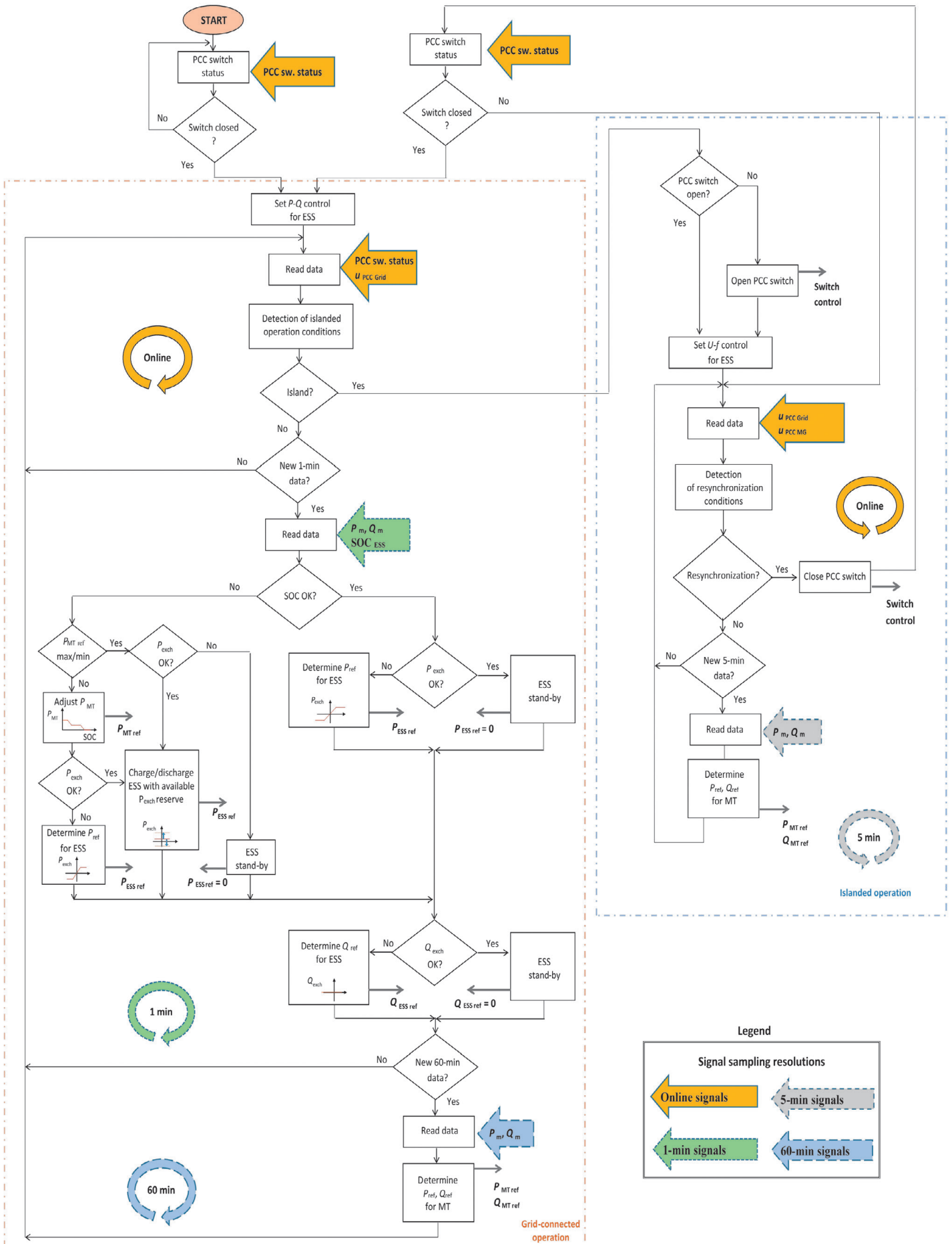


Fig. 4. Central controller structure

balancing the PV generation with the loads' consumption based on these powers measured and averaged in 5-minute intervals. It follows from the above that the ESS covers only short-term changes of power in the system in the time necessary to achieve the appropriate MT response. In steady states, the storage power tends to zero, which ensures the possibility of the MG's long-term islanded operation with variable generation and demand.

The operation in connection with the grid is restored after resynchronization. Then the PCC switch closes and the storage control algorithm changes again to  $P$ - $Q$  mode.

## 4. Simulation tests

The network shown in Fig. 1 was modelled in the PSCAD/EMTDC environment. Modelling of the individual MG's components is described in detail in [8]. Presented below selected simulation results illustrate the performance of the proposed control system and its adjustment mechanisms.

### 4.1. MG operation in connection with the utility grid, performance of the ESS SOC control mechanism

The following assumptions were made:

- Acceptable power of exchange with the utility grid  $P_{\text{exch}} \in \langle -15, 15 \rangle$  kW, with the power imported from the grid marked with the negative sign and the power exported with the positive sign
- $Q_{\text{exch}} = 0$  kVAR
- Acceptable ESS SOC range  $\text{SOC}_{\text{accept}} \in \langle 40, 80 \rangle \%$  of the storage capacity,
- The energy storage can be charged or discharged to its full rated capacity, i.e.  $\pm 20$  kW, with the positive sign of storage active power  $P_{\text{ESS}}$  meaning charge and negative meaning discharge.

The simulation presented in Fig. 5 was implemented according to the following scenario. Initially, the powers of individual devices were:  $P_{\text{MT}} = 20$  kW,  $P_{\text{PV}} = 0$  kW, and  $P_{\text{L}} = 24$  kW. As exchange power  $P_{\text{exch}}$  was within the required range, the storage remained in standby mode, and  $P_{\text{ESS}} = 0$ . In the 10 s of the simulation, the

load power was increased abruptly to 48 kW, which resulted in the exchange power increase of to 28 kW and, as a consequence, the ESS reference power change in the 12 s to 13 kW. As a result of prolonged operation in discharge mode, the ESS SOC dropped below the lower acceptable limit and in the 28 s the SOC control mechanism described above was activated (Fig. 5). According to the characteristics presented in Fig. 3 the MT power began to gradually increase, which resulted in the ESS discharge lasting up to the 75 s, i.e. until MT reaches its maximum power. At this point, MT's adjustment capacity has been exhausted, and because SOC was still outside the range of allowable changes, the CC changed the ESS power to  $P_{\text{ESS}} = 0$ . In the 90 s the load power returned to the initial value, which resulted in the exchange power reduction to the acceptable level. As a result of the CC response, the ESS charge started with the available exchange power reserve, and the MT output began to gradually decrease. After the SOC has returned to the required range, the ESS and MT restore their operating status prior to the disturbance. In accordance with the above, the mechanisms proposed for control of the exchange power and the ESS SOC perform correctly and achieve the adopted goals.

### 4.2. MG operation in connection with the utility grid and in islanded mode

The scenario of the simulation presented is described below. Changes in active and reactive powers are presented in Fig. 6. In order to illustrate the CC's operation in individual time loops for determining MT and ESS settings, it was assumed that 3 seconds of the simulation correspond to 1 min of real time.

At the beginning, the MG operated in connection with the supplying grid, and the powers of individual devices were as follows:  $S_{\text{MT}} = 11$  kVA with  $\cos \varphi = 0.9$ ,  $P_{\text{PV}}$  in (0–10) kW range with  $\cos \varphi = 1$ , and  $S_{\text{L}} = 23$  kVA with  $\cos \varphi = 0.4$ . The power of exchange with the utility grid was within the allowable range, therefore  $P_{\text{ESS}} = 0$  kW. In the 7 sec. the load increased to 30 kW, which resulted in exceeding the acceptable exchange power and activation of the ESS. The energy storage restored its previous state in the 27 sec. due to the load power reduction.

In the 42 sec. of the simulation, as a result of a short circuit in the

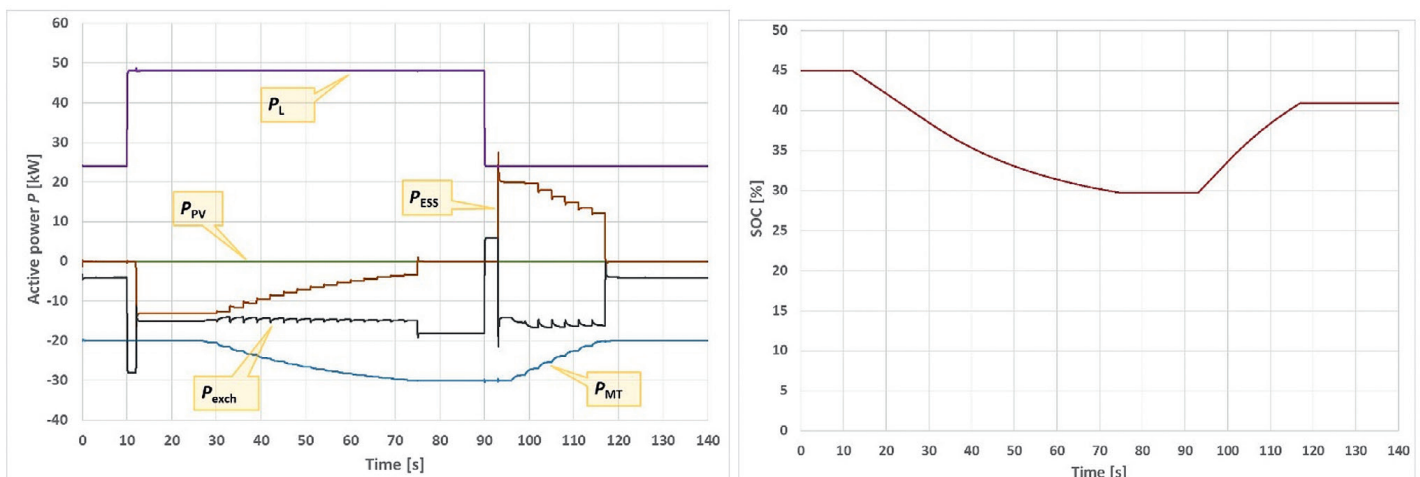


Fig. 5. Impact of SOC control mechanism on MT and ESS performance, active powers in MG (a), ESS state of charge (b)

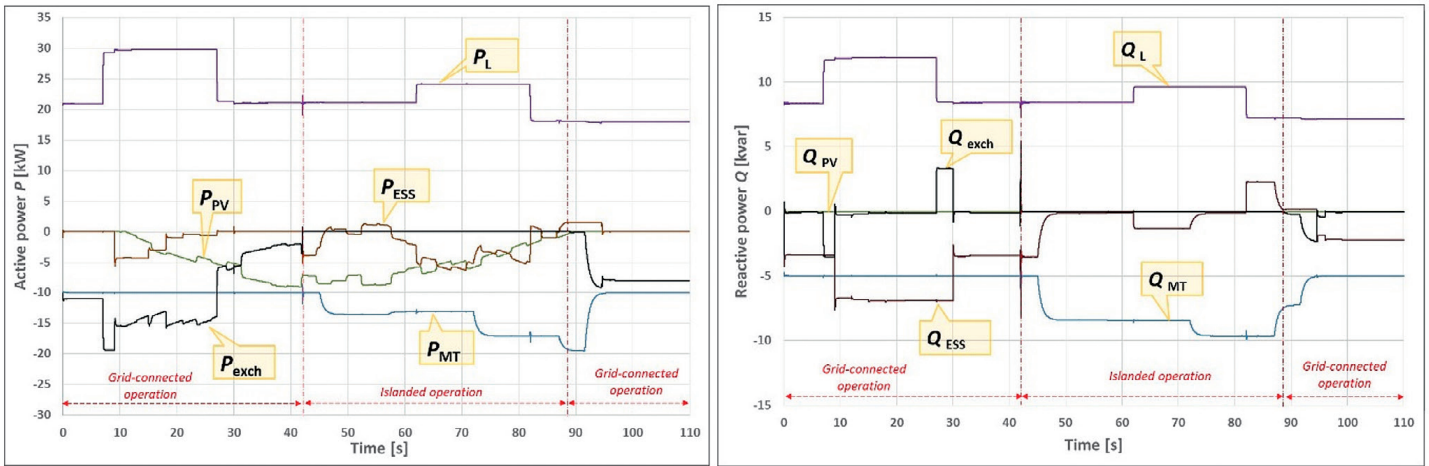


Fig. 6. Changes in active power P (a) and reactive power Q (b) in the MG

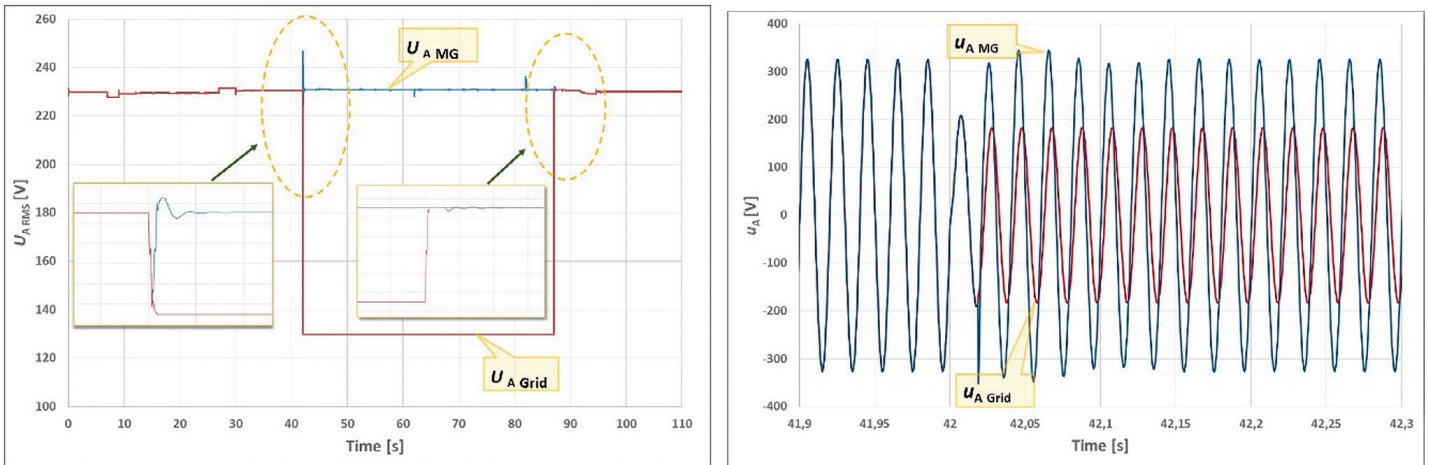


Fig. 7. RMS voltage in phase A (a) and instantaneous voltage in phase A (b) during the MG's transition to islanded operation

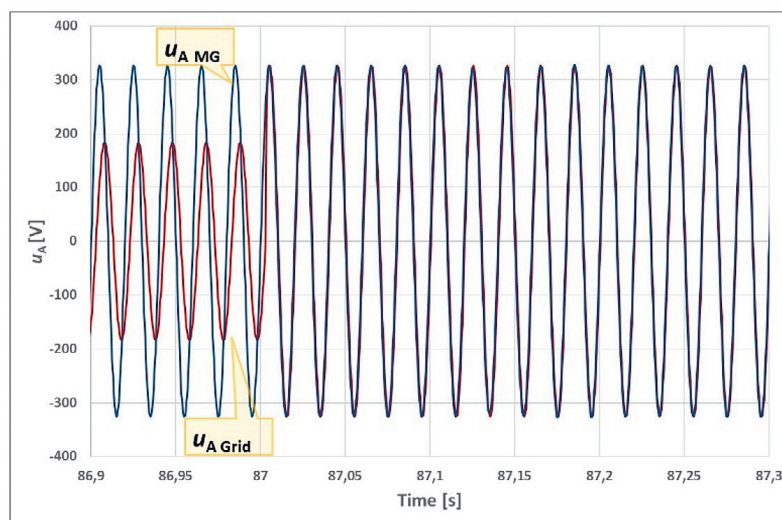


Fig. 8. Instantaneous voltage in phase A during the resynchronization process

utility grid, the unacceptable voltage dip to  $0.56 U_N$  occurred at the PCC point, which resulted in the MG's transition to islanded operation. Voltages on both sides of the PCC breaker are shown in Fig. 7 and 8. During islanded operation, the ESS immediately reacted to short and rapid changes in the powers of the PV source and loads, maintaining the balance of power and energy within the MG. Whereas the MT performed in accordance with the reference powers determined by the CC in 15-second time intervals, taking over the ESS load (Fig. 6). It follows from the above that the energy storage covers only short-term changes of power in the MG in the time necessary to achieve the appropriate MT response. In steady states, the ESS power tends to zero, which ensures the possibility of the MG's long-term islanded operation with variable generation and demand. Due to the softening of the transient state immediately after changing the MG's operating mode, it was assumed that for the first 3 s the MT operates with an unchanged output.

In the 87 sec. of the simulation, the supply grid voltage restored its pre-disturbance state, which caused the resynchronization process to begin (Fig. 8) and the MG return to the operation in connection with the utility grid.

## 5. Conclusions

The paper presents the concept of a hierarchical control system that ensures flexible operation of a low voltage power MG in connection with a utility grid and in islanded mode. The proposed solution consists in extending the ESS's functionality by introducing a variable structure of the storage control depending on the operating mode and implementation of adjustment mechanisms ensuring the maintenance of the ESS's power and energy capacity reserve necessary to ensure an uninterrupted transition to islanded operation and its maintenance.

The control strategy was developed for small power MG, assuming that the method of control of sources installed in the microgrid is not subject to change. In the presented research, the transition to islanded operation was caused by an excessive voltage dip in the grid, but the proposed solution is of a general nature and may be applied to any type of supply voltage disturbance, which should be eased or completely removed. The approach presented herein may be an alternative way to improve power quality, without the need to use additional/dedicated devices. The simulation tests testify to the effectiveness of the proposed strategy and the correct performance of the CC supervising the power MG's operation. It should be emphasized that the proposed control strategy to some extent protects the ESS against its too rapid wear-out. The simulation model developed in the PSCAD/EMTDC environment is a good tool for analysing and assessing the MG's performance in various operating modes. In the course of the research, attention was drawn to the fact that the load in a low voltage power microsystem, as a rule, should be distributed evenly across all phases. Nevertheless, a certain level of voltage asymmetry can be expected in this type of systems and the analysis of this problem will be the subject of further work.

## REFERENCES

1. Chowdhury S., Chowdhury S.P, Crossley P, *Microgrids and Active Distribution Networks*, London 2009.
2. Ariyasinghe M.N.S., Hemapala K.T.M.U., *Microgrid Test-Beds and Its Control Strategies*, *Smart Grid Renew. Energy*, Vol. 4, No. 1, 2013, pp. 11–17.
3. Olivares D.E. et al., Trends in microgrid control, *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 5, No. 4, 2014, pp. 1905–1919.
4. Varela J. et al., The IGREENGrid Project: Increasing Hosting Capacity in Distribution Grids, *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 15, No. 3, 2017, pp. 30–40.
5. Rocabert J. et al., Control of power converters in AC microgrids, *IEEE Trans. Power Electron.*, Vol. 27, No. 11, 2012, pp. 4734–4749.
6. Wasiak I., Pawełek R., *Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną [Power quality in grids with distributed generation]*, WNT, Warsaw, 2015.
7. Hanzelka Z., *Jakość dostawy energii elektrycznej [Quality of electricity supply]*, Kraków 2013.
8. Venkataramanan G., Marnay C., A larger role for microgrids, *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 6, No. 3, 2008, pp. 78–82.
9. Meegahapola L., Lavery D., Jacobsen M.R., Synchronous islanded operation of an inverter interfaced renewable rich microgrid using synchrophasors, *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 12, No. 4, 2018, pp. 407–414.
10. Bai W. et al., Distributed generation system control strategies with PV and fuel cell in microgrid operation, *Control Eng. Pract.*, Vol. 53, 2016, pp. 184–193.
11. Xu Z. et al., Control devices development of multimicrogrids based on hierarchical structure, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 10, No. 16, 2016, pp. 4249–4256.
12. Malik S.M. et al., Voltage and frequency control strategies of hybrid AC/DC microgrid: A review, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 11, No. 2, 2017, pp. 303–313.
13. Gomez J.C., Marcos M.M., Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages, 2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Latin America, pp. 1–5, 2008.
14. Piagi P., Lasseter R.H., Autonomous control of microgrids, *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.* 2006.
15. Wang C. et al., Improved V/f control strategy for microgrids based on master-slave control mode, *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 10, No. 9, 2016, pp. 1356–1365.
16. Małaczek M., Wasiak I., Modelling of Energy Sources and Energy Storage devices for the Purpose of Analysis the Low voltage Microgrid Operation, *Acta Energetica*, No. 3/32, 2017, pp. 162–169.



---

### **Michał Małaczek**

Łódź University of Technology

e-mail: [michal.malaczek@p.lodz.pl](mailto:michal.malaczek@p.lodz.pl)

A graduate of the Faculty of Electrical, Electronic, Computer and Control Engineering of Łódź University of Technology. Since 2014, a PhD student at the Institute of Electrical Power Engineering of Łódź University of Technology. His areas of interest are the analysis of power microgrids operations, HVDC transmission systems, RES energy sources, energy storages, power electronics converters.

### **Irena Wasiak**

Łódź University of Technology

e-mail: [irena.wasiak@p.lodz.pl](mailto:irena.wasiak@p.lodz.pl)

A graduate of Łódź University of Technology. From the outset of her career, she has been working at the Institute of Electrical Power Engineering of her alma mater. She obtained her doctoral degree and habilitated doctorate in electrical power engineering. Her research activities include issues of power quality, integration of distributed energy sources in power grids, operation of power microgrids.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Strategia sterowania zapewniająca możliwość elastycznej pracy mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia w połączeniu z siecią zasilającą i w trybie wyspowym

**Autorzy**  
 Michał Małaczek  
 Irena Wasiak

**Słowa kluczowe**  
 generacja rozproszona, mikrosystemy elektroenergetyczne, praca wyspowa, jakość zasilania

### Streszczenie

W artykule zaprezentowano strategię sterowania umożliwiającą pracę mikrosystemu elektroenergetycznego (MSE) niskiego napięcia w trybie połączenia z siecią zasilającą oraz w trybie wyspowym, w sytuacji znacznego obniżenia jakości napięcia zasilającego w sieci nadrzędnej. Rozpatrywany MSE zawiera sterowalne i niesterowalne źródła energii, zasobnik energii (ZE) oraz odbiory. Strategia sterowania polega na rozszerzeniu funkcjonalności zasobnika przez wprowadzenie zmiennej struktury sterowania oraz implementacji mechanizmów regulacyjnych, zapewniających utrzymanie odpowiedniej rezerwy mocy i energii zasobnika. Układ sterowania jest hierarchiczny, a jego głównym elementem jest regulator centralny. Przedstawiono koncepcję sterowania ze szczególnym uwzględnieniem działania regulatora centralnego. Zaprezentowano model symulacyjny zbudowany w środowisku PSCAD/EMTDC do analizy proponowanego systemu sterowania i oceny pracy MSE. Przedstawiono i omówiono wyniki symulacji, ilustrujące działanie układu sterowania.

Data wpływu do redakcji: 21.08.2019  
 Data wpływu do redakcji po recenzjach: 28.10.2019  
 Data akceptacji artykułu: 28.10.2019  
 Data publikacji online: 26.03.2020

### 1. Wprowadzenie

Rozwój generacji rozproszonej (GR) i towarzyszący mu wzrost liczby i mocy źródeł energii przyłączanych do sieci dystrybucyjnych spowodował zmianę charakteru tych sieci z pasywnych na aktywne [1]. W sieci aktywnej realizowane są procesy wytwarzania, rozdziału oraz użytkowania energii, a źródła energii pracują na potrzeby lokalnych odbiorów. Typowymi źródłami przyłączanymi do sieci dystrybucyjnych są odnawialne źródła energii (OZE), takie jak panele fotowoltaiczne (PV) oraz turbiny wiatrowe (TW). Moc generowana przez takie źródła zmienia się w sposób losowy, w zależności od dostępności energii pierwotnej. Ponieważ profil lokalnej generacji nie odpowiada profilowi zapotrzebowania, deficyt lub nadmiar mocy przesyłany jest z sieci nadrzędnej lub do niej. Dla lepszego wykorzystania OZE lub też ze względu na ograniczenia narzucone przez operatora sieci stosuje się zasobniki energii [2, 3, 4, 5]. Rozproszona generacja obejmuje także źródła zasilane paliwami konwencjonalnymi, jak np. mikroturbiny gazowe (MT). Wzrastające wykorzystanie MT wynika z ich zdolności do skojarzonej generacji ciepła i energii elektrycznej, której efektem jest zwiększenie efektywności energetycznej. Mikroturbiny, w odróżnieniu od OZE, należą do źródeł sterowalnych, co zwiększa możliwość dopasowania ich produkcji do pokrycia lokalnego zapotrzebowania. Obecność źródeł energii w pobliżu miejsc zapotrzebowania stwarza możliwość zwiększenia niezawodności zasilania odbiorców poprzez utrzymanie zasilania w sytuacji awarii w sieci zasilającej. Potrzeba poszukiwania rozwiązań w tym zakresie jest

uzasadniona wzrastającymi wymaganiami odbiorców, ale także jest obowiązkiem prawnym operatora sieci [6, 7]. Niestety, obecnie potencjał sieci aktywnych nie może być wykorzystany ze względu na brak odpowiednich systemów pomiarowo-kontrolnych i sterujących. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, w sytuacji zaniku napięcia zasilającego źródła powinny zostać wyłączone [4] w celu uniknięcia niekontrolowanej pracy wyspowej i związanego z nią ryzyka uszkodzenia urządzeń i narażenia personelu.

Możliwość pracy wyspowej jest pożądaną cechą sieci dystrybucyjnej, której w ostatnim czasie poświęca się wiele uwagi. Zgodnie z [2] sieć aktywna, zwykle niskiego napięcia, zdolna do pracy w połączeniu z systemem elektroenergetycznym oraz do pracy autonomicznej (MSE). Definicja ta jest słuszna, bowiem wymagania stawiane mikrosystemom są analogiczne do wymagań stawianych systemowi elektroenergetycznemu, podobne są także realizowane przez nie funkcje, oczywiście w innej skali. W literaturze można znaleźć wiele publikacji poświęconych algorytmom i strategiom sterowania, które umożliwiają pracę autonomiczną mikrosystemów, m.in. [8–14], jednak w większości dotyczą one układów projektowanych lub pracujących jako wydzielone lub pilotażowe. Warto podkreślić, że mikrosystemy wyposażone w inteligentne algorytmy prognostyczno-decyzyjne (mikrosystemy inteligentne) stanowią oczekiwany kierunek rozwoju sieci dystrybucyjnych. Mikrosystem pracujący autonomicznie musi mieć zdolność do bilansowania mocy i energii oraz zdolności regulacyjne

w zakresie utrzymania właściwych parametrów napięcia zasilającego. Przy istniejącej strukturze sieci aktywnych uzyskanie takiej funkcjonalności jest trudne z powodu niesterowalności źródeł odnawialnych oraz sposobu ich przyłączenia. Zwykle źródła energii przyłączane są do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne i sterowane są jako źródła prądowe. Ten sposób sterowania jest powszechnie stosowany i wygodny, gdyż nie koliduje z działaniem układów regulacji napięcia w sieci [10]. W pracy autonomicznej przynajmniej jedno ze źródeł musi być źródłem napięciowym, zdolnym do utrzymania wartości skutecznej napięcia i częstotliwości w zadanych granicach [2, 5, 15].

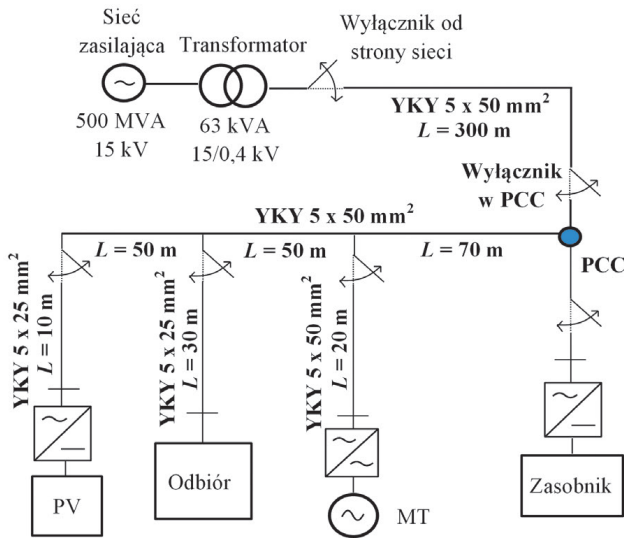
W artykule przedstawiono koncepcję systemu sterowania, jaki można by zastosować do istniejącej sieci aktywnej niskiego napięcia w celu uzyskania zdolności do pracy wyspowej. Zaproponowano strategię i system sterowania, który umożliwi przejście na pracę wyspową w sytuacji nadmiernego obniżenia wartości napięcia zasilającego lub też innego zakłócenia parametrów jakości energii w sieci zasilającej. Proponowane rozwiązanie polega na rozszerzeniu funkcjonalności zasobnika energii oraz implementacji centralnego regulatora (CR), zarządzającego pracą analizowanego układu i jego poszczególnych elementów, i nie wymaga ingerowania w sposób sterowania źródeł.

Przedstawione w pracy podejście może być alternatywnym sposobem poprawy jakości zasilania, niewymagającym stosowania dodatkowych/dedykowanych urządzeń.

W dalszej części artykułu podano założenia i opis proponowanego systemu

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Schemat badanego układu

sterowania oraz wyniki symulacji przeprowadzonej w środowisku PSCAD/EMTDC z wykorzystaniem modelu rozpatrywanego mikrosystemu.

## 2. Rozpatrywany układ

Analizowana sieć ma typową konfigurację promieniową (rys. 1) i jest zasilana z transformatora 15/0,4 kV o mocy znamionowej 63 kVA i napięciu zwarcia 4,5%. Moc zwarcia po górnej stronie transformatora wynosi 500 MVA. W układzie została zainstalowana mikroturbina gazowa o mocy znamionowej 30 kVA oraz panele fotowoltaiczne o mocy 15 kWp. Odbiory energii elektrycznej zostały zagregowane i przedstawione jako jeden zastępczy odbiór RL, którego maksymalna moc pozorna wynosi 54 kVA. Źródła oraz odbiory tworzą mikrosystem, który jest połączony z nadrzędną siecią zasilającą w punkcie PCC (ang. *Point of Common Coupling*). Do węzła PCC przyłączony jest także system elektrochemicznego zasobnika energii o mocy 20 kW. Źródła oraz zasobnik energii przyłączone są poprzez przekształtniki energoelektroniczne. Założono, że MSE został wyposażony w system do pomiaru wielkości charakteryzujących pracę zainstalowanych urządzeń. Ponadto przyjęto, że wszystkie elementy MSE są 3-fazowe i symetryczne.

## 3. Proponowana strategia sterowania

### 3.1. Założenia

Przyjęto, że podstawowym trybem pracy MSE jest praca w połączeniu z siecią zasilającą. Wówczas sieć zasilająca stanowi referencyjne źródło napięcia i częstotliwości oraz zapewnia bilans mocy w MSE, gdy wystąpi nierównowaga generacji i zapotrzebowania. Źródła oraz zasobnik energii są sterowane według strategii  $P$ - $Q$  i realizują zadane wartości mocy czynnej i biernej [8]. Zadaniem zasobnika jest utrzymanie mocy wymienianej z siecią w wymaganym przedziale, tj.  $P_{wym} \in < P_{import maks} < P_{eksport maks} >$  oraz  $Q_{wym} = 0$  kvar.

Idea proponowanego sterowania polega na tym, że w sytuacji zakłócenia w sieci zasilającej, którego efektem jest niedopuszczalna zmiana wartości skutecznej napięcia zasilającego, następuje odłączenie MSE od sieci i przejście do pracy autonomicznej. Taki tryb pracy trwa do momentu eliminacji zakłócenia, po czym następuje resynchronizacja i ponowne połączenie z siecią. Detekcja warunków przejścia na pracę wyspowa jest realizowana na podstawie charakterystyki odporności rozpatrywanego MSE (rys. 2), wyznaczonej z uwzględnieniem czułości poszczególnych urządzeń na zmiany napięcia i nastaw zabezpieczeń zainstalowanych w MSE. Wyznacza ona obszar dopuszczalnych zmian napięcia i czasów ich trwania, przy których możliwa jest jeszcze praca w połączeniu z siecią, a których przekroczenie powoduje przejście na pracę wyspowa. Należy podkreślić, że zmiana trybu pracy MSE musi być zrealizowana przed zadziałaniem zabezpieczeń urządzeń.

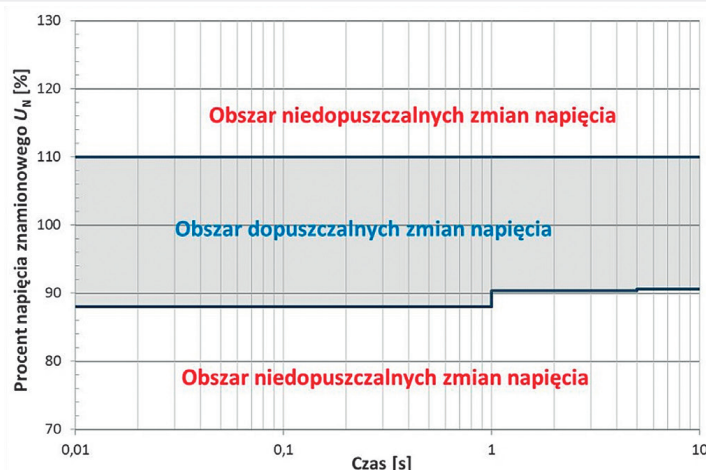
Przy przejściu MSE do pracy autonomicznej jedno z urządzeń musi przejąć funkcję źródła napięcia referencyjnego, utrzymującego zadane wartości napięcia i częstotliwości (strategia  $U$ - $f$ ) [15]. Przy braku źródeł rezerwowych oraz z założeniem, iż sposób sterowania źródeł PV i MT nie podlega zmianie, przyjęto, że źródłem napięcia referencyjnego jest zasobnik energii, a jego sterowanie zmienia się z  $P$ - $Q$  na  $U$ - $f$  wraz z przejściem MSE na pracę wyspowa. Szczegółowy opis algorytmów sterowania źródeł i zasobników energii elektrycznej został przedstawiony w artykule [16].

System sterowania jest scentralizowany i realizowany na dwóch poziomach. Na poziomie podstawowym znajdują się lokalne regulatory (RL) urządzeń sterowanych. Poziom nadrzędny stanowi regulator centralny, który decyduje o sposobie pracy MSE oraz wyznacza nastawy dla regulatorów RL.

### 3.2. Sterowanie zasobnika

Jak już wcześniej stwierdzono, zasobnik energii w czasie pracy w połączeniu z siecią zasilającą służy do ograniczania wartości mocy wymiany, a w czasie pracy wyspowej pełni on funkcję referencyjnego źródła napięcia i zapewnia bilans mocy i energii w układzie. Możliwości regulacyjne zasobnika są ograniczone jego mocą maksymalną oraz dopuszczalnym (maksymalnym/minimalnym) poziomem naładowania. Pojemność zasobnika wynika z funkcji, jakie on pełni w MSE podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą. Dla zapewnienia bezprzerwowego i bezpiecznego przejścia na pracę wyspowa zasobnik energii powinien dysponować odpowiednią rezerwą mocy i energii w każdej chwili czasowej. Rezerwa mocy jest zdeterminowana przez największą wartość mocy wymiany, jaką musi przejąć zasobnik w momencie przejścia MSE do pracy wyspowej, natomiast rezerwa energii zasobnika wynika z wartości tej mocy oraz czasu potrzebnego do aktywacji i zadziałania mechanizmów regulacyjnych MT.

Wymagana rezerwa energii determinuje przedział zmian stanu naładowania zasobnika SOC (ang. *State of Charge*),



Rys. 2. Charakterystyka odporności rozpatrywanego MSE

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

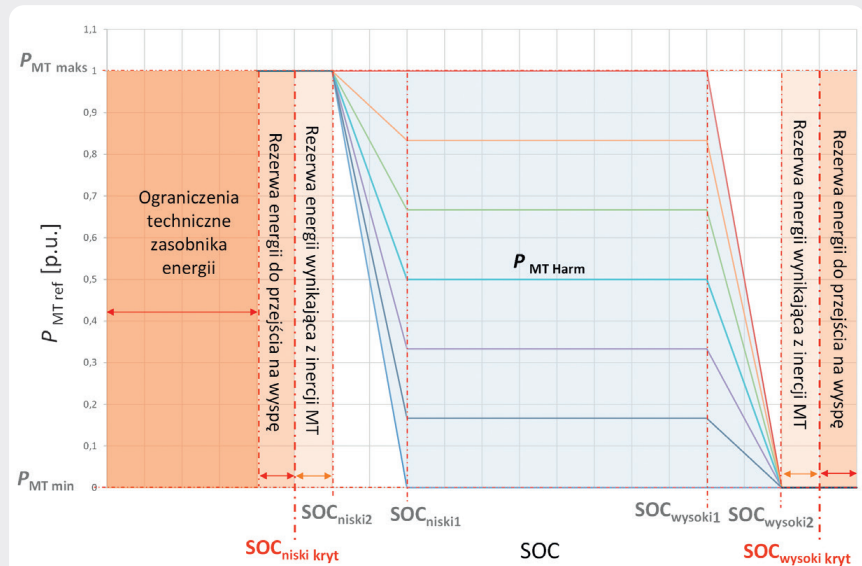
PL

dopuszczalny dla pracy w połączeniu z siecią. W celu ochrony zasobnika przed nadmiernym rozładowaniem/naładowaniem, a więc utrzymania SOC zasobnika w dopuszczalnym przedziale zmian, w systemie sterowania zaimplementowano dodatkowy mechanizm kontroli, którego działanie polega na pośredniej zmianie aktualnie pobieranej lub oddawanej mocy zasobnika poprzez zmianę generacji MT, przy jednoczesnym utrzymaniu stałej wartości mocy wymiany. W sytuacji, gdy SOC zasobnika znajduje się w wymaganym przedziale, tj.  $SOC \in \langle SOC_{niski1}, SOC_{wysoki1} \rangle$ , mechanizm kontroli SOC nie wpływa na moc MT. Jeśli wartość SOC jest zbyt niska ( $SOC_{niski2} < SOC < SOC_{niski1}$ ) lub zbyt wysoka ( $SOC_{wysoki1} < SOC < SOC_{wysoki2}$ ), następuje korekta nastaw dla MT, zgodnie z charakterystyką regulacyjną przedstawioną na rys. 3 i opisaną równaniem (1).

Im większa jest rezerwa mocy MT, tym większe możliwości wsparcia pracy zasobnika. Gdy MT pracuje z mocą maksymalną/minimalną lub taką moc osiągnie na skutek działania mechanizmu kontroli SOC, nie ma już możliwości odciążenia zasobnika. Ponieważ utrzymanie wymaganej rezerwy energii zasobnika jest kluczowe dla właściwego działania systemu sterowania, po osiągnięciu krytycznego górnego ( $SOC_{wysoki\ kryt}$ ) lub dolnego ( $SOC_{niski\ kryt}$ ) poziomu SOC zasobnika wstrzymywana jest realizacja funkcji ograniczania mocy wymiany i zasobnik przechodzi w tryb oczekiwania lub jest ładowany/rozładowany dostępną rezerwą mocy wymiany ( $P_{wym} - P_{import/export}$ ) w granicach jego mocy znamionowej.

### 3.3. Centralny regulator

Do zadań CR należą: podejmowanie decyzji o zmianie reżimu pracy MSE oraz wyznaczanie wartości referencyjnych mocy dla urządzeń sterowanych. Zadania te różnią się w zależności od trybu pracy MSE i są realizowane w różnych pętlach czasowych. Na rys. 4 przedstawiono schemat blokowy CR, na którym widoczne są dwa główne tory sterowania, tj. tor odpowiadający pracy w połączeniu z siecią zasilającą i tor dla pracy wyspowej oraz pętle czasowe sterowania. Założono, że algorytm jest inicjowany w sytuacji, gdy łącznik w punkcie PCC jest zamknięty. Wówczas aktywowany jest tor odpowiadający pracy w połączeniu z siecią zasilającą. Pętle czasowe oraz związane z nimi sygnały wejściowe zaznaczono na schemacie różnymi kolorami. Kolor pomarańczowym oznaczono pętlę online, w której na podstawie pomiaru wartości chwilowych napięć po obu stronach łącznika oraz informacji o stanie łącznika w PCC sprawdzane są w sposób ciągły



Rys. 3. Charakterystyka regulacyjna MT

warunki przejścia na pracę wyspową. W drugiej, tj. 1-minutowej pętli czasowej, oznaczonej kolorem zielonym, wyznaczane są referencyjne wartości mocy dla zasobnika energii ( $P_{Z\ ref}$  i  $Q_{Z\ ref}$ ). Sygnałami wejściowymi są w tym przypadku moce  $P$  i  $Q$  poszczególnych urządzeń zainstalowanych w MSE oraz wartości SOC zasobnika. W pierwszej kolejności sprawdzany jest aktualny poziom naładowania zasobnika, jeśli mieści się on w dopuszczalnym przedziale zmian, wyznaczane są wartości mocy ładowania/rozładowania, przy czym jeśli moc wymiany mieści się w zadanym przedziale, zasobnik pozostaje w trybie oczekiwania, a jego moc  $P_Z = 0$  kW. Jeśli dopuszczalny poziom SOC został przekroczony, aktywowany zostaje mechanizm kontroli SOC, dzięki któremu korygowana jest moc zadana dla MT. Odreśniewo wyznaczane są moce bierne układu zasobnikowego w zależności od wymaganej mocy wymiany. W kolejnej pętli, w przedziałach 1-godzinowych, zadawane są moce referencyjne dla MT, tj.  $P_{MT\ ref}$ ,  $Q_{MT\ ref}$  zgodnie z ustalonym harmonogramem pracy. W sytuacji, gdy zidentyfikowane zostaną warunki przejścia do pracy wyspowej, CR wysyła sygnał do otwarczenia łącznika w PCC i zmiany strategii sterowania zasobnika. W pierwszej pętli sterowania sprawdzane są warunki do rozpoczęcia procesu resynchronizacji, natomiast w wewnętrznej pętli sterowania, realizowanej w przedziałach 5-minutowych, wyznaczane są moce referencyjne dla MT, bilansujące moc

generowaną przez PV oraz pobieraną przez odbiory na podstawie wartości tych mocy pomierzonych i uśrednionych w przedziałach 5-minutowych. Z powyższego wynika, że zasobnik energii pokrywa tylko krótkotrwałe zmiany mocy w układzie w czasie koniecznym do uzyskania odpowiedniej reakcji MT. W stanach ustalonych moc zasobnika dąży do zera, co zapewnia możliwość długotrwałej pracy wyspowej MSE przy zmiennej generacji i zapotrzebowaniu. Powrót do pracy w połączeniu z siecią następuje po przeprowadzeniu resynchronizacji. Następuje wówczas zamknięcie łącznika w PCC i ponowna zmiana algorytmu sterowania zasobnika na tryb P-Q.

### 4. Badania symulacyjne

Układ przedstawiony na rys. 1 został zamodelowany w środowisku programu PSCAD/EMTDC. Sposób modelowania poszczególnych elementów MSE opisano szczegółowo w [8]. Poniżej zaprezentowano wybrane wyniki symulacji ilustrujące działania proponowanego systemu i jego mechanizmów regulacyjnych.

#### 4.1. Praca MSE w połączeniu z siecią zasilającą, działanie mechanizmu kontroli SOC zasobnika

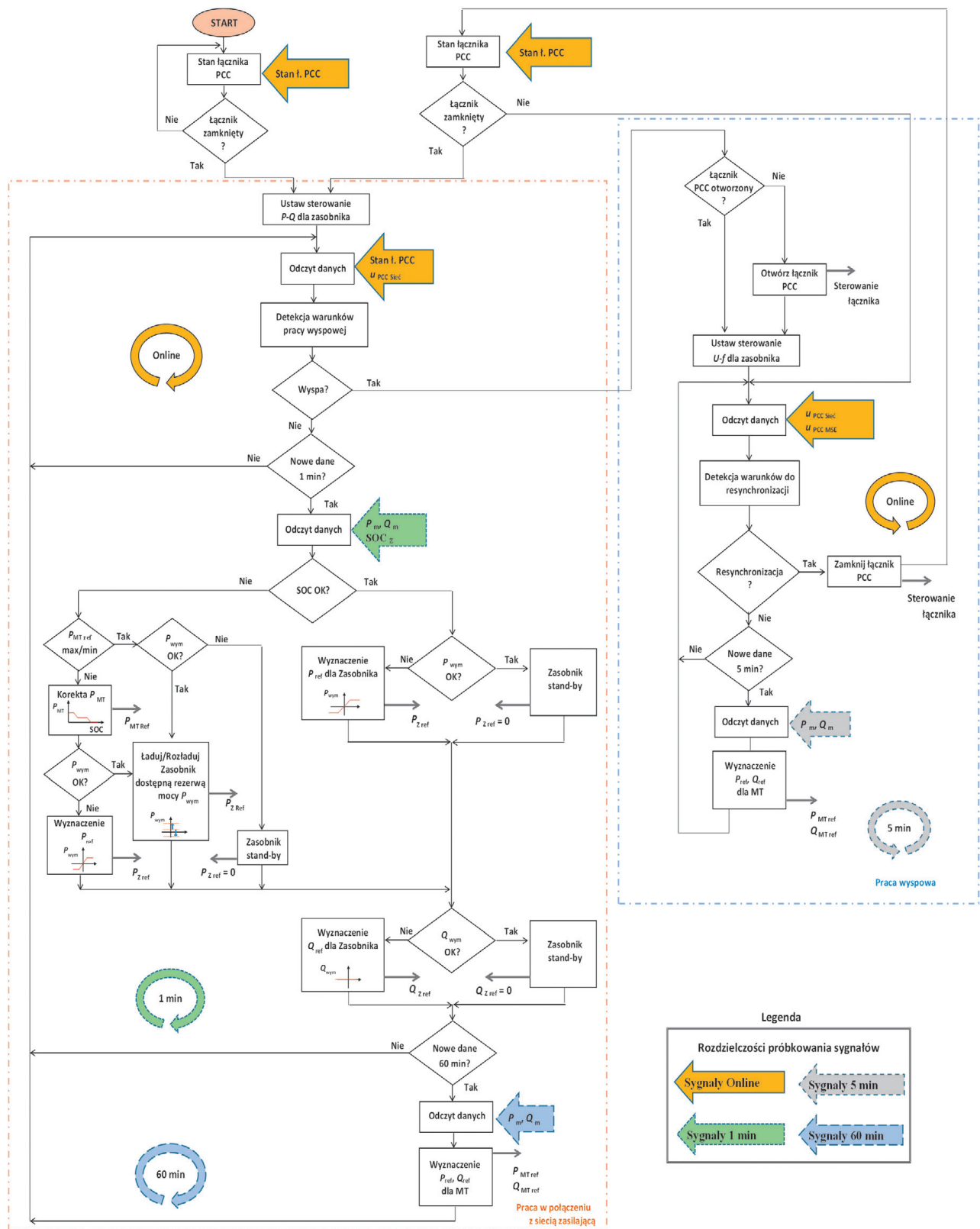
Przyjęto następujące założenia:

- Dopuszczalna moc wymiany z siecią  $P_{wym} \in \langle -15, 15 \rangle$  kW, przy czym moc importowana z sieci przyjmuje znak ujemny, a eksportowana znak dodatni
- $Q_{wym} = 0$  kvar

$$P_{MT\ ref} = \begin{cases} P_{MT\ Harm} \Rightarrow SOC \in \langle SOC_{niski1}, SOC_{wysoki1} \rangle > \\ - \left( \frac{(P_{MT\ maks} - P_{MT\ Harm}) * (SOC_{niski2} - SOC)}{SOC_{niski2} - SOC_{niski1}} - P_{MT\ maks} \right) \Rightarrow SOC \in (SOC_{niski2}, SOC_{niski1}) \\ \left( \frac{(P_{MT\ Harm} - P_{MT\ min}) * (SOC - SOC_{wysoki2})}{SOC_{wysoki1} - SOC_{wysoki2}} + P_{MT\ min} \right) \Rightarrow SOC \in (SOC_{wysoki1}, SOC_{wysoki2}) \\ P_{MT\ maks} \Rightarrow SOC \leq SOC_{niski2} \\ P_{MT\ min} \Rightarrow SOC \geq SOC_{wysoki2} \end{cases} \quad (1)$$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Struktura centralnego regulatora

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- Dopuszczalny przedział naładowania zasobnika  $SOC_{dop} \in <40, 80>\%$  pojemności zasobnika
- Zasobnik energii może pracować w trybie ładowania i rozładowania w pełnym zakresie swojej mocy znamionowej, tj.  $\pm 20$  kW, przy czym dodatnia wartość mocy czynnej zasobnika  $P_{Zas}$  oznacza ładowanie, zaś ujemna rozładowanie.

Symulacja przedstawiona na rys. 5 została wykonana według następującego scenariusza. Początkowo moce poszczególnych urządzeń wynosiły:  $P_{MT} = 20$  kW,  $P_{PV} = 0$  kW, a  $P_O = 24$  kW. Ponieważ moc wymiany  $P_{ex}$  mieściła się w wymaganym przedziale, zasobnik pozostawał w trybie oczekiwania, a  $P_Z = 0$ . W 10 s symulacji skokowo zwiększono moc odbioru do 48 kW, co spowodowało wzrost mocy wymiany do wartości 28 kW i w konsekwencji zmianę mocy referencyjnej zasobnika w 12 s do 13 kW. Na skutek długotrwałej pracy w trybie

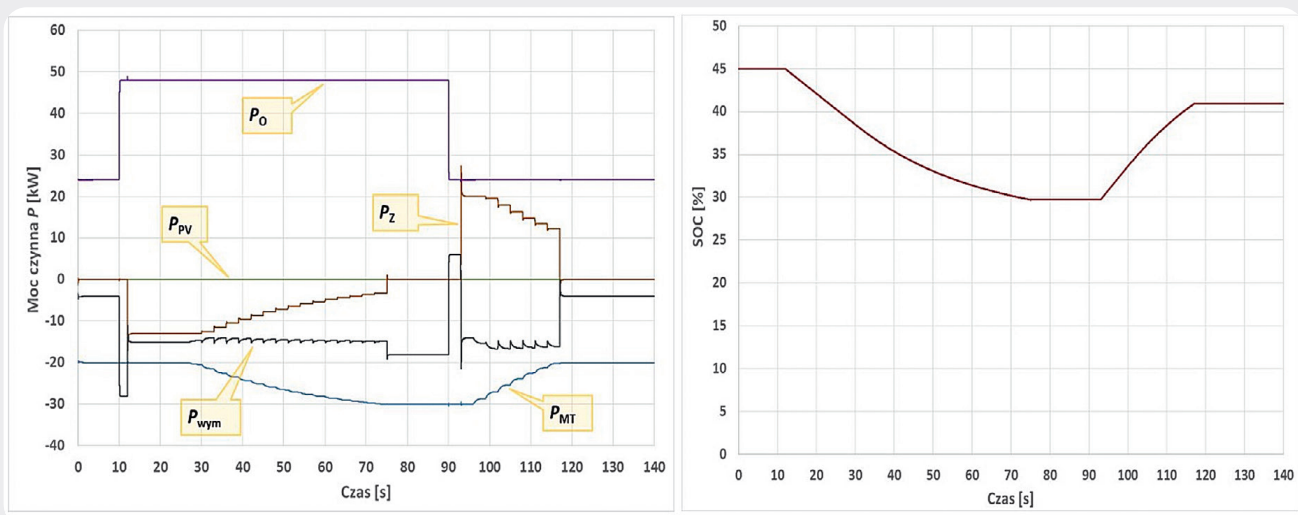
rozładowywania SOC zasobnika obniżył się poniżej dolnej dopuszczalnej granicy i w 28 s aktywowany został opisany wcześniej mechanizm kontroli SOC (rys. 5). Zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rys. 3 moc MT stopniowo zaczęła rosnąć, co spowodowało odciążenie zasobnika trwające do 75 s, tj. do chwili osiągnięcia przez MT mocy maksymalnej. W tym momencie możliwości regulacyjne MT zostały wyczerpane, a ponieważ SOC w dalszym ciągu znajdował się poza przedziałem dopuszczalnych zmian, CR zmienił moc zasobnika na  $P_Z = 0$ . W 90 s moc odbioru powróciła do wartości początkowej, czego skutkiem było zmniejszenie mocy wymiany do akceptowalnego poziomu. W efekcie zadziałania CR rozpoczęło się ładowanie zasobnika dostępną rezerwą mocy wymiany, a generacja MT stopniowo zaczęła się zmniejszać. Po powrocie wartości SOC do wymaganego przedziału zasobnik i MT powrócili

do stanu pracy sprzed wystąpienia zakłócenia. Zgodnie z powyższym zaproponowane mechanizmy kontroli mocy wymiany i stanu naładowania zasobnika działają poprawnie i realizują przyjęte cele.

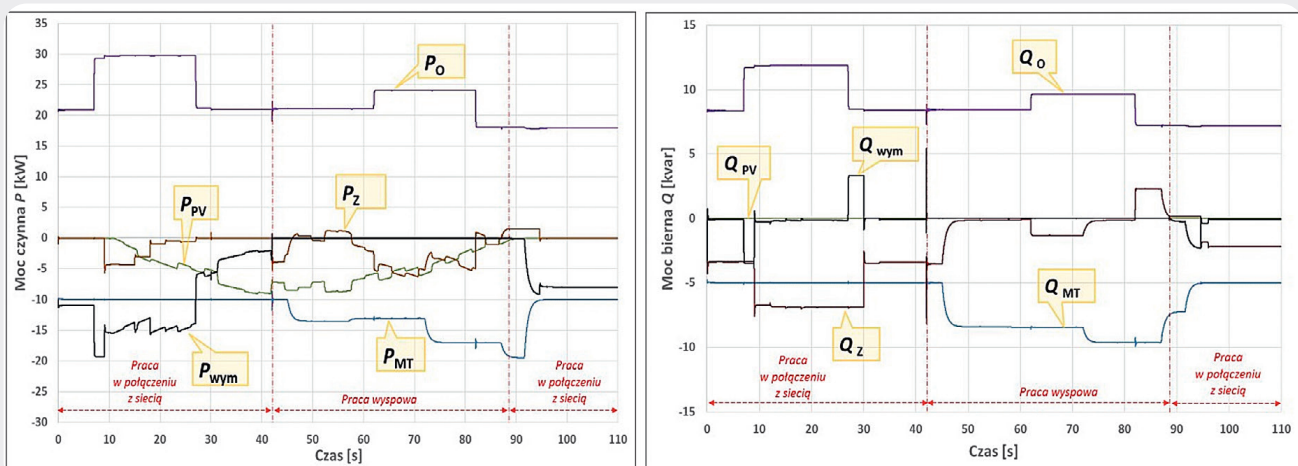
#### 4.2. Praca MSE w trybie połączenia z siecią i w trybie wyspowym

Scenariusz prezentowanej symulacji opisano poniżej. Zmiany mocy czynnej i biernej zaprezentowano na rys. 6. W celu zobrazowania działania CR w poszczególnych pętach czasowych dla wyznaczania nastaw MT i ZE przyjęto, że 3 sekundy symulacji odpowiadają 1 min czasu rzeczywistego.

Na początku MSE pracował w połączeniu z siecią zasilającą, a moce poszczególnych urządzeń były następujące:  $S_{MT} = 11$  kVA przy  $\cos \varphi = 0,9$ ,  $P_{PV}$  w zakresie (0–10) kW przy  $\cos \varphi = 1$ , a  $S_O = 23$  kVA przy  $\cos \varphi = 0,4$ . Moc wymiany z siecią mieściła się w dopuszczalnym przedziale, dlatego też  $P_Z = 0$  kW.



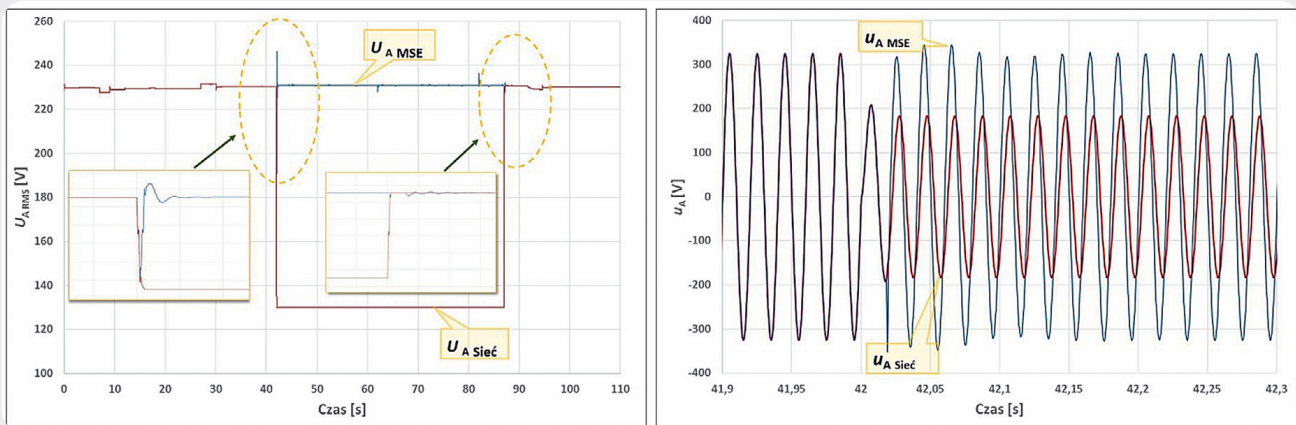
Rys. 5. Wpływ mechanizmu kontroli SOC na pracę MT i zasobnika energii, przebieg mocy czynnych w MSE (a), stan naładowania zasobnika (b)



Rys. 6. Zmiany mocy czynnej  $P$  (a) oraz mocy biernej  $Q$  (b) w MSE

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 7. Przebieg wartości skutecznej napięcia w fazie A (a) i przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A (b) w trakcie przejścia MSE do pracy wyspowej

W 7 s moc odbioru wzrosła do 30 kW, co spowodowało przekroczenie dopuszczalnej wartości mocy wymiany i zadziałanie zasobnika. Powrót zasobnika do poprzedniego stanu nastąpił w 27 s na skutek ograniczenia mocy odbioru.

W 42 s symulacji, na skutek zwarcia w sieci zasilającej, w punkcie PCC wystąpił niedopuszczalny zapad napięcia do wartości  $0,56 U_N$ , którego efektem było przejście MSE do pracy wyspowej. Napięcia po obu stronach wyłącznika w punkcie PCC widoczne są na rys. 7 i 8. W trakcie pracy wyspowej zasobnik energii reagował natychmiast na krótkotrwałe oraz skokowe zmiany mocy źródła PV i odbiorów, utrzymując bilans mocy i energii w układzie. MT pracowała zaś zgodnie z referencyjnymi wartościami mocy wyznaczanymi przez CR w 15-sekundowych przedziałach czasowych, przejmując obciążenie zasobnika (rys. 6). Z powyższego wynika, że zasobnik energii pokrywa tylko krótkotrwałe zmiany mocy w układzie w czasie koniecznym do uzyskania odpowiedniej reakcji MT. W stanach ustalonych moc zasobnika dąży do zera, co zapewnia możliwość długotrwałej pracy wyspowej MSE przy zmiennej generacji i zapotrzebowaniu. Ze względu na złagodzenie stanu przejściowego zaraz po zmianie trybu pracy MSE założono, że przez pierwsze 3 s MT pracuje z niezmienną wartością mocy.

W 87 s symulacji napięcie w sieci zasilającej powróciło do stanu sprzed zakłócenia, co spowodowało rozpoczęcie procesu resynchronizacji (rys. 8) i powrót MSE do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.

### 5. Wnioski

W artykule zaprezentowano koncepcję hierarchicznego systemu sterowania, zapewniającego elastyczną pracę mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia zarówno w połączeniu z siecią zasilającą, jak i w trybie wyspowym. Proponowane rozwiązanie polega na rozszerzeniu funkcjonalności zasobnika energii przez wprowadzenie zmiennej struktury sterowania zasobnikiem w zależności od trybu pracy oraz implementacji mechanizmów regulacyjnych zapewniających utrzymanie rezerwy mocy i energii zasobnika koniecznej

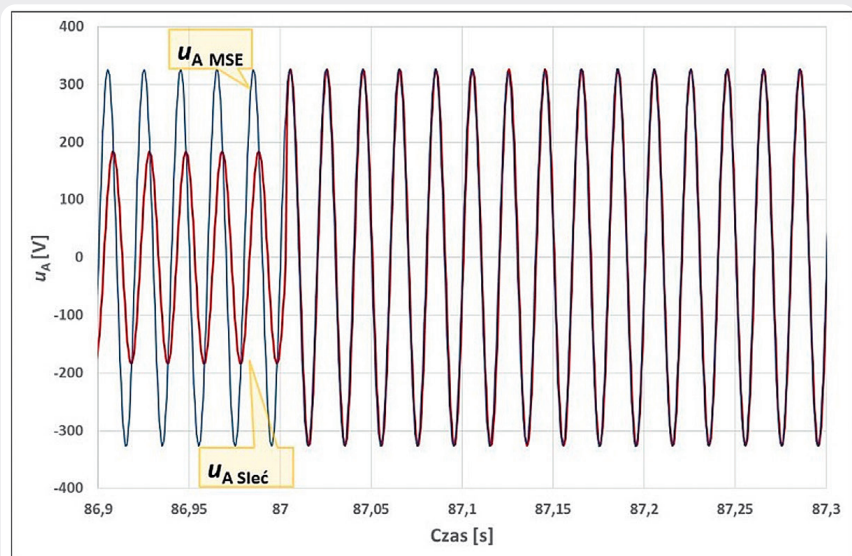
do zapewnienia bezprzerwowego przejścia na pracę wyspową i jej utrzymania.

Strategia sterowania została opracowana dla małych MSE, przy założeniu, że sposób sterowania źródeł zainstalowanych w MSE nie podlega zmianie. W prezentowanych badaniach przyczyną przejścia na pracę wyspową był nadmierny zapad napięcia w sieci, ale proponowane rozwiązanie ma charakter ogólny i może odnosić się do dowolnego rodzaju zaburzenia napięcia zasilającego, które powinno być złagodzone bądź całkowicie usunięte. Przedstawione w pracy podejście może być alternatywnym sposobem poprawy jakości zasilania, niewymagającym stosowania dodatkowych/dedykowanych urządzeń. Przeprowadzone badania symulacyjne świadczą o skuteczności proponowanej strategii i poprawności działania centralnego regulatora nadzorującego pracę MSE. Należy podkreślić, że proponowana strategia sterowania w pewnym stopniu zabezpiecza zasobnik przed jego zbyt szybkim

wyekspluatowaniem. Model symulacyjny opracowany w środowisku PSCAD/EMTDC stanowi dobre narzędzie do analizy i oceny funkcjonowania MSE w różnych trybach pracy. W toku prowadzonych badań zwrócono uwagę na fakt, iż obciążenie w mikrosystemach elektroenergetycznych niskiego napięcia z reguły powinno być rozłożone równomiernie na wszystkie fazy. Niemniej jednak w tego typu układach można spodziewać się pewnego poziomu asymetrii napięcia i analiza tego problemu będzie tematem kolejnych prac.

### Bibliografia

1. Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P., Microgrids and Active Distribution Networks, London 2009.
2. Ariyasinghe M.N.S., Hemapala K.T.M.U., Microgrid Test-Beds and Its Control Strategies, *Smart Grid Renew. Energy* 2013, Vol. 4, No. 1, s. 11–17.



Rys. 8. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w trakcie procesu resynchronizacji

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

3. Olivares D.E. i in., Trends in microgrid control, *IEEE Trans. Smart Grid* 2014, Vol. 5, No. 4, s. 1905–1919.
4. Varela J. i in., The IGREENGrid Project: Increasing Hosting Capacity in Distribution Grids, *IEEE Power Energy Mag.* 2017, Vol. 15, No. 3, s. 30–40.
5. Rocabert J. i in., Control of power converters in AC microgrids, *IEEE Trans. Power Electron.* 2012, Vol. 27, No. 11, s. 4734–4749.
6. Wasiak I., Pawełek R., Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną, WNT, Warszawa, 2015.
7. Hanzelka Z., Jakość dostawy energii elektrycznej, Kraków 2013.
8. Venkataramanan G., Marnay C., A larger role for microgrids, *IEEE Power Energy Mag.* 2008, Vol. 6, No. 3, s. 78–82.
9. Meegahapola L., Lavery D., Jacobsen M.R., Synchronous islanded operation of an inverter interfaced renewable rich microgrid using synchrophasors, *IET Renew. Power Gener.* 2018, Vol. 12, No. 4, s. 407–414.
10. Bai W. i in., Distributed generation system control strategies with PV and fuel cell in microgrid operation, *Control Eng. Pract.* 2016, Vol. 53, s. 184–193.
11. Xu Z. i in., Control devices development of multimicrogrids based on hierarchical structure, *IET Gener. Transm. Distrib.* 2016, Vol. 10, No. 16, s. 4249–4256.
12. Malik S.M. i in., Voltage and frequency control strategies of hybrid AC/DC microgrid: A review, *IET Gener. Transm. Distrib.* 2017, Vol. 11, No. 2, s. 303–313.
13. Gomez J.C., Marcos M.M., Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages, 2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Latin America, s. 1–5, 2008.
14. Piagi P., Lasseter R.H., Autonomous control of microgrids, IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2006.
15. Wang C. i in., Improved V/f control strategy for microgrids based on master-slave control mode, *IET Renew. Power Gener.* 2016, Vol. 10, No. 9, s. 1356–1365.
16. Małaczek M., Wasiak I., Modelling of Energy Sources and Energy Storage devices for the Purpose of Analysis the Low voltage Microgrid Operation, *Acta Energetica* 2017, No. 3/32, s. 162–169.

#### Michał Małaczek

mgr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: [michal.malaczek@p.lodz.pl](mailto:michal.malaczek@p.lodz.pl)

Absolwent Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej. Od 2014 roku doktorant w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Jego obszary 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](mailto:irena.wasiak@p.lodz.pl)

Absolwentka Politechniki Łódzkiej. Od początku kariery zawodowej pracuje w Instytucie Elektroenergetyki macierzystej uczelni. 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.