



KONFERENCJA APE '17 ZESZYT 2

- 1 Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych
- 2 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne
- 3 Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- 4 Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym
- 5 Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
- 6 Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii



Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jastrzębia Góra | 7–9 czerwca 2017

ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

PATRONAT

Polska Akademia Nauk | Komitet Elektrotechniki
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych

PATRON MEDIALNY

Kwartalnik Naukowy Energetyków *Acta Energetica*

SPONSOR STRATEGICZNY

ENERGA SA

SPONSORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
Instytut Automatyki i Systemów Energetycznych sp. z o.o.

REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków *Acta Energetica*

KONFERENCJA W SIECI

www.eia.pg.edu.pl/ape



Górnictwo i Energetyka
Konwencjonalna S.A.



„Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii”
prof. Zbigniew Szczerba

Słowo wstępne

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i zorganizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od 1995 roku konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. W 1995 roku tego zadania podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej.

Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę spotkań co dwa lata oraz zdecydowano, że Komitet Naukowy będzie decydował, komu powierzyć realizację następnej konferencji.

Kolejne edycje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (2003–2013). Miejscem spotkań pozostawała Jurata na Półwyspie Helskim. W 2015 roku konferencja odbywała się w Jastrzębiej Górze.

W dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE Komitet Naukowy w 2009 roku przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” – APE '17 – stanowi kontynuację idei kongresu branżowego elektroenergetyki. Myślą przewodnią spotkań organizowanych po 1995 roku była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVIII Konferencja APE'17 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk (KE PAN)
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE)
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE)

przy współudziale następujących podmiotów:

sponsor strategiczny:

- ENERGA SA

sponsorzy:

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

Patronat medialny nad konferencją sprawuje kwartalnik *Acta Energetica*.

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Współpraca operatorów elektroenergetycznych systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Doświadczenia i perspektywy. Powiązania systemów AC za pomocą układów przesyłowych prądu stałego.
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w różnych horyzontach czasowych, od sekundowych do wieloletnich. Środki poprawy bezpieczeństwa – inwestycje, automatyka i algorytmy sterowania. Prognozowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego. Niezawodność systemu elektroenergetycznego.
3. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych. Innowacyjne rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w systemie elektroenergetycznym. Rozległe układy pomiarowe (WAMS) i rozległe układy sterowania (WACS) w systemie elektroenergetycznym.
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do systemu elektroenergetycznego. Technologie Smart Grid.
5. Przyszłość nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i na świecie – elektrownie jądrowe, gazowe, czyste technologie węglowe. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego.

6. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii – ich wpływ na system elektroenergetyczny. Integracja elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i ogniw paliwowych z systemem elektroenergetycznym. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Mikroźródła i mikrosieci. Współpraca pojazdów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym (V2G). Wpływ generacji rozproszonej na jakość energii elektrycznej.
7. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych.
8. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój systemów elektroenergetycznych. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju systemu elektroenergetycznego.
9. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja miks energetycznego. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prosumencki). Dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na konferencję zgłoszono wstępnie ponad 100 streszczeń referatów. Po otrzymaniu pełnych tekstów od autorów i po dokonaniu selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 85 referatów, które podzielono na następujące sekcje tematyczne:

- 1 / Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych
- 2 / Bezpieczeństwo elektroenergetyczne
- 3 / Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- 4 / Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym
- 5 / Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
- 6 / Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii.

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty – mające charakter bardziej ogólny – będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych (66 referatów), natomiast referaty specjalistyczne – wymagające dyskusji zbliżonych do kularowych – będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej (19 referatów). Podobnie jak podczas poprzednich konferencji APE, do referatów w każdej sekcji opracowywane są referaty generalne, które stanowią wprowadzenie do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej – w postaci prezentacji multimedialnej oraz w wersji papierowej – w czterech kolejnych numerach kwartalnika *Acta Energetica* lub w *Zeszytach Naukowych Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* – zgodnie z decyzją autorów.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Podczas tegorocznej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- aktualne problemy pracy operatora sieci przesyłowej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- aktualne problemy pracy operatora sieci dystrybucyjnej – ENERGA-OPERATOR SA.

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez Grupę Energa – sponsora strategicznego oraz współorganizatorów: Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA i Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

Dziękuję Paniom Profesor i Panom Profesorom, którzy podjęli się trudu opracowania referatów generalnych do sekcji oraz recenzji referatów opublikowanych w *Acta Energetica* i *Zeszytach Naukowych Politechniki Gdańskiej*.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom konferencji owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kularach oraz w czasie spotkań wieczornych.

Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym

SOLVING THE PROBLEM OF DISTRIBUTION NETWORK OBSERVABILITY WITH SMART METERS Irina I. Golub, Yana I. Kuzkina	7
STRATEGIA STEROWANIA ZASOBNIKIEM ENERGII W INSTALACJI PROSUMENCKIEJ I JEJ WPŁYW NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Przemysław Urbanek, Irena Wasiak, Ryszard Pawełek	13
MODELOWANIE ŹRÓDEŁ I ZASOBNIKÓW ENERGII DO CELÓW ANALIZY PRACY MIKROSYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA Michał Małaczek, Irena Wasiak	22
WSKAŹNIKI JAKOŚCIOWE WYKORZYSTYWANE PRZY WYBORZE LOKALIZACJI ORAZ PARAMETRÓW ZASOBNIKÓW ENERGII INSTALOWANYCH W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH Agata Szultka, Robert Małkowski, Seweryn Szultka	30
LOKALIZACJA ZASOBNIKÓW ENERGII W SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ZA POMOCĄ ALGORYTMÓW EWOLUCYJNYCH Jarosław Grzegorz Korpikiewicz	37
SYMULACJA DOBOWYCH WARUNKÓW PRACY SIECI SN PRZY ZMIENNYCH WARUNKACH ZAPOTRZEBOWANIA Andrzej Kąkol	46
KLASYCZNE I PÓŁPRZEWODNIKOWE PRZEŁĄCZNIKI ZACZEPÓW TRANSFORMATORÓW REGULACYJNYCH WN/SN I ICH REGULATORY Jarosław Grzegorz Korpikiewicz, Piotr Mysiak	54
MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ – MARZENIE CZY KONIECZNOŚĆ? Artur Wilczyński, Henryk Wojciechowski	62
WYKORZYSTANIE LICZNIKÓW AMI W PROCESIE OPTIMALIZACJI PRACY SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Krzysztof Dobrzyński, Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Sławomir Noske, Dominik Falkowski	67

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Solving the Problem of Distribution Network Observability with Smart Meters

Authors

Irina I. Golub
Yana I. Kuzkina

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

observability, distribution network, Phasor Measurement Unit, Smart meter, Advanced Metering Infrastructure

Abstract

The paper is concerned with the problem of choice of the minimum number of smart meters to ensure either the observability of all state variables in distribution network or the observability of voltage magnitudes whose control is particularly important in the low voltage distribution networks with distributed generation. Currently only voltage magnitudes, active and reactive currents can be synchronized. It is shown that replacement of voltage phasor measurements with the measurements of voltage magnitudes alone makes it possible to provide observability of voltage magnitudes at all feeder nodes with the number of smart meters lower than the number of load nodes.

1. Introduction

The enhancement of the energy efficiency can be achieved through the creation of intelligent distribution networks (DN), which are characterized by the integration of traditional DN with communication network and modern measurement system. Such integration has become possible owing to the state-of-the-art information and communication technologies and the creation of Advanced Metering Infrastructure (AMI) which possesses a wide range of functional capabilities and high accuracy of measurements [1]. The most important AMI components are smart meters (SMs), i.e. intelligent meters, installed at load nodes. Their data are transferred to a utility or a dispatcher of the DN, thus providing a two-way data exchange between a meter, a central system and a consumer [2]. Various environments and communication tools can be used to create AMI. The PLC technology found the widest application. It provides high-speed data transfer throughout the power networks. Apart from the information about electricity consumption, SMs of some manufacturers can measure phasors of voltage (phases and magnitudes), active and reactive power injections or active and reactive current injections. As an example of such a SM we can consider a three-phase electronic device A1500. The device has a time marker with a measurement error not more than 0.5% and a 15-minute interval between measurements [3]. The data on voltage is important for power quality control at certain nodes of the network, meanwhile full information about current loads and voltages, provided it is synchronized, is used for state estimation (SE) of the DN. In [4] the authors state that currently the PLC technology with the aid of special algorithms makes it possible to synchronize the measurements of voltage and current injections made

in one and the same network, collect the synchronized measurements in the data concentrator with their further transfer to the SE procedure, and analyze coordinated interaction of individual parts of the system.

Thus, the studies on the development of technologies that provide both phasor measurements in DN and their synchronization are conducted, and it is necessary to be ready to use them. In the analysis of algorithms for placing SMs in the DN, which are the focus of the paper, firstly SMs are supposed to measure phasors of current injections and voltage phasors, and then it is shown how the replacement of voltage phasor measurements with the measurements of voltage magnitudes affects the placement of SMs.

Voltage control is important in the DN with distributed generation (DG), whose adoption can lead to unpredictable overvoltage exceeding admissible values. The nodes where voltage is most sensitive to the changes in the nodal power can be identified by voltage measurements at them. Voltage can be controlled at such nodes by changing transformation ratio of transformers, by voltage regulators, and reactive power generation by DG. Optimal control of the active DN operation requires monitoring to be based on a classical linear SE procedure involving synchronized PMU measurements [5].

2. Mathematical statement of the problem

SE on the basis of PMU measurements suggests determining components of the state vector x , which, in an algebraic form of complex values, includes active U_a and reactive U_r voltage components at the nodes of the calculated electrical network scheme on the basis of synchronized phasor measurements z ,

including measurements of voltage phasors $U \angle \delta_U = U_a + jU$ at nodes with PMU and phasors of currents $I \angle \delta_I = I_a + jI$ in the ties adjacent to such nodes. Measurements z are related to the estimated variables of the state vector x by the Jacobian matrix H . The elements of this matrix are parameters of the electrical network equivalent circuit; such a relation is linear:

$$z = H \cdot x \quad (1)$$

Equality of the rank of a matrix H to the number of state variables x is a necessary condition for observability, which determines the existence of a solution to problem (1). Since the rank of the matrix H largely depends on the network topology, the set and allocation of measurements, such observability is called topological. With the PMU measurements used, node i will be topologically observable, if voltage phasor is measured at this node, or voltage phasor at node i can be determined by the measurements of voltage phasor at the adjacent node j and current phasor in the tie line $i - j$.

Additional information used to provide the observability is the information about zero current injections (ZCIs) at transit nodes, i.e. at the nodes without generation and load. If at the transit node i voltage phasor is known, then ZCI at node j can be used to provide observability of any node j adjacent to node i . The ZCI node i will be observable if voltage at any node j adjacent to it is known.

In the DN the PMUs are not applied due to their high price [4]. Nevertheless, to allocation SMs in the DN we can apply the same approaches as to place the minimum number of PMUs with the use of an integer linear programming procedure [6].

The objective function of the problem related to the determination of the minimum number of multi-channel PMU¹, can be represented as follows:

$$\min \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (2)$$

Subject to inequality and equality constraints [6]

$$f_i = \sum_j a_{ij} x_j + \sum_{j \in N_z} a_{ij} Z_j y_{ji} \geq b_i^p \quad (3)$$

$$\sum_{j \in N_z} a_{ij} y_{ji} = Z_j; \quad i = 1, \dots, n; \quad p = 1, \dots, 4 \quad (4)$$

where: n – the number of nodes in the network scheme; N_z – numbers of nodes with zero current injections; c_i – vector of linear objective function coefficients; f_i – observability function showing how many measurements are necessary to provide observability of node i ; a_{ij} – element of symmetrical incidence matrix A , relating nodes i and j , $a_{ij} = 1$ in the case there is tie $i - j$ otherwise $a_{ij} = 0$, $a_{ii} = 1$; x – binary integer vector of solution whose elements are equal either to 0 or to 1. Elements of the solution vector that are equal to 1 identify the nodes for

PMU placement; y_{ji} – additional binary integer variable indicating that the observability of node i can be provided by ZCI of node j , or observability of the ZCI node j can be provided owing to a tie with the observable node i ; Z_j – a binary variable equal to 1 if the node has a ZCI, and otherwise equal to 0; b_i^p – vector of right-hand sides for inequality constraints; p – the number of Task solved.

In [6, 7] the problem of choosing the minimum number of PMUs is solved for the normal operation condition of the network (Task 1), for the condition of change in the network topology when some individual ties are disconnected (Task 2), when some PMUs fail (Task 3), and for the case where some of the voltage or current phasor measurements that belong to the PMU are lost (Task 4).

For solving Tasks 2 and 4, to consider the need for single provision of observability of the nodes with measurements and double provision of observability of the nodes without measurements, diagonal elements a_{ii} of incidence matrix are set equal to 2. Observability of all nodes in Task 1 and suspended nodes in Task 2 should be ensured at least once. Therefore, the i -th element of vector b_i^p , that corresponds to such nodes is set equal to 1. Observability of all nodes in Task 3 should be provided two times. Therefore, in Task 2 for all the nodes except suspended ones and all nodes in Task 4 the elements b_i^p of the vector of right-hand sides should be equal to 2.

It is worth noting that neither losses of measurements nor line disconnections affect ZCI at the transit node. The number of additional binary variables entering both the inequality equations (3) and equality equations (4) is equal to the number of nodes adjacent to the ZCI node. Since in practice all PMUs have a limited number of channels that allow us to measure the voltage phasor at the node with PMU and phasors of currents only in one, two, three or other number of adjacent ties, this should be taken into consideration in the algorithms for Tasks 1–4.

In [8], to take into consideration the constraints on the number of available measurement channels, the authors propose representing the columns of the incidence matrix A by several columns including all possible phasor measurements of currents in the ties adjacent to the node with measured voltage. In each column constructed on the basis of the j column of matrix A , element a_{ij} equal to unity is repeated in Tasks 1 and 3, and equal to 2 – in Tasks 2 and 4 [7]. To determine the number of new columns representing the j -th column of matrix A , it is necessary to find

the number of combinations $C_k^{d_j}$ of d_j elements, taken k at a time, where d_j is a degree of the node j , and k is the number of available channels for measurements of current phasors:

$$C_k^{d_j} = \frac{d_j!}{k!(d_j - k)!} = h_j \quad (5)$$

If the power of node d_j , that corresponds to the j -th column of matrix A , is lower than or equals the number of available channels, such a column is not transformed, and the number of

¹ Possibility of measuring currents at all tie lines adjacent to the nodes of PMU placement.

combinations is assumed to be equal to unity. The total number of columns of the transformed matrix \bar{A} will equal

$$\bar{n} = \sum_{j=1}^n C_k^{d_j} \quad (6)$$

To solve problem (2) without placing two and a greater number of PMUs at one and the same node, constraints (3), (4) should be supplemented with the equality constraints providing the determination of a PMU corresponding only to one of the columns in matrix \bar{A} , that are the variants of a column of matrix A .

Considering the constraints on the number of available channels [8] and requirement to place no more than one PMU at a node, Task (2)–(4) was written as follows:

$$\min \sum_{j=1}^n \sum_{h=1}^{h_j} c_j x_j \quad (7)$$

$$f_i = \sum_{j=1}^n \sum_{h=1}^{h_j} a_{ijh} x_{jh} + \sum_{j \in N_z} a_{ij} Z_j y_{ji} \geq b_i^p, \quad i=1, \dots, n, \quad p=1,2,3,4 \quad (8)$$

$$\sum_{j \in N_z} a_{ij} y_{ji} = Z_i, \quad i=1, \dots, n \quad (9)$$

$$\sum_{h=1}^{h_j} a_{ijh} x_{jh} = 1, \quad j=i \quad (10)$$

A case study of solving the problem of multichannel PMU placement

A 5-node test scheme with 5 ties and ZCIs at nodes 3 and 4, Fig. 1, were used to illustrate how problem (7)–(10) are solved for Tasks 1–4. Sets of phasor measurements of currents at ties that adjacent to nodes with measured voltage phasor of one-, two- and three-channel PMUs are presented in Table 1. Since node 3 (Fig. 1) has degree 3, all the channels of the three-channel PMU can be used only there.

An analysis of the selected optimal sets of measurements shows that for any number of available channels, the solution to Task 3 provides observability in Tasks 2 and 4, therefore below we will analyze only solutions to Tasks 1 and 3.

As an example, we will show the form of the equations of constraints (3), (4) for three-channel PMUs for the considered test scheme in Fig. 1:

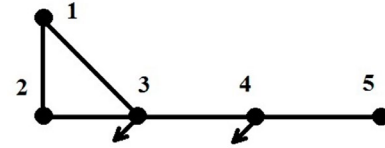


Fig. 1. A 5-node test scheme with 5 ties and zero current injections at nodes 3 and 4

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + y_{31} &\geq 1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + y_{32} &\geq 1 \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 + a_{34}x_4 + y_{33} + y_{43} &\geq 1 \\ a_{43}x_3 + a_{44}x_4 + a_{45}x_5 + y_{34} + y_{44} &\geq 1 \\ a_{54}x_4 + a_{55}x_5 + y_{45} &\geq 1 \end{aligned} \quad (11)$$

$$y_{31} + y_{32} + y_{33} + y_{34} = 1$$

$$y_{43} + y_{44} + y_{45} = 1$$

and equations of constraints (8)–(10) for one-channel PMUs:

$$\begin{aligned} a_{11}x_{11} + a_{11}x_{12} + a_{12}x_{21} + a_{13}x_{31} + y_{31} &\geq 1 \\ a_{21}x_{11} + a_{22}x_{21} + a_{22}x_{22} + a_{23}x_{32} + y_{32} &\geq 1 \\ a_{31}x_{12} + a_{32}x_{22} + a_{33}x_{31} + a_{33}x_{32} + a_{33}x_{33} + a_{34}x_{41} + y_{33} + y_{43} &\geq 1 \\ a_{43}x_{33} + a_{44}x_{41} + a_{44}x_{42} + a_{45}x_{51} + y_{34} + y_{44} &\geq 1 \\ a_{54}x_{42} + a_{55}x_{51} + y_{45} &\geq 1 \\ y_{31} + y_{32} + y_{33} + y_{34} &= 1 \\ y_{43} + y_{44} + y_{45} &= 1 \end{aligned} \quad (12)$$

$$x_{11} + x_{12} = 1$$

$$x_{21} + x_{22} = 1$$

$$x_{31} + x_{32} + x_{33} = 1$$

$$x_{41} + x_{42} = 1$$

Variants of solution x_1 in (11), that corresponds to the voltage measurements at node 1 and current in tie lines 1–2 and 1–3, are two solutions in (12): x_{11} and x_{12} . Solution x_{11} indicates to the measurement of voltage at node 1 and current in tie line 1–2, and x_{12} – to the measurement of voltage at node 1 and current in tie lines 1–3. The optimal set of measurements, considering the constraints on placement of no more than one PMU at the node, should include only one of the solutions: x_{11} or x_{12} .

k	Task 1	Task 2	Task 3	Task 4
1	$U_1, I_{1-2}; U_4, I_{4-5}$	$U_1, I_{1-2}; U_5, I_{5-4}$	$U_1, I_{1-2}; U_2, I_{2-3}; U_4, I_{4-5}$	$U_1, I_{1-2}; U_5, I_{5-4}$
2	U_3, I_{3-1}, I_{3-4}	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_2, I_{2-1}, I_{2-3}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$
3	$U_3, I_{3-1}, I_{3-2}, I_{3-4}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_2, I_{2-1}, I_{2-3}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$

Tab. 1. Sets of measurements for the scheme in Fig. 1

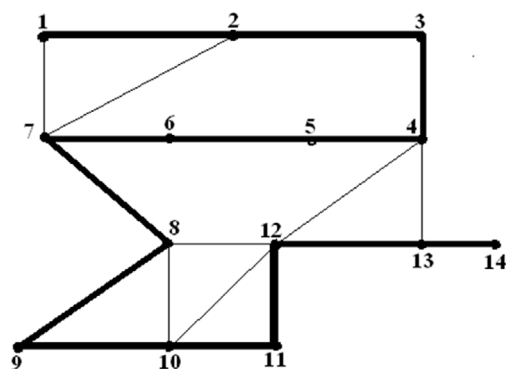


Fig. 2. A 14-node IEEE test scheme with 20 ties, with the Hamiltonian way highlighted with a bold line

presented in Fig. 3 and Fig. 4 can be considered as optimal sets of PMUs providing solutions to Tasks 1 and 3 for the DN feeder.

4. Determination of an optimal set of smart meters in the distribution network on the basis of PMU placement results

An analysis of possible selection of an optimal set of SM measurements by replacement of current measurements in feeder ties, Figs. 3–4, by the measurements of current injections shows that for Task 1 the optimal set of SM measurements can be obtained on the basis of placement of one-channel PMU, Fig. 3(a), for Task 3 – on the basis of placement of a two-channel PMU, Fig. 4(b). Such optimal sets of SM measurements are demonstrated in Fig. 5.

As previously noted, it is possible to synchronize measurements of active and reactive currents and voltage magnitudes for the SMs applied currently. We will show how the replacement of phasor measurements of voltage with the measurements of voltage magnitudes affects the selection of a set of SMs, that provides the DN observability.

The 0.4 kV low-voltage DN connected directly to consumers is characterized by a comparatively small inductance and a load with a high power factor. Therefore, the quadrature-axis voltage component in the DN is considerably smaller than the direct-axis component. Experiments show that voltage phases do not exceed two degrees. This allows the SE of DN specify the measurements of direct-axis voltage components to be equal to the measurements of voltage magnitudes, and assume the

For the 14-node IEEE test scheme with 20 ties, Fig. 2, we can show that the placement of one- or two-channel PMUs at it for Tasks 1–4 can be obtained when placing the PMUs at the nodes of the Hamiltonian way [9]. This way is demonstrated in Fig. 2 by a bold line, it passes through nodes 1–14 entering each of them only once.

The placement one- and two-channel PMUs at the nodes of Hamiltonian way for Tasks 1 and 3 is demonstrated in Fig. 3 and Fig. 4. The number of one-channel PMUs for these Tasks equals 7 and 14 and the number of two-channel PMUs – 5 and 10, respectively.

The Hamiltonian way has a configuration typical for the low voltage feeder without branching. Therefore, the solutions

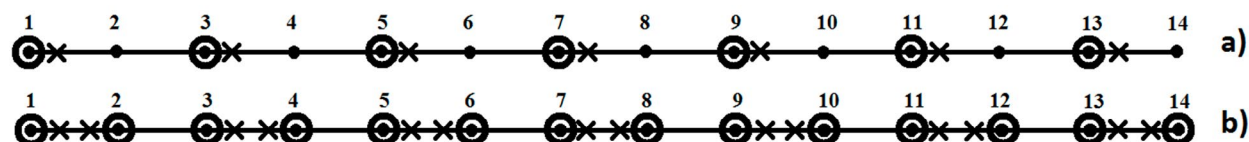


Fig. 3. Sets of one-channel PMUs $\odot \times$ for the network in Fig. 2, including phasor measurements of current \times and voltage \odot for Task 1 (a) and Task 3 (b)

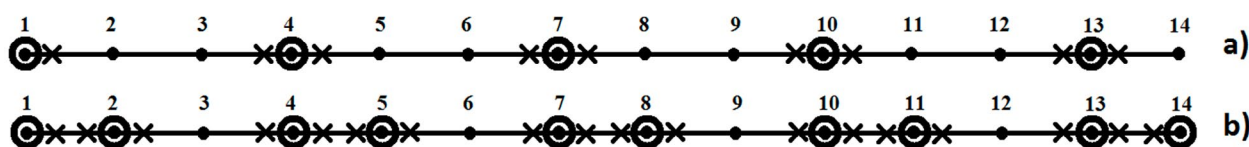


Fig. 4. Sets of two-channel PMUs $\odot \times \times$, for the network in Fig. 2, including phasor measurements of current \times and voltage \odot for Task 1 (a) and Task 3 (b)

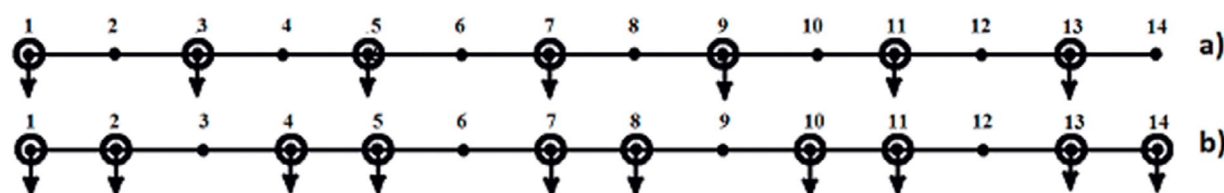


Fig. 5. Sets of SM measurements $\odot \downarrow$ for a 14-node low voltage feeder, including phasor measurements of current injections \downarrow and voltage \odot for Task 1 (a) and Task 3 (b)

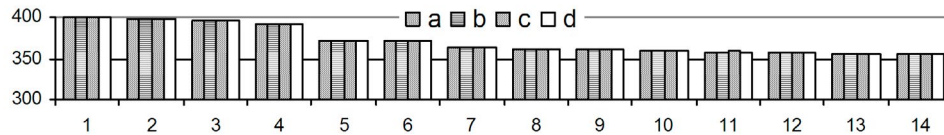


Fig. 6. Values of direct-axis voltage components at nodes of a 14-node feeder: a – for the testing conditions, b – when SMs are installed at nodes 2–14, c – when SMs are installed according to Fig.5b, d – when SMs are installed according to Fig. 5a.

measurements of quadrature-axis voltage components to be equal to zero.

In the case where SMs with measurements of voltage magnitudes are installed at all load nodes of N nodes network, the minimum number of measurements required to ensure observability should include $2(N-1)$ measurements of active and reactive current injections, a measurement of voltage magnitude at one of the nodes and a fixed voltage phase at the base node. The remaining $(N-2)$ measurements of voltage magnitudes will be redundant and can be used to increase the accuracy of the obtained estimates.

The diagrams presented in Fig. 6 make it possible to compare the values of direct-axis voltage component for testing conditions of the 14-node low voltage feeder with the direct-axis voltage components that were obtained from linear state estimation for three sets of SMs.

The values of current injections and voltage magnitudes that were assumed to be equal to the measurements of direct-axis voltage components were obtained for the testing conditions and used as measurements for SE. The measurements of quadrature-axis voltage components were set to be equal to zero. The first set of measurements included the SM measurements at nodes 2–14, the second set of the measurements corresponds to Fig. 5.b (Task 3) and the third set corresponds to Fig. 5a (Task1). An analysis of the diagrams in Fig. 6 shows that for all sets of SM measurements the direct-axis voltage components can be applied to control voltage levels at all the nodes of low-voltage feeder. Such a control as we noted previously is one of the main tasks in the DN with DG. Observability of all state variables can be provided only when SMs are installed at all load nodes, since the error of equating the measurements of quadrature-axis voltage components to zero leads to considerable errors in the estimates of currents.

5. Conclusions

1. For different operating conditions of the network (Tasks 1–4) we devised an algorithm of selection of the minimum number of PMU measurements to provide topological observability of the electric power system, considering the constraints on the number of available measurement channels.

2. The possibility of applying these approaches to the selection of the number of SMs in the DN and their allocation.
3. Replacement of phasor measurements of voltage in the sets of SM measurements for Tasks 1 and 3 with the measurements of voltage magnitudes makes it possible to provide observability, i.e. control of only direct-axis voltage components at all nodes of the DN.

REFERENCES

1. Mohassel R.R. et al., "A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Networks", Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2014 IEEE 27th Canadian Conference on, 2014, p. 1–8.
2. Chen Q., Kaleshi D., Fan Zh., "Inferring Low Voltage Transformer State Using Only Smart Metering Data", IEEE 2013, p. 1–5.
3. Wellssow W.H., Waeresch D., "Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage networks", Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014, p. 1–7.
4. Santos S. et al., "Smart meters enable synchrophasor applications in distribution networks", CIGRE, 2012, p. 8.
5. Nuqui R.F., Phadke A.G., "Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements", IEEE Power Tech Conference, Lausanne 2007.
6. Khokhlov M.V., Golub I.I., "A unified approach to the optimization of PMU placement in the network to ensure reliable observability of electric power systems", Methodological issues of the study on reliability of large-scale energy systems, Iss. 64, Irkutsk, ESI SB RAS, 2014, p. 237–246.
7. Golub I.I., Khokhlov M.V., "Algorithms for synthesis of electric power system observability on the basis of synchronized phasor measurements", "Elektrichestvo", No. 1, 2015, p. 26–33.
8. Fan N., Watson J-P., "On integer programming models for the multi-channel PMU placement problem and their solutions" // "Energy Systems", Vol. 6, No. 1, 2014, p. 1–19.
9. Dharwadker A., "A new algorithm for finding Hamilton circuits", ASHAAY DHARWADKER, 2004 [online], <http://www.dha.wadker.org/hamilton> (accessed: 01.07.2016).

Irina I. Golub

Univ.-Prof., Doctor of Technical Sciences.

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS)

e-mail: golub@isem.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. She has worked at ESI SB RAS, Irkutsk since 1972. Her scientific interests are connected with power system state analysis.

Yana I. Kuzkina

Engineer of relay protection and automation department.

LLC Engineering Center "Irkutskenergo"

e-mail: yanak93@mail.ru

Graduated from Irkutsk National Research Technical University as electrical engineer. She has been a postgraduate student at ISEM SB RAS, Irkutsk, since 2015.

Strategia sterowania zasobnikiem energii w instalacji prosumenckiej i jej wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej

Autorzy

Przemysław Urbanek
Irena Wasiak
Ryszard Pawełek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikrosystem, instalacja prosumencka, prosument, zasobnik energii elektrycznej, sterowanie zasobnikiem energii, jakość energii elektrycznej

Streszczenie

Artykuł dotyczy analizy pracy instalacji prosumenckiej niskiego napięcia składającej się z odbiorników oraz źródeł energii elektrycznej. Badana instalacja odwzorowuje hipotetycznego odbiorcę ze zmiennym obciążeniem oraz zmienną produkcją energii. Przedstawiono główne problemy techniczne związane z pracą takiej instalacji. Rozważono zastosowanie w instalacji zasobnika energii elektrycznej, którego celem jest zarządzanie mocą czynną oraz realizacja usług pomocniczych istotnych z punktu widzenia właściciela instalacji. Podstawowym kryterium pracy układu jest maksymalizacja wykorzystania energii produkowanej przez prosumenta oraz utrzymanie współczynnika mocy na żądanym poziomie. Skuteczność pracy zasobnika zbadano za pomocą modelu symulacyjnego opracowanego w programie PSCAD/EMTDC. Zaprezentowano przykładowe wyniki symulacji

1. Wprowadzenie

Ciągły rozwój technologii wytwórczych energii elektrycznej, możliwość zwiększenia pewności zasilania oraz obniżenia kosztów energii elektrycznej spowodowały zainteresowanie obywateli posiadaniem własnej elektrowni. Odbiorcy rozpoczęli wyposażanie swoich instalacji domowych w rozproszone źródła energii elektrycznej, a w szczególności odnawialne źródła energii (OZE), wykorzystujące darmową energię słońca i wiatru. Można przewidywać, że przy zmniejszającej się cenie takich źródeł trend ten będzie się utrzymywał.

Ustalenia klimatyczne oraz polityka Unii Europejskiej wymogła na polskim ustawodawcy wprowadzenie definicji prosumenta. Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii [14] prosument jest osobą fizyczną wytwarzającą energię elektryczną na własne potrzeby, co oznacza jednoczesną produkcję i konsumpcję energii. Energia wytwarzana w źródłach jest zużywana w odbornikach, a jej nadwyżka sprzedawana jest do sieci elektroenergetycznej. W sytuacji przeciwnej, gdy produkcja z lokalnego źródła jest mniejsza niż zapotrzebowanie, brakująca ilość energii jest kupowana od przedsiębiorstwa energetycznego. W świetle obecnego prawa prosument jest więc odbiorcą energii elektrycznej, który ma przyporządkowaną odpowiednią taryfę i zgodnie z nią rozlicza się za pobraną/sprzedaną energię. Ustawa [14] określa zasady sprzedaży energii elektrycznej w ten sposób, że prosument ma możliwość poboru z sieci darmowej

energii w ilości 80% nadwyżek energii przesłanej przez niego do sieci. Prosument nie jest wytwórcą energii, a taki stan rzeczy obliguje go do dotrzymania warunków umowy świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej [12,13] w zakresie mocy biernej. Zgodnie z tymi warunkami prosument ma prawo do poboru mocy biernej do wartości wynikającej z ustalonego współczynnika $\text{tg}\varphi$.

Produkcja energii elektrycznej z własnego źródła powoduje zmniejszenie poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej. Jednocześnie pobór mocy biernej pozostaje bez zmian, ponieważ źródła energii pracują zwykle ze współczynnikiem mocy $\cos\varphi = 1$. Konsekwencją takiego stanu rzeczy jest wzrost wartości $\text{tg}\varphi$ w punkcie przyłączenia instalacji do sieci dystrybucyjnej. Przekroczenie wartości współczynnika $\text{tg}\varphi = 0,4$ wiąże się naliczaniem kar przez zakład energetyczny (ZE) [10, 11]. W konsekwencji zrealizowana przez prosumenta inwestycja w postaci np. turbiny wiatrowej nie przynosi oczekiwanej oszczędności, a w skrajnym przypadku może przynosić straty [2].

Rozwój instalacji prosumenckich zmienia warunki pracy sieci dystrybucyjnych. Operatorzy sieci wskazują na wiele problemów technicznych współpracy sieci i instalacji, związanych przede wszystkim z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci, nieprzekraczaniem obciążalności linii i urządzeń, czy też utrzymaniem napięcia w węzłach sieci w zadanych granicach [5].

Rozwiązanie wskazanych powyżej problemów jest możliwe przy wykorzystaniu zasobnika energii [3, 4]. W artykule przedstawiono strategię sterowania pracą zasobnika zapewniającą zwiększenie efektywności energetycznej pracy instalacji prosumenckiej przy stałym współczynniku mocy. Proponowana strategia jest także korzystna dla operatora sieci, gdyż zapewnia nieprzekraczanie określonych wartości mocy czynnej wymienianej z siecią zasilającą.

2. Instalacja prosumencka

Infrastruktura wytwórcza prosumenta może mieć moc nieprzekraczającą 40 kW [14]. Zapis ten ogranicza przywileje niekontrolowanego przyłączenia źródeł energii elektrycznej dla właścicieli budynków mieszkalnych.

Na rys. 1 pokazano schemat fragmentu sieci dystrybucyjnej, do której podłączona jest instalacja prosumencka. Prezentowana sieć jest siecią wiejską z dwiema liniami napowietrznymi (AFL 4x50 mm²) o długościach 1 km, zasilaną z napowietrznej stacji transformatorowej. Kolorem szarym zaznaczono część sieci, która nie będzie analizowana w artykule. Dla wybranego przypadku, jako wewnętrzną linię zasilającą (WLZ) instalacji prosumenckiej przyjęto linię kablową YKY-żo 5x 16 mm² o długości 50 m.

Najpopularniejszymi źródłami energii elektrycznej możliwymi do implementacji dla prosumenta są turbiny wiatrowe (TW) oraz panele fotowoltaiczne (PV). Oba źródła należą do grupy źródeł niesterowalnych, tzn. ilość produkowanej energii jest nieznana. Istnieją metody szacowania produkcji energii na podstawie prognoz meteorologicznych, są to jednak sposoby zawodne. Możliwości regulacyjne dla obu wymienionych źródeł również są ograniczone i sprowadzają się praktycznie do wyłączenia i włączenia urządzenia. Zasadniczą różnicą w produkcji energii obu źródeł jest czas produkcji. W przypadku TW może to być cała doba, podczas gdy PV mogą generować moc od świtu do zmierzchu, w zależności od stopnia nasłonecznienia.

Generacja mocy biernej w przypadku TW i PV zależy wyłącznie od zastosowanego inwertera. Istnieją rozwiązania urządzeń, które oprócz przetwarzania mocy czynnej umożliwiają produkcję mocy biernej. Są to jednak urządzenia droższe niż przeciętnie

używane w instalacjach prosumenckich. Dla opisywanych badań przyjęto wykorzystanie inwertera produkującego moc czynną przy współczynniku $\cos\varphi = 1$.

3. Praca instalacji prosumenckiej z zasobnikiem energii

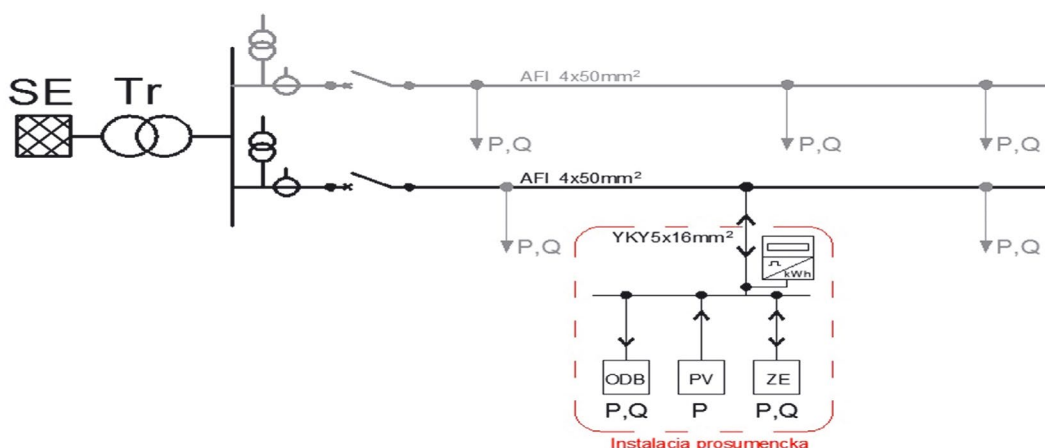
A. Funkcje zasobnika

Głównym powodem instalacji źródeł energii elektrycznej przez odbiorców jest – obok zwiększenia niezawodności zasilania – minimalizowanie kosztów zakupu energii z sieci energetyki zawodowej. Instalacja prosumencka powinna więc optymalizować wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej w lokalnych źródłach. Ze względu na losowy charakter zmienności energii pierwotnej OZE niemożliwe jest dopasowanie krzywej produkcji do krzywej obciążenia dobowego. Wyłączenie źródła przy nadmiarze produkcji w stosunku do zapotrzebowania jest nieefektywne i oddala w czasie moment zwrotu inwestycji. Nadwyżki energii elektrycznej powinny być w tym przypadku oddawane do sieci. Natomiast w okresach zwiększonego zapotrzebowania energia musi być pobierana z sieci. Z punktu widzenia prosumenta oznacza to traktowanie sieci elektroenergetycznej jako zasobnika energii elektrycznej ze sprawnością ok. 80% (dochodzą koszty stałe poboru mocy). Korzystniejszym rozwiązaniem może być ograniczenie wymiany mocy z siecią przez zastosowanie lokalnego zasobnika energii.

Proponowane w artykule rozwiązanie zakłada zainstalowanie zasobnika energii w instalacji prosumenckiej. Można stwierdzić, że na obecnym etapie rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej najkorzystniejszym dla instalacji prosumenckich rodzajem zasobnika jest bateria akumulatorów [6, 7]. Zasobnik przyłączony jest do instalacji przez inwerter PWM. Sterowanie zaworami inwertera pozwala na kontrolę zarówno mocy czynnej, jak i biernej zasobnika.

Założono wykorzystanie zasobnika energii [9,16] do realizacji dwóch podstawowych zadań:

- zmniejszenie mocy czynnej pobieranej z sieci, a co za tym idzie obniżenie opłat za energię elektryczną
- kompensowanie mocy biernej w instalacji prosumenckiej do poziomu zapewniającego wymagany współczynnik mocy.



Rys. 1. Schemat przykładowej wiejskiej sieci dystrybucyjnej

Inwertor zasobnika ma za zadanie generowanie takiej ilości mocy biernej, aby współczynnik $\text{tg}\varphi$ pozostał na poziomie 0,4. Od skuteczności działania zasobnika będzie zależała wysokość opłat za ponadnormatywny pobór mocy biernej. Schemat typowej instalacji prosumenckiej z zasobnikiem przedstawiono na rys. 1.

B. Strategia sterowania zasobnikiem

Dla instalacji prosumenckiej można określić dwa tryby pracy zasobnika opisane poniżej.

a) Rozładowanie zasobnika zachodzące, gdy spełniony jest warunek:

$$P_{odb} > P_{PV} \quad \text{oraz} \quad E_{zas} > E_{\min} \quad \Rightarrow \quad P_{zas} < 0 \quad (1)$$

gdzie: P_{odb} – moc czynna odbioru, P_{PV} – moc czynna PV, E_{zas} – energia zmagazynowana w zasobniku, $E_{\min} = 10\% E_n$, przy czym E_n oznacza znamionową pojemność zasobnika, P_{zas} – moc zasobnika, przy czym znak minus oznacza oddawanie mocy czynnej.

W tym przypadku energia jest pobierana z zasobnika przez lokalne odbiory, zmniejszając moc pobieraną z sieci dystrybucyjnej.

b) Ładowanie zasobnika, kiedy:

$$P_{odb} < P_{PV} \quad \text{oraz} \quad E_{zas} < E_{\max} \quad \Rightarrow \quad P_{zas} > 0 \quad (2)$$

przy czym: $E_{\max} = 90\% E_n$

Nadwyżka energii produkowanej w źródle fotowoltaicznym jest pobierana przez zasobnik, który gromadzi wytworzoną w ten sposób energię elektryczną. W przypadku równości mocy PV i odbiorów moc zasobnika jest równa 0.

W zależności od stopnia naładowania zasobnika wprowadzono ograniczenie dla oddawania energii przy rozładowanym zasobniku oraz ograniczenie ładowania przy pełnym naładowaniu.

W obu trybach pracy moc bierna pobierana przez odbiory w instalacji jest kompensowana przez inwertor zasobnika.

C. Algorytm sterowania zasobnikiem energii elektrycznej

Sterowanie inwertorem w celu spełnienia założonych funkcji zasobnika odbywa się poprzez wyznaczenie odpowiednich zadanych wartości mocy. Zadana moc czynna zasobnika wynika z bilansu mocy w instalacji prosumenckiej. Moc ta wyznaczana jest zgodnie z równaniem:

$$P_{zad} = P_{odb} + P_{PV} + P_{wym} \quad (3)$$

gdzie: P_{zad} – zadana moc czynna zasobnika, P_{wym} – ustalona wartość mocy czynnej pobieranej z sieci.

W celu zagwarantowania ciągłej pracy zasobnika, z wyłączeniem długotrwałego występowania stanów całkowitego naładowania oraz rozładowania, założono, że wartość mocy czynnej wymienianej z siecią odpowiada mocy średniej instalacji prosumenckiej, wyznaczonej z zależności:

$$P_{wym} = \frac{\int_0^t (P_{odb} + P_{PV}) dt}{t} \quad (4)$$

Z powyższych wzorów wynika, że w zależności od relacji pomiędzy mocą źródła PV i mocą odbioru moc zadana zasobnika może być dodatnia (ładowanie) lub ujemna (rozładowanie).

Analogicznie wartość zadana mocy biernej zasobnika wyznaczana jest z bilansu mocy biernej w instalacji prosumenta:

$$Q_{zad} = Q_{odb} + Q_{PV} + \text{tg}\varphi_{zad} P_{wym} \quad (5)$$

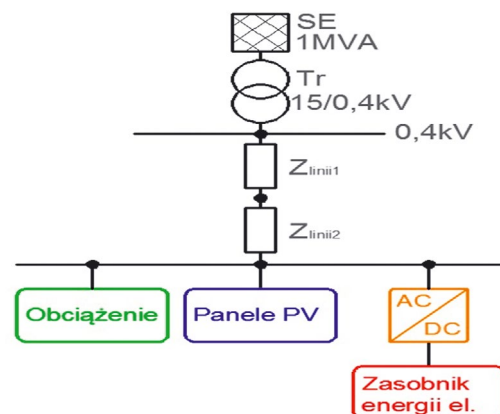
gdzie: Q_{zad} – zadana moc bierna zasobnika, Q_{odb} – moc bierna odbioru, Q_{PV} – moc bierna PV, $\text{tg}\varphi_{zad}$ – zadana (wymagana) wartość $\text{tg}\varphi$ dla instalacji prosumenckiej.

Zaproponowany algorytm sterowania działa w otwartym układzie regulacji i jest realizowany w centralnym sterowniku, do którego są doprowadzone sygnały z modułów pomiarowych poszczególnych urządzeń. W algorytmie zaimplementowano kontrolę ograniczeń sieciowych dotyczących górnej granicy mocy czynnej pobieranej z sieci dystrybucyjnej przy wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ w zakresie 0,2–0,4.

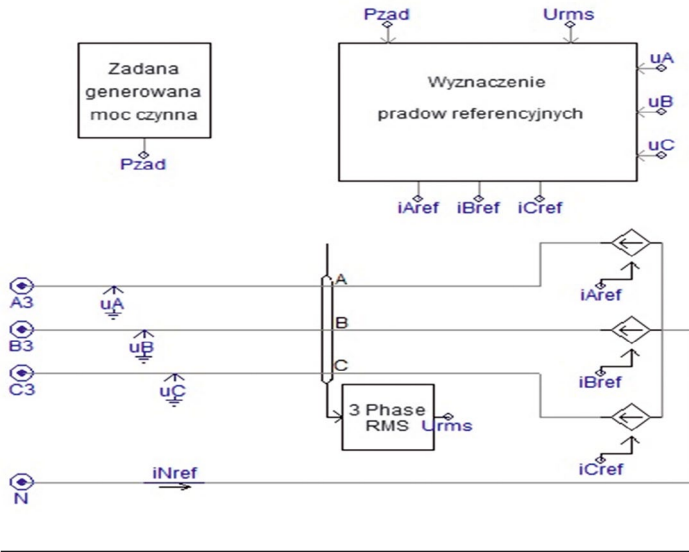
4. Model symulacyjny badanego układu

W celu przeprowadzenia analizy pracy instalacji prosumenckiej z zasobnikiem [1], sterowanym według proponowanego algorytmu, rozważono przykładowy układ pokazany na rys. 2, w którym prosument przyłączany jest do sieci niskiego napięcia zasilanej przez transformator SN/nn.

Układ ten odwzorowano za pomocą symulatora zrealizowanego w środowisku programu PSCAD®/EMTDC. W symulatorze system elektroenergetyczny zastąpiono zastępczym źródłem napięcia przemiennego z indukcyjnością wewnętrzną, wynikającą z mocy zwarciowej sieci (1 MVA). Zamodelowano transformator typu T0d 63/15s o przekładni 15/0,4 kV, mocy 63 kVA i układzie połączeń uzwojeń Dy5. Obciążenie prosumenta zastąpiono modelem 3-fazowego symetrycznego odbioru rezystancyjno-indukcyjnego, w postaci połączonych w gwiazdę impedancji.



Rys. 2. Schemat badanej instalacji prosumenckiej

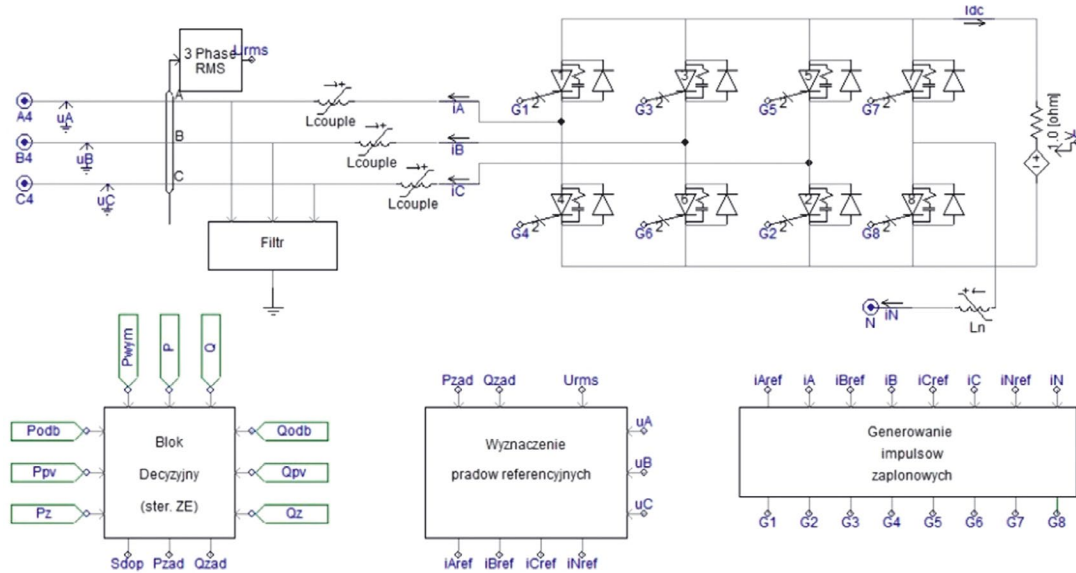


Rys. 3. Schemat zastępczy źródła PV w programie PSCAD

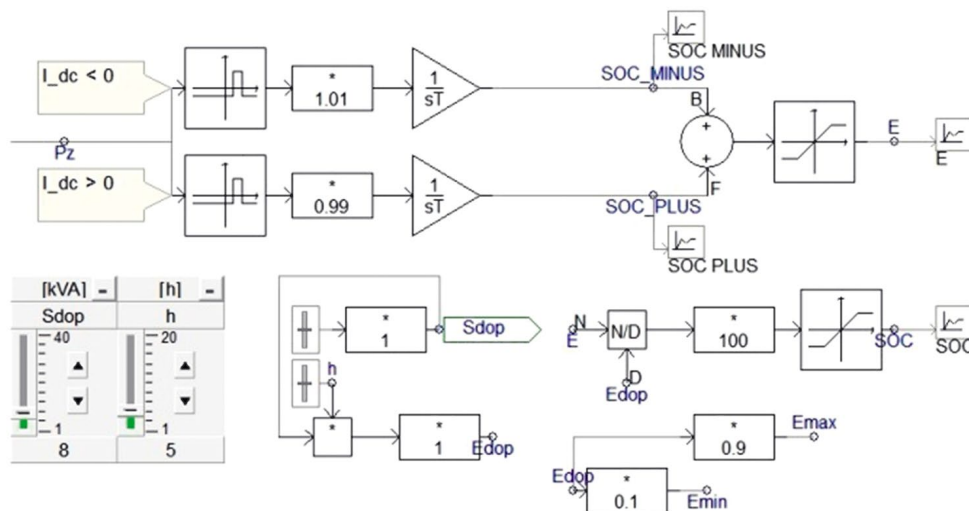
Każda faza jest reprezentowana przez równoległe połączenie rezystancji i indukcyjności. Moc odbioru jest zmienna według założonego harmonogramu, przy czym wartość maksymalna wynosi 16,16 kVA. Przyjęto, że współczynnik mocy odbioru jest stały i wynosi $\text{tg}\varphi = 0,4$.

Panele fotowoltaiczne zostały zamodelowane w postaci trzech jednofazowych źródeł prądowych, które generują moc czynną w sposób losowy, przy czym wartości produkowanej mocy zawierają się w zakresie 2–10 kW. Schemat zastępczy źródła PV zrealizowany w programie PSCAD przedstawiono na rys. 3.

W modelu symulacyjnym zasobnik został zamodelowany jako źródło napięcia stałego oraz współpracujący z nim 3-fazowy inwertor sterowany techniką PWM. W celu eliminacji zakłóceń oraz wygładzenia przebiegów prądów zastosowano filtr pojemnościowy oraz indukcyjność sprzęgającą. Schemat modelu obwodów głównych zasobnika w programie PSCAD zaprezentowano na rys. 4.



Rys. 4. Schemat modelu zasobnika energii w programie PSCAD

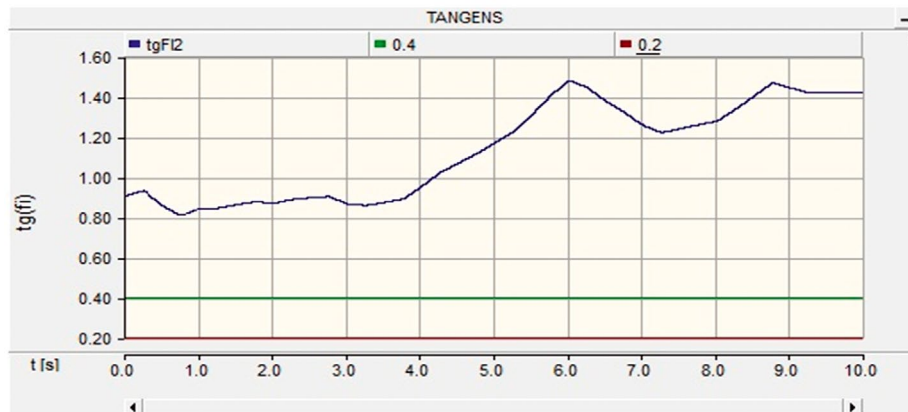


Rys. 5. Układ obliczający stopień naładowania zasobnika

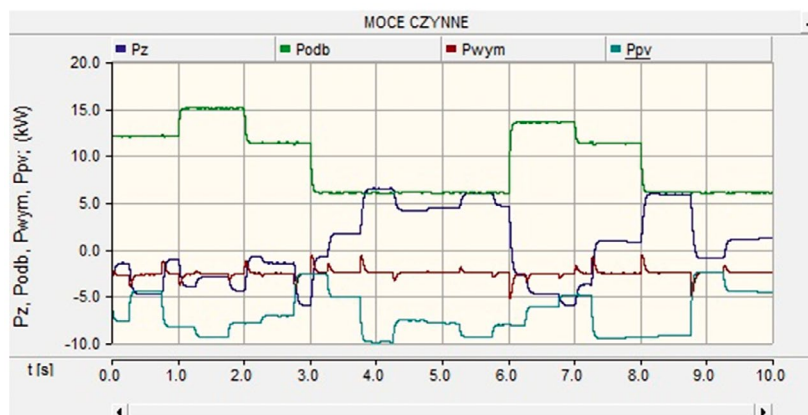
Sterowanie zasobnikiem odbywa się przez sterowanie mocą inwertera. Z zależności (3), (4) i (5) wyznaczone są wartości zadane mocy czynnej i biernej zasobnika, dla których obliczane są prądy referencyjne. Prądy referencyjne są podstawą generowania impulsów zapłonowych podawanych na zawory inwertera przy wykorzystaniu regulatora histerezyowego. Układ sterowania składa się z trzech bloków:

1. blok decyzyjny wyznaczania mocy zadanych
2. blok obliczania prądów referencyjnych
3. blok wykonawczy generowania impulsów zapłonowych na zawory inwertera.

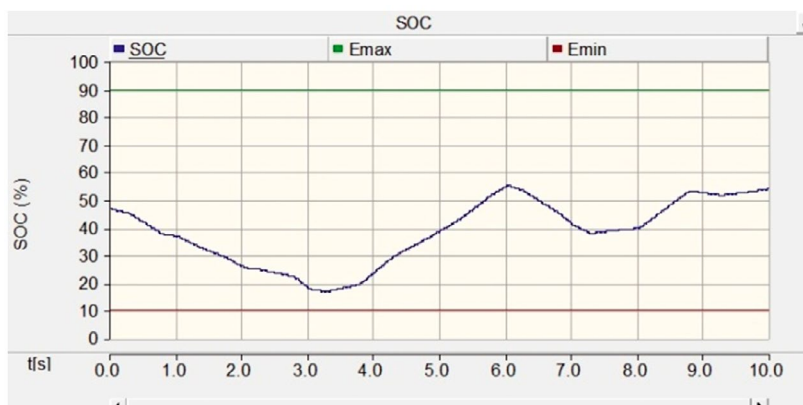
W algorytmie sterowania uwzględniono kontrolę stopnia naładowania baterii. Sposób obliczenia energii zmagazynowanej w zasobniku oraz jego stopnia naładowania pokazano schematycznie na rys. 5. Wartości współczynników przed elementami



Rys. 6. Wartość współczynnika mocy dla układu bez zasobnika energii elektrycznej



Rys. 7. Bilans mocy czynnych w instalacji prosumenta



Rys. 8. Wskaźnik stopnia naładowania zasobnika

całkującymi pozwalają na uwzględnienie strat mocy wynikających z magazynowania energii.

5. Wyniki badań symulacyjnych

A. Wprowadzenie

Za pomocą opracowanego modelu przeprowadzono badania symulacyjne pracy badanej instalacji prosumenckiej. W pierwszej kolejności zbadano pracę układu bez zasobnika. Na rys. 6 pokazano zmiany wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ dla instalacji odbiorczej z panelami PV, obliczone na podstawie pomiaru energii czynnej i biernej. Przedstawione wyniki potwierdzają zasadnicze problemy instalacji prosumenckich. Zmniejszenie mocy czynnej pobieranej z sieci zasilającej, na skutek generacji mocy przez źródło PV, przy niezmienionym poborze mocy biernej odbiorników, skutkuje wzrostem wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$, którego wartość znacznie przekracza wymaganą przez operatora wartość.

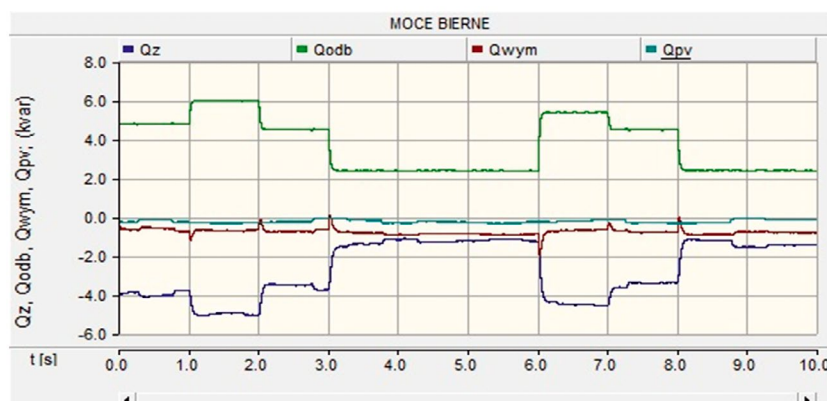
B. Bilansowanie mocy czynnej

Jednym z głównych zadań zasobnika jest bilansowanie mocy czynnej w instalacji prosumenckiej na poziomie określonej wartości mocy wymiany z siecią zasilającą. Na rys. 7 zaprezentowano bilans mocy czynnych w badanej instalacji, zrealizowany w warunkach, gdy moc pobierana z sieci odpowiada wartości średniej mocy instalacji prosumenta w analizowanym okresie czasu.

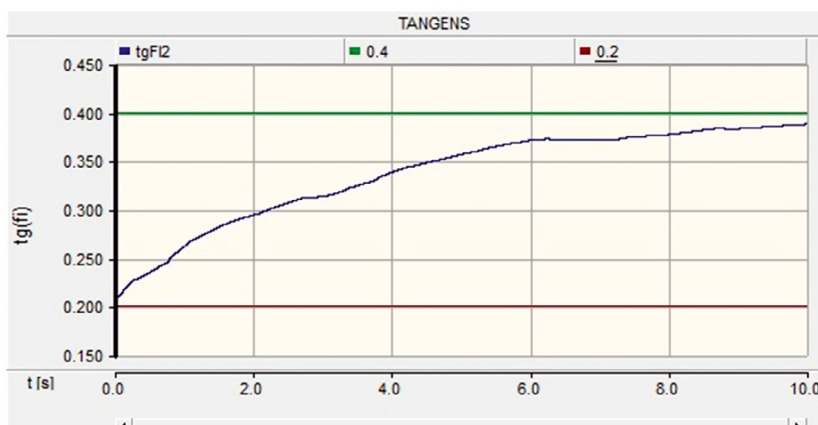
Na rys. 7 kolorem zielonym wyróżniono zmiany mocy czynnej obciążenia. Założono, że podczas symulacji moc odbiorów zmienia swoją wartość sześć razy w zakresie 6–15 kW. Zmienne wytwarzanie mocy przez panele PV oznaczono kolorem niebieskim. Linia granatowa pokazuje zmiany mocy zasobnika w celu utrzymania wartości mocy wymiany z siecią (krzywa czerwona) na stałym ustalonym poziomie.

Na rys. 8 pokazano zmiany stopnia naładowania (SOC) zasobnika energii elektrycznej w okresie symulacji. Na początku symulacji akumulator był naładowany na poziomie ok. 50%.

Zmniejszanie się wartości wskaźnika SOC oznacza rozładowywanie, natomiast jego wzrost – ładowanie zasobnika. Przy mocy wymiany z siecią na poziomie mocy średniej w analizowanym okresie czasu wartości wskaźnika SOC na początku i na końcu tego okresu są zbliżone. Wraz z doborem odpowiedniej pojemności baterii akumulatorów gwarantuje to ciągłą pracę zasobnika, wykluczając stany pełnego naładowania oraz rozładowania [8]. Długa praca układu przy mocy wymiany z siecią na poziomie innym niż moc średnia prowadziłaby do całkowitego rozładowania (gdy moc wymiany jest mniejsza od mocy średniej) lub pełnego naładowania zasobnika (gdy moc wymiany jest większa od mocy średniej).



Rys. 9. Bilans mocy biernych w instalacji prosumenta



Rys. 10. Wartość współczynnika $\text{tg}\varphi$ dla układu z zasobnikiem energii elektrycznej

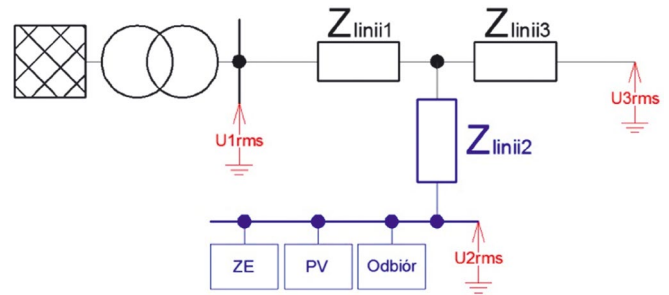
C. Kompensacja mocy biernej

Na rys. 9 pokazano bilans mocy biernych w instalacji prosumenta. Moc bierna odbiorów (krzywa zielona) zmienia się odpowiednio do zmian mocy czynnej przy zachowaniu wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi = 0,4$. Moc bierna wytwarzana przez źródło PV, oznaczona kolorem niebieskim, jest praktycznie równa zero. Inwertor zasobnika wytwarza moc bierną (linia granatowa) zgodnie z wartością mocy zadanej obliczonej ze wzoru (5), w celu skompensowania mocy biernej odbioru i uzyskania wymaganego współczynnika mocy w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci zasilającej [15].

Efekt działania opracowanego algorytmu sterowania widoczny jest na rys. 10, na którym pokazano zmiany wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ dla instalacji prosumenta z zasobnikiem energii obliczonych na podstawie pomiaru energii czynnej i biernej. Jak widać na tym rysunku, uśredniona wartość współczynnika mocy bliska jest wartości zadanej równej 0,4.

D. Wpływ instalacji prosumenckiej na sieć dystrybucyjną

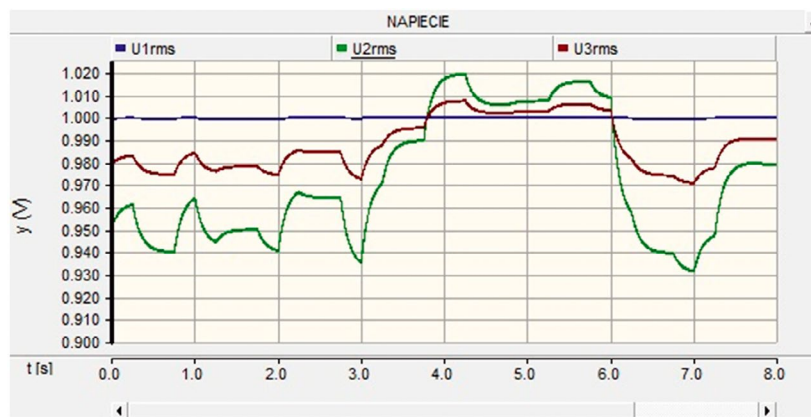
Badanie wpływu instalacji prosumenckiej na pracę sieci dystrybucyjnej ograniczono do analizy napięć w trzech węzłach badanego układu, tj. na szynach stacji transformatorowej, w węzle przyłączenia prosumenta oraz na końcu linii dystrybucyjnej (rys. 11).



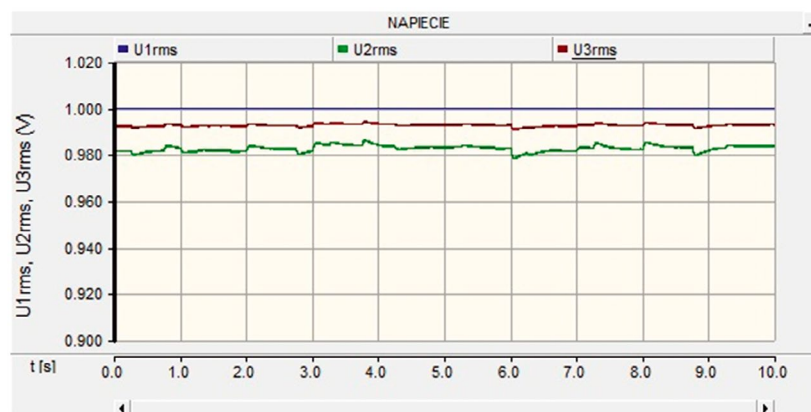
Rys. 11. Miejsca pomiaru napięcia

Rozważono dwa przypadki pracy instalacji: bez zasobnika i z zasobnikiem. Na rys. 12 pokazano wyniki pomiarów napięcia, wyrażone w jednostkach względnych, w wybranych węzłach sieci dla układu bez zasobnika energii, a na rys. 13 przy załączonym zasobniku.

Podczas pracy instalacji prosumenckiej bez zasobnika energii występują spadki napięcia przy poborze mocy czynnej sieci zasilającej oraz wzrosty napięcia, gdy prosument oddaje (sprzedaje) energię do sieci. Zjawiska te widoczne są na rys. 12. Zastosowanie zasobnika ustabilizowało pobór mocy czynnej z sieci na stałym poziomie (rys. 7), a tym samym wartości napięcia w badanych miejscach sieci, co prezentują wyniki badań pokazane na rys. 13.



Rys. 12. Wartości napięć dla układu bez zasobnika energii elektrycznej



Rys. 13. Wartości napięć dla układu z zasobnikiem energii elektrycznej

6. Wnioski

Instalowanie odnawialnych źródeł u odbiorców energii elektrycznej powoduje zmianę ich statusu z odbiorców na prosumentów. Jednocześnie może to powodować określone skutki techniczne niekorzystne z punktu widzenia odbiorcy. Generacja mocy czynnej przez lokalne źródło energii powoduje zmniejszenie poboru mocy czynnej przez prosumenta, a tym samym pogorszenie współczynnika mocy. Może to spowodować naliczenie dodatkowych opłat za ponadnormatywny pobór mocy (energii) biernej. W przypadku, gdy wartość wytwarzanej mocy przekracza zapotrzebowanie zainstalowanych u prosumenta odbiorów, mogą wystąpić wzrosty napięcia o wartościach zależnych od wartości mocy czynnej oddawanej do sieci.

Wymienionych wyżej problemów można uniknąć, instalując u prosumentów zasobniki energii elektrycznej z zaimplementowanym odpowiednim systemem sterowania ich pracą.

W artykule zaproponowano algorytm sterowania wykorzystujący bilanse mocy czynnych i biernych do wyznaczania wartości zadanych mocy dla zasobnika energii, przy określonej wartości mocy wymienianej z siecią zasilającą. W algorytmie przyjęto, że moc wymiany powinna być równa wartości średniej mocy urządzeń odbiorczych i wytwórczych zainstalowanych u prosumenta.

Ustalenie mocy wymiany na poziomie odpowiadającym mocy średniej instalacji powoduje zmniejszenie zakresu zmian stopnia naładowania zasobnika, a więc zmniejsza ryzyko osiągnięcia granicznych warunków pracy (pełnego naładowania lub całkowitego rozładowania) zasobnika. Przy właściwym doborze pojemności można uzyskać pracę zasobnika bez ograniczeń, przy czym stan naładowania na początku i na końcu okresu pracy jest zbliżony.

Badania symulacyjne potwierdziły poprawność działania opracowanego algorytmu sterowania, który zapewnia stabilizację wymiany mocy czynnej z siecią zasilającą, utrzymanie wymaganej wartości współczynnika mocy dla instalacji prosumenta i ogranicza zmiany napięcia w sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Ariyasinghe M.N.S., Hemapala K.T.M.U., Microgrid Test-Beds and Its Control Strategies, Scientific Research, *Smart Grid and Renewable Energy* 2013, nr 4, s. 11–17.

2. Bielecki S., Skoczkowski T., Potrzeba zmian rozliczeń za moc bierną, *Rynek Energii* 2015, nr 4(119).
3. Guerrero J.M. i in., Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids – Part I: Decentralized Hierarchical Control, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2013, nr 4, s. 1254–1262.
4. Guerrero J.M. i in., Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids – Part II: Power Quality, Energy Storage, and AC/DC Microgrids, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2013, nr 4, s. 1263–1270.
5. IRIESD, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [IRIESD Distribution GridCode], PGE Dystrybucja SA, 2013.
6. Malko J., Wojciechowski H., Magazynowanie energii – nowe technologie, *Nowa Energia* 2015, nr 2–3.
7. Milošević M., Hysteresis Current Control in Three-Phase Voltage Source Inverter [online], <https://pdfs.semanticscholar.org/2f46/732154f55b00ea9514a979cb0e7f5775a06b.pdf> [dostęp: 29.03.2017].
8. Pawełek R., Wasiak I., Kelm P., Autonomous Operation of Low Voltage Microgrids, *Acta Energetica* 2014, No. 3/19, s. 156–163.
9. Sandgani M.R., Sirouspour S., Coordinated Dispatch of Energy Storage in a Network of Optimal Grid-connected Microgrids, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017.
10. Taryfa PGE dla energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2016 r. dla odbiorców grup taryfowych G, 17 grudnia 2015, Biuletyn Branżowy URE – Energia Elektryczna nr DRE-4211-53(7)2015/2690/IX/JCz z 17 grudnia 2015.
11. Taryfa, Energa Operator, Biuletyn branżowy URE – Energia elektryczna, nr 178/2015z 17 grudnia 2015, Gdańsk 2016.
12. Umowa Kompleksowa o Świadczenie Usług Dystrybucji i Sprzedaży Energii Elektrycznej, Urząd Regulacji Energii, Warszawa, 25.06.2009r.
13. Umowa Świadczenia Usług Dystrybucji Energii Elektrycznej, Urząd Regulacji Energii, Warszawa, 25.06.2009 r.
14. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015, poz. 478.
15. Wasiak I., Pawełek R., Miński R., Energy storage application in low voltage microgrids for energy management and power quality improvement, *IET Generation, Transmission & Distribution* 2014, Vol. 8, Iss. 3, s. 463–472.
16. Wasiak I., Pawełek R., Miński R., Zasobniki energii w mikrosystemach elektroenergetycznych, XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, czerwiec 2011, t. II, s. 159–166.

Przemysław Urbanek

mgr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: przemyslaw.urbanek@dokt.p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej (2015). Obszar jego działalności naukowej obejmuje zagadnienia jakości zasilania oraz generację rozproszoną.

Irena Wasiak

dr hab. inż., prof. nadzw.

Politechnika Łódzka

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

Absolwentka Politechniki Łódzkiej. Od początku kariery zawodowej pracuje w Instytucie Elektroenergetyki macierzystej uczelni. 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 dyrektora Instytutu Elektroenergetyki oraz kierownika Zakładu Sieci Elektroenergetycznych. Członkini The Institution of Engineering and Technology oraz Komitetu ds. Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej SEP, członek stowarzyszony Sekcji Systemów Elektroenergetycznych PAN.

Ryszard Pawełek

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 jego 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.

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

Autorzy

Michał Małaczek
Irena Wasiak

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

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

Streszczenie

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

1. Wprowadzenie

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

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

Typowe RZE mające zastosowanie w mikrosystemach różnią się znacznie od konwencjonalnych generatorów synchronicznych, zarówno pod względem budowy, jak i specyfiki pracy, a także parametrów generowanego napięcia. W celu integracji źródeł w mikrosystemie konieczne staje się zastosowanie przekształtników energoelektronicznych (*Voltage Source Converter* – VSC) jako interfejsów przyłączeniowych. Rozproszona generacja obejmuje także zasobniki energii, które coraz częściej wykorzystuje się w celu wspomaganie pracy źródeł i mikrosystemów [2, 3, 4]. Z wielu znanych technologii najczęściej stosowane są zasobniki elektrochemiczne (baterijne) [4], wymagające, podobnie jak wiele RZE, przyłączenia przez przekształtnik. W takiej sytuacji sterowanie pracą źródeł i zasobników sprowadza się przede wszystkim do odpowiedniego sterowania ich przekształtnikami. Źródła rozproszone, a w szczególności OZE, które charakteryzują się stochastycznie zmienną wartością generowanej mocy, wpływają w istotny sposób na pracę sieci i mogą powodować problemy z utrzymaniem wymaganych parametrów jakości energii elektrycznej. Dodatkowo zaburzenia elektromagnetyczne wprowadzają przekształtniki przyłączeniowe źródeł i zasobników. Specyfika generacji rozproszonej, a także problemy związane z integracją źródeł, uzasadniają celowość prowadzenia badań symulacyjnych dotyczących pracy mikrosystemów elektroenergetycznych w różnych warunkach. Oprócz poznania zjawisk zachodzących w mikrosystemach, tego typu badania mogą służyć opracowaniu i weryfikacji mechanizmów/układów kontroli i sterowania, pozwalających na złagodzenie lub całkowite wyeliminowanie negatywnego wpływu źródeł na pracę

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

W literaturze można znaleźć wiele publikacji dotyczących zagadnień modelowania RZE. W zależności od celu wykorzystania prezentowane modele charakteryzują się różnym stopniem złożoności. W artykule [5] zaprezentowano szczegółowy model 1-fazowego źródła PV przyłączonego do sieci zasilającej. W skład modelu wchodzi: panel fotowoltaiczny, przekształtnik DC/DC (ang. *boost converter*), przekształtnik DC/AC oraz filtr LCL. Artykuł [6] prezentuje badania symulacyjne podobnego układu składającego się ze źródła PV, przekształtnika DC/DC, przekształtnika DC/AC oraz sieci zasilającej. Panele fotowoltaiczne odwzorowano przy użyciu gotowego modelu z biblioteki programu PSCAD/EMTDC. Szczegółowy model mikroturbiny gazowej wraz z zestawem przekształtników DC/DC (*Buck-Boost Converter*) oraz DC/AC (VSC) można znaleźć w pracach [1]. W pozycji [7] przedstawiono złożony model 1-wałowej mikroturbiny gazowej odwzorowujący część elektryczną, mechaniczną oraz cieplną rzeczywistego obiektu.

W artykułach [8, 9, 10] zaprezentowano uproszczone modele źródeł z przekształtnikami przyłączeniowymi. Poszczególne obiekty odwzorowano jako źródła napięcia stałego DC i przekształtnik DC/AC. Podobne rozwiązanie można znaleźć w [11], gdzie jedno ze źródeł energii zamodelowano jako źródło DC przyłączone do sieci poprzez VSC, zaś drugie – PV – odwzorowano za pomocą idealnego źródła prądowego. Uproszczone modele zastosowano w badaniach algorytmów sterowania przekształtnikami. Na podstawie podanych informacji trudno jest dokonać jednoznacznej oceny właściwości modeli i stosowanych algorytmów sterowania.

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

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

2. Strategia sterowania pracą mikrosystemów elektroenergetycznych

2.1. Praca w połączeniu z siecią zasilającą

Mikrosystemy elektroenergetyczne (MSE) pracują zazwyczaj w połączeniu z siecią zasilającą. Źródła zainstalowane w MSE generują moc na potrzeby lokalnych odbiorów. Sieć zasilająca jest elementem bilansującym, który odbiera nadmiar energii wyprodukowany w MSE lub dostarcza brakującą ilość energii w czasie, gdy generacja z lokalnych źródeł jest niewystarczająca na pokrycie zapotrzebowania. W takim trybie pracy MSE sieć pełni funkcję referencyjnego źródła napięcia, dlatego też nie ma konieczności stosowania dodatkowej regulacji amplitudy napięcia i jego częstotliwości wewnątrz MSE [10, 12].

Zadaniem źródeł sterowalnych, takich jak MT, jest generacja zadanych wartości mocy czynnej i biernej. Źródła niesterowalne, którymi z założenia są OZE, produkują moc w zależności od dostępności energii pierwotnej. Zasobniki energii mogą być stosowane do wspomaganie pracy OZE i do ograniczenia mocy wymiany między MSE a siecią zasilającą.

W trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą, zarówno dla źródeł, jak i zasobników energii, stosuje się sterowanie P-Q, którego celem jest uzyskanie odpowiednich wartości mocy czynnej i biernej [11, 13]. Przekształtniki przyłączeniowe źródeł pracują w trybie sterowania prądowego CC-VSC (*Current Controlled-Voltage Source Converter*) w synchronizacji z napięciem sieci. Istotną cechą takiego sterowania przekształtników jest ograniczanie ich prądu w trakcie stanów przejściowych [14, 15]. Wartości referencyjne dla źródeł mogą być zadawane przez operatora lub nadrzędny układ regulacji w taki sposób, aby zminimalizować koszty ponoszone przez właściciela mikrosystemu, przy jednoczesnym zapewnieniu prawidłowych warunków pracy układu i uwzględnieniu parametrów technicznych źródła [16].

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

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

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

2.2. Praca autonomiczna

Jeśli istnieje możliwość lokalnego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania, mikrosystemy elektroenergetyczne mogą pracować niezależnie od sieci energetyki zawodowej. Taki tryb pracy może wystąpić krótkotrwale – w warunkach awaryjnego odłączenia od sieci, lub też może być planowany celowo, w dłuższym okresie czasu. W obu przypadkach pracy autonomicznej należy zapewnić bilans mocy i kontrolę wartości napięcia oraz częstotliwości w MSE na odpowiednim poziomie. W celu spełnienia tych wymagań konieczne jest zainstalowanie źródła odpowiedzialnego za utrzymanie zadanych wartości napięcia i częstotliwości, które będzie posiadało odpowiednią rezerwę mocy w celu pokrycia zmian obciążenia w układzie (sterowanie U-f). Przekształtnik takiego źródła pracuje w trybie sterowania napięciowego VC-VSC (*Voltage Controlled Voltage Source Converter*). Możliwy jest przypadek, że tylko jedno źródło odpowiada za kontrolę napięcia i częstotliwości, a pozostałe realizują odpowiednią generację mocy czynnej i biernej. Strategia taka nazywana jest Single Master Operation (SMO) [13, 17, 18]. Drugą możliwością pracy autonomicznej istnieje, gdy w MSE znajduje się więcej źródeł, które aktywnie uczestniczą w regulacji amplitudy napięcia i jego częstotliwości oraz bilansowaniu mocy wewnątrz układu. Przy danym obciążeniu, w celu zapewnienia bilansu mocy w układzie, źródła energii dzielą się obciążeniem w zależności od nachylenia swoich charakterystyk statycznych (*droop-characteristics*) [17, 18]. Im większa wartość współczynnika nachylenia charakterystyki regulacyjnej źródła, tym mniejsza jest moc przez nie generowana w danych warunkach, a tym samym mniejszy udział danego źródła w bilansie mocy [5, 8]. Strategia sterowania źródeł w takim przypadku nazywana jest Multi Master Operation (MMO) [18].

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

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

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

3. Modelowanie źródeł i zasobników energii

3.1. Źródła niesterowalne

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

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

3.2. Źródła sterowalne

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

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

Współczynniki k_1 , k_2 są współczynnikami transformacji

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

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

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

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

- przekształtnik DC/DC Buck-Boost z systemem kontroli napięcia DC
- 3-fazowy przekształtnik DC/AC sterowany techniką PWM (Pulse With Modulation).

Ze względu na stopień złożoności taki model jest trudny do wykorzystania w analizie wieloobiektowych MSE. Mając na uwadze, że sterowanie mocą źródeł jest realizowane przez przekształtnik przyłączeniowy, a wewnętrzny układ sterowania zapewnia utrzymywanie stałego napięcia na wejściu przekształtnika, wprowadzono uproszczenie modelu polegające na pominięciu części mechanicznej maszyny. Model taki pozwala na badanie algorytmów sterowania źródłami w stanie pracy ustalonej, ale ze względu na znacznie mniejszą inercję nie odwzorowuje dokładnie pracy źródła w stanach przejściowych.

Prezentowany w artykule model MT (rys. 1) składa się z dwóch głównych modułów, tj. modułu obejmującego obwody pierwotne źródła oraz modułu sterowania. Moduł obwodów głównych zawiera źródło napięcia stałego DC oraz przekształtnik energoelektroniczny DC/AC. Przekształtnik przyłączony jest do sieci poprzez szeregową indukcyjność. Ponadto zastosowywano również baterie kondensatorów przyłączoną do zacisków źródła, w celu odfiltrowania wyższych harmoniczných prądu przekształtnika. Moduł sterowania złożony jest z bloku decyzyjnego wyznaczania sygnałów sterujących, odpowiadający za zapewnienie prawidłowego sterowania pracą źródła i generowanie sygnałów referencyjnych, oraz bloku wykonawczego generującego impulsy zapłonowe wysyłane na zawory przekształtnika.

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

napięcia referencyjnego u_{dRef} oraz u_{qRef} , dostarczane do generatora sygnałów zapłonowych. Wartości i_{dRef} , i_{qRef} , u_{dRef} oraz u_{qRef} można opisać przy użyciu równań (2) i (3).

$$\begin{aligned} i_{dRef} &= \left(k_{pP1} + \frac{k_{iP1}}{s} \right) (P_{Ref} - P) \\ i_{qRef} &= \left(k_{pP2} + \frac{k_{iP2}}{s} \right) (Q_{Ref} - Q) \end{aligned} \quad (2)$$

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

$$\begin{aligned} i_{dRef} &= \left(k_{pC1} + \frac{k_{iC1}}{s} \right) (i_{dRef} - i_d) \\ i_{qRef} &= \left(k_{pC2} + \frac{k_{iC2}}{s} \right) (i_{qRef} - i_q) \end{aligned} \quad (3)$$

k_{pC1} , k_{pC2} , k_{iC1} , k_{iC2} są współczynnikami regulatorów PI w pętli prądowej.

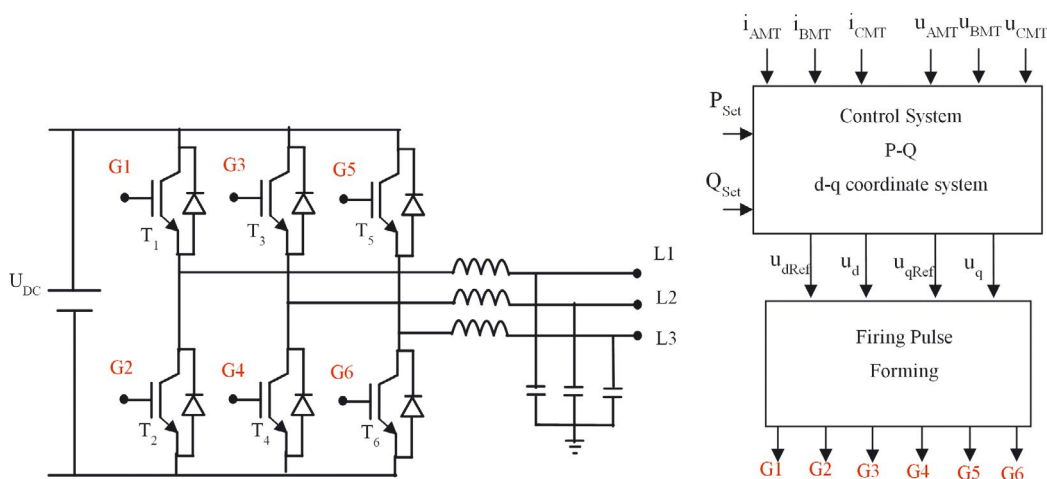
Synchronizacja napięcia wyjściowego z napięciem sieci realizowana jest poprzez zastosowanie pętli PLL [12, 20, 21, 22, 23].

3.3. Zasobniki energii

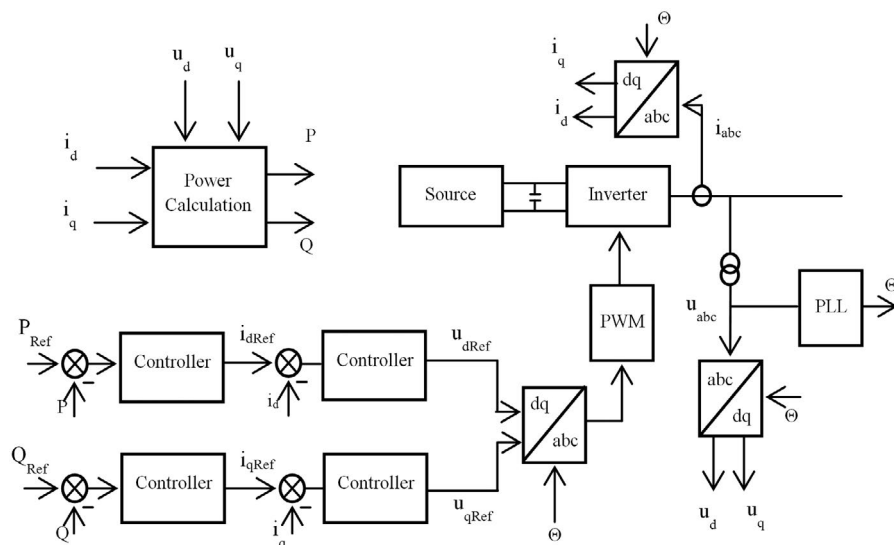
Zasobnik został zamodelowany w sposób podobny do MT. Główny nacisk położono na przekształtnik energoelektroniczny łączący zasobnik z siecią i na jego sterowanie. Dla zasobnika zastosowano dwie strategii, sterowania: P-Q, gdy MG pracuje w połączeniu z siecią zasilającą, oraz U-f, gdy MG przechodzi do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

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

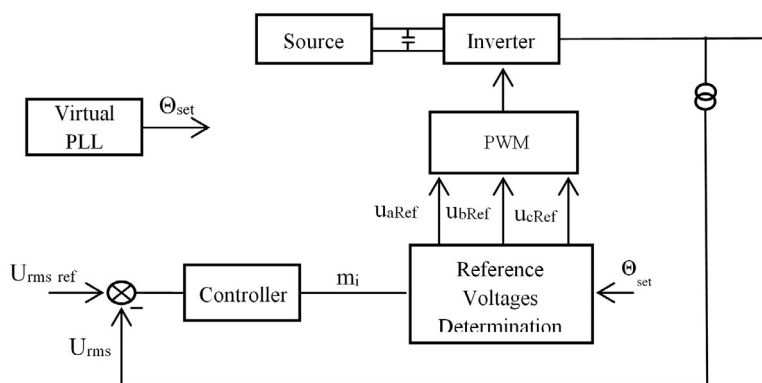
$$m_i = \left(k_{pU} + \frac{k_{iU}}{s} \right) (U_{rms\ ref} - U_{rms}) \quad (4)$$



Rys. 1. Struktura modelu mikroturbiny



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



Rys. 3. Schemat blokowy algorytmu U-f

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

4. Badania symulacyjne

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

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

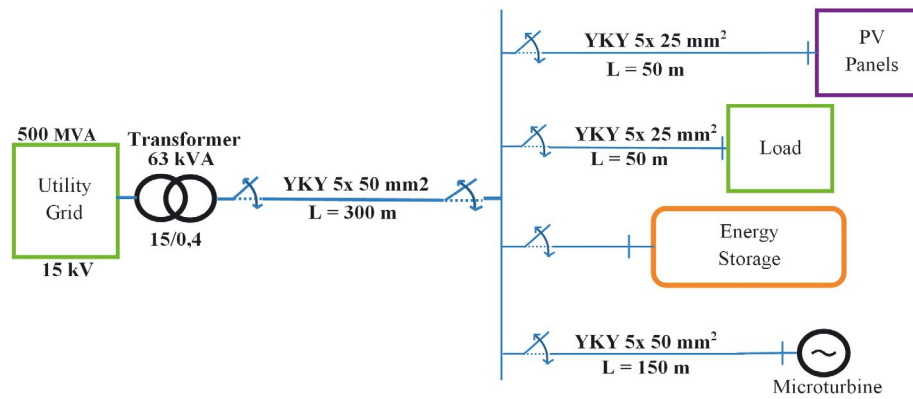
4.1. Praca w połączeniu z siecią zasilającą

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

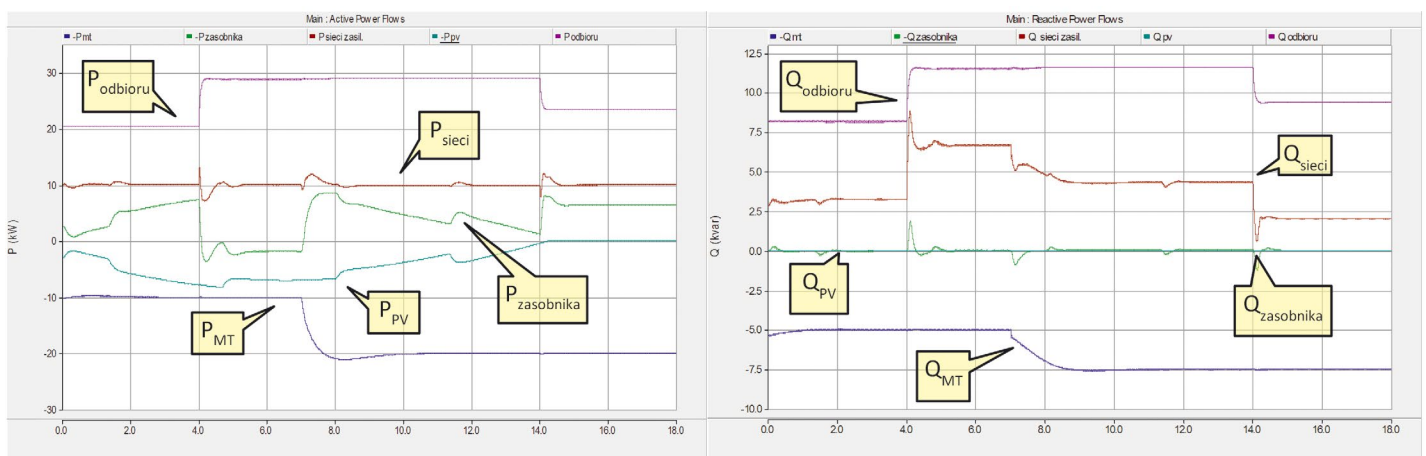
Na rys. 5 przedstawiono odpowiednio bilans mocy czynnej i biernej w MSE. Na jego podstawie można zauważyć, iż moc wyjściowa zasobnika na skutek zmian mocy PV, MT oraz odbioru zmienia się w sposób zapewniający utrzymanie założonej wartości mocy czynnej pobieranej z sieci zasilającej.

4.2. Praca autonomiczna

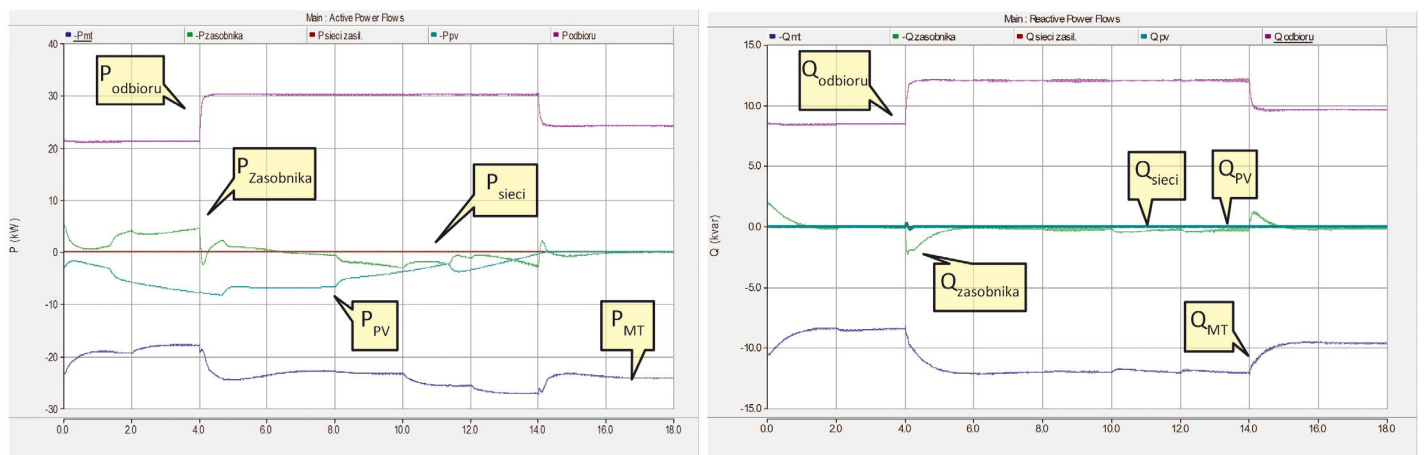
W rozpatrywanym przypadku założono, że źródłem napięcia referencyjnego jest zasobnik. MT pracuje zgodnie ze strategią



Rys. 4. Schemat rozpatrywanego mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia



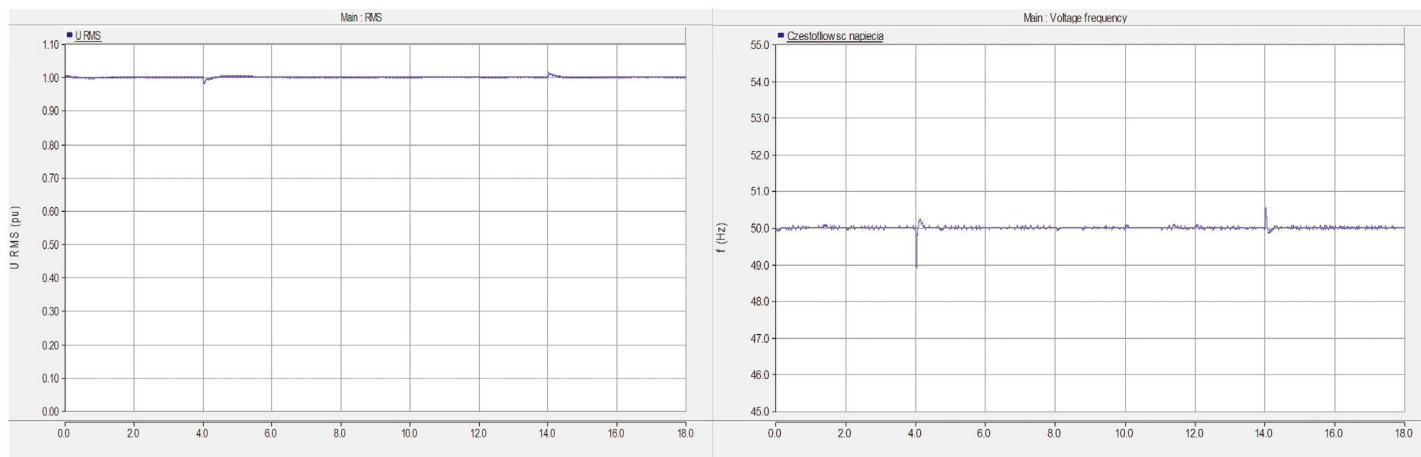
Rys. 5. Przebieg mocy czynnej (lewy rysunek) i biernej (prawy rysunek) w MSE



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

P-Q, a zadawane wartości mocy wyznaczane są przez lokalny układ kontroli. Moc źródła PV zmienia się w zakresie 0–10 kWp. Moc odbioru zmienia się tak samo, jak to miało miejsce w przypadku poprzednim. Na rys. 6 zauważono, że bilans mocy w układzie jest zapewniony. Zasobnik energii jest źródłem referencyjnym napięcia i pełni jednocześnie funkcję bilansowania mocy

w MSE, przy zmianach mocy odbioru i PV. Wartość skuteczna napięcia U_{RMS} oraz częstotliwość napięcia w MSE przedstawione są na rys. 7. Widoczne jest, że napięcie U_{RMS} oraz częstotliwość utrzymywane są na wymaganym poziomie, świadczy to o dotrzymaniu wymagań dotyczących odpowiednich parametrów napięcia zasilającego.



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

5. Wnioski

Ze względu na stopień złożoności obiektów modelowanie mikrosystemów elektroenergetycznych do badań symulacyjnych jest zagadnieniem trudnym i wymaga przyjęcia wielu założeń upraszczających. Sposób modelowania urządzeń musi zapewniać kompromis pomiędzy dostateczną dokładnością ich odwzorowania, złożonością modelu i szybkością wykonywania obliczeń w danym środowisku symulacyjnym. Stopień uproszczeń przyjętych w modelu zależy od celu i rodzaju wykonywanych badań. W artykule przedstawiono sposób modelowania typowych źródeł i zasobników energii elektrycznej stosowanych w MSE niskiego napięcia do badań symulacyjnych. Głównym celem prowadzonych badań jest opracowanie algorytmów sterowania dla poszczególnych urządzeń w MSE oraz skoordynowanej strategii zarządzania MSE w różnych trybach pracy. Zaprezentowano uproszczone modele źródeł PV i MT oraz baterijnego zasobnika energii, które zdaniem autorów są wystarczające z punktu widzenia założonego celu.

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

BIBLIOGRAFIA

- Mohamed A., Nizam M., Salam A., Performance Evaluation of Fuel Cell and Microgrid as Distributed Generators in a microgrid, *European Journal of Scientific Research* 2009, Vol. 30, No. 4, s. 554–570.
- Wasiak I., Pawełek R., Mieński R., Zasobniki energii w mikrosystemach elektroenergetycznych, Konferencja „Aktualne problemy elektroenergetyki”, APE 2011, Jurata, 8–10.06.2011, s. 159–166.
- 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
- Oudalov A., Buehler T., Chartouni D., Utility Scale Applications of Energy Storage, IEEE Energy 2030 Conference (ENERGY 2008), 17–18.11.2008.
- Perera B.K. i in., Simulation model of a grid-connected single-phase photovoltaic system in PSCAD/EMTDC, Proc. IEEE Int. Conf. on Power System Technology (POWERCON), 2012.
- Kalbat A.Y., PSCAD Simulation of Grid-tied photovoltaic System and Total Harmonic Distortion Analysis”, 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, Istanbul, 2–4.10.2013.
- Li G. i in., Modeling and Simulation of a Microturbine Generation System Based on PSCAD/EMTDC, IEEE 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS-2010), Beijing, 20–22.09.2010, s. 1–6.
- Wang Y., Lu Z., Min Y., Analysis and Comparison on the Control Strategies of Multiple Voltage Source Converters in Autonomous Microgrid, 10th IET conference, 2010.
- Gao C. i in., Power Control Strategy Design in an Islanded Microgrid Based on Virtual Frequency, Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 2nd IET, 9–11.09.2013
- Hajilu N. i in., Power control strategy in islanded microgrids based on Vf and PQ theory using droop control of inverters, Electric Industry Automation (ICEIA) 2015 International Congress on, s. 37–42.
- Bai W., Lee K., Distributed Generation System Control Strategies in Microgrid Operation, Proceedings of the 19th World Congress The International Federation of Automatic Control Cape Town, South Africa, 24–29.08.2014.
- Ariyasinghe M., Hemapala K., Microgrid test-beds and its control strategies, *Smart Grid Renew Energy* 2013, Vol. 4, No. 1.
- Han Y. i in., A smooth transition control strategy for microgrid operation modes, The 6th International Conference on Applied Energy – ICIE2014, 2014.
- Katiraei F. i in., Microgrid Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine* 2008, Vol. 6, Issue 3.
- Gao F., Irvani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2008, Vol. 23, No. 2.
- Colson C.M., Nehir M.H., A Review of Challenges to Real-Time power Management of Microgrids, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009.

17. Vandoorn T.L. i in., Analogy between conventional grid control and islanded microgrid control based on a global dc-link voltage droop, *IEEE Trans. Power Del. IEEE Transactions on Power Delivery* 2012, Vol. 27, No. 3, s. 1405–1414.
18. Lopes J.P., Moreira C., Madureira A., Defining control strategies for microgrids islanded operation, *IEEE Transactions on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 2, s. 916–924.
19. Wasiak I., Pawełek R., Kelm P., Autonomous Operation of Low Voltage Microgrids, *Acta Energetica* 2014, No. 4/21, s. 156–163.
20. Blaabjerg F. i in., Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2006, Vol. 53, Issue 5, s. 1398–1409.
21. Perez M.A. i in., A robust phase-locked loop algorithm to synchronize static-power converters with polluted AC systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2008, Vol. 55, Issue 5, s. 2185–2192, 2008.
22. Siyu G., Barnes M., Phase-locked loop for AC systems: Analyses and comparisons, *Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012), 6th IET International Conference on*, 2012.
23. Limongi L.R. i in., Analysis and comparison of phase locked loop techniques for grid utility applications, in *Power Conversion Conference – Nagoya 2007*, s. 674–681.

Michał Małaczek

mgr inż.

Politechnika Łódzka

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

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

Irena Wasiak

dr hab. inż., prof. nadzw.

Politechnika Łódzka

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

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

Wskaźniki jakościowe wykorzystywane przy wyborze lokalizacji oraz parametrów zasobników energii instalowanych w sieciach dystrybucyjnych

Autorzy

Agata Szultka
Robert Małkowski
Seweryn Szultka

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

jakość energii elektrycznej, sieci dystrybucyjne, zasobniki energii

Streszczenie

W ostatnich latach nastąpił rozwój technologii związanej z magazynowaniem energii. Ciągłe udoskonalanie dostępnych na rynku rozwiązań spowodowało poszerzenie możliwości wykorzystania zasobników energii. Coraz częściej znajdują one zastosowanie również w sieci dystrybucyjnej. Niniejsze opracowanie zawiera syntetyczny opis właściwości fizycznych zasobników energii stosowanych w sieciach dystrybucyjnych. Omówiono również wiele kryteriów stosowanych w algorytmach wykorzystywanych w celu określenia lokalizacji i parametrów zasobników energii. W syntetyczny sposób pokazano poziom przydatności danego typu zasobnika do realizacji przyjętego kryterium optymalizacyjnego.

1. Wstęp

Ciągły rozwój technologii zasobników energii elektrycznej skutkuje zwiększeniem ich wydajności funkcjonalności i sukcesywnym spadkiem cen. Wszystko to powoduje, że operatorzy sieci dystrybucyjnych coraz częściej rozważają ich zastosowanie w celu poprawy parametrów jakościowych dostarczanej energii. Do tej pory powstało na świecie wiele algorytmów pozwalających wyznaczyć miejsca lokalizacji, jak i parametry zasobnika. Optymalizacja parametrów i lokalizacji zasobników energii w sieci dystrybucyjnej wymaga nie tylko uwzględnienia korzyści płynących z poprawy parametrów jakościowych energii elektrycznej czy zysków związanych z obrotem energią, ale także kosztów, jakie pociąga za sobą instalacja i eksploatacja zasobnika. W artykule podjęto próbę usystematyzowania wskaźników jakościowych wykorzystywanych w metodach optymalizacyjnych, stosowanych przy wyborze lokalizacji oraz parametrów zasobników energii. Dokonano porównania zasobników energii pod względem możliwości ich wykorzystania do poprawy jakości energii w zależności od przyjętego kryterium optymalizacji.

2. Rodzaje zasobników energii oraz ich możliwości aplikacji

W sieci dystrybucyjnej najczęściej mają zastosowanie trzy rodzaje zasobników energii: baterie akumulatorów, superkondensatory oraz koła zamachowe. Czwartym typem zasobnika jest nadprzewodnikowy zasobnik energii – SMES (ang. *Superconductive Magnetic Energy Storage*). Ze względów ekonomicznych (bardzo wysoki koszt) praktyczne zastosowanie

instalacji tego typu w sieci dystrybucyjnej jest bardzo ograniczone. Mając to na uwadze, w artykule skupiono się jedynie na pierwszych trzech typach zasobników. Każdy z wymienionych zasobników charakteryzuje się innymi właściwościami dynamicznymi, przez co również możliwościami aplikacyjnymi. W tab. 1 przedstawiono wybrane cechy zasobników energii dla kilku najbardziej rozpowszechnionych rodzajów baterii akumulatorów (NaS, Li-on, PbSO₄), superkondensatora oraz koła zamachowego.

Baterie akumulatorów w porównaniu z superkondensatorem czy kołem zamachowym, charakteryzują się znacznie mniejszą liczbą cykli ładowania/rozładowania, a także posiadają mniejszy współczynnik samorozładowania. Wobec tego zainstalowanie baterii akumulatorów będzie bardziej adekwatne do zadań związanych z magazynowaniem energii w dłuższych okresach czasu (rzędu paru godzin) niż do zadań związanych z szybką regulacją parametrów jakościowych energii (np. częstotliwości, napięcia).

Koła zamachowe charakteryzuje bardzo wysoka żywotność i gęstość mocy. Do wad możemy zaliczyć przeciętne wartości magazynowanej energii oraz wysoki współczynnik samorozładowania. Sprawdzają się w zastosowaniach, które wymagają dostarczenia lub odebrania bardzo dużej mocy w krótkim czasie, z dużą liczbą cykli ładowania/rozładowania i krótkim okresem magazynowania energii.

Superkondensator w porównaniu z baterią akumulatorów jest w stanie wykonać bardzo dużą liczbę cykli. Oprócz tego charakteryzuje się dużą gęstością mocy, ale za to niską gęstością energii. Ma zastosowanie przy krótkoterminowym magazynowaniu energii, związanym z dużą gęstością mocy

	Bateria NaS	Bateria Li-on	Bateria kwasowo-ołowiowa	Superkondensator	Koło zamachowe
Gęstość energii Wh/kg	100–250	60–200	30–45	1–15	5–30
Gęstość energii Wh/l	150–300	200–350	50–100	10–20	20–80
Gęstość mocy W/l	120–160	100–3500	90–700	40 000–120 000	5000
Czas ładowania	1 min – 8 h	1 min – 8 h	1 min – 8 h	ms–min	s – godz.
Czas rozładowania	30 min – 8 h	15 min – 4 h	10 s – 4 h	< 30 s	s – min
Samorozładowanie	10%/dzień	5%/msc	0,1–0,4 %/dzień	do 25% w pierwszych 48 h	5–15%/h
Sprawność %	75–80	83–86	70–85	85–94	80–95
Liczba cykli	5000–10 000	1000–5000	500–2000	10 ⁴ –10 ⁶	kilka milionów
Głębokość rozładowania %	do 100	do 100	70	75	75
Czas życia	15–20 lat	5–20 lat	5–15 lat	15 lat	15–20 lat
Koszt instalacji PLN/kWh	2000–40 000	1200–32 000	400–1000	40 000–80 000	4000

Tab. 1. Przegląd właściwości wybranych zasobników energii [1, 2]

ładowania/ rozładowania. Coraz częściej superkondensatory instaluje się hybrydowo z bateriami akumulatorów, w celu przedłużenia żywotności baterii oraz zwiększenia zakresu regulacyjnego całej instalacji.

3. Możliwości zastosowania wybranych zasobników do poprawy jakości pracy sieci dystrybucyjnej

Zasobniki energii mogą poprawiać jakość pracy sieci w różnych sytuacjach. Omówione zostaną wybrane zagadnienia związane z pracą sieci dystrybucyjnej. Różnorodny charakter zaburzeń w pracy sieci oraz właściwości dynamicznych zasobników determinuje zastosowanie konkretnego typu zasobnika, co opisano poniżej.

a. Wyrównywanie obciążeń

Wyrównywanie obciążeń polega na generacji lub poborze mocy czynnej przez zasobnik, odpowiednio w czasie szczytu lub doliny obciążenia. Wyrównywanie obciążenia wpływa na poprawę pracy sieci, m.in. poprzez zmniejszenie strat, zwiększenie lokalnej stabilności napięciowej lub też eliminację przeciążeń. Możemy wyróżnić dwa kryteria działania zasobnika:

- pokrywanie szczytowych obciążeń w systemie (ang. *Peak Shaving*) – rys. 1a



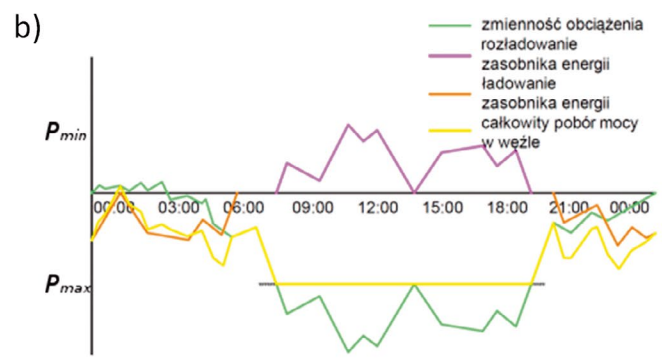
- przesunięcie obciążenia na okresy pozaszczytowe (ang. *Load Levelling*) – rys. 1b.

Do realizacji celu, jakim jest przenoszenie szczytowego obciążenia na dolinę nocną, korzystniejsze jest zastosowanie baterii akumulatorów, a w przypadku ograniczenia szczytowego obciążenia w węźle możliwe jest zastosowanie koła zamachowego bądź superkondensatora. Wskaźnikiem jakościowym jest ograniczenie maksymalnej mocy w węźle do P_{max} [4–7].

b. Poprawa jakości energii

W KSE wymagania jakościowe energii elektrycznej opisano w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD). Niedotrzymanie parametrów jakościowych energii skutkuje nałożeniem na operatora kar finansowych. W celu uniknięcia dodatkowych kosztów operator może zainstalować w sieci dystrybucyjnej zasobniki energii, które wspomogą pracę sieci. Możliwe jest zastosowanie następujących kryteriów:

- **zmniejszenie wartości napięcia w węzłach**, w których napięcie osiąga wartość przekraczającą górną dopuszczalną granicę (zdefiniowaną przez IRIESD). Kryterium to stosowane głównie w sieciach o dużej penetracji mikroźródeł. Założenie powinno zostać spełnione przy użyciu jak najmniejszej mocy i licznie zainstalowanych zasobników energii, a wskaźnikiem



Rys. 1. Wyrównywanie obciążeń; a) ograniczenie szczytowego obciążenia, b) przeniesienie szczytowego obciążenia na dolinę nocną [3]

poprawności działania optymalizacji jest poprawna wartość napięcia we wszystkich węzłach w sieci:

$$V_i \leq V_{\max} \quad (1)$$

- **zwiększenie wartości napięcia w węzłach**, w których napięcie osiąga wartość poniżej dolnej dopuszczalnej granicy. Kryterium jest stosowane w sieciach wiejskich, gdzie długości linii są znaczne, a także w sieciach mocno obciążonych. Kryterium stanowi zainstalowanie jak najmniejszej liczby zasobników przy jednoczesnym spełnieniu kryterium:

$$V_i \geq V_{\min} \quad (2)$$

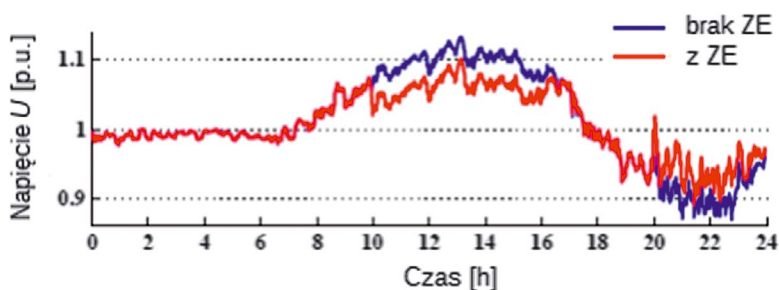
gdzie: V_i — napięcie w i -tym węźle w sieci, V_{\max} — napięcie minimalne, jakie może występować w węźle [4, 5, 8–14].

Ilustrację graficzną efektów zastosowania zasobnika energii (ZE) do regulacji napięcia w węźle pokazano na rys. 2.

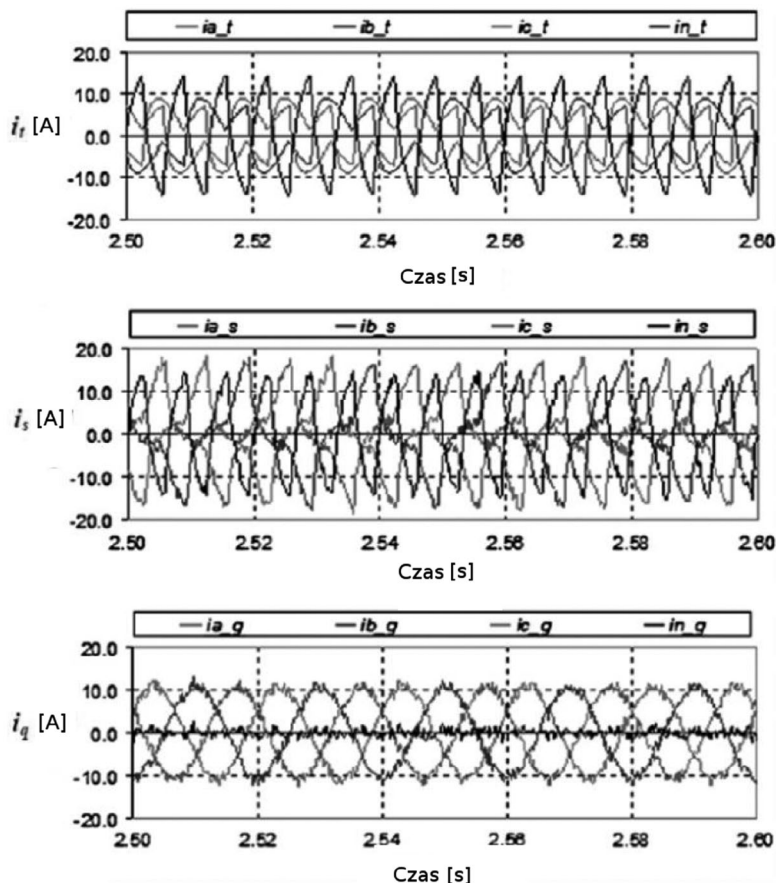
- **kompensacja wyższych harmonicznych prądu oraz kompensacja asymetrii obciążenia** (rys. 3). Wartością kryterialną jest wartość współczynnika THD w każdej fazie oraz różnica prądu (obciążenia) między fazami [16–18].

c. Regulacja częstotliwości

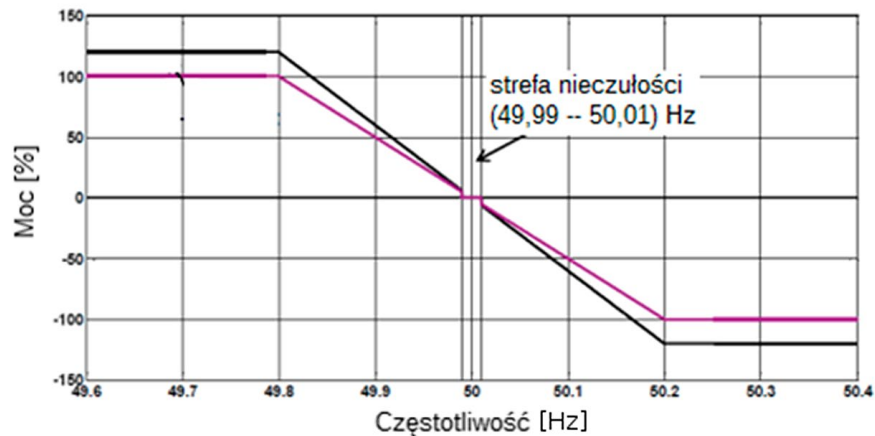
Jednym z parametrów jakościowych energii elektrycznej jest częstotliwość. Zakres dopuszczalnych odchyłek częstotliwości jest stosunkowo niewielki [38]. Odchyłka częstotliwości



Rys. 2. Efekt poprawy poziomu napięcia w węźle w wyniku zastosowania zasobnika energii [15]



Rys. 3. Przykład zastosowania zasobników energii do kompensacji wyższych harmonicznych oraz asymetrii prądów, i_t – wpadkowy prąd odbioru, i_s – prąd zasobnika energii, i_q – prąd sieci zasilającej [18]



Rys. 4. Przykład strategii regulacji częstotliwości przyjętej dla koła zamachowego [19]

jest wynikiem zaburzenia bilansu mocy czynnej w systemie. Podstawowymi obiektami wykorzystywanymi do utrzymania bilansu mocy czynnej są jednostki wytwórcze. Biorą one udział w regulacji pierwotnej i/lub wtórnej.

Energia zgromadzona w zasobnikach energii może być również wykorzystana w procesie regulacji częstotliwości. W takiej sytuacji kryterium działania układów regulacji zasobników byłaby odchyłka częstotliwości. Zasobniki energii mogą brać udział w regulacji pierwotnej zarówno w podstawowym, jak i rozszerzonym paśmie regulacji. Przykład strategii regulacji częstotliwości przyjętej dla koła zamachowego pokazano na rys. 4.

d. Praca z OZE

Wzrost nasycenia odnawialnych źródeł energii, instalowanych w sieci dystrybucyjnej, w wielu przypadkach przyczynił się do istotnych zmian w charakterze jej pracy. Duża sumaryczna moc źródeł odnawialnych może powodować okresowe zmiany typowego kierunku przesyłu energii od GPZ do odbiorcy. W skrajnych przypadkach może to prowadzić do przeciążeń elementów sieci (linii transformatorów). Kryteria regulacji zasobników energii, np.:

- ograniczenie przepływu odwrotnego mocy w sieciach promieniowych z dużą liczbą OZE, zwłaszcza przez transformator zasilający [20]
- przesunięcie produkcji energii elektrycznej na okresy szczytowe, dzięki temu można zmaksymalizować wytwarzanie energii elektrycznej przez źródła odnawialne [21]
- zmniejszenie stochastycznej zmienności mocy OZE i zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego sieci [18–22]
- zmniejszenie błędów wynikających z błędnych prognoz pogody [25, 26].

Możliwe jest znaczne ograniczenie wspomnianych problemów. Wymienione kryteria mogą być stosowane jako kryteria optymalizacji.

e. Zasilanie awaryjne

Zasobniki energii można wykorzystać jako źródła interwencyjne do zasilania awaryjnego. Należy przy tym uwzględnić takie kryteria, jak: pewność zasilania odbiorców priorytetowych, wskaźniki niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI, ewentualnie

pomoc w odbudowie systemu (możliwość zasilania małych jednostek wytwórczych). Ponieważ głównym stanem pracy dla źródeł awaryjnych jest stan oczekiwania w stanie pełnego naładowania, najlepiej sprawdzą się do tego celu zasobniki o niskim współczynniku samorozładowania.

f. Eliminacja przeciążeń

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w sytuacji niedoinwestowania infrastruktury sieciowej skutkuje wzrostem strat mocy i niejednokrotnie znacznym przeciążeniem jej elementów. Instalacja zasobników energii może stanowić ciekawą alternatywę dla modernizacji sieci. Właściwy dobór mocy i lokalizacji zasobnika pozwoli uniknąć lub odroczyć w czasie przebudowę sieci, a także zlikwidować przeciążenia elementów przesyłowych. W celu doboru lokalizacji i parametrów zasobników energii można wykorzystać następujące kryteria:

- zmniejszenie strat w sieci dystrybucyjnej stanowi bardzo często kryterium optymalizacji. Instalacja zasobnika energii pozwala na uniknięcie przepływu zgromadzonej energii przez elementy przesyłowe sieci, zwłaszcza jeżeli zasobnik umieszczony jest blisko odbiorcy. Istotą tego kryterium jest takie umieszczenie zasobników energii, aby w wyniku rozplywu mocy w sieci uzyskać jak najmniejsze straty. Wskaźnikiem jakościowym są straty energii, które bezpośrednio można przeliczyć na korzyści dla operatora [5, 7, 9, 11, 13, 27–30].
- zwiększenie przepustowości ciągów przesyłowych – wyeliminowanie najbardziej przeciążonych elementów przesyłowych w sieciach [31, 32].

g. Praca programowa

Kryterium optymalizacyjne w tym przypadku opiera się na wykorzystaniu okresowej zmienności cen energii. Wiąże się ona z zakupem (ładowaniem zasobnika) energii po niższej cenie, czyli w czasie doliny obciążenia, a sprzedażą energii (rozładowywanie zasobnika) po wyższej cenie, czyli w czasie szczytu obciążenia [5, 14, 28, 32]. Optymalizacja wielkości zasobnika jest uwarunkowana różnicą cen, a lokalizacja powinna być tak dobrana, aby nie wprowadzać do sieci dodatkowych zakłóceń jakości energii elektrycznej spowodowanych pracą zasobnika.

W tab.2 zestawiono opisane powyżej kryteria doboru zasobników

	Bateria NaS	Bateria Li-on	Bateria kwasowo-ołowiowa	Superkondensator	Koło zamachowe
Wyrównywanie obciążeń	+	+	+	-/+	-/+
Poprawa jakości energii	-/+	-/+	-	+	+
Regulacja częstotliwości	-	-/+	-	+	+
Praca z OZE	-/+	+	-	-/+	-/+
Zasilania awaryjne	+	+	+	-/+	-
Eliminacja przeciążeń	-/+	+	-/+	-/+	-/+
Praca programowa	+	+	+	-	-

Tab. 2. Poziom przydatności konkretnego typu zasobnika do przyjętego kryterium optymalizacyjnego

ze wskazaniem poziomu przydatności danego typu zasobnika do przyjętego kryterium optymalizacyjnego.

4. Koszty wynikające z instalacji zasobników energii

Poza wymienionymi już kryteriami, każdy algorytm optymalizujący lokalizację i wielkość zasobnika uwzględnia kryterium kosztowe. Koszt instalacji i eksploatacji każdego z omawianych typów zasobników jest inny, a algorytmy optymalizacyjne dążą do minimalizacji sumy kosztów. Na koszt zasobnika składają się koszty stałe oraz koszty zmienne [1]:

a. Koszty stałe:

- moc [kW]
- energia zasobnika [kWh]
- sprawność [%]
- współczynnik samorozładowania [%/dzień]
- maksymalna głębokość rozładowania [%]
- koszt zainstalowanej mocy zasobnika [PLN/kWh]
- koszty przekształtnika [PLN/kW]

b. Koszty zmienne:

- liczba cykli [1/dzień]
- czas życia [lata]
- stopa procentowa [%]
- koszty użytkowania [%/rok]
- koszt energii elektrycznej [PLN/kWh].

Koszty stałe związane są z takimi cechami zasobnika, jak: współczynnik samorozładowania i maksymalna głębokość rozładowania, które są związane z doбором rodzaju zasobnika. Dobór rodzaju zdeterminowany jest przez potrzeby oraz możliwości aplikacyjne. W optymalizacji doboru parametrów oraz lokalizacji zasobników energii jako czynniki odpowiedzialne za koszty stałe należy uwzględnić:

- liczbę zasobników energii zainstalowanych w sieci. Jest to podstawowe kryterium wykorzystywane przy optymalizacji. Zakłada się, że osiągnięcie wymaganych parametrów jakościowych energii lub zamierzonego zysku (w przypadku pracy programowej) powinno odbyć się przy jak najmniejszym koszcie stałym, czyli także przy jak najmniejszej liczbie zainstalowanych zasobników energii [9, 11, 27, 28, 34]
- zainstalowaną sumaryczną pojemność oraz sumaryczną moc zasobników energii [9, 20].

Koszty zmienne zależą od czynników zewnętrznych, tj. koszt energii elektrycznej czy stopa procentowa, które są niezależne

i na ich wartość nie można wpłynąć przy optymalizacji parametrów i lokalizacji zasobników energii. Pozostałe wymienione koszty zmienne zależą od intensywności użytkowania. W celu ograniczenia kosztów zmiennych w optymalizacji można uwzględnić:

- minimalizację wykonywanych cykli ładowania/rozładowania (kryterium stosowane głównie dla baterii akumulatorów). Ideą optymalizacji jest uzyskanie maksymalnych zysków związanych z poprawą pracy sieci, w zamian za koszt jak najmniejszego zużycia zasobnika energii
- głębokość rozładowania (kryterium stosowane zarówno dla baterii akumulatorów, jak i koła zamachowego) [11, 12, 28, 32, 35–37].

5. Podsumowanie

Porównanie dostępnych na rynku zasobników energii (tab. 1), które można zainstalować w sieci dystrybucyjnej, wskazuje na odmienne fizyczne właściwości każdego z rodzajów zasobników. Wiąże się to także z różnymi możliwościami aplikacyjnymi każdego typu zasobnika energii. W artykule opisano możliwości wykorzystania zasobników do spełnienia odpowiednich kryteriów ogólnych: wyrównania obciążeń, poprawy jakości energii, regulacji częstotliwości, pracy z OZE, zasilania awaryjnego, eliminacji obciążeń lub pracy programowej. Dla każdego z omawianych kryteriów przyporządkowano konkretny rodzaj zasobnika. Opisano główne składniki kosztów związanych z instalacją i eksploatacją zasobników, a także omówiono główne sposoby ich ograniczania.

BIBLIOGRAFIA

1. Fuchs G. i in., Technology overview on electricity storage, ISEA Aachen Juni, 2012.
2. Szczerbowski R., Ceran B., Możliwości i perspektywy magazynowania energii w generacji rozproszonej, *Logistyka* 2014, nr 4.
3. Rui H., Wellssow W.H., Assessing distributed storage management in LV grids using the smart grid metrics framework, PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 2015.
4. Barnes A.K. i in., Placement of energy storage coordinated with smart PV inverters, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES, 2012.

5. Qing Z. i in., Optimal siting & sizing of battery energy storage system in active distribution network, Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES, 2013.
6. Deeba S. i in., Evaluation of Technical and Financial Benefits of Battery-Based Energy Storage Systems in Distribution Networks, *IET Renewable Power Generation* 2016, Vol. 10, Issue 8.
7. Thrampoulidis C., Bose S., Hassibi B., Optimal placement of distributed energy storage in power networks, *IEEE Transactions on Automatic Control* 2016, Vol. 61, No. 2.
8. Marra F. i in., Energy storage options for voltage support in low-voltage grids with high penetration of photovoltaic, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on, 2012.
9. Giannitrapani A. i in., Optimal allocation of energy storage systems for voltage control in LV distribution networks, *IEEE Transactions on Smart Grid* 2016, Issue 99.
10. Nazaripouya H. i in., Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2015.
11. Nick M., Cherkaoui R., Paolone M., Optimal siting and sizing of distributed energy storage systems via alternating direction method of multipliers, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2015, Vol. 72.
12. Barnes A.K., Balda C., Placement of distributed energy storage via multidimensional scaling and clustering, Renewable Energy Research and Application (ICRERA), 2014 International Conference on, 2014.
13. Karanki S.B. i in., Optimal location of battery energy storage systems in power distribution network for integrating renewable energy sources, Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE, 2013.
14. Abad M.S.S. i in., Optimal sizing of distributed energy storage with consideration of demand response in distribution systems, Electrical Engineering (ICEE), 2016 24th Iranian Conference on, 2016.
15. Lamberti F. i in., Impact analysis of distributed PV and energy storage systems in unbalanced LV networks, PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 2015.
16. Chua K.H. i in., Energy storage system for mitigating voltage unbalance on low-voltage networks with photovoltaic systems, *IEEE Transactions on Power Delivery Journal* 2012, Vol. 27, No. 4.
17. Joshi K.A., Pindoriya N.M., Day-ahead dispatch of Battery Energy Storage System for peak load shaving and load leveling in low voltage unbalance distribution networks, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2015.
18. Wasiak I., Pawelek R., Mienski R., Energy storage application in low-voltage microgrids for energy management and power quality improvement, *IET Generation, Transmission & Distribution* 2014, Vol. 8, No. 3.
19. Wandelt F. i in., Comparison of flywheels and batteries in combination with industrial plants for the provision of Primary Control Reserve, PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 2015.
20. Zhang Y. i in., Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration, *IET Renewable Power Generation* 2016, Vol. 10, Issue 8.
21. Torchio M., Magni L., Raimondo D.M., A mixed integer SDP approach for the optimal placement of energy storage devices in power grids with renewable penetration, American Control Conference (ACC), 2015.
22. Nguyen N.T. i in., Sensitivity analysis on locations of Energy Storage in power systems with wind integration, Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference on, 2015.
23. Sun Q. i in., Optimal Placement of Energy Storage Devices in Microgrids via Structure Preserving Energy Function, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 2016, Vol. 12, No. 3.
24. Gantz J.M., Amin S.M., Giacomoni A.M., Optimal mix and placement of energy storage systems in power distribution networks for reduced outage costs, 2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012.
25. Bludszuweit H., Domínguez-Navarro J.A., A probabilistic method for energy storage sizing based on wind power forecast uncertainty, *IEEE Transactions on Power Systems* 2011, Vol. 26, No. 3.
26. Jabr R.A., Karaki S., Korbane J.A., Robust multi-period OPF with storage and renewables, *IEEE Transactions on Power Systems* 2015, Vol. 30, No. 5.
27. Zhao H. i in., Optimal siting and sizing of Energy Storage System for power systems with large-scale wind power integration, PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 2015.
28. Giannitrapani A. i in., Algorithms for placement and sizing of energy storage systems in low voltage networks, 2015 54th IEEE Conference on Decision and Control (CDC), 2015.
29. Grillo S., Pievatolo A., Tironi E., Optimal Storage Scheduling Using Markov Decision Processes, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2016, Vol. 7, Issue 2.
30. Fan Z., Lei Z., Study on power energy storage allocation of weak power distribution grid with high-density distributed generation integration, Electricity Distribution (CICED), 2016 China International Conference on, 2016.
31. Pandžić H., Near-optimal method for siting and sizing of distributed storage in a transmission network, *IEEE Transactions on Power Systems* 2015, Vol. 30, No. 5.
32. Bose S. i in., Optimal placement of energy storage in the grid, 2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC), 2012.
33. Gonçalves J., Neves L., Martins A.G., Multiobjective Methodology for Assessing the Location of Distributed Electric Energy Storage, European Conference on the Applications of Evolutionary Computation, 2015.
34. Nick M., Cherkaoui R., Paolone M., Optimal allocation of dispersed energy storage systems in active distribution networks for energy balance and grid support, *IEEE Transactions on Power Systems* 2014, Vol. 29, No. 5.
35. Mohammadi F. i in., Allocation of Centralized Energy Storage System and Its effect on Daily Grid Energy Generation Cost, *IEEE Transactions on Power Systems* 2017, Vol. 32, Issue 3.
36. Wogrin S., Gayme D.F., Optimizing storage siting, sizing, and technology portfolios in transmission-constrained networks, *IEEE Transactions on Power Systems* 2015, Vol. 30, No. 6.
37. Wang L. i in., Coordination of Multiple Energy Storage Units in a Low-Voltage Distribution Network, *IEEE Transactions on Smart Grid* 2015, Vol. 6, No. 6.
38. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, IRIESP, 2012.

Agata Szultka

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: agata.dzionk@pg.gda.pl

Ukończyła studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2015). Aktualnie odbywa studia doktoranckie w Katedrze Elektroenergetyki. Jej zainteresowania obejmują problemy związane z pracą sieci elektroenergetycznej, poprawą jakości energii oraz z magazynowaniem energii.

Robert Małkowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: robert.malkowski@pg.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Cztery lata później uzyskał stopień doktora. Aktualnie jest pracownikiem Katedry Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej oraz członkiem zespołu laboratorium LINTE².

Aktualnie jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół problemów dotyczących sterowania pracą systemu elektroenergetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień związanych z regulacją poziomów napięć oraz rozptyłu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym.

Seweryn Szultka

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: seweryn.szultka@pg.gda.pl

Doktorant na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki. Absolwent kierunku energetyka na Wydziale Mechanicznym oraz absolwent kierunku elektrotechnika na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. W obszarze badań zajmuje się budynkami inteligentnymi, instalacjami elektrycznymi, a w szczególności wymianą ciepła w urządzeniach elektrycznych.

Lokalizacja zasobników energii w sieciach elektroenergetycznych za pomocą algorytmów ewolucyjnych

Autor

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

algorytmy ewolucyjne, operatory genetyczne, sieć elektroenergetyczna, magazyn energii, lokalizacja

Streszczenie

W artykule przedstawiono założenia aplikacji do lokalizacji zasobników energii w sieci elektroenergetycznej WN. Jako lokalizację magazynu zdefiniowano numer węzła, do którego ma być przyłączony, oraz wartość jego mocy. Przyłączone magazyny energii mają za zadanie zwiększenie mocy sumarycznej przyłączonych odnawialnych źródeł energii, przy nienaruszaniu żadnego z ograniczeń technicznych sieci elektroenergetycznej. Problem lokalizacji zdefiniowano jako proces optymalizacji z ograniczeniami nieliniowymi zrealizowany w środowisku MATLAB, wykorzystującym aplikację do obliczeń rozptyłów mocy. Chcąc porównać ze sobą lokalizacje, założono stałą sumę wartości bezwzględnych mocy magazynów. Do realizacji optymalizacji wykorzystano algorytmy ewolucyjne. Ze względu na nieliniowość ograniczeń zaprojektowano nową funkcję tworzenia populacji początkowej oraz osiem operatorów genetycznych. Większość badań wykonywano w dwóch wersjach z przyłączonymi magazynami energii i bez nich, po czym porównywano wzrost możliwości wprowadzenia dodatkowej generacji w obu wariantach. Następnie wykonywano wiele testów i badań w celu ustalenia parametrów i wyboru wersji algorytmu. Na podstawie wyników stworzono aplikację do optymalizacji lokalizacji zasobników.

1. Wprowadzenie

Celem tej pracy jest zbadanie możliwości zastosowania wybranej metody optymalizacji w celu maksymalizacji bezpiecznego wyprowadzenia mocy z generacji OZE dla zadanej parametrami sieci WN. Podstawowymi ograniczeniami technicznymi są przeciążenia elementów sieci oraz niedotrzymanie napięć w dopuszczalnych granicach w węzłach sieci. W celu rozwiązania problemu maksymalizacji wyprowadzenia mocy ze źródeł OZE należy zdefiniować problem optymalizacji, wszystkie ograniczenia i wymagania. Na tej podstawie należy sformułować postać matematyczną problemu. Na podstawie analizy problemu optymalizacyjnego należy dokonać wyboru narzędzi i metod. Celem pracy nie jest wyznaczanie doboru technologii lub pojemności magazynów, lecz tylko ich wymaganych mocy zainstalowanych i ich lokalizacji. Problem lokalizacji magazynów oraz lokalizacji dodatkowej generacji ma duży wpływ na powstawanie ewentualnych przeciążeń, zmiany napięć w węzłach czy wielkość sumy mocy czynnej oddanej do sieci przez dodatkowe źródła. Z tego powodu podczas optymalizacji poszukiwane są jednocześnie lokalizacje magazynów oraz lokalizacje dodatkowych źródeł, dla których funkcja celu będzie optymalna. Model sieci elektroenergetycznej jest daną wejściową aplikacji.

2. Koncepcja aplikacji obliczeniowej do badania zdolności przyłączeniowych farm wiatrowych

Do realizacji budowy tego systemu zostaną wykorzystane algorytmy ewolucyjne oraz aplikacja wykonująca rozptył mocy czynnej i biernej badanego systemu elektroenergetycznego. Zastosowanie algorytmów ewolucyjnych jest podyktowane trudnością wyznaczenia w postaci analitycznej funkcji celu, zwłaszcza dla modeli dużych sieci. Algorytmy ewolucyjne stanowią atrakcyjne narzędzie optymalizacji zwłaszcza dla problemów, dla których nie ma opracowanych specjalizowanych metod. Szczegóły o algorytmach genetycznych/ewolucyjnych zostały zaprezentowane w monografiach [1, 2, 3]. Funkcja celu i ograniczenia wyznaczone są na podstawie symulacji – rozptyłów mocy. Klasyczne metody optymalizacji posiadają dodatkowe wymagania, np. ciągłości lub różniczkowalności funkcji celu, funkcji celu i ograniczeń w postaci analitycznej. Żeby ocenić skutki zmiany mocy czynnej lub biernej w danym węźle, należy wykonać ponownie rozptył mocy. Nie jest możliwe uwzględnienie ograniczeń w postaci analitycznej, ponieważ ewentualne przeciążenia elementów sieci lub przekroczenia dopuszczalnych przedziałów napięć w węzłach zależne są od samej sieci (modelu sieci) i jej stanu (wartości mocy czynnych

i biernych w poszczególnych węzłach, stanów łączników oraz stanu dodatkowej generacji). Chcąc uzasadnić wybór metody optymalizacyjnej, należy przeanalizować jej wady i zalety. Zalety algorytmów genetycznych/ewolucyjnych [3]:

- Metoda jest uniwersalna, aby tego samego programu użyć w innym problemie, przeważnie wystarczy zmienić funkcję celu i ograniczenia
- Klasyczny algorytm genetyczny ma prostą konstrukcję, oprogramowanie algorytmów genetycznych w uniwersalnym języku programowania nie jest trudne
- Funkcja celu lub ograniczenia nieliniowe nie muszą być podane w postaci analitycznej. Wystarczającą informacją jest to, że wiemy, jak ją wyznaczyć/policzyć
- Algorytmy ewolucyjne potrafią poradzić sobie również tam, gdzie optymalizowana funkcja jest zaszumiona, zmienia się w czasie, ma wiele ekstremów lokalnych. Algorytmy ewolucyjne są jedną z metod optymalizacji globalnej
- Chcąc znaleźć rozwiązanie, nie musimy prawie nic wiedzieć o optymalizowanej funkcji. Funkcji celu może nawet w ogóle nie być: możemy wykorzystywać algorytmy genetyczne nawet wtedy, gdy jedyną rzeczą, jaką potrafimy powiedzieć o punktach przestrzeni stanów, jest to, które z dwóch (kilku) rozwiązań jest lepsze (gdy zastosujemy operator selekcji turniejowej)
- Ponieważ algorytm genetyczny jest algorytmem randomizowanym, możemy powtarzać obliczenia wielokrotnie w nadziei otrzymania lepszych wyników. Poszczególne wyniki będą się różniły, ponieważ otrzymujemy rozwiązanie przybliżone.

Wady tych algorytmów [3]:

- Metoda jest uniwersalna, więc nie tak skuteczna, jak bywają algorytmy specjalizowane (w celu poprawy wydajności/dokładności rozwiązań zaleca się stosować algorytmy hybrydowe)
- Metoda jest wolniejsza od prostych heurystyk (np. metody zachłannej), choć zwykle skuteczniejsza. Często optymalizacje rzeczywistych problemów technicznych mogą wymagać dużej ilości pamięci RAM oraz trwać długo, np. kilkanaście dni
- Sukces jest możliwy wyłącznie przy prawidłowym zakodowaniu problemu i odpowiednim dobraniu funkcji celu. Niestety, nie ma jednoznacznej teorii mówiącej, jak to robić. Jest to często – podobnie jak dobór parametrów mutacji i krzyżowania – sprawa wycucia i doświadczenia programisty. Wymaga to wykonania wielu wersji aplikacji i przeprowadzenia wielu badań symulacyjnych
- Ponieważ algorytm genetyczny jest algorytmem randomizowanym, nigdy nie mamy pewności, że znaleźliśmy rozwiązanie optymalne (rada: zadowol się rozwiązaniem przybliżonym). W rzeczywistości, np. przy produkcji, nie jest konieczne znalezienie dokładnego optimum, lecz znalezienie rozwiązania lepszego niż konkurencja. W wielu zastosowaniach ważny jest również czas uzyskania rozwiązania nawet kosztem jego dokładności
- Uwzględnienie nieliniowych ograniczeń może być trudne w realizacji. Może ono wymagać zaprojektowania nowych algorytmów dla operatorów genetycznych. Wówczas nie jest to metoda prosta

- Uwzględnienie wymagań specyficznych dla problemu może wymagać utworzenia nowej funkcji tworzącej populację początkową, funkcji realizujących operatory genetyczne, funkcji skalującej. Wówczas metoda ta nie jest już uniwersalna.

Algorytmy ewolucyjne nie są pozbawione wad, jednak ze względu na specyfikę ograniczeń zostały wybrane do budowy aplikacji. W celu realizacji tego zadania zostało wykorzystane środowisko obliczeniowo-symulacyjne umożliwiające realizację analiz systemów elektroenergetycznych oraz algorytmów ewolucyjnych. Takim środowiskiem jest oprogramowanie MATLAB z zainstalowanym pakietem Global Optimization Toolbox (zawierającym biblioteki do tworzenia i symulacji algorytmów ewolucyjnych [4]) oraz aplikacje MATLABA (ang. *MATLAB – based software*), służące do analizy systemów elektroenergetycznych. Jedną z wielu dostępnych tego typu aplikacji jako przybornik (*toolbox*) Matlaba jest Matpower [5]. Stworzenie takich aplikacji (analiza systemów elektroenergetycznych, algorytmy genetyczne, metody optymalizacji) w uniwersalnym języku programowania (bez wykorzystania gotowych i przetestowanych bibliotek) jest bardzo czasochłonne. Dzięki wykorzystaniu uniwersalnego środowiska obliczeniowego budowanie nowej aplikacji może się odbywać w sposób standardowy dla aplikacji obliczeniowych, koncentrując się na rozwiązywanym problemie, wykorzystując przyborniki rozszerzających funkcjonalność tego środowiska. Unika się problemów pracochłonnej integracji oprogramowania różnych producentów, rozwiązywania problemów numerycznych.

Matematyczna postać problemu jest określona za pomocą układu ośmiu zależności:

$$X = \begin{bmatrix} p_fw(1) \\ \dots \\ p_fw(w) \\ p_mag(1) \\ \dots \\ p_mag(w) \end{bmatrix} \text{ – postać osobnika} \quad (1)$$

$$\max \left(\sum_{i=1}^w p_fw(i) \right) \text{ – maksymalizacja funkcji celu} \quad (2)$$

$$\prod_{j=1}^w 0 \leq p_fw(j) \leq FW_MAX \text{ – ograniczenie na moc generacji} \quad (3)$$

$$\prod_{k=1}^w -MAG_MIN \leq p_mag(k) \leq +MAG_MAX \text{ – ograniczenie na moc magazynu} \quad (4)$$

$$\sum_{m=1}^w |p_mag(m)| = suma_p_mag \text{ – ograniczenie równościowe} \quad (5)$$

$$\prod_{l=1}^L S_{obc}(l) \leq S(l) \text{ – ograniczenie na obciążalność} \quad (6)$$

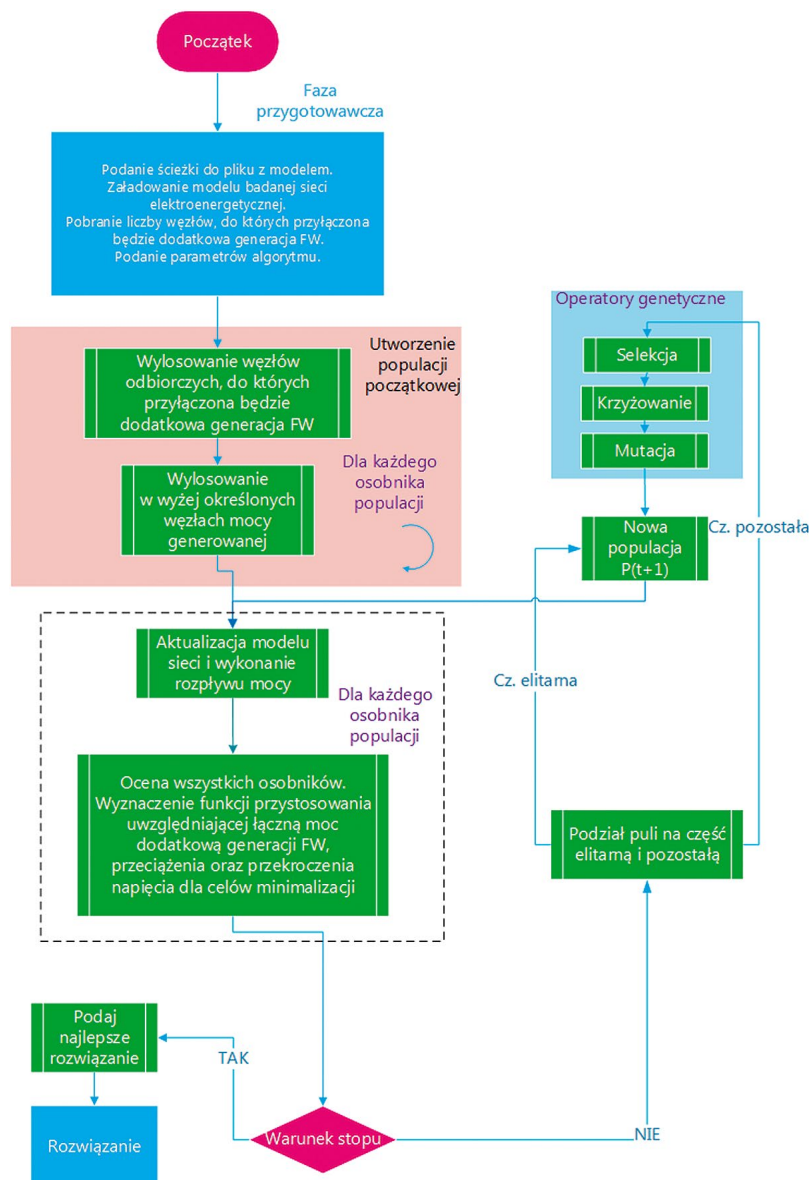
$$\prod_{n=1}^w V_{min}(n) \leq V(n) \leq V_{max}(n) \quad (7)$$

– utrzymanie wartości napięć w dopuszczalnym zakresie

$$[S_{obc}, V] = rozplyw(X, mpc) \text{ – realizacja obliczeń rozptywowych} \quad (8)$$

gdzie: X – postać proponowanego rozwiązania (osobnika), p_{fw} – wektor mocy czynnej dodatkowej generacji [MW] o długości w , FW_MAX – maksymalna moc czynna magazynu przyłączona do węzła [MW], p_{mag} – wektor mocy czynnej magazynu [MW] o długości w , MAG_MIN i MAG_MAX – maksymalna moc

czynna magazynu przyłączonego do węzła w trybie ładowania i rozładowania [MW], w – liczba węzłów sieci, L – liczba linii sieci, $suma_p_mag$ – suma modułów mocy czynnych wszystkich przyłączonych magazynów do sieci [MW], S_{obc} – wektor obciążenia (mocy pozornych) poszczególnych linii wyznaczonych po rozplywie mocy czynnych i biernych o długości L , S – wektor obciążalności poszczególnych linii (model sieci) o długości L , V – wektor modułów napięć w poszczególnych węzłach sieci wyznaczonych po rozplywie mocy czynnych i biernych o długości w , V_{min} , V_{max} – wektor minimalnych/maksymalnych dopuszczalnych napięć w poszczególnych węzłach sieci, o długości w , mpc – model badanej sieci, $rozplyw$ – funkcja uaktualniająca model sieci zgodnie z postacią osobnika X (moce dodatkowej generacji p_{fw} , moce magazynu p_{mag}), wykonująca rozptyw mocy czynnych i biernych AC, w wyniku którego otrzymujemy obciążenia poszczególnych linii oraz wartości napięć w poszczególnych węzłach.



Rys. 1. Schemat algorytmu ewolucyjnego do wyznaczania maksymalnej łącznej dodatkowej mocy generowanej w badanej sieci bez udziału magazynu

Ograniczenia optymalizacji mogą zostać uwzględnione w postaci np. funkcji kary lub nieliniowej funkcji ograniczeń. Pierwsza metoda polega na zmianie postaci funkcji celu [8]. Druga metoda oferowana przez środowisko MATLAB polega na utworzeniu funkcji ograniczeń [4]. Ograniczenie (5) umożliwia porównanie dwóch rozwiązań o tych samych wielkościach magazynu (łącznej sumie wartości bezwzględnych mocy czynnych – niezależnie od trybu pracy ładowania, tj. wartość ujemna mocy albo rozładowania, tj. wartość dodatnia mocy).

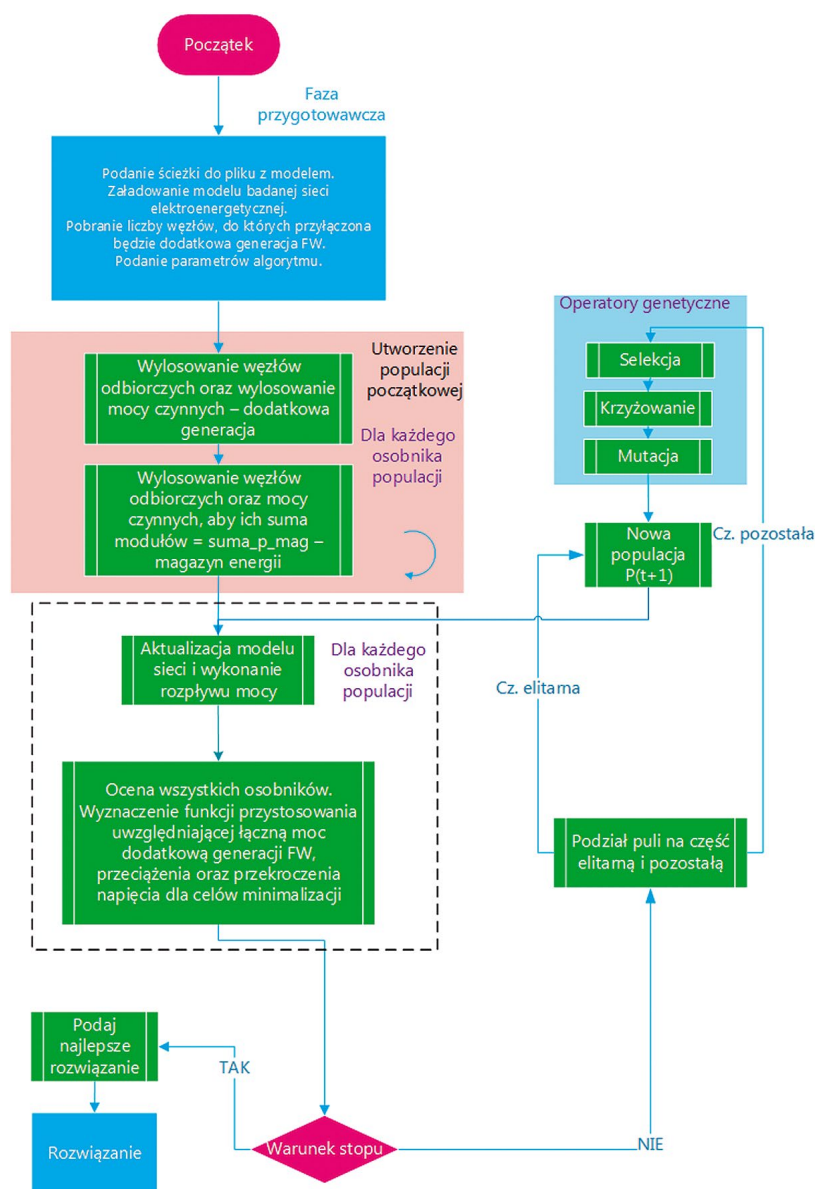
W celu zbadania wpływu przyłączenia magazynów na możliwości przyłączenia dodatkowej generacji do sieci należy wykonać dwie symulacje.

Pierwsza symulacja jest bez udziału magazynu, jej algorytm pokazano na rys. 1. Natomiast algorytm drugiej pokazano na rys. 2. Porównanie wyników z obu symulacji umożliwi stwierdzenie, czy w danej sieci jest możliwy wzrost maksymalnej sumarycznej mocy dodatkowej generacji w sposób bezpieczny, gdy do sieci przyłączono magazyny energii.

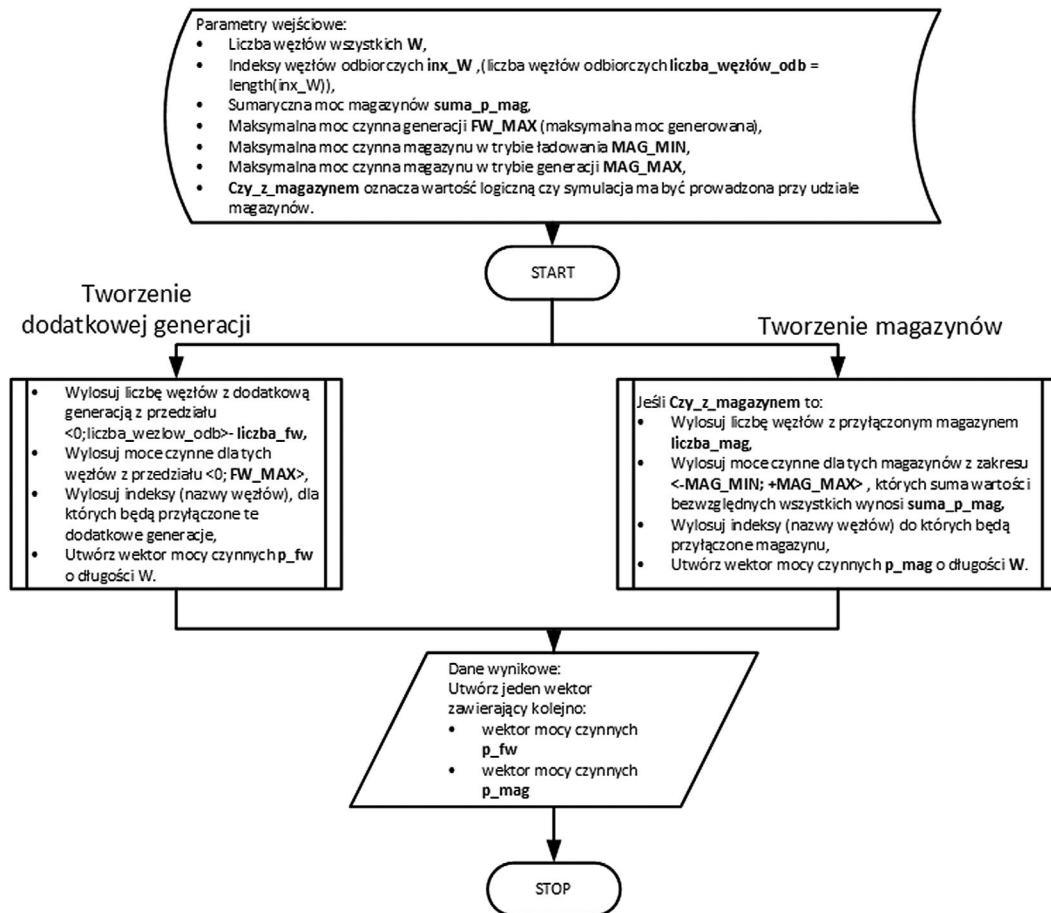
W środowisku MATLAB zastosowano strategię elitarną. Uniemożliwia to „zapomnienie” dobrych rozwiązań znalezionych w generacjach poprzedzających ostatnią. Jednak może powodować problemy z przedwczesną zbieżnością. Na rys. 3 zaprezentowano jeden z wielu zaprezentowanych operatorów genetycznych – operator tworzenia populacji początkowej. Szczegółowy opis oraz symulacje zaprezentowano w [7]. Jako elektroenergetyczną sieć testową wybrano standardową sieć IEEE 30-węzłową. Wymaganiem było określenie w modelu obciążalności wszystkich elementów sieci.

3. Symulacje

Podczas badania skuteczności zaprojektowanych operatorów genetycznych uruchamiano algorytm z funkcją ograniczeń nieliniowych sześciokrotnie, przy określonym standardowym operaterze selekcji oraz funkcji skalującej dla różnych wersji aplikacji (wszystkie operatory, bez operatora nr 5, bez operatora nr 3, bez operatorów 3 i 5). Badania wykonano dla wszystkich możliwych



Rys. 2. Schemat algorytmu ewolucyjnego do wyznaczenia maksymalnej łącznej dodatkowej mocy generowanej w badanej sieci współpracującej z magazynami energii



Rys. 3. Schemat blokowy tworzenia populacji początkowej

Parametr wynikowy	Statystyka	Warianty algorytmu (6-krotne uruchomienie algorytmu)			
		8 operatorów (wszystkie)	bez operatora nr 5	bez operatora nr 3	bez operatorów nr 3 i 5
Moc czynna generacji z przyłączonymi magazynami $suma_p_fw_m$ [MW]	max.	341,33	341,26	341,08	343,23
	min.	337,85	339,24	338,61	340,60
	średnia	340,13	340	340	342,25
	Różnica = max. – min.	3,48	2,02	2,47	2,63
Moc czynna generacji bez magazynów $suma_p_fw$ [MW]	max.	341,48	332,06	343,08	332,42
	min.	338,73	328,95	338,18	330,16
	średnia	339,97	330,59	341,3	331,52
	Różnica = max. – min.	2,75	3,11	4,9	2,26
Różnica maksymalnej generacji z magazynami i maksymalnej generacji bez nich $suma_p_fw_m - suma_p_fw$ MW [MW]		-0,15	9,2	-2	10,81

Tab. 1. Wyniki sześciokrotnej iteracji w celu zbadania skuteczności operatorów genetycznych, wykorzystując funkcję selekcji *selectionroulette* oraz funkcję skalowania *fitscalingrank*

kombinacji. Poniżej w tab. 1 i 2 przedstawiono niektóre wyniki symulacji.

Kolejnym etapem symulacji było badanie poprawności pracy algorytmu oraz jego zbieżności. Badanie polegało na 100-krotnym uruchomieniu algorytmu z nieliniową funkcją ograniczeń (rys. 4), jak i z zewnętrzną funkcją kary (rys. 5) – praca sieci tylko z magazynem.

W następnym etapie symulacji wykonano analogiczne badanie, lecz dla wersji z zewnętrzną funkcją kary, co zobrazowano

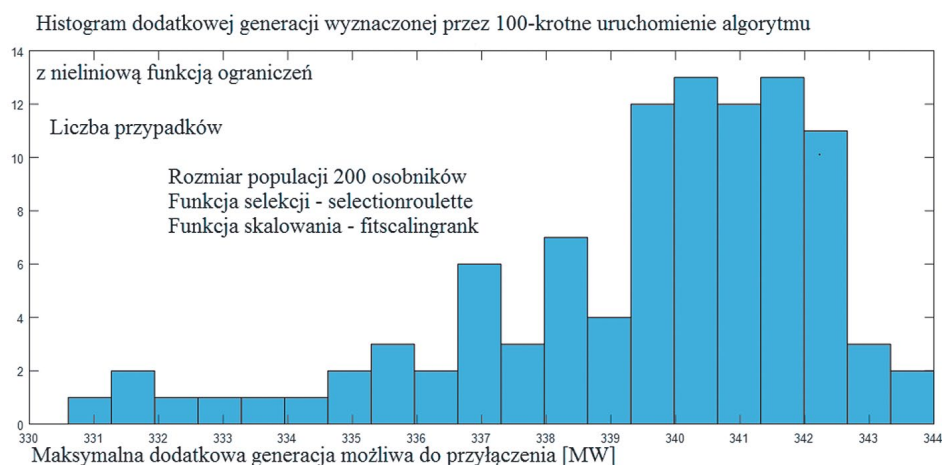
na rys. 5. Innym badaniem była symulacja przy różnych prawdopodobieństwach realizacji poszczególnych operatorów genetycznych zarówno w wersji z nieliniową funkcją ograniczeń (tab. 3), jak i z zewnętrzną funkcją kary (tab. 4)

4. Wnioski

I. W celu znalezienia optymalizacji lokalizacji magazynu energii oraz dodatkowej generacji można skutecznie wykorzystać algorytmy ewolucyjne. Wymaga to jednak zaprojektowania

Parametr wynikowy	Statystyka	Warianty algorytmu (6-krotne uruchomienie algorytmu)			
		7 operatorów (wszystkie)	bez operatora nr 5	bez operatora nr 3	bez operatorów nr 3 i 5
Moc czynna generacji z przyłączonymi magazynami suma_p_fw_m [MW]	max.	339,66	341,48	341,12	342,75
	min.	336,99	334,9	337,67	338,78
	średnia	338,39	339,44	339,32	340,31
	Różnica = max. – min.	2,67	6,58	3,45	3,97
Moc czynna generacji bez magazynów suma_p_fw [MW]	max.	341,27	332,68	341,15	332,6
	min.	338,29	329,66	337,21	329,75
	średnia	339,56	331,24	339,21	331
	Różnica = max. – min.	2,98	3,02	3,94	2,85
Różnica maksymalnej generacji z magazynami i maksymalnej generacji bez nich $\text{suma_p_fw_m} - \text{suma_p_fw}$ [MW]		-1,61	8,8	-0,03	10,15

Tab. 2. Wyniki sześciokrotnej iteracji w celu zbadania skuteczności operatorów genetycznych – wykorzystując funkcję selekcji *selectionroulette* oraz funkcję skalowania *fitscalingtop*



Rys. 4. Histogram generacji dodatkowej dla wersji algorytmu z nieliniową funkcją ograniczeń

operatorów genetycznych oraz funkcji tworzenia populacji początkowej, uwzględniających ograniczenia nieliniowe. Przeanalizowano standardowe postacie funkcji realizujące operatory genetyczne. Nie są one poprawnie tworzyć i modyfikować osobniki, tj. nienaruszające ograniczeń nieliniowych problemu. Zatem algorytmy ewolucyjne do rozwiązywania problemów technicznych, w których występują ograniczenia nieliniowe, wymagają modyfikacji uwzględniających specyfikę problemu.

- II. Spośród zbadanych wersji algorytmu ewolucyjnego najlepszym okazał się algorytm z zewnętrzną funkcją kary. Uzyskano maksymalną moc dodatkowej generacji 369,20 [MW] przy łącznej mocy magazynów równą 19 [MW] (tab. 4). Wynik wpływu pracy magazynu oceniano, porównując go z wynikiem optymalizacji samej generacji dodatkowej (bez magazynu). Dla testowanej sieci maksymalna moc dodatkowej generacji w sieci bez udziału magazynów energii wyniosła 333,9 [MW]. Maksymalna moc dodatkowej generacji nie mogła naruszać w sposób znaczący ograniczeń napięciowych i obciążeniowych.
- III. Cechą charakterystyczną metod optymalizacyjnych z zewnętrzną funkcją kary jest to, że rozwiązania mogą

w sposób nieznaczny naruszać któreś z ograniczeń. Wielkość tych naruszeń można zmniejszyć, stosując odpowiednie duże wartości współczynników kary. W zaprezentowanym rozwiązaniu nie wystąpiły przekroczenia napięciowe, a przeciążenie dotyczyło tylko dwóch linii o wielkości nie większej niż 1,7% ich obciążalności (tab. 5). Natomiast najlepsze rozwiązanie uzyskane podczas badania wpływu pozostałych parametrów nie wykazuje żadnych przekroczeń.

- IV. W wersji algorytmu ewolucyjnego z nieliniowymi ograniczeniami nie uzyskiwano rozwiązań naruszających którekolwiek ograniczenia. Jest to zaleta tego typu algorytmu.
- V. W celu znalezienia optymalizacji lokalizacji magazynu energii oraz dodatkowej generacji algorytm ewolucyjny wykorzystuje algorytm rozptyłowy. Służy on do stwierdzenia, czy uzyskane rozwiązanie nie powoduje przeciążania się którejkolwiek elementu sieci oraz czy wartości napięć we wszystkich węzłach są w dopuszczalnych zakresach. W zależności od wersji algorytmu rozptył był wykonywany w nieliniowej funkcji ograniczeń lub w funkcji celu.
- VI. Wersja algorytmu ewolucyjnego z nieliniowymi ograniczeniami okazała się nie tak skuteczna jak wersja z zewnętrzną funkcją kary. Jest to spowodowane tym, że w obu wersjach

Lp.	pstwo_mut	pstwo_mut_fw	pstwo_zam_fw	pstwo_zam_mag	pstwo_zam_p	f-cja celu (z magazynem)	f-cja celu (bez magazynu)
1	0,81472369	0,90579194	0,12698682	0,91337586	0,63235925	350,09	331,63
2	0,91818459	0,63255766	0,63960491	0,11794852	0,64830387	351,88	332,21
3	0,23048253	0,61061998	0,77947319	0,56706282	0,23407947	351,55	332,79
4	0,88485522	0,18345035	0,22609177	0,60591373	0,94860687	352,83	332,22
5	0,63911062	0,82985738	0,17512177	0,04191938	0,50305758	352,41	332,81
6	0,92049838	0,4880307	0,25213702	0,54685008	0,70505076	352,73	332,90
7	0,46356272	0,88610119	0,65836403	0,7455946	0,21304558	353,12	331,75
8	0,48116548	0,36855	0,53696344	0,06340336	0,30413755	351,59	333,48
9	0,45041356	0,01232514	0,09299071	0,86499249	0,31718746	351,94	332,08
10	0,7551757	0,48476413	0,48879031	0,3981366	0,20264438	352,03	332,97
11	0,61582818	0,06237602	0,26374273	0,16379723	0,11869841	350,99	332,84
12	0,9666019	0,06840756	0,73837416	0,88490846	0,38839793	350,48	333,32
13	0,39193069	0,35246639	0,0508462	0,5282447	0,33001492	352,51	333,26
14	0,14467151	0,45589683	0,41970739	0,87595398	0,90709547	351,03	333,58
15	0,137272	0,41795503	0,81303064	0,57288986	0,43202267	352,37	333,09
16	0,84251773	0,30210997	0,666352	0,1670966	0,58915655	352,71	332,68
17	0,64221802	0,766998	0,62243137	0,01869434	0,01212781	352,51	332,52

Kolorem czerwonym zaznaczono optymalne wartości prawdopodobieństw wykonania operatorów (największa wartość funkcji celu dla sieci z magazynami energii)

Tab. 3. Wyniki symulacji poszukiwania wartości parametrów operatorów genetycznych dla algorytmu z nieliniową funkcją ograniczeń

Lp.	pstwo_mut	pstwo_mut_fw	pstwo_zam_fw	pstwo_zam_mag	pstwo_zam_p	f-cja celu (z magazynem)	f-cja celu (bez magazynu)
1	0,821579	0,724182	0,835272	0,703187	0,851299	353,98	333,34
2	0,20824	0,788091	0,957554	0,392875	0,270881	352,87	332,88
3	0,586582	0,907114	0,71906	0,09236	0,853622	353,41	333,89
4	0,166876	0,03903	0,195391	0,089744	0,226574	353,54	333,75
5	0,711179	0,859306	0,231377	0,290049	0,24363	354,77	332,96
6	0,860269	0,056848	0,666054	0,744647	0,627422	353,42	333,39
7	0,122104	0,727066	0,700456	0,08631	0,598401	352,30	332,88
8	0,250954	0,081737	0,180487	0,295582	0,451101	353,19	333,22
9	0,553292	0,326571	0,531779	0,348433	0,021119	353,05	333,76
10	0,991492	0,288026	0,548958	0,228424	0,339291	351,75	333,36
11	0,826123	0,676308	0,193865	0,067948	0,877198	353,52	333,31
12	0,070057	0,609323	0,620526	0,30726	0,431354	369,20	333,90
13	0,833288	0,448672	0,247334	0,061462	0,62534	354,18	333,77
14	0,258424	0,820662	0,3408	0,389855	0,408813	352,98	333,29
15	0,650812	0,767099	0,379532	0,776901	0,307508	352,92	334,14
16	0,289789	0,681109	0,522761	0,012858	0,646947	353,06	333,02
17	0,774671	0,069752	0,679253	0,150766	0,201864	352,24	333,83
18	0,499141	0,708158	0,388722	0,864053	0,789496	353,23	333,37
19	0,650764	0,536774	0,7932	0,956314	0,8308	354,21	332,71

Kolorem czerwonym zaznaczono optymalne wartości prawdopodobieństw wykonania operatorów (największa wartość funkcji celu dla sieci z magazynami energii)

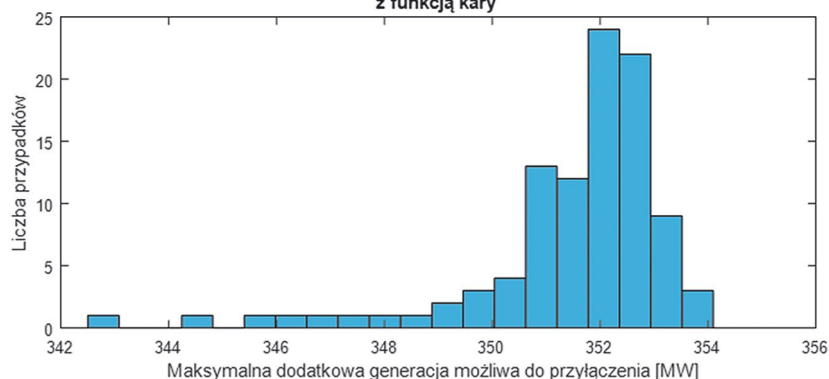
Tab. 4. Wyniki symulacji poszukiwania wartości parametrów operatorów genetycznych dla algorytmu z zewnętrzną funkcją kary

w środowisku MATLAB występują inne warunki zatrzymania algorytmu. Wersja algorytmu z nieliniowymi ograniczeniami zatrzymuje się na podstawie numerycznych pochodnych ograniczeń. Algorytmy tego rodzaju wykonują się przez niewielką liczbę generacji. Uwidacznia się zatem problem przedwczesnej zbieżności, co dyskwalifikuje ten rodzaj algorytmu do większości zastosowań. Typowo algorytmy ewolucyjne wymagają ok. 100 generacji w celu uzyskania rozwiązania w pobliżu wartości ekstremalnej. Nasza aplikacja z algorytmem z nieliniowymi ograniczeniami realizowała tylko 6 generacji.

VIII. Algorytmy ewolucyjne lub genetyczne są metodami optymalizacji znajdującymi rozwiązania w pobliżu wartości ekstremum globalnego. Nie gwarantują one znalezienia dokładnej wartości ekstremalnej. Jednak w większości zastosowań znalezienie rozwiązania z niewielkim błędem nie stanowi problemu. W rozpatrywanym problemie błąd poniżej 1 [MW] nie ma praktycznego znaczenia.

IX. Zaprojektowany algorytm ewolucyjny jest wrażliwy na wartości prawdopodobieństw realizacji poszczególnych operatorów.

Histogram dodatkowej generacji wyznaczonej przez 100-krotne uruchomienie algorytmu ewolucyjnego z funkcją kary



Rys. 5. Histogram generacji dodatkowej dla wersji algorytmu z zewnętrzną funkcją kary

Nr węzła	Moc czynna [MW]	Część wektora	Nr węzła	Moc czynna [MW]	Część wektora	Nr węzła	Moc czynna [MW]	Część wektora	Nr węzła	Moc czynna [MW]	Część wektora
1	0	p_fw	16	20	p_fw	1	0	p_mag	16	-0,632	p_mag
2	0		17	10,811		2	0		17	0	
3	1,183		18	20		3	-8,625		18	-0,0043	
4	12,748		19	1,289		4	0		19	0	
5	13,152		20	10,327		5	-8,332		20	0	
6	15,641		21	9,730		6	0		21	-0,0737	
7	18,243		22	0		7	0		22	0	
8	12,758		23	0		8	0		23	0	
9	18,084		24	20		9	-1,331		24	0	
10	13,922		25	19,968		10	0		25	0	
11	20		26	20		11	0		26	0	
12	0		27	0		12	0		27	0	
13	0		28	20		13	0		28	0	
14	16,406		29	20		14	0		29	0	
15	20		30	19,716		15	0		30	0	

Tab. 5. Przykład otrzymanego rozwiązania z algorytmu ewolucyjnego z funkcją kary w trakcie badania zbieżności

X. Algorytmy ewolucyjne lub genetyczne są metodami zrandomizowanymi. Skutkuje to tym, że uzyskiwane wyniki dla tych samych danych wejściowych przy kilkukrotnym uruchomieniu algorytmu mogą się różnić. Jest to cecha wszystkich metod zrandomizowanych. Zaprojektowany algorytm ewolucyjny oznacza się zbieżnością, co potwierdza histogram ze 100-krotnego uruchomienia algorytmu (rys. 5). Z histogramu wynika, że 46% uzyskanych wyników znajduje się w przedziale 351,8–352,9 [MW], lecz istnieją pojedyncze rozwiązania o znacznie mniejszych wartościach. Zatem w celu optymalizacji należy kilkukrotnie uruchomić algorytm i jako wynik uznać najlepsze uzyskane rozwiązanie.

XI. Optymalizacja czasowa algorytmu oraz badanie innych czynników na skuteczność i zbieżność algorytmu ewolucyjnego wymaga dalszych badań. Wydajność mogłoby podnieść utworzenie aplikacji w uniwersalnym języku programowania na podstawie zaprojektowanego algorytmu, co umożliwi optymalne wykorzystanie pamięci RAM i pozostałych zasobów komputera. Środowisko MATLAB jest uniwersalnym

narzędziem umożliwiającym szybkie prototypowanie algorytmów obliczeniowych/sterowania.

XII. W przypadku badania sieci elektroenergetycznej o większym rozmiarze algorytm z funkcją kary wyznaczy kilka węzłów, w których powinny być zainstalowane magazyny. Natomiast algorytm z uśrednionymi parametrami (model sieci dla statystycznej symulacji pracy generacji odnawialnej i zapotrzebowania na moc odbiorców) wyznaczy węzły, które bez względu na stan sieci skutecznie zwiększają przyłączalność generacji odnawialnej, co jest zagadnieniem optymalizacji lokalizacji magazynów w rzeczywistej sieci. Węzły te nazwiemy węzłami charakterystycznymi. Nie każda sieć elektroenergetyczna posiada takie węzły. Rozwiązaniem tego algorytmu jest wektor mocy czynnych zainstalowanych generacji odnawialnej (farm wiatrowych, elektrowni fotowoltaicznych) oraz wektor wymaganych mocy zainstalowanych magazynów energii. Oznaką znalezienia rozwiązania z węzłami charakterystycznymi będzie fakt, iż funkcja celu tego osobnika powinna być znacznie mniejsza niż innych osobników w populacji,

oraz fakt, że w żadnym stanie nie wystąpiły znaczące ograniczenia. Zadaniem opracowanego systemu z uzmiennionym modelem jest znajdowanie węzłów charakterystycznych w sieci. Wymagać to będzie nie tylko znalezienia najlepszego rozwiązania, lecz również analizy pozostałych osobników populacji.

BIBLIOGRAFIA

1. Goldberg D.E., Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995.
2. Michalewicz Z., Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2010.
3. Abras J., Wykłady z algorytmów ewolucyjnych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2001.
4. Global Optimization Toolbox, User's guide. Matlab R2016a, The MathWorks, Inc. 2016.
5. Zimmerman R.D., Murillo-Sanches C.E., Matpower 5.1. User's manual, Power System Engineering Research System, 20 marca 2015.
6. Matlab, Object – oriented programming, Matlab R2016a, The MathWorks, Inc. 2016.
7. Korpikiewicz J. i in., Opracowanie metodyki wyboru lokalizacji zasobników energii w sieci WN w celu zwiększenia zdolności przyłączania energetyki odnawialnej do systemu dystrybucyjnego, praca statutowa Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk OGS-68/16, Instytut Energetyki, Gdańsk 2016.
8. Stachurski A., Wierzbicki A., Podstawy optymalizacji, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2001.

Artykuł powstał w ramach projektu badawczego GEKON1/02/213880/30/2015.

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

mgr inż

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

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

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

Symulacja dobowych warunków pracy sieci SN przy zmiennych warunkach zapotrzebowania

Autor

Andrzej Kąkol

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

sieci dystrybucyjne, automatyzacja, optymalizacja

Streszczenie

Proces automatyzacji sieci SN sukcesywnie realizują spółki dystrybucyjne. Inwestycje te mają na celu poprawę parametrów pracy sieci i zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jednocześnie, niezależnie od działań inwestycyjnych podjętych przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), notowany jest wzrost liczby i wartości mocy rozproszonych źródeł energii. W rezultacie obserwowana jest większa dynamika zmian warunków pracy sieci. Coraz częściej jest rejestrowany przepływ mocy od źródeł przyłączonych w głębi sieci SN do stacji 110 kV/SN. Występowanie takich stanów jest zależne od aktualnego zapotrzebowania i dostępności źródeł energii pierwotnej, a więc wiatru, słońca lub wody. Przewiduje się, że nowe obiekty, jak magazyny energii elektrycznej i samochody elektryczne, będą miały istotny wpływ na plany rozwoju i warunki pracy sieci SN i przyczynią się do wzrostu dynamiki zmian warunków pracy sieci.

W artykule przedstawiono propozycje poprawy parametrów pracy sieci dystrybucyjnej SN z wykorzystaniem łączników zdalnie sterowalnych i rekonfiguracji sieci z uwzględnieniem zmian zapotrzebowania. Porównano wskaźniki jakościowe pracy sieci elektroenergetycznej, wyznaczone przy założeniu braku ingerencji dyspozytora w układ pracy sieci, rekonfiguracji sieci zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem oraz rekonfiguracji sieci w odpowiedzi na rejestrowane, aktualne, zmiany zapotrzebowania.

1. Wstęp

Zagadnienie optymalnego doboru punktów podziału sieci nie jest tematem nowym i był dotychczas szeroko opisywany w literaturze, np. [1, 2, 3]. W artykule przedstawiono wyniki badań, których celem była ocena skuteczności zastosowania rekonfiguracji sieci SN do poprawy parametrów pracy tej sieci. Zmiana punktów podziału sieci była wykonywana w cyklu dobowym, w celu adaptacji układu pracy sieci do zmian zapotrzebowania. Przed przystąpieniem do oceny skuteczności proponowanej metody przeanalizowano dobową zmienność zapotrzebowania w stacjach odbiorczych SN/nn z wykorzystaniem dostępnych pomiarów wykonywanych z rozdzielczością 15 minut za okres 1 roku. Dane pomiarowe zapotrzebowania zostały wprowadzone do modelu sieci elektroenergetycznej SN w celu odwzorowania rzeczywistych zmian zapotrzebowania w stacjach odbiorczych. Wykonano symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej dla trzech koncepcji wykorzystania łączników sterowalnych zdalnie do zmiany konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej. Koncepcje zostały oznaczone literą K z indeksem – identyfikatorem koncepcji.

W koncepcji pierwszej, K_1 , miejsca podziału sieci elektroenergetycznej nie ulegały zmianom. Rozmieszczenie punktów podziału sieci zostało dokonane z wykorzystaniem historycznych

miarów zapotrzebowania. Koncepcja K_1 odzwierciedla stosowaną obecnie metodykę doboru punktów podziału sieci dystrybucyjnych SN – dobrane punkty podziału sieci nie ulegają zmianie bądź zmiany wprowadzane są rzadko, np. sezonowo lub na skutek zmian warunków pracy sieci spowodowanych np. rozbudową sieci lub przyłączeniem nowego podmiotu.

W koncepcji drugiej (K_2) historyczne pomiary zapotrzebowania w stacjach odbiorczych zostały wykorzystane do opracowania harmonogramu operacji łączeniowych. Układ pracy sieci jest zmieniany dla stanów niskiego i wysokiego zapotrzebowania, zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem. Zmiany układu pracy sieci następują niezależnie od bieżących zmian zapotrzebowania.

W koncepcji trzeciej (K_3) zmiany układu pracy sieci elektroenergetycznej są dokonywane w odpowiedzi na bieżące zmiany zapotrzebowania. W efekcie proces wyszukiwania optymalnych miejsc podziału odbywa się w każdym kwadransie doby.

Do zweryfikowania efektywności trzech rozpatrywanych koncepcji należało:

- przygotować model sieci elektroenergetycznej SN
- wyznaczyć charakterystyczne profile zapotrzebowania w stacjach odbiorczych SN/nn z wykorzystaniem danych historycznych

- c) wyznaczyć jeden układ pracy sieci elektroenergetycznej dla charakterystycznych profili zapotrzebowania do oceny efektywności koncepcji K_1 (brak zmian w konfiguracji)
- d) wyznaczyć harmonogram zmian układu pracy sieci dla charakterystycznych profili zapotrzebowania do oceny efektywności koncepcji K_2
- e) dokonać oceny efektywności koncepcji sterowania K_1 , K_2 i K_3 dla wybranych dni
- f) wyznaczyć punkt podziału sieci elektroenergetycznej dla każdego kwadransa doby w każdym z wybranych dni (koncepcja K_3).

Artykuł został podzielony na części, w których zaprezentowano m.in. model obliczeniowy i roczny rozkład zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną. Również zamieszczone zostały informacje o zastosowanej metodzie optymalizacyjnej, funkcji celu dla kryterium optymalizacyjnego oraz sformułowano wymagania dla potencjalnych rozwiązań. Na zakończenie, po prezentacji wyników symulacji i wniosków końcowych, wskazano propozycje dalszych prac.

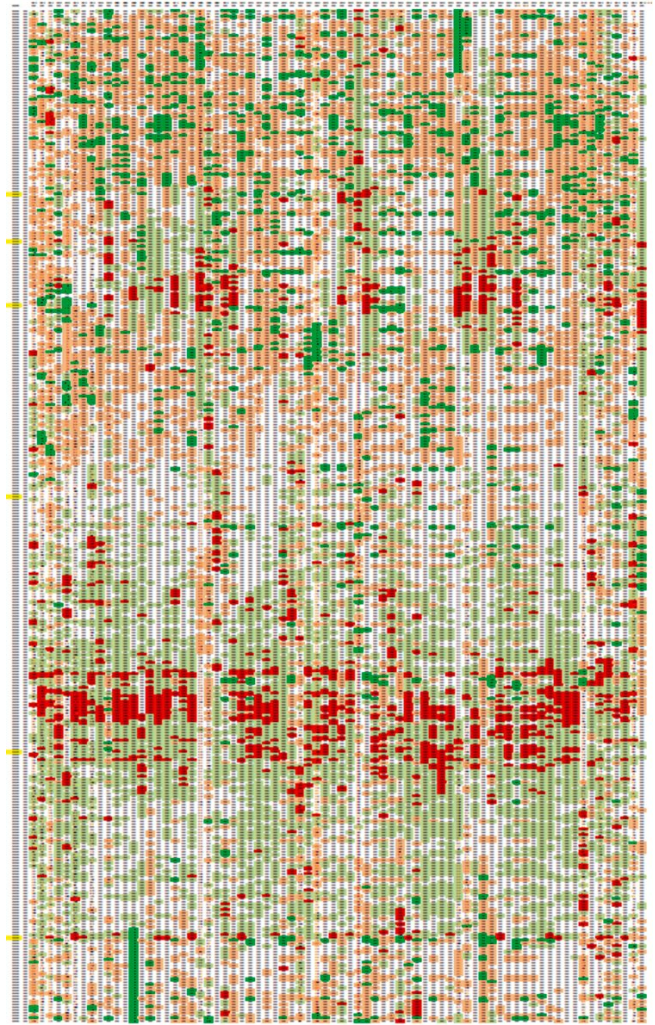
2. Dobowa zmienność zapotrzebowania

Sieci elektroenergetyczne SN są opomiarowane w sposób niewystarczający do odwzorowania zmian zapotrzebowania w głębi sieci. Typowo rejestracje profili zapotrzebowania są wykonywane w polach liniowych rozdzielni SN stacji WN/SN [4]. Estymacja zapotrzebowania w stacjach SN/nn odbywa się z wykorzystaniem mocy znamionowych transformatorów SN/nn [5], po uprzednim skorygowaniu o wartości zapotrzebowania o pomiary w stacjach abonenckich (o ile są dostępne). Stosowane są również inne metody estymacji zapotrzebowania [6, 7]. Przy takim sposobie modelowania zapotrzebowania dobowe (tygodniowe) zmiany rozkładu zapotrzebowania pomiędzy stacjami SN/nn, znajdującymi się na obszarach mieszkalnych, przemysłowych czy handlowych, nie będą obserwowane [8].

Dla każdego odbioru wyznaczono charakterystyczny, dobowy profil zapotrzebowania z 15-minutową rozdzielczością. Wartości charakterystyczne zostały wyznaczone dla każdego kwadransa doby jako mediana spośród wartości zarejestrowanych w okresie jednego roku w tym kwadransie doby.

Wykorzystując dostępne pomiary 15-minutowe za okres jednego roku, została przeprowadzona analiza dobowego zapotrzebowania energii elektrycznej w stacjach SN/nn. Wyniki analizy zostały przedstawione graficznie na rys. 1 w postaci tabeli, w której komórkach zilustrowano wartości dobowego zużycia energii elektrycznej. Kolejne kolumny reprezentują pojedyncze punkty pomiarowe, czyli stacje transformatorowe SN/nn. Wiersze tabeli reprezentują kolejne dni roku. Z powodu rozmiaru tabeli komórki zostały pokolorowane zgodnie z następującą procedurą:

- a) wartości zapotrzebowania dla każdego punktu pomiarowego (kolumny) pokolorowano osobno
- b) kolorowanie wykonano z wykorzystaniem wyników statystycznej oceny rozkładu dobowego zapotrzebowania zarejestrowanego w pojedynczym punkcie pomiarowym w okresie jednego roku; wyznaczono wartości zapotrzebowania dla kwartyli 1, 2 i 3 rozkładu zmiennej losowej – dobowego zużycia energii elektrycznej w stacji SN/nn



Rys. 1. Roczny rozkład zapotrzebowania na dobową energię elektryczną w wybranych stacjach transformatorowych SN/nn

- c) odcieniami koloru czerwonego oznaczono te dni, w których zużycie energii elektrycznej było większe od wartości trzeciego kwartyli rozkładu zmiennej losowej
- d) odcieniami koloru zielonego oznaczono te dni, w których zużycie energii elektrycznej było mniejsze od wartości pierwszego kwartyli rozkładu zmiennej losowej
- e) kolorami intensywnymi (zielony i czerwony) oznaczono te dni, w których wartość zapotrzebowania była mniejsza od percentyla 5% lub większa od percentyla 95% rozkładu zmiennej losowej komórki niepokolorowane oznaczają dni, w których wartość zapotrzebowania energii za pojedynczy dzień była pomiędzy wartościami wyznaczonymi dla pierwszego i trzeciego kwartyli.

Analiza została przeprowadzona dla pięciu wybranych dni, w których dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w stacjach odbiorczych było:

- 1) zróżnicowanym rozkładem zapotrzebowania: D1 i D2
- 2) wysokim zapotrzebowaniem – D3
- 3) niskim zapotrzebowaniem – D4
- 4) średnim zapotrzebowaniem – D5.

3. Model obliczeniowy

Wykorzystany w pracy model sieci elektroenergetycznej odwzorowuje rzeczywisty fragment sieci SN zasilany z jednego GPZ. Struktura sieci została odwzorowana zachowaniem geograficznego przebiegu tras linii oraz rozmieszczenia stacji SN/nn. W modelu odwzorowano 273 stacje SN/nn, ponad 1100 odcinków linii o łącznej długości 430 km oraz ponad 1300 węzłów. Dodatkowo dla trzech stacji określono wymóg zachowania dwustronnego zasilania z osobnych pól liniowych w GPZ. Schemat układu sieci elektroenergetycznej z zachowaniem współrzędnych geograficznych został zamieszczony na rys. 2. Symbolem S oznaczono stację transformatorową WN/SN; symbolem wypełnionego koła oznaczono stacje transformatorowe SN/nn. Kolory linii (i stacji transformatorowych) posłużyły do pogrupowania obiektów zasilanych ze wspólnego pola liniowego w stacji transformatorowej.

Sieć nn wraz z przyłączonymi na napięciu niskim odbiorami została zamodelowana w sposób uproszczony jako zastępcze odbiory przyłączone do transformatorów SN/nn po stronie wtórnej. Każdemu zastępczemu odbiorowi przypisano wartości pomiarowe dla wybranych dni w roku, przypisano dobowe profile zapotrzebowania z 15-minutową rozdzielczością. Charakterystyczne dobowe profile zapotrzebowania zostały wykorzystane do wyznaczenia układu pracy sieci elektroenergetycznej. W miejscach podziału sieci elektroenergetycznej oraz wzdłuż ciągów liniowych wprowadzono łączniki zdalnie sterowalne. Tak przygotowany model sieci elektroenergetycznej został wykorzystany do oceny efektywności rozpatrywanych koncepcji sterowania.

Profile charakterystyczne zapotrzebowania zostały wykorzystane do wyznaczenia układu pracy sieci elektroenergetycznej (koncepcja K_1) oraz do wyznaczenia harmonogramu zmian w konfiguracji pracy sieci (koncepcja K_2). Dla tak wyznaczonego

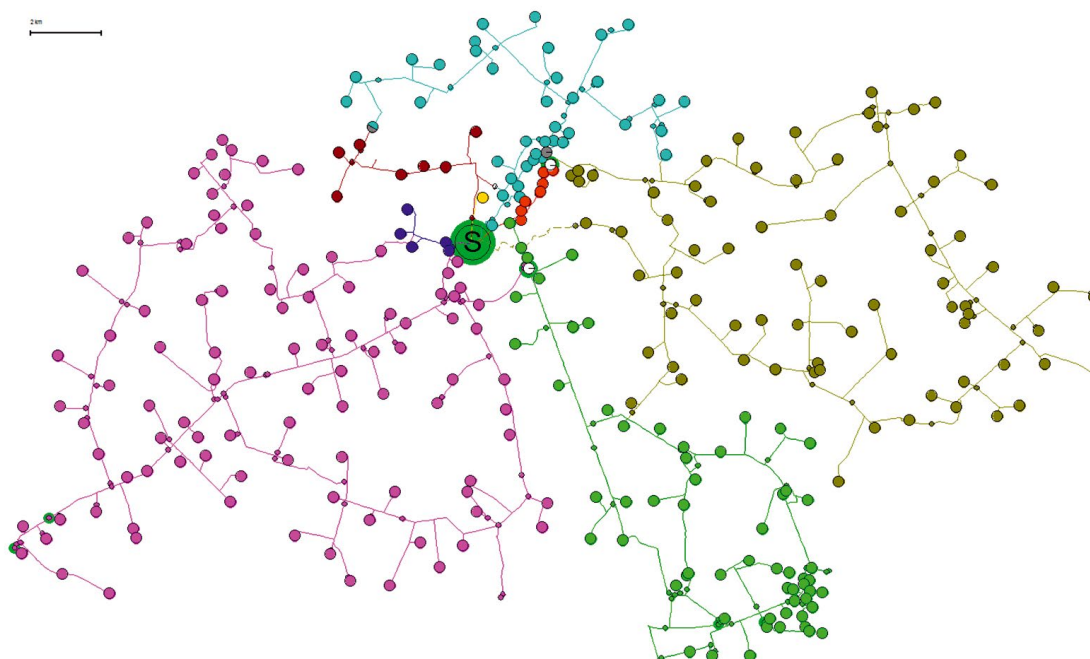
układu sieci (K_1) oraz harmonogramu zmian konfiguracji sieci (K_2) zostały przeprowadzone symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej.

4. Definicja przestrzeni rozwiązań

W opisanym wyżej procesie należało rozwiązać problemy optymalizacyjne: 1) wyboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej oraz 2) rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych. Do rozwiązania obu wymienionych zagadnień, jak i do poszukiwania optymalnych zmian w konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej, zastosowano algorytm optymalizacji rojem cząstek (PSO). Procedura ta została opisana w dalszej części artykułu. Rozwiązaniem problemów optymalizacyjnych 1) i 2) jest zbiór łączników zdalnie sterowalnych rozmieszczonych na modelowanym obszarze sieci elektroenergetycznej. Wynikowy zbiór łączników sterowalnych zdalnie jest przestrzenią rozwiązań dla problemu optymalnej rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej w cyklu dobowym (koncepcje K_2 i K_3).

W każdej z rozpatrywanych koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowalnych jest poszukiwany optymalny układ pracy sieci elektroenergetycznej. Niezależnie od definicji funkcji celu kryterium optymalizacyjnego należało określić sposób prezentacji rozwiązania – identyfikacji miejsc podziału sieci elektroenergetycznej.

Rozwiązanie problemu optymalizacyjnego dla koncepcji K_1 nie ulega zmianom w symulowanym okresie doby. Do opisu rozwiązania \bar{X} wystarczający jest wektor X , umożliwiający zidentyfikowanie łączników pracujących w pozycji otwartej. W K_2 jest poszukiwany dobowy harmonogram pracy sieci elektroenergetycznej. Na wektor rozwiązań przyjęto zbiór par: identyfikator kwadransa doby, w którym należy dokonać zmiany konfiguracji sieci, oraz ponownie wektor X . W rezultacie wektor rozwiązań ma postać:



Rys. 2. Schemat sieci elektroenergetycznej

$\bar{X} = \begin{bmatrix} X_1, X_2, \dots, X_S \\ t_1, t_2, \dots, t_S \end{bmatrix}$. Do opisu rozwiązań problemu K_3 zastosowano taką samą postać wektora \bar{X} z liczbą stanów $S = 96$.

W literaturze są proponowane różne koncepcje opisu przestrzeni rozwiązań dla problemu doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej. W [3] wykorzystano koncepcję wielowymiarowej przestrzeni binarnej opisaną wektorem $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$. Elementy x_n wektora odwzorowują stany przypisanych im elementów łączeniowych i mogą przyjmować wartości 0 lub 1. W [2] rozmiar przestrzeni rozwiązań jest równy liczbie niezbędnych podziałów sieci do uzyskania układu promieniowego i pracy pod napięciem wszystkich stacji odbiorczych SN/ nn. Elementy wektora rozwiązań reprezentują kolejne oczka sieci zamkniętej i przyjmują wartości dyskretne z zakresu $x_m \in \{1, 2, m_m\}$. Wartościom tym są przypisane elementy łączeniowe, a wartość elementu x_m umożliwia identyfikację elementu, w którym wprowadzono podział sieci. Wartość m_m odpowiada liczbie elementów w m -tym oczku sieci. Zdefiniowana w ten sposób przestrzeń rozwiązań charakteryzuje się najmniejszym rozmiarem.

Na potrzeby tego artykułu zastosowano rozwiązanie pośrednie. Elementy wektora rozwiązań x_m reprezentują kolejne elementy łączeniowe rozmieszczone szeregowo pomiędzy węzłami sieci SN. Z przestrzeni rozwiązań zostały wykluczone ciągi i odcinki liniowe zasilane jednostronnie. Tak jak w [2], wartości elementów wektora rozwiązań x_m umożliwiają identyfikację łącznika pracującego w pozycji otwartej. Wadą przyjętej w artykule definicji przestrzeni rozwiązań jest zwiększenie rozmiaru przestrzeni rozwiązań, natomiast zaletą – wykorzystanie istniejącej procedury przeszukiwania i identyfikacji struktury sieci.

5. Kryterium oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej

Do oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej zastosowano kryterium strat energii elektrycznej. Oceniano wartość strat energii elektrycznej za okres jednej doby zgodnie ze wzorem (1).

$$Q(\bar{X}) = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t=1}^{96} \Delta P_{loss}(X_t, t) \quad (1)$$

gdzie: $\Delta P_{loss}(X_t, t)$ – wartość strat mocy czynnej
 Wyszukiwanie optymalnej konfiguracji pracy sieci zostało obarczone ograniczeniami. W całym okresie dobowym wymagano:

- 1) utrzymania napięć w pożądanym zakresie
- 2) utrzymania obciążeń w pożądanym zakresie
- 3) dostępności napięcia w każdej stacji SN/nn
- 4) zachowania układu promieniowego pracy sieci elektroenergetycznej
- 5) zachowania kryterium zasilania dwustronnego wskazanych stacji odbiorczych.

6. Algorytm optymalizacyjny, procedura PSO

W 1995 roku Kennedy i Eberhard zaprezentowali ideę algorytmu optymalizacji, który naśladuje zachowanie istot stadnych i ich wzajemnych relacji [9]. Algorytm, przeznaczony do rozwiązywania problemów zdefiniowanych w ciągłej przestrzeni

rozwiązań, został przystosowany do rozwiązywania problemów zdefiniowanych w przestrzeniach binarnych [10], a następnie dyskretnych [11]. W PSO zastosowano mechanizmy eksploracji przestrzeni rozwiązań, dzięki którym przeszukiwanie odbywa się niezależnie w każdym z wymiarów. Dzięki temu PSO może być wykorzystany do rozwiązywania problemów optymalizacyjnych zdefiniowanych w wielowymiarowych, mieszanych przestrzeniach rozwiązań.

PSO należy do grupy algorytmów metaheurystycznych, w których przeszukiwanie przestrzeni rozwiązań odbywa się iteracyjnie, zgodnie z ustalonymi regułami i uwzględnieniem czynnika losowego. Tytułowy rój to zbiór cząstek – potencjalnych rozwiązań postawionego problemu optymalizacyjnego. W M -wymiarowej przestrzeni rozwiązań potencjalne rozwiązanie jest określone wektorem $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$, który określa położenie rozwiązania w przestrzeni rozwiązań. Każdej cząstce jest przypisany wektor prędkości $V = [v_1, v_2, \dots, v_M]^T$, który odwzorowuje przemieszczanie się cząstki w przestrzeni rozwiązań.

Podczas inicjalizacji procedury zarówno położenie cząstek (X^0), jak i prędkość początkowa (V^0) są wybierane losowo spośród zbioru dostępnych wartości. W PSO, przeznaczonym do rozwiązywania problemów w ciągłej przestrzeni rozwiązań, położenia cząstek i ich prędkości w kolejnych iteracjach są wyznaczone zgodnie z poniższymi wzorami.

$$x_n^{k+1} = x_n^k + v_n^{k+1} \quad (2)$$

$$v_{(n)m}^{k+1} = w^k \cdot v_{(n)m}^k + c_1 \cdot r_{1(n)m}^k \cdot (P_{(n)m}^{best} - x_{(n)m}^k) + c_2 \cdot r_{2(n)m}^k \cdot (G_m^{best} - x_{(n)m}^k) \quad (3)$$

gdzie: n – identyfikator cząstki w roju, $n \in \{1, 2, \dots, N\}$, k – identyfikator kolejnej iteracji procedury, w – inercja, bezwładność ruchu cząstki, c_1, c_2 – współczynniki poznawcze, $r_{1(n)m}^k, r_{2(n)m}^k$ – wartości losowe z przedziału otwartego (0, 1), $P_{(n)m}^{best}, G_m^{best}$ – elementy wektorów, w których przechowywana jest informacja o najlepszym rozwiązaniu znalezionym dotychczas przez n -tą cząstkę oraz przez cały rój.

Wzory (2) i (3) to matematyczny opis ruchu cząstek w wielowymiarowej, ciągłej przestrzeni rozwiązań przy zastosowaniu wersji globalnej procedury PSO. Każdej cząstce w roju jest udostępniona informacja o najkorzystniejszym rozwiązaniu znalezionym przez rój podczas dotychczasowej eksploracji przestrzeni rozwiązań. Pomiędzy cząstkami wymieniana jest informacja o wartości funkcji celu oraz o położeniu cząstki w przestrzeni rozwiązań. W artykule zastosowano wersję lokalną procedury PSO, w której każda cząstka udostępnia informację o potencjalnym rozwiązaniu tylko wybranej grupie cząstek. Sposób wymiany informacji pomiędzy cząsteczkami odbywa się z zastosowaniem tzw. topologii von Neumanna [12]. Rozwiązanie to oprócz wad – braku dostępności wszystkich cząstek do informacji o najlepszym, znalezionym dotychczas, położeniu cząstki – ma również swoje zalety [13]: prawdopodobieństwo zatrzymania procedury w rozwiązaniu optymalnym lokalnie jest mniejsze niż w wersji globalnej procedury.

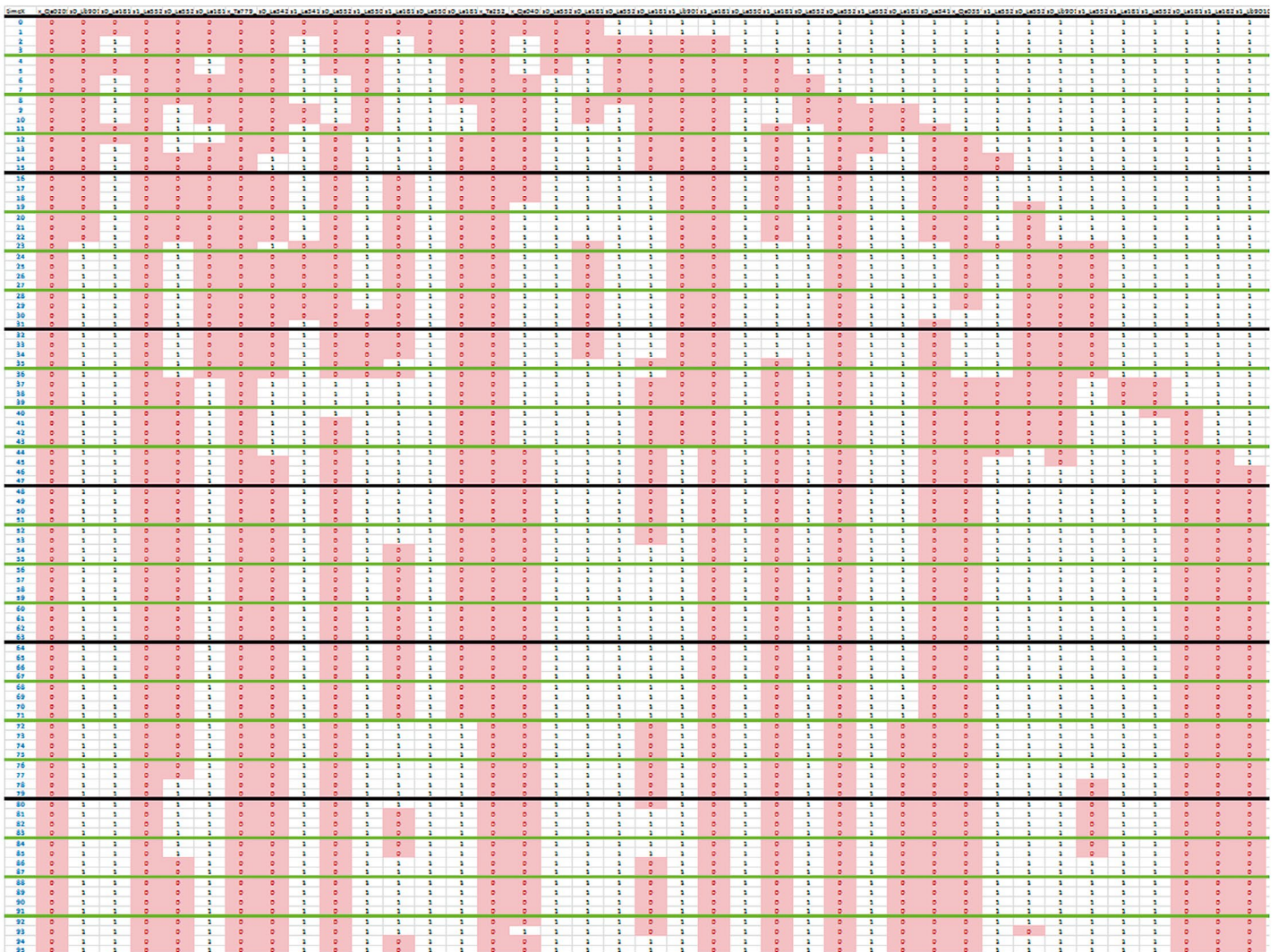
7. Wyniki

Przeprowadzono obliczenia rozprywe symulujące dobową zmienność zapotrzebowania w dniach D1–D5. Dla każdego z analizowanych dni przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy sieci z zastosowaniem punktów podziału sieci, wyznaczonych podczas obliczeń dla profili charakterystycznych zapotrzebowania w stacjach SN/nn (koncepcja K_1 – brak dobowych zmian w konfiguracji sieci). Następnie przeprowadzono symulacje zmian zapotrzebowania z zastosowaniem rekonfiguracji sieci ze zdefiniowanym wcześniej harmonogramem. Program zmiany punktów podziału sieci został wyznaczony z zastosowaniem charakterystycznych profili obciążenia w stacjach odbiorczych. W koncepcji K_3 zmiany punktu podziału sieci były wprowadzane w rejestrowane odpowiedzi zmiany rozkładu zapotrzebowania w stacjach odbiorczych. Rezultatem implementacji koncepcji K_3 są różne plany rekonfiguracji sieci dla każdego z rozpatrywanych dni

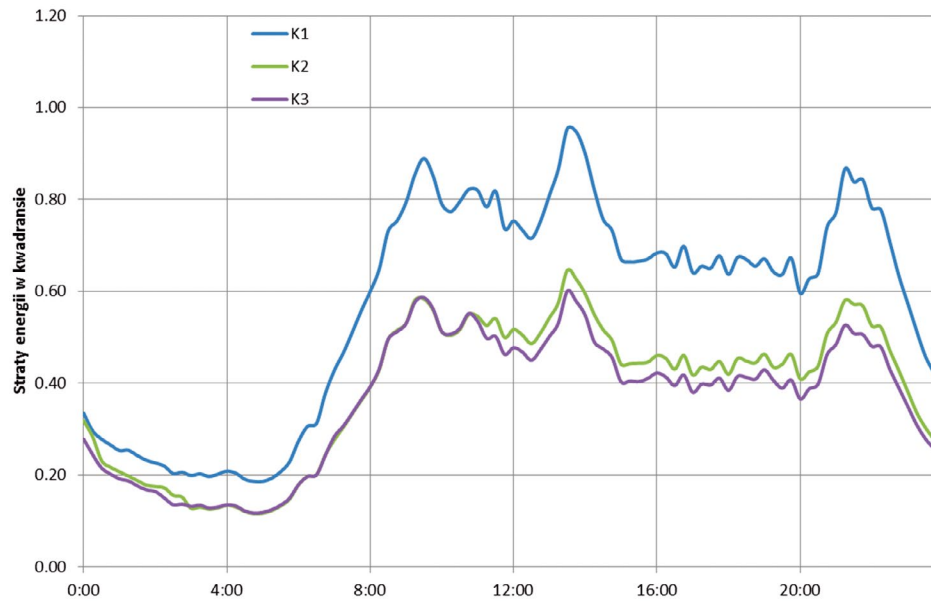
Na rys. 3 pokazano rezultat działania procedury wyszukiwania miejsc podziału podczas symulacji pracy sieci w dniu D1. Wynik procedury został zaprezentowany w postaci tabeli, której kolumny to kolejne łączniki zdalnie sterowalne, natomiast

wiersze to kolejne kwadranty doby. Na rysunku zostały wskazane tylko te łączniki, które w trakcie doby pracowały w pozycji otwartej. Kolorem czerwonym wyróżniono kwadranty doby, w których dany łącznik pracował w pozycji otwartej. Liniami koloru zielonego wydzielono kolejne godziny doby. Dodatkowo każdy czterogodzinny przedział czasowy został wydzielony liniami poziomymi koloru czarnego. W zależności od obciążeń operacje łączeniowe w ciągu symulowanej pracy były wykonywane na 34–42 łącznikach zdalnie sterowalnych.

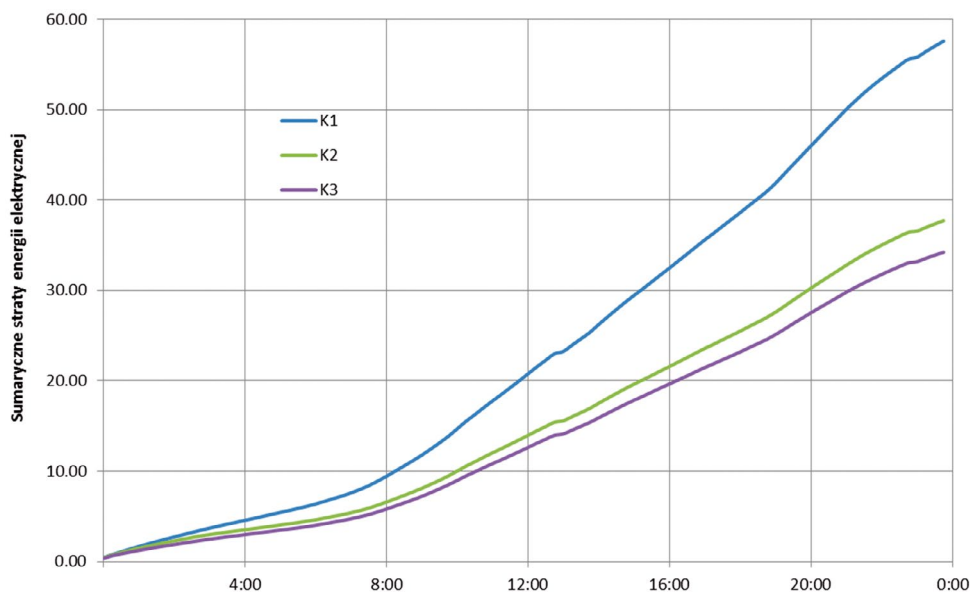
Na rys. 4 pokazano wykres zmienności strat energii elektrycznej, wyrażonej w MWh, dla dnia D1. Wykresy strat energii elektrycznej zostały wyznaczone dla każdej koncepcji sterowania. Na prezentowanym rysunku widoczne jest obniżenie wartości strat w każdym z kwadransów doby przy zastosowaniu rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej. Na skutek zmienności rozkładu zapotrzebowania w stacjach SN/nn zastosowanie pojedynczego układu pracy sieci SN podczas całej doby jest nieefektywne (koncepcja K_1). Na rys. 5 pokazano zmienność skumulowanej wartości strat zapotrzebowania dla symulacji pracy sieci w dniu D2. Na wykresie tym widoczny jest zysk w postaci dobowego ograniczenia wartości strat energii elektrycznej



Rys. 3. Program pracy łączników zdalnie sterowalnych dla dnia D1



Rys. 4. Zmienność straty energii elektrycznej w MWh za kwadrans w dniu D1



Rys. 5. Skumulowany wykres zmienności strat energii elektrycznej w MWh w dniu D2

po zastosowaniu rekonfiguracji sieci. Kolejne ograniczenie w wartości strat energii elektrycznej ma miejsce w przypadku zastosowania koncepcji K_3 sterowania.

Prezentowane na rys. 4 i 5 zmienności strat energii elektrycznej zostały uzyskane dla dni, dla których rozkład zapotrzebowania różnił się w sposób istotny od rozkładu charakterystycznego. W przypadku dni, dla których rozkład zapotrzebowania jest zbliżony do rozkładu charakterystycznego, korzyści z zastosowania koncepcji K_3 sterowania są mniejsze w porównaniu z zastosowaniem koncepcji K_2 . Wyniki analiz dla pozostałych dni zostały zamieszczone w tab. 1.

Otrzymane wyniki wskazują na istotne korzyści w postaci ograniczenia strat energii elektrycznej przy zastosowaniu rekonfiguracji

sieci w cyklu dobowym. Wielkość (i wartość) potencjalnych oszczędności jest uzależniona od początkowego układu sieci elektroenergetycznej. Im mniej zróżnicowany jest rozkład zapotrzebowania od rozkładu charakterystycznego, tym mniejsze są korzyści z zastosowania rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej. Dobór miejsc podziału dla modelu referencyjnego został dokonany na podstawie obciążeń dla całego roku kalendarzowego. Zakładając sezonowość zmian układu pracy sieci, w modelu referencyjnym korzyści z zastosowania rekonfiguracji pracy sieci byłyby niższe. Również przyjęcie jako układu referencyjnego jednego charakterystycznego profilu obciążenia jest uproszczeniem. Korzystając z dostępnych danych pomiarowych, można przygotować profile charakterystyczne zapotrzebowania

Model zapotrzebowania	K_1	K_2	K_3	$\frac{K_1 - K_2}{K_1}$	$\frac{K_1 - K_3}{K_1}$
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]
Model referencyjny	46,75	31,11	—	33,46	—
Dzień 1	53,99	36,48	34,29	32,44	36,50
Dzień 2	57,60	37,73	34,23	34,49	40,57
Dzień 3	46,34	30,22	27,80	34,77	40,01
Dzień 4	64,91	42,53	42,73	34,48	34,18
Dzień 5	44,48	30,46	29,62	31,52	33,40
Średnia	53,46	35,48	33,73	33,63	36,90

Tab. 1. Wartości strat energii elektrycznej za okres doby dla wybranych dni kalendarzowych

osobno dla dni roboczych, sobót i dni świątecznych. Następnie, korzystając z przygotowanych profili, można wyznaczać harmonogramy operacji łączeniowych w sieci SN.

8. Wnioski

Dokonano oceny skuteczności zastosowania rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej do ograniczenia dobowych strat energii. Z powodu ograniczonej objętości artykułu prezentacja wyników analiz została zawężona do oceny wpływu wybranych koncepcji sterowania na wartość dobowych strat energii elektrycznej przy braku generacji rozproszonej.

W artykule wykazano, że zmiana punktów podziału w cyklu dobowym zwiększa efektywność pracy sieci SN i prowadzi do obniżenia strat energii elektrycznej. Zmiana punktów podziału sieci może być realizowana zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem zmian (bez uwzględnienia aktualnych warunków pracy sieci). Rozwiązaniem alternatywnym jest zastosowanie rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej z wykorzystaniem aktualnych pomiarów. W rezultacie potencjalne zmiany konfiguracji sieci nie będą powodowały zagrożenia dla pracy sieci w postaci przekroczeń obciążalności dopuszczalnej długotrwale oraz dopuszczalnego zakresu napięć.

Zastosowanie rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym prowadzi do ograniczenia strat energii elektrycznej na analizowanym obszarze i dla analizowanych dni o ponad 30%. Efektywność operacji łączeniowych realizowanych zgodnie z ustalonym harmonogramem, jest uzależniona od rozkładu zapotrzebowania. Im większa rozbieżność pomiędzy profilem charakterystycznym, dla którego został opracowany harmonogram łączności, a bieżącymi warunkami pracy sieci, tym mniejsza efektywność tej koncepcji. Właściwości tej nie stwierdzono w koncepcji zmiany konfiguracji sieci z uwzględnieniem aktualnych pomiarów.

Lokalizacja potencjalnych punktów podziałowych sieci została ograniczona do miejsc instalacji łączników zdalnie sterowanych. Zatem istotny wpływ na wyniki analiz ma stopień nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi. Spodziewany jest wzrost nasycenia sieci elektroenergetycznej łącznikami wyposażonymi w moduł telesterowania w celu skrócenia czasu przerw

w zasilaniu odbiorców końcowych. Przy małym nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi możliwości dokonania rekonfiguracji sieci, w odpowiedzi na zmiany rozkładu zapotrzebowania, mogą być ograniczone.

W związku z przyłączaniem źródeł generacji rozproszonej do sieci SN ulegnie wzrostowi dynamika zmian warunków pracy sieci. W rezultacie ulegnie pogorszeniu skuteczność tej dynamiki zmian warunków pracy sieci. Opracowywane harmonogramy zmian w konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej będą coraz mniej dostosowane do aktualnie panujących warunków pracy sieci i warunków pogodowych, mających wpływ na pracę źródeł wytwórczych. W takich warunkach jest preferowana koncepcja zmiany konfiguracji sieci z uwzględnieniem aktualnych pomiarów.

BIBLIOGRAFIA

- Kot A., Kulczycki J., Szpyra W.L., Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, *Acta Energetica* 2009, nr 2/2.
- Swankar A., Gupta N., Niazi K.R., Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Fuzzy Multi-Objective Approach using Adaptive Particle Swarm Optimization, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2010.
- Bezerra J.R., Barroso G.C., Leao R.P.S., Switch Placement Algorithm for Reducing Customers Outage Impact on Radial Distribution Networks, IEEE Region 10 Conference: TENCON 2012, IEEE, 2012.
- Gonzalez R. i in., State estimation in MV distribution networks; experiences in the Spanish smart grid project PRICE-GDI, Paryż, CIGRE, 2016.
- Dialynas E.N., Daoutis L.G., Impact of normally open switches and distributed energy resources in the operational performance of low voltage distribution networks, Paryż, CIGRE, 2016.
- Marzecki J., Terenowe sieci elektroenergetyczne, Politechnika Warszawska, 2007.
- Marzecki J., Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne, Warszawa 2001.
- Ito T. i in., Advancing the method of estimating the distribution system condition by utilizing smart meters, Paryż, CIGRE, 2016.
- Eberhart R., Kennedy J., A new optimizer using Particle Swarm theory, Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science, IEEE, 1995.
- Eberhart R., James K., A discrete binary version of the Particle Swarm Algorithm, International Conference on Systems, Man and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation, IEEE, 1997.
- Valle del Y. i in., Optimal STATCOM Sizing and Placement Using Particle Swarm Optimizer, Latin America: Transmission & Distribution Conference and Exposition, 2006.
- Figueiredo E.M.N., Ludermitr T.B., Effect of the PSO Topologies on the Performance of the PSO-ELM, Brazilian Symposium on Neural Networks (SBRN), IEEE, 2012.
- Saha D., Banerjee S., Jana N.D., Multi-objective Particle Swarm Optimization Based on Adaptive Mutation, Third International Conference on Computer, Communication, Control and Information Technology (C3IT), IEEE, 2015.

Andrzej Kąkol

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki Automatyki i Politechniki Gdańskiej na kierunku automatyka i robotyka. Pracuje w Zespole Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego Oddział Gdańsk. Jego zainteresowania naukowe to: automatyka zabezpieczeniowa, sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona.

Klasyczne i półprzewodnikowe przetłączniki zaczeów transformatorów regulacyjnych WN/SN i ich regulatory

Autorzy

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

Piotr Mysiak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

podobciążeniowy przetłącznik zaczeów, regulacja napięcia, transformator 110/15 kV

Streszczenie

W artykule przedstawiono konstrukcje klasycznego oraz półprzewodnikowych przetłączników zaczeów dla transformatorów regulacyjnych WN/SN. Zaprojektowano model symulacyjny do oceny jakości regulacji napięcia za pomocą podobciążeniowego przetłącznika zaczeów (PZ). Zakłóceniem w tym modelu są zmiany zapotrzebowania oraz zmiany napięcia zasilania transformatora. W artykule na podstawie badań symulacyjnych zaprezentowano charakterystykę porównawczą klasycznych przetłączników zaczeów oraz półprzewodnikowych. Zbadano również, jaki wpływ na syntezę regulatora ma zmiana klasycznego przetłącznika na półprzewodnikowy. Na podstawie ww. analiz sformułowano nowe możliwości regulacji z półprzewodnikowymi przetłącznikami zaczeów. Celem artykułu jest określenie wymagań dla nowego typu regulatora półprzewodnikowych przetłączników zaczeów oraz możliwych kryteriów działania tej regulacji.

1. Wstęp

W artykule będziemy się zajmowali podobciążeniowymi przetłącznikami zaczeów, które umożliwiają regulację napięcia lub przepływu mocy biernej bez wyłączania transformatora elektroenergetycznego z ruchu. Z punktu widzenia teorii sterowania są to urządzenia wykonawcze (łącznie z transformatorem). Klasyczne wykonanie podobciążeniowego przetłącznika zaczeów składa się ze styków ruchomych i nieruchomych, napędu elektrycznego umożliwiającego zmianę zaczeu oraz elementów dodatkowych, jak rezystory lub dławiki. Ze względu na wydzielanie się ciepła podczas operacji łączeniowych oraz trwałości łączników zarówno liczba, jak i częstotliwość przełączeń zaczeów jest ograniczona przy założonej żywotności układu. Fakt ten uniemożliwia zapewnienie wysokiej jakości regulacji napięcia przy szybkozmiennych warunkach, np. zmianach obciążenia, obecności generacji OZE o trudno prognozowalnej mocy wyjściowej, zależnej zazwyczaj od aktualnych warunków atmosferycznych (np.: PV, FW). Ponadto w idealnym przetłączniku zaczeów w trakcie operacji przełączania zaczeu w żadnej chwili nie może wystąpić przerwa w przepływie prądu przez uzwojenie regulacyjne, tj. przy przełączeniu z jednego zaczeu na drugi nie może wystąpić moment, w którym przez żaden zaczeu nie płynie prąd. Ponadto w celu uniknięcia zwarć pomiędzy zaczeami nie powinien wystąpić moment, w którym przewodziłyby jednocześnie oba zaczeu bez udziału dodatkowej impedancji. Spełnienie jednocześnie obu tych warunków jest trudne do realizacji i wymaga specjalnych konstrukcji mechanicznych. Złożone mechanizmy przetłączników zaczeów narażone są na występowanie uszkodzeń, m.in.: wypalenie/napalenie styków, niejednoczesna ich praca w trzech

fazach, całkowite uszkodzenie napędu. Jednym z nowoczesnych rozwiązań, niestosowanych jeszcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), są półprzewodnikowe przetłączniki zaczeów. Łączniki półprzewodnikowe nie posiadają takich surowych ograniczeń jak ich klasyczne odpowiedniki, np. dot. liczby operacji łączeniowych czy ich częstotliwości. Ponadto redukcja części mechanicznej umożliwia uzyskanie urządzenia o znacznie większej trwałości.

2. Transformatory regulacyjne i regulacja napięcia

Niektóre transformatory elektroenergetyczne umożliwiają zmianę przekładni. Odbywa się ona poprzez zmianę liczby zwojów w uzwojeniu transformatora. Teoretycznie najlepszym rozwiązaniem sterowania byłaby równoczesna zmiana liczby zwojów po obu stronach transformatora, tak aby w trakcie sterowania strumień magnetyczny transformatora nie ulegał zmianie. Jednak takie rozwiązanie byłoby kosztowne. Wybiera się do tego jedno z uzwojeń. Liczbę zwojów wybranego uzwojenia zmienia się skokowo za pomocą odczepów, zatem zmiana przekładni transformatora odbywa się również w sposób skokowy (zdyskretyzowany). Transformatory elektroenergetyczne z możliwością zmiany przekładni mogą być zrealizowane w dwóch wariantach. W pierwszym są to transformatory o przekładni zmienianej tylko po jego odłączeniu od sieci i służą do sporadycznej, kilkukrotnej w ciągu roku regulacji napięcia, np. zmiana sezonowa obciążenia. Najczęściej są to transformatory mniejszych mocy SN/nn. Typowy zakres zmian przekładni wynosi $\pm 5\%$. Ze względu na to, że nie mają one tak korzystnych właściwości regulacyjnych,

w niniejszym artykule nie będą omawiane. W drugiej grupie są transformatory elektroenergetyczne wyposażone w podobciążeniowe przełączniki zaczepów, nazywane są regulacyjnymi. Zmiana ich przekładni odbywa się w trakcie pracy. Zakres zmian przekładni tych transformatorów wynosi typowo $\pm 20\%$. Są to typowo transformatory dużych mocy, np.: blokowe, sprzęgające lub redukcyjne (GPZ). Możliwe jest zatem sterowanie automatyczne przekładnią, zależnie od miejsca instalacji transformatora w KSE oraz celu może to być:

- regulacja napięcia w zadanym punkcie sieci
- regulacja przepływu mocy biernej
- regulacja przepływu mocy czynnej [1].

Z punktu widzenia automatyki proces automatycznego sterowania przekładnią można przedstawić na rys. 1. Obiektem regulacji jest transformator regulacyjny. Na obiekt ten działają zakłócenia $z(t)$ w postaci zmian zapotrzebowania na moc, zmiany stanów łączników, zmiany mocy generowanej przez pobliskie źródła, np. OZE, czy też zakłócenia w pracy wybranych elementów sieci. Urządzeniem sterującym jest regulator przełącznika zaczepów, który pracując w trybie regulacji napięcia, mierzy napięcie po określonej stronie transformatora.

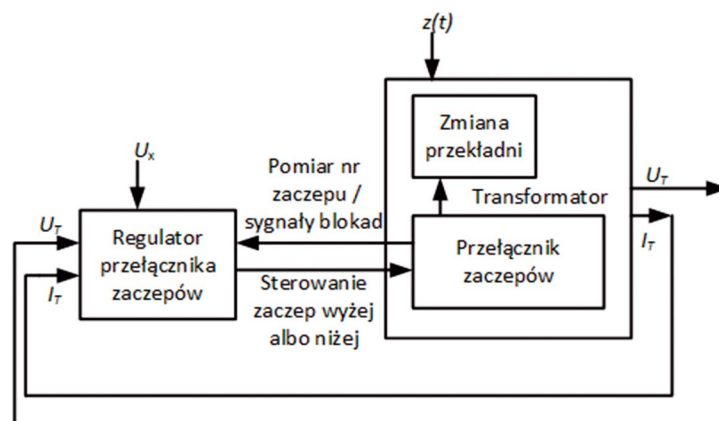
W transformatorach WN/SN stosuje się tryb regulacji napięcia po stronie SN. Ze względu na to, że pobierane moce przez odbiorniki mogą się dynamicznie zmieniać, a mierzoną wielkością U_T jest napięcie na szynach SN, zatem napięcie w głębi sieci będzie się zmieniać. Z tego względu regulatory przełączników zaczepów (PZ) umożliwiają regulację napięcia po stronie SN z kompensacją prądową. Polega ona na tym, że wielkością wejściową nie jest bezpośrednio U_T (napięcie szyn SN), na podstawie której wyznaczany jest uchyb, lecz U_T pomniejszone o spadek napięcia na impedancji Z_k (będącej parametrem regulatora). Do tego celu wykorzystywany jest pomiar prądu po stronie SN – I_T .

Zastosowanie kompensacji prądowej jest kłopotliwe, bowiem układy sieci rozdzielczych są złożone, dlatego trudno jest dobrać Z_k dla większości realnych przypadków, tym bardziej że parametry kompensacji zmieniają się w wyniku działania wielu czynników związanych z pogodą i obciążeniem poszczególnych linii. W praktyce funkcja kompensacji jest wyłączona w regulatorach, a prawidłowy poziom napięć u odbiorców zapewnia się poprzez

podwyższenie napięcia zadanego do górnej połowy zakresu regulacji, tj. pomiędzy wartością U_N a wartością $1,1 \cdot U_N$ [4, 5]. Jest to rozwiązanie słuszne dla sieci bez źródeł lokalnych. Jednak obecnie standardem są przyłączane do sieci dystrybucyjnej źródła OZE. Rozwiązaniem jest zastosowanie w regulatorach PZ algorytmu regulacji z kompensacją spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC – *Multi Line Drop Compensation*), który służy do wyznaczania optymalnego położenia podobciążeniowego przełącznika zaczepów transformatora WN/SN. Regulacja zaczepów transformatora regulatora z wykorzystaniem algorytmu MLDC, w odróżnieniu od metody klasycznej regulacji, będzie dążyła do wyznaczenia numeru zaczeptu transformatora, przy którym na wszystkich liniach zasilających napięcia odbiorców będą utrzymane w dopuszczalnych granicach. Proces wyznaczania nowego zaczeptu opiera się na obliczeniach rozplwywowych na podstawie modelu sieci, do którego są wprowadzone rzeczywiste pomiary. Jednak złożoność sieci rozdzielczych (łączna liczba stacji SN/nn w danym GPZ często przekracza 100, linie nie są jednorodne na całej swej długości) oraz ciągłych jej zmian (przyłączani są nowi odbiorcy lub źródła, rozbudowa sieci SN, po awariach odbiorcy mogą być przełączeni na inną linię) utrudnia wykorzystanie dokładnego i aktualnego modelu sieci. Uzyskany dużym nakładem pracy model może w krótkim czasie być nieaktualny [4]. Z tego wynika konieczność wykorzystania pomiarów sieci zamiast aktualnego dokładnego modelu sieci i obliczeń rozplwywowych. Wymaga to utworzenia zdalnego systemu pomiarowego w danych punktach sieci. Koncepcję nadrzędnego systemu zarządzania mocą bierną i napięciem zaprezentowano w Gdańskim Oddziale Instytutu Energetyki [4, 5].

Kryteriami optymalizacji napięcia w sieci dystrybucyjnej mogą być [12]:

- minimalizacja kosztów strat gospodarczych powstających u odbiorców na skutek odchylenia napięcia zasilającego od wartości znamionowej
- minimalizacja kosztów strat mocy i energii w sieci ponoszonych przez spółkę dystrybucyjną
- minimalizacja kosztów łącznych, tj. kosztów strat mocy i energii w sieci oraz kosztów bonifikat i upustów udzielanych



Rys. 1. Układ sterowania napięciem dolnego za pomocą przełącznika zaczepów transformatora, gdzie: U_x – wartość zadana napięcia; U_T i I_T – napięcie oraz prąd po wybranej stronie transformatora; $z(t)$ – zakłócenia układu regulacji

odbiorcom za niedotrzymanie odchylenia napięcia w dopuszczalnych granicach

- minimalizacja względnych strat energii w sieci
- maksymalizacja zysku osiąganego przez spółkę obrotu ze sprzedaży energii
- minimalizacja odchylenia napięcia u odbiorców.

Ze względu na to, że operator sieci ma obowiązek zapewnić wymaganą jakość energii dla przyłączonych odbiorców, jako kryterium regulacji MLDC należy przyjąć minimalizację odchylenia napięcia u przyłączonych podmiotów. Omówiono je w pracach [13, 14]. W [8] wykazano, jak niekorzystnie na dotrzymanie poziomów w sieci rozdzielczej wpływa rozproszona generacja, przy zastosowaniu tradycyjnej metody regulacji transformatorem, oraz jak poprawia sytuację zastosowanie algorytmu regulacji MLDC.

Kryterium oceny jakości regulacji napięcia jako minimalizację odchylenia można określić dla pojedynczego stanu sieci elektroenergetycznej jako znormalizowane odchylenie od wartości znamionowej:

$$J = \sum_{i=1}^n \frac{|U_i - U_n|}{U_n} \quad (1)$$

gdzie: U_i – napięcie w i -tym węźle [V], U_n – napięcie znamionowe [V], n – liczba węzłów.

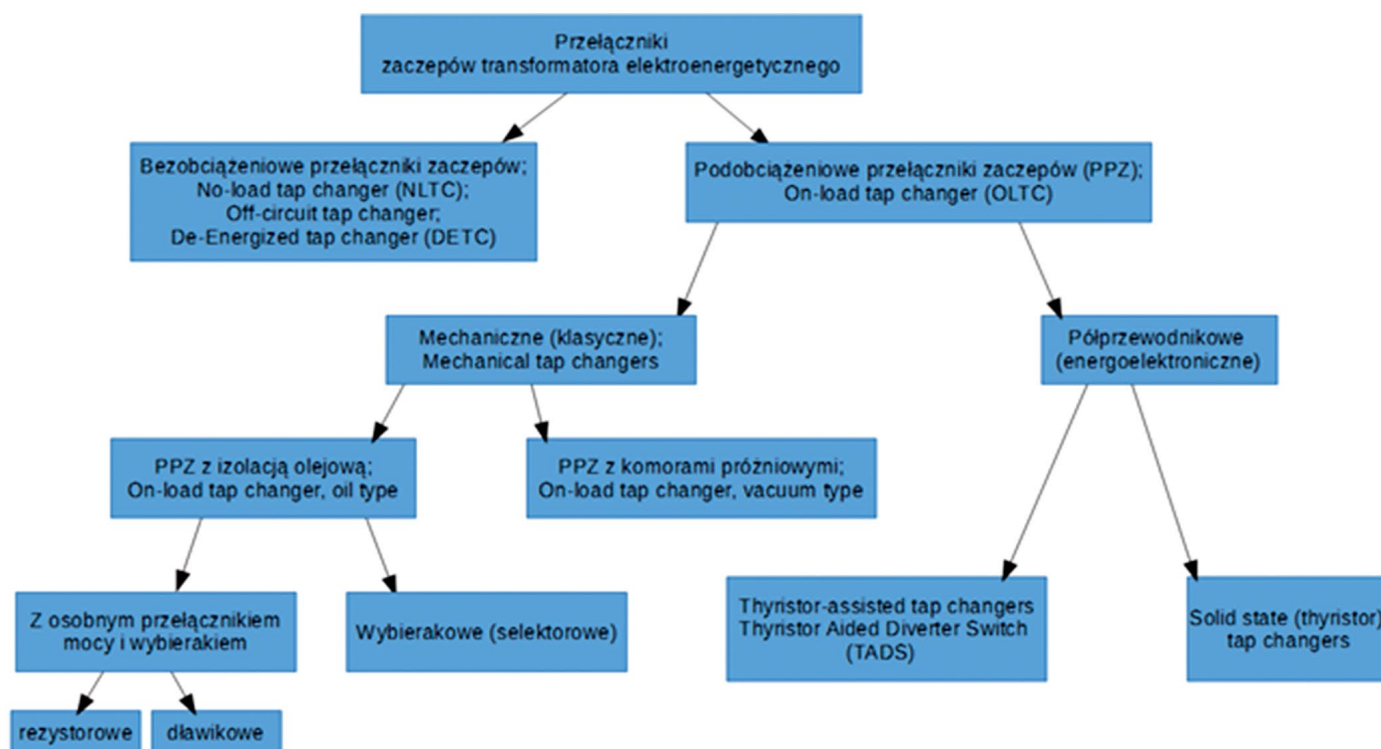
W przypadku analizy sieci dla zmieniającego się jej stanu (symulacja w przedziale czasu z zadaniem krokiem) kryterium to może przyjąć postać:

$$J = \int_{t=0}^N \sum_{i=1}^n \frac{|U_i(t) - U_n|}{U_n} dt \quad (2)$$

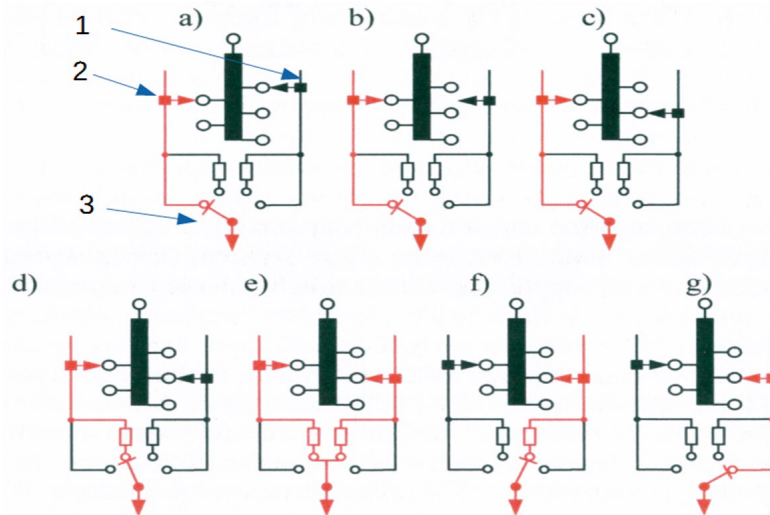
gdzie: $U_i(t)$ – napięcie w i -tym węźle w chwili t , N – czas końcowy symulacji.

3. Klasyczne przełączniki zacze- pów

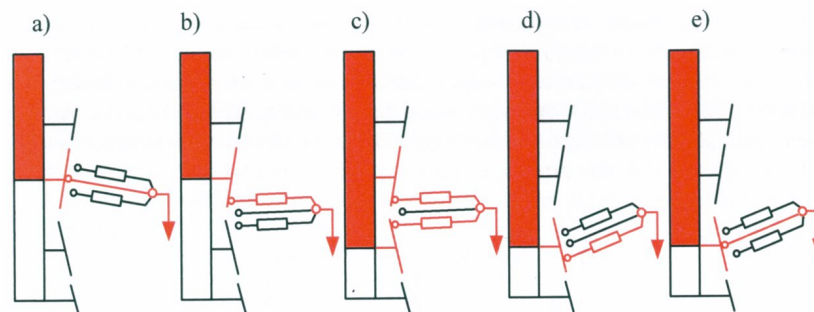
Klasyfikację przełączników zacze-
pów transformatorów regu-
lacyjnych zaprezentowano na rys. 2. Pierwszym kryterium ich podziału są względy eksploatacyjne, tj. warunki zmiany zacze-
pu uzwojenia transformatora (rys. 2). Ze względu na eksploatację, wyróżniamy przełączniki zmieniające zacze-
py bez obciążenia oraz podobciążeniowe. W układach automatycznej regulacji stosowane są tylko przełączniki zmieniające zacze-
py w trakcie pracy transformatora. W dalszej części artykułu będą omawiane podobciążeniowe przełączniki zacze-
pów, ponieważ przełącz-
niki pracujące bez obciążenia stosowane są tylko w układach ręcznego sterowania transformatora przez obsługę. Obecnie powszechnie stosowane są mechaniczne podobciążeniowe PZ. Kolejnym kryterium podziału mechanicznych przełączników zacze-
pów to rodzaj stosowanej izolacji. Ich najbardziej popularną grupą są te z izolacją olejową. Olej w tego typu przełącz-
nikach, wykorzystywany w celach izolacyjnych, zapewnia chł-
dzenie oraz gaszenie łuku elektrycznego. Z powodu gaszenia łuku w oleju powstają uboczne produkty spalania, np. związki węgla i gazy. W wyniku zanieczyszczeń olej izolacyjny traci swoje właściwości izolacyjne w dość krótkim czasie. Skutkuje to stopniowym pogarszaniem się wytrzymałości elektrycznej przerwy międzyzestykowej z każdym przełączeniem. Dla większych mocy



Rys. 2. Klasyfikacja przełączników zacze-
pów



Rys. 3. Sekwencja przełączeń przelacznika zaczepow z osobnym wybierakiem i przelacznikiem mocy [6, 2]



Rys. 4. Sekwencja łączeniowa przelacznika zaczepow typu wybierakowego [7, 2]

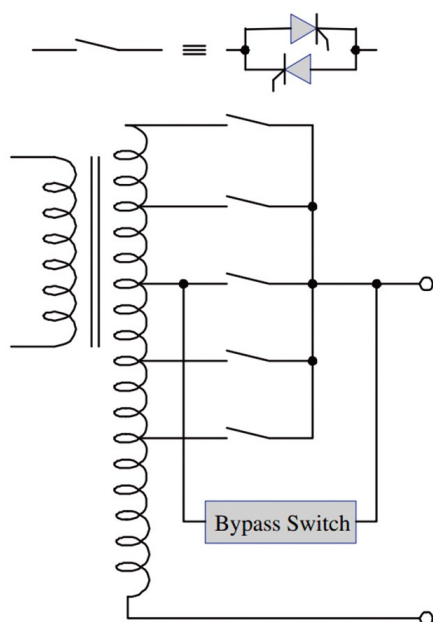
transformatora stosuje się przelaczniki z osobnym wybierakiem i przelacznikiem mocy, którego sekwencja przełączeń została pokazana na rys. 3. Kolorem czerwonym zaznaczono aktywne ścieżki prądowe, 1 – pracujący wybierak, 2 – drugi wybierak, 3 – przelacznik mocy. Najpierw bezprądowo wybierak zmienia zaczepek (rys. 3a–c), a następnie pracuje przelacznik mocy (rys. 3d–g). W trakcie operacji łączeniowych przelacznika mocy obwód nie może być przerwany. Z tego powodu zmiana styku w przelaczniku mocy odbywa się w ten sposób, że najpierw zwierany jest styk docelowy, a następnie rozwierany styk początkowy. Dla mniejszych mocy transformatora dostępne są przelaczniki wybierakowe. Ich sekwencję łączeniową pokazano na rys. 4. Ten obracający się zespół ruchomy składa się z trzech styków, co upraszcza ich budowę. Dość ciekawą konstrukcją są przelaczniki z komorami próżniowymi. Interesującą grupą przelaczników są przelaczniki półprzewodnikowe. Przy czym półprzewodnikowe PZ można również podzielić na dwie grupy. Pierwsze to urządzenia hybrydowe, tzn. urządzenia z półprzewodnikowymi oraz klasycznymi łącznikami. Łączniki półprzewodnikowe używane są do zmiany zaczepek bez tworzenia się łuku elektrycznego, a klasyczne łączniki realizują operacje łączenia bez obciążenia. Łączniki klasyczne przewodzą prądy obciążenia, gdy nie zmienia się zaczepek. Omawianą dalej grupą przelaczników są w pełni elektroniczne, zawierające wyłącznie łączniki półprzewodnikowe.

Cechują się one tym, że nie występuje w nich zjawisko łuku elektrycznego, a także wysoką częstotliwością łączeń, brakiem wymaganych przerw pomiędzy operacjami łączenia, niskimi kosztami eksploatacji, możliwością niesekwencyjnego załączenia zaczepek.

4. Półprzewodnikowe przelaczniki zaczepow

Na rys. 5 przedstawiono typową budowę elektronicznego przelacznika zaczepow. Para połączonych przeciwobnie tyrystorów stanowi łącznik prądu przemiennego. Urządzenie to nie zawiera impedancji ograniczającej prąd międzyzaczepekowy, wymaga to precyzyjnego sterowania czasu rzeczywistego łącznikami półprzewodnikowymi. Przelacznik ten ma tyle stopni regulacji ile jest zaczepek transformatora. Liczba stopni regulacji jest równa liczbie łączników roboczych. Przelacznik obejściowy (*bypass*) jest wykorzystywany w sytuacji awaryjnej, tj. przy przewodzeniu prądów przetężeniowych. Posiada on znacznie większą obciążalność od łączników roboczych. Może on być zrealizowany w innej technologii, np. wyłącznik z komorami próżniowymi.

W PZ pokazanym na rys. 6 łączniki podzielono na dwie grupy, wybierane łącznikiem Z albo Y. W celu uniknięcia powstawania prądu międzyzaczepekowego wymagane jest właściwe sterowanie łącznikami. Wadą tego układu jest wyższy spadek napięcia powodowany przez dwa szeregowo połączone łączniki. Struktura



Rys. 5. Przykładowa struktura elektronicznego przełącznika zacze­pów bez impedancji ograniczającej prądy międzyzacze­powe [3, 10]

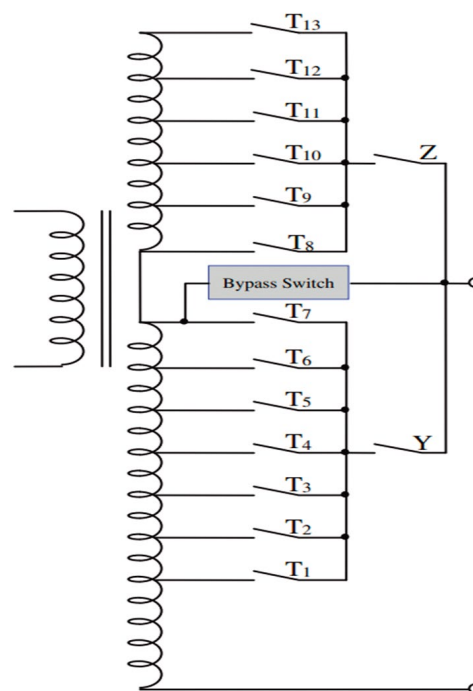
przełącznika pokazanego na rys. 7 umożliwia przyłączenie dowolnej części uzwojenia regulacyjnego w dowolnym kierunku (zgodnie lub przeciwnie). Co zapewnia szeroki zakres sterowania. Części uzwojenia regulacyjnego wyznaczone przez zacze­py nie muszą być równe, co umożliwia jego dobór zależnie od potrzeb. Na tym rysunku nie pokazano łącznika obejściowego. Bardziej elastyczna konstrukcja została przedstawiona na rys. 8. Każda z części uzwojenia może być niezależnie załączana (zgodnie lub przeciwnie) z uzwojeniem głównym. Wymaga ona większej liczby łączników roboczych, lecz zapewnia znacznie większą liczbę stopni regulacji.

Zaletami półprzewodnikowych PZ są [3]:

- niski koszt eksploatacji, nie jest wymagane – jak w klasycznych – badanie i wymiana oleju
- duża szybkość przełączania, półprzewodnikowe elementy są znacznie szybsze od mechanicznych elementów stykowych
- niesekwencyjne załączanie zacze­pu – nie ma wymagania przełączania na sąsiedni zacze­pu transformatora, jak to ma miejsce w klasycznych PZ. Dzięki zastosowaniu miękkiej komutacji nie trzeba stosować dodatkowej impedancji ograniczającej prąd międzyzacze­powy. Umożliwia to dowolne przełączenie zacze­pu oraz zmniejszenie konstrukcji.

Wadami półprzewodnikowych PZ są [3]:

- większy spadek napięcia w stanie przewodzenia od mechanicznych zestyków – wynika to z właściwości elementów półprzewodnikowych
- wyższy koszt całego urządzenia w stosunku do rozwiązania klasycznego dla transformatora tej samej mocy
- mniejsza odporność na przetężenia i przebiecia od mechanicznych zestyków – wynika to z mniejszej odporności elementów półprzewodnikowych na prądy przetężeniowe i przebiecia.



Rys. 6. Przykładowa struktura elektronicznego przełącznika zacze­pów bez impedancji ograniczającej prądy międzyzacze­powe, z podziałem na dwie grupy [3, 10]

5. Założenia symulacji komputerowej

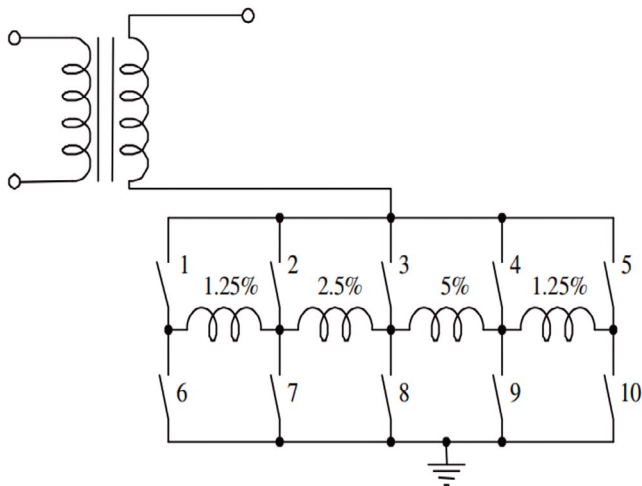
Analizę ograniczono do sieci SN. Pominięto obwody niskiego napięcia, ponieważ klasyczne regulatory PZ nie uwzględniają wartości napięć w sieciach nn. Wartość napięcia w sieci SN zależy od wartości napięcia zasilającego transformator WN/SN, wartości mocy biernych i czynnych pobieranych w stacjach SN/nn, charakterystyk napięciowych węzłów ze stacjami SN/nn oraz przekładni transformatora WN/SN. Dodatkowo na wartość napięcia w sieci SN ma wpływ przyłączona generacja do sieci SN lub nn.

Celem symulacji jest porównanie możliwości klasycznych i półprzewodnikowych przełączników zacze­pów na możliwość poprawy jakości energii elektrycznej, tj. wartości napięcia. W tym celu należy utworzyć trzy warianty modeli:

- z transformatorem WN/SN o stałej przekładni, ze zmienną wartością napięcia zasilającego WN, zmiennymi wartościami pobieranych mocy przez stacje SN/nn z zaimplementowaną charakterystyką napięciową
- z transformatorem WN/SN z klasycznym podobciążeniowym PZ, ze zmienną wartością napięcia zasilającego WN, zmiennymi wartościami pobieranych mocy przez stacje SN/nn
- z transformatorem WN/SN z półprzewodnikowym podobciążeniowym PZ, ze zmienną wartością napięcia zasilającego WN, zmiennymi wartościami pobieranych mocy przez stacje SN/nn.

Wynikiem tych symulacji będą wartości napięć skutecznych we wszystkich węzłach sieci SN i ocena jakości regulacji napięcia wg wybranego kryterium – wzór (2). W modelu zastosowano następujące założenia i uproszczenia:

- łączniki półprzewodnikowe prądu przemiennego zamodelowano w sposób uproszczony. Nie uwzględniano rzeczywistych parametrów tyrystorów



Rys. 7. Struktura uniwersalnego elektronicznego przełącznika zacze-
pów – równolegle przyłączane sekcje [3, 9]

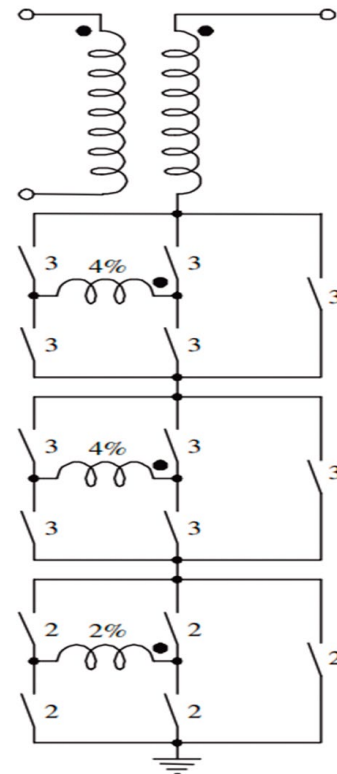
- W rzeczywistych układach po stronie WN zmienia się zarówno wartość napięcia, jak i jego kąt, co można wyznaczyć za pomocą obliczeń rozptylowych sieci WN. W symulacji ograniczono się tylko do losowych zmian wartości skutecznej napięcia w zakresie $0,75-1,25 U_N$
- W regulatorach z elektronicznymi PZ, w celu zwiększenia liczby stopni sterowania napięciem przy założonej liczbie zacze-
pów, stosowane są różne techniki, np. dyskretna modulacja cyklu (ang. *Discredited Cycle Modulation*) [3]. Podczas symulacji nie stosowano tej techniki, co wpłynie na niedoszacowanie pozy-
tywnego wpływu zastosowania elektronicznych PZ
- Dla elektronicznego i półprzewodnikowego PZ założono taką samą liczbę zacze-
pów transformatora

Lp.	Nazwa / opis	Wartość	JM
1	Trwałość PZ (liczba operacji łączeniowych)	$250 \cdot 10^3$	-
2	Czas przełączenia zacze- pów	8	s
3	Liczba zacze- pów (niezwartych)	33 (-16, 0,+16)	-
4	U_{wz} – względna wartość napięcia przy zmianie o jeden zacze- pów	0,01875	p.u.
5	Opóźnienie bloku regulatora	50	s
6	Strefa nieczułości DeadBand	0,0375	p.u.
7	Napięcie referencyjne U_{ref}	1,04	p.u.

Tab. 1. Parametry techniczne i eksploatacyjne mechanicznych PZ

Lp.	Nazwa / opis	Wartość	JM
1	Czas przełączenia zacze- pów	0,1	s
2	Liczba zacze- pów (niezwartych)	33 (-16, 0,+16)	-
3	U_{wz} – względna wartość napięcia przy zmianie o jeden zacze- pów	0,01875	p.u.
4	Strefa nieczułości wyrażona w U_{wz}	$-0,5 \div +0,5$	p.u.
5	Okres generacji ewentualnego sygnału zmiany zacze- pów	2	s

Tab. 2. Parametry symulacji elektronicznego PZ



Rys. 8. Elastyczna struktura uniwersalnego elektronicznego przełącz-
nika zacze-
pów – szeregowo przyłączane sekcje [3, 11]

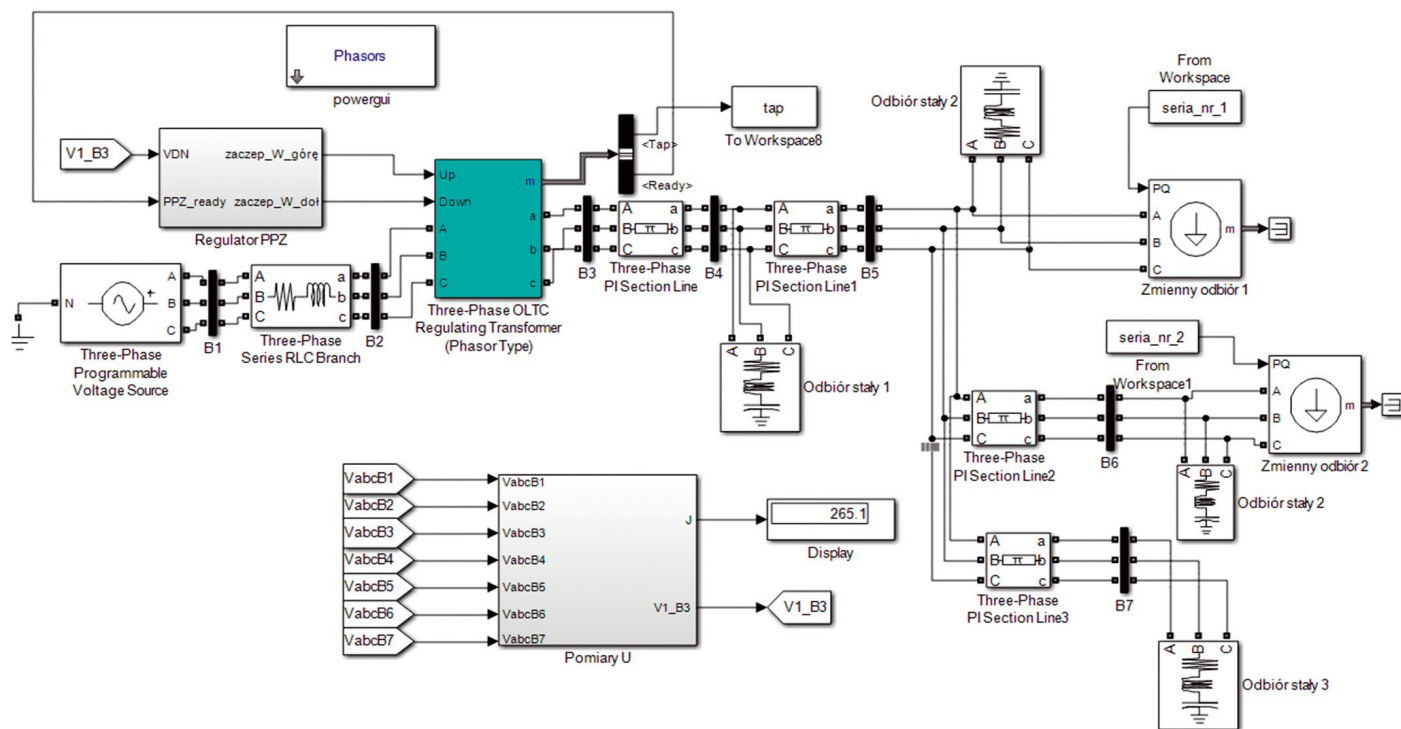
- Podczas symulacji klasycznych PZ zastosowano ograniczenia przedstawione w tab. 1. Algorytm pracy klasycznego regula-
tor mechanicznego PZ zaprezentowano m.in. w [1]
- Zastosowanie algorytmu MLDC wymaga zaimplementowania nadrzędnego obszarowego sterowania napięciem, np. zinte-
growanego systemu regulacji napięcia i zarządzania mocą
bierną [4, 5]. Przedmiotem symulacji jest porównanie właści-
wości regulacyjnych obu typów PZ. Nie jest celem wyzna-
czenie optymalnych algorytmów sterowania.

6. Budowa modeli i symulacja

Symulacja została przeprowadzona w środowisku MATLAB, z wykorzystaniem przyborników modelowania fizycznego Simscape Power Systems. Model symulacyjny z elektronicznym PZ został zaprezentowany na rys. 9. Pozostałe modele są bardzo podobne (różnią się istnieniem i rodzajem PZ wraz z regulatorem). Dla wszystkich modeli zastosowano te same dane wejściowe. Wykonano trzy symulacje. Pierwsza dla układu z transfor-
matorem o stałej przekładni. Druga została wykonana dla klasycz-
nego PZ. Ostatnia dla elektronicznego PZ. Wyniki symulacji przedstawiono w tab. 3.

Wskaźnik J dla układu z transformatorem o stałej przekładni	892,5
Wskaźnik J dla układu z klasycznym PZ	861,8
Wskaźnik J dla układu z półprzewodnikowym PZ	265,1

Tab. 3. Wyniki symulacji zmiennych obciążeń i zasilania na jakość
napięcia



Rys. 9. Schemat symulacyjny do badania wpływu pracy regulatora na jakość napięcia dla elektronicznego PZ

7. Wnioski

Symulacje przeprowadzono w sposób zbliżony do warunków rzeczywistych (zmiennie obciążenia, zmiennie napięcie zasilania), wykorzystując obliczenia rozplýwowe. Wymagało to określenia parametrów charakterystycznych PZ. Zastosowanie półprzewodnikowych PZ poprawia w znaczący sposób jakość regulacji napięcia w stosunku do przetwórnika klasycznego, niezależnie od zastosowanych algorytmów regulacji. Poprawa jakości regulacji napięcia wynika z właściwości łączeniowych półprzewodnikowych przetwórników. Jednak zadania i wymagania regulatora są odmienne dla obu wersji PZ. Ma to wpływ na syntezę regulatora. Regulator dla półprzewodnikowych PZ wymaga szybkich układów pomiarowych oraz szybkiego sterowania łącznikami półprzewodnikowymi. Wpływa to na wybór platformy sprzętowej.

Wartość wskaźnika J zależy od wielkości sieci (liczby węzłów) i czasu symulacji. Jednak dla tej samej sieci i tych samych parametrów symulacji wyniki mogą być wykorzystywane bezpośrednio. W przypadku porównywania różnych sieci lub różnych symulacji wskaźniki te należy znormalizować liczbą węzłów oraz czasem symulacji.

W porównaniu z klasycznymi układami nie jest wymagany tylko pomiar wartości skutecznej najczęściej realizowanej za np. 10 okresów, ale wymagana jest precyzyjna detekcja zera dla zapewnienia prawidłowej komutacji.

Z tego wynika, że możliwą do wykorzystania platformą sprzętową będą mogły być układy FPGA oraz zaawansowane 32-bitowe mikrokontrolery lub komputery jednocukładowe. Wybór platformy sprzętowej musi zostać poprzedzony badaniami z zaprogramowanymi układami, co będzie przedmiotem kolejnych publikacji.

Znaczna poprawa jakości regulacji napięcia po zastosowaniu elektronicznego przetwórnika zaczeów wynika z kilku właściwości. Po wystąpieniu uchybu regulacji regulator klasycznych przetwórników musi „odczekać” określony czas, zanim zmieni zacze na sąsiedni. Regulator elektronicznych PZ przetwórnika „od razu” na wymagany zacze uzwojenia regulacyjnego.

BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
2. Cichoń A., Nowa metoda diagnostyki stanu technicznego podobciążeniowych przetwórników zaczeów, Politechnika Opolska, Opole 2011.
3. Faiz J., Siahkoleh B., Electronic tap-changer for distribution transformers, Power Systems. Springer-Verlag, Berlin – Heidelberg 2011.
4. Czaplą Ł., Jemielity J., Opracowanie koncepcji i założeń technicznych do realizacji systemu zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), praca statutowa Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego Oddział Gdańsk, Gdańsk 2010.
5. Czaplą Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), *Elektro.info* 2012, nr 7–8.
6. Transformatory w eksploatacji, red. R. Malewski, Wydawnictwo Energo-Complex, t. I, Piekary Śląskie 2005.
7. Eksploatacja transformatorów energetycznych, red. J. Subocz, Wydawnictwo Energo-Complex, t. II, Piekary Śląskie 2008.
8. Joon-Ho C., Jae-Chul K., Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, Vol. 15, No. 2.

9. Degeneff R.C., A new concept for a solid-state on-load tap changers. *Electricity Distribution. Part 1, Contributions, CIRED, 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438).*
10. Yousef-Zai F.Q., O'Kelly D., Solid-State on-load transformer tap-changer, *IEE Proceedings – Electric Power Applications* 1996, Vol. 143, No. 6.
11. Dernirci O. i in., A new approach to solid-state on-load tap-changing transformers, *IEEE Transaction on Power Delivery* 1998, Vol. 13, Issue 3.
12. Kot A., Szpyra W.L., Optymalna regulacja napięcia w sieciach rozdzielczych średniego napięcia, *Acta Energetica* 2009, nr 2/2.
13. Kot A., Ewolucyjna optymalizacja regulacji napięcia w rozległej sieci rozdzielczej zawierającej lokalne źródło mocy, *Przegląd Elektrotechniczny* 2006, nr 9.
14. Kot A., Optimal voltage control in the medium voltage networks containing dispersed generation, *Archiwum Energetyki* 2007, t. XXXVII, nr 1–2.

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk Instytut Badawczy

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

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

Piotr Mysiak

dr hab. inż. prof. nadzw. AMG

Akademia Morska w Gdyni

e-mail: p.mysiak@we.am.gdynia.pl

Studia ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Łódzkiej (1984) oraz na Wydziale Elektrycznym Akademii Morskiej w Gdyni (1993). Stopień doktora nauk technicznych uzyskał w dziedzinie energoelektroniki (1996). Uzyskał tytuł doktora habilitowanego (2001), w tym samym roku został mianowany na stanowisko profesora nadzwyczajnego w Katedrze Automatyki Okrętowej Akademii Morskiej w Gdyni. Bierze udział w przedsięwzięciach naukowo-badawczych, edukacyjnych i gospodarczych rozwoju regionu Kaszub i Pomorza. Ma na swoim koncie ponad 50 publikacji i opracowań naukowo-badawczych z zakresu zabezpieczeń przekształtników energoelektronicznych oraz minimalizacji negatywnego oddziaływania tych urządzeń na sieć zasilającą.

Magazynowanie energii elektrycznej – marzenie czy konieczność?

Autorzy

Artur Wilczyński
Henryk Wojciechowski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, magazynowanie energii elektrycznej, elektrownia pompowa, magazynowanie energii w skroplonym powietrzu, wodór

Streszczenie

Układy technologiczne wykorzystujące odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej zwiększają swój udział w krajowym bilansie energetycznym. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, fotowoltaicznych oraz wodnych cechuje dużą zmienność, mająca najczęściej charakter stochastyczny. To sprawia, że bieżące bilansowanie popytu z podażą energii elektrycznej jest utrudnione. Do zrównoważenia popytu i podaży energii konieczne zatem jest jej magazynowanie. W artykule przedstawiono techniczno-ekonomiczną analizę porównawczą magazynowania energii elektrycznej w skroplonym powietrzu i w elektrowni pompowej. Do przechowywania energii na dużą skalę może być wykorzystywany wodór, czysty i bezpieczny nośnik energii.

1. Wprowadzenie

Rosnąca liczba układów technologicznych wykorzystujących odnawialne źródła energii, których produkcja cechuje się dużą zmiennością, stwarza operatorom systemów dystrybucyjnych problemy związane z bilansowaniem energii elektrycznej. Integracja takich układów technologicznych z magazynami energii elektrycznej o określonej zdolności magazynowania umożliwia bieżące równoważenie popytu i podaży. Magazynowanie rozważanej energii na dużą skalę dokonywane jest w elektrowniach pompowych o sprawności magazynowania 70–73%. Ich cechą charakterystyczną jest znaczące oddziaływanie na środowisko przyrodnicze, ponadto wymagają odpowiednio ukształtowanego terenu. Od kilku już lat do magazynowania energii elektrycznej znajduje zastosowanie magazynowanie energii elektrycznej w zbiornikach ze skroplonym powietrzem, których lokalizacja nie ma praktycznie ograniczeń i nie wymagają wykonywania raportów oddziaływania na środowisko, a ich sprawność magazynowania energii osiąga poziom 60–70%, natomiast przy wykorzystywaniu ciepła i chłodu odpadowego nawet 90%.

2. Technologie magazynowania energii elektrycznej

Rzeczony rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej ma już swoją dość długą historię. Opracowano wiele sposobów magazynowania, a technologie tego procesu są doskonalone i dostosowywane do wymagań konsumentów i sieci elektroenergetycznych, przede wszystkim związanych z pewnością dostaw energii. W rezultacie powstał szeroki wachlarz rozwiązań

technologicznych magazynowania energii, który umożliwia tworzenie bardziej elastycznej infrastruktury energetycznej, cechującej się wyższą efektywnością ekonomiczną. Można dokonać klasyfikacji technologii magazynowania energii, biorąc pod uwagę wykorzystywane w tym procesie zjawiska fizyczne i chemiczne [1, 2, 3]:

- elektrochemię – baterie, akumulatory, odwracalne ogniwa paliwowe
- pole elektromagnetyczne – kondensatory i superkondensatory
- pole magnetyczne – systemy magazynowania energii magnetycznej w układach nadprzewodzących (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*)
- fizykochemiczne – magazynowanie ciepła/chłodu, magazynowanie energii w kołach zamachowych, sprężonym gazie lub powietrzu, skroplonym powietrzu oraz wodnych układach pompowych.

3. Efekty synergii wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej z OZE

Istotnym wyzwaniem dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) jest skuteczna i efektywna integracja niekonwencjonalnych układów technologicznych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, cechujących się dużą zmiennością produkcji z systemem elektroenergetycznym. Atrakcyjną odpowiedzią na to wyzwanie jest wykorzystanie rozproszonych magazynów energii elektrycznej gromadzących nadmiar produkowanej energii z elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych. Synergia wytwarzania, w szczególności w okresach poza szczytami obciążenia, kiedy energia elektryczna ma niską cenę, oraz jej

magazynowania może być źródłem wielu pozytywnych efektów i korzyści ekonomicznych. Magazyny umożliwiają uwolnienie energii elektrycznej w okresach o wyższym popycie na nią, czyli wówczas, gdy posiada znacząco wyższą cenę. Umożliwiają lepsze wykorzystanie technicznej infrastruktury sieci i konwencjonalnych elektrowni. Nadprodukcja energii w farmach wiatrowych w nocy może zostać załadowana do magazynów, a następnie uwolniona w godzinach szczytu obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Magazyny energii elektrycznej mogą być również wykorzystane przez operatorów sieci dystrybucyjnych do świadczenia usług w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii odbiorcom i utrzymywania jakości energii na wymaganym poziomie.

Odpowiednia liczba magazynów energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym umożliwia generację mocy w elektrowniach konwencjonalnych na w miarę stałym poziomie, zaś zbilansowanie mocy generowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych z zapotrzebowaniem przez odbiorców nastąpi przez rozładowywanie i ładowanie magazynów energii elektrycznej.

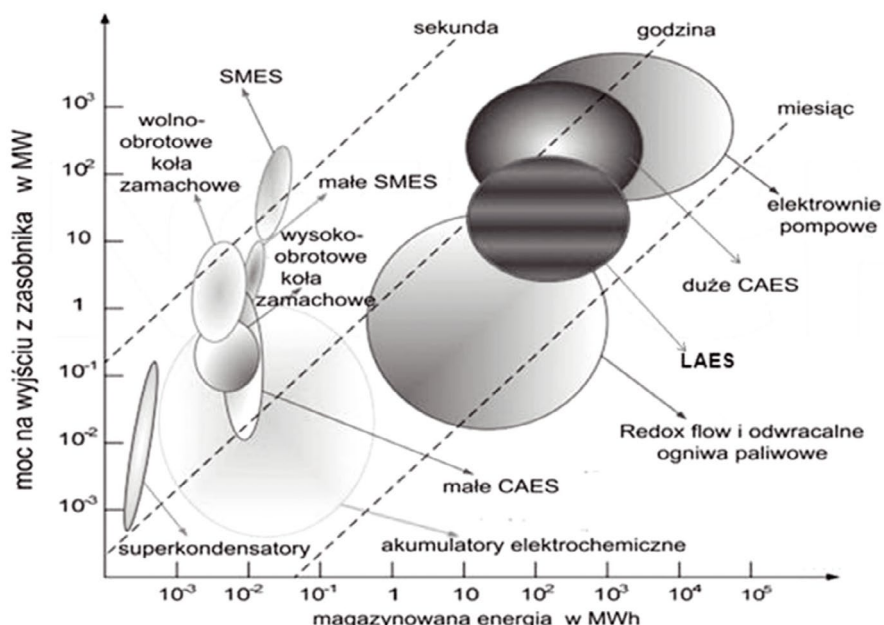
4. Analiza efektywności ekonomicznej magazynowania energii elektrycznej

Koszt zapewnienia prawidłowej eksploatacji i granicznych parametrów pracy, takich jak temperatura i systemy bezpieczeństwa, są czynnikami, które muszą być uwzględniane przy ocenie czasu życia i kosztów całkowitych magazynowania energii. Moc na wyjściu i zdolność magazynowania energii w układzie są charakterystycznymi cechami technologii magazynowania. Szczególną uwagę na te różnice należy zwrócić przy interpretacji rys. 1. Obszar poszczególnych sposobów magazynowania określa zakres energii i mocy, jaki może być uzyskany w poszczególnych technologiach magazynowania, nie uwzględniając

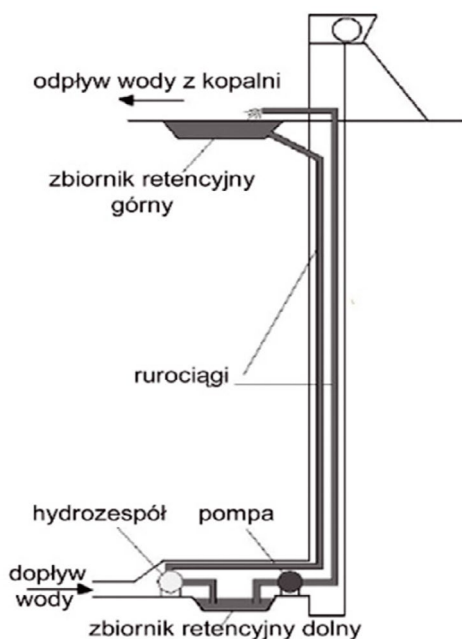
czynników ekonomicznych. Nowe technologie magazynowania energii elektrycznej to: elektrownie pompowe posadowione w wyeksploatowanych kopalniach, magazynowanie w skroplonym powietrzu, produkcja i magazynowanie wodoru.

Podziemne zbiorniki lub zaadaptowane do tego wyrobiska w kopalniach mogą być dolnymi zbiornikami wody dla elektrowni pompowej (rys. 2). Na korzyść posadowienia elektrowni pompowej w kopalni przemawiają duże różnice wysokości pompowania, dostępna infrastruktura elektroenergetyczna oraz sprawność magazynowania energii, szacowana na poziomie 70–75%. Wykorzystanie istniejącej instalacji do odwadniania już wyeksploatowanej kopalni, która musi być eksploatowana ze względu na możliwość zalewania wodą innych eksploatowanych kopalń, obniża nakłady inwestycyjne na instalację.

Przy przepływie wody wynoszącym $1 \text{ m}^3/\text{s}$ i spadzie 1000 m uzyskiwana moc w turbozespołe wodnym wynosi ok. 7 MW. Dwugodzinna praca generacyjna elektrowni pompowej o przepływie $1 \text{ m}^3/\text{s}$, z uwzględnieniem dopływu wody do kopalni na poziomie $1 \text{ m}^3/\text{s}$, wymaga, aby zbiornik wody na dole kopalni miał pojemność co najmniej $29\,000 \text{ m}^3$. Głębokość kopalni odgrywa ważną rolę zarówno z punktu widzenia ekonomicznego, jak i ekologicznego. Im większa wysokość spadku, tym mniej wody potrzeba do wytwarzania energii elektrycznej z hydrozespołów. Równie ważnym elementem przy posadowieniu elektrowni pompowej w kopalni jest brak sprzeciwu ze strony ekologów, którzy obecnie, na przykład w południowych Niemczech, próbują zablokować budowę zbiorników powierzchniowych dla elektrowni pompowych [6]. Elektrownia pompowa znajdująca się pod ziemią nie będzie widoczna z powierzchni ani nie będzie miała wpływu na przyrodę. Zanim jednak podejmie się decyzję o budowie elektrowni pompowej w kopalni, trzeba przeprowadzić analizę techniczno-ekonomiczną, uzasadniającą jej budowę.



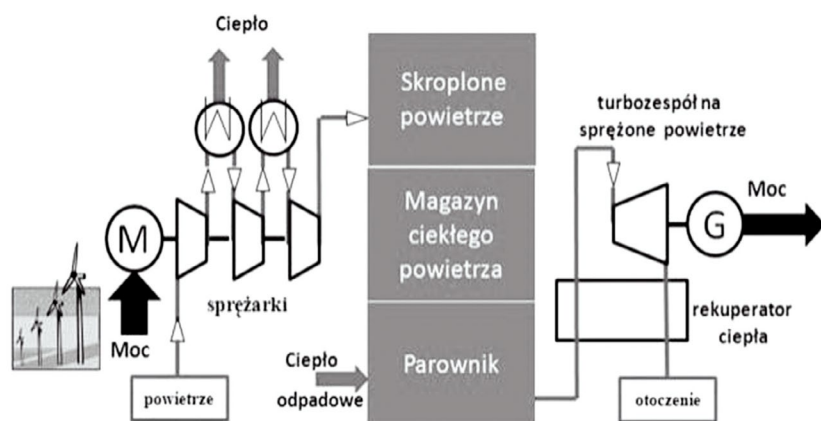
Rys. 1. Moc uzyskiwana z magazynów energii [4]: SMES – urządzenie przechowujące energię w polu magnetycznym w układach nadprzewodzących, CAES – w sprężonym powietrzu, LAES – w ciekłym powietrzu



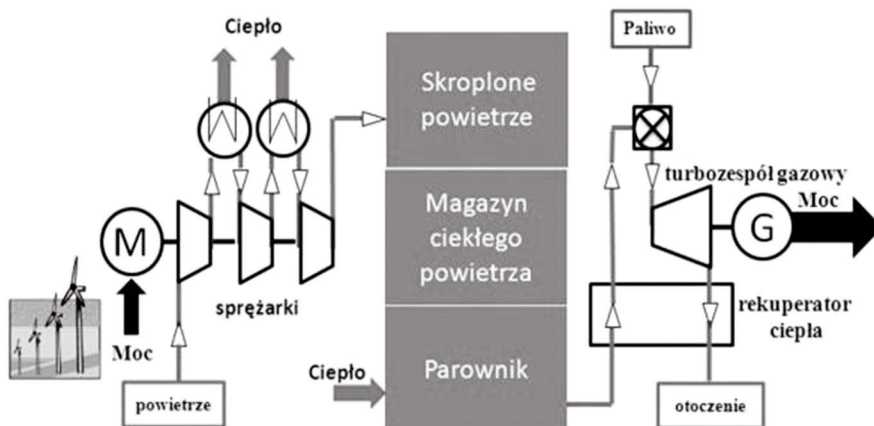
Rys. 2. Elektrownia pompowa zainstalowana w podziemnej kopalni [5]

Jedną z najbardziej wydajnych metod magazynowania nadwyżek energii elektrycznej jest magazynowanie w skroplonym powietrzu LAES (ang. *Liquid Air Energy Storage*). W procesie tym powietrze zostaje sprężone, a następnie schłodzone do momentu, kiedy z pierwotnej postaci gazowej przechodzi do ciekłego stanu skupienia. Skroplone powietrze jest następnie magazynowane. Jeżeli zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci wzrasta, za pomocą pompy podnoszone jest ciśnienie ciekłego powietrza, które następnie paruje. Znajdujące się pod ciśnieniem powietrze w postaci gazowej jest ogrzewane i może zostać wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach z turbinami na sprężone powietrze (rys. 3) lub w elektrowniach gazowych (rys. 4). Technologia LAES nie podlega szczególnym wymaganiom geologicznym, co pozwala uniknąć żmudnych i skomplikowanych procedur uzyskania zezwoleń i otwiera możliwości jej szybkiego wdrożenia.

Wodór nie jest paliwem kopalnym, opracowanie taniej i wydajnej metody produkcji wodoru może zastąpić kopalne pierwotne nośniki energii. Metody produkcji wodoru: reforming benzyny, reforming metanu (mokry i suchy), elektroliza wody, metody biologiczne – algi, metoda Habera i Boscha – termiczny rozkład pary wodnej.



Rys. 3. Magazynowanie energii elektrycznej w skroplonym powietrzu z turbospółem powietrznym



Rys. 4. Magazynowanie energii elektrycznej w skroplonym powietrzu z turbospółem gazowym

Sposoby magazynowania wodoru: sprężony w postaci gazowej, w postaci ciekłej, fizyczne wodorki metali, chemiczne wodorki metali, adsorbowanie na rurowatych strukturach węgla aktywowanego. Do otrzymania 1 kg wodoru w procesie elektrolizy wody zużywa się 43 kWh energii elektrycznej, co w elektrowni o sprawności wytwarzania energii elektrycznej 38% wymaga dostarczenia w paliwie 113,2 kWh. Ciepło spalania wodoru wynosi 39,38 kWh/kg, zatem sprawność pozyskiwania wodoru w procesie elektrolizy wody wynosi 35%. W przypadku wykorzystywania nadmiaru produkcji energii elektrycznej w elektrowniach fotowoltaicznych i elektrowniach wiatrowych do produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody, sprawność energetyczna (wytwarzania ciepła) wynosi $39,38/43 = 91,6\%$. Konwersja wodoru w ogniwie paliwowym na energię elektryczną w zależności od rodzaju ogniwa dokonuje się ze sprawnością 30–60%. Uśrednione koszty magazynowania energii w okresie eksploatacji LCOES (ang. *Levelized Cost of Energy Stored*) można obliczyć, korzystając ze wzoru:

$$LCOES = \frac{CAPEX}{qN} \left[\frac{p(1+p)^n}{(1+p)^n - 1} + \frac{OPEX}{CAPEX} \right] + \frac{k(1-\eta)}{\eta}$$

gdzie:

CAPEX – nakłady inwestycyjne na budowę w zł, OPEX – koszt eksploatacyjny energii (zł/a), q – magazynowanie w cyklu (MWh/cykl), N – liczba cykli magazynowania w roku, p – stopa kapitałowa, k – koszt zakupu energii elektrycznej (zł/MWh), n – okres eksploatacji magazynu energii (lata), η – sprawność magazynowania energii.

Przykładowo, jeśli cena energii elektrycznej w godzinach szczytu sięga 200 USD/MWh (800 zł/MWh), a w nocy spada do 20 USD/MWh (80 zł/MWh), to różnica 180 USD/MWh (720 zł/MWh)

może być potencjalnym zyskiem magazynu energii. Magazyn energii działający z efektywnością 70% będzie opłacalny, jeśli jego koszt użytkowania będzie mniejszy niż 126 USD/MWh (504 zł/MWh).

W tab. 1 zestawiono jednostkowe koszty magazynowania energii w różnych technikach magazynowania energii [3].

5. Podsumowanie

Elektrownie pompowe stanowią ok. 99% magazynów energii na świecie, ich moc przekracza 100 GW (a całkowita moc wszystkich pozostałych magazynów energii nie przekracza 1 GW), sprawność magazynowania osiąga 70–73%, a koszt magazynowania wynosi 5–100 USD/MWh.

Magazynowanie energii za pomocą sprężonego powietrza CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*) stosowane jest jako alternatywa dla elektrowni pompowych. Energia elektryczna o niskim koszcie, dostępna w nocy i w weekendy, wykorzystywana jest do sprężania powietrza do ok. 7 MPa w wielkich, podziemnych zbiornikach. Sprężone powietrze z magazynu umożliwi eliminację sprężarki powietrza wlotowego, która do napędu zużywa ok. 60% energii mechanicznej produkowanej przez turbinę. W ten sposób prawie cała energia mechaniczna turbiny gazowej jest używana do napędu generatora elektrycznego. Efektywność odzyskiwania energii w układach CAES jest rzędu 70–89%, a koszty magazynowania energii wynoszą 2–120 USD/MWh.

Ochładzając powietrze do -195°C można je skroplić, dzięki czemu jego objętość spada tysiąc razy, a przechowywanie staje się znacznie prostsze niż przechowywanie sprężonego powietrza. W momencie zapotrzebowania na energię ciekłe powietrze można ogrzać, co spowoduje jego zamianę w gaz pod dużym ciśnieniem, który może napędzać turbozespoły gazowe generujące energię elektryczną. Konieczność ogrzewania ciekłego

Technologia		Moc nominalna [MW]	Sprawność [%]	Czas rozładowania	Czas eksploatacji [lata]	Koszt magazynowania energii [USD/MWh]
Elektrownia pompowa		100–5000	70–87	1–24 h	30–60	5–100
Magazynowanie w sprężonym powietrzu		50–300	70–89	1–24 h	20–40	2–120
Magazynowanie w skroplonym powietrzu		10–200	40–90	1–12 h	20–40+	260–530
Koło zamachowe		0,4–20	80–95	1–15 min	15–20	1000–14 000
Magazynowanie wodoru i ogniwa paliwowe		0–50	20–85	1 s – 24 h	5–20	6–725
Baterie	płynne	0,03–3	65–85	1 s – 10 h	5–30+	150–1000
	Li-Ion	1–100	75–90	0,15–1 h	5–15 (4000–100 000)**	600–3800
	metal – powietrze	0,01–50	ok. 75	1 s – 5 h	(100–10 000)**	10–340
	NaS	0,05–34	75–90	1 s – 8 h	5–15 (2500–4500)**	300–500
	niklowe	0–40	60–90	1 s – 1 h	5–20 (1500–3000)**	800–1500
	kwasowe [Pb]	0–40	63–90	1 s – 10 h	5–20 (200–100)**	200–400
SMES – magazynowanie energii magnetycznej w układach nadprzewodzących		0,1–10	90–97	ms* – s	20–30	1000–10 000
S.C. – magazynowanie energii superkondensatorach		0–10	<75–98	ms* – 1 h	8–20+	300–20 000

ms* – milisekunda

** – liczba cykli

Tab. 1. Porównanie różnych technik magazynowania energii [4, 7]

powietrza ciepłem ze spalania paliw kopalnych sprawia, że proces jest mało efektywny energetycznie. Wykorzystanie ciepła odpadowego z elektrowni może podnieść jego efektywność do 90%, a koszty magazynowania energii wyniosą 260–530 USD/MWh. Wodór to czysty i bezpieczny nośnik energii, który może być wykorzystywany do przechowywania energii na dużą skalę. Można go wytwarzać z użyciem energii elektrycznej pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych oraz z ubogich w węgiel paliw kopalnych, a jego użycie nie powoduje żadnych emisji. Sprawność pozyskania i magazynowania wodoru osiąga 20–85%, a koszty magazynowania wynoszą 6–725 USD/MWh.

BIBLIOGRAFIA

1. European Commission. Energy Storage. A key technology for decentralized power, power quality and clean transport, Luxembourg 2001.
2. IEA. Technology Roadmap: Energy Storage. OECD, IEA 2014.
3. Wojciechowski H., Technologie wytwarzania oraz magazynowania energii elektrycznej i ciepła w aspekcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Zadanie nr 5. PBZ-MEiN-1/2/2006, Wrocław 2008.
4. Wojciechowski H., Magazynowanie energii. Ochrona atmosfery przez zmianę źródła energii, Dolnośląski Klub Ekologiczny, Wrocław 2016, s. 103–134.
5. Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., Wojciechowski H., Możliwości wykorzystania zasobów wodnych i energetycznych w podziemnych kopalniach surowców mineralnych, Wyd. IGSMIE PAN, nr 95, Kraków 2016, s. 47–57.
6. Perau E., Zillmann A., Niemann A., Realisierungskonzept für die Nutzung von Anlagen des Universität Duisburg-Essen: Steinkohlebergbau als unterirdische Pumpspeicherkraftwerke – *Übersicht und geotechnische Aspekte*, *Zeitschrift Bergbau* 2014, nr 11, s. 491–497.
7. Mirek P., Technika magazynowania energii w ciekłym powietrzu, *Energy Policy Journal* 2016, t. 19, z. 1, s. 73–86.

Artur Wilczyński

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: Artur.wilczynski@pwr.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej (1971). Od 2011 roku pracuje na stanowisku profesora zwyczajnego na Wydziale Elektrycznym macierzystej uczelni. Jest autorem lub współautorem 160 publikacji i ponad 80 raportów z prac badawczych. W swoich pracach naukowych zajmuje się m.in. modelowaniem i prognozą procesów obciążeń elektrycznych (także w układzie (2D) i (3D)), badaniem struktury systemów taryfowych i ich oddziaływania na zużycie energii elektrycznej, restrukturyzacją elektroenergetyki i tworzeniem rynków energii, integracją generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowaniem zanieczyszczenia środowiska naturalnego. Był kierownikiem i wykonawcą wielu projektów badawczych, w tym także zamawianych, finansowanych przez KBN i podmioty z przemysłu.

Henryk Wojciechowski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: henryk.wojciechowski@pwr.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej (1971). W obszarze jego zainteresowań badawczych znajdują się: elektrownie i elektrociepłownie, gospodarka energetyczna, magazynowanie energii, układy technologiczne wykorzystujące odnawialne źródła energii. Jest autorem lub współautorem 163 publikacji i 63 raportów z prac badawczych.

Wykorzystanie liczników AMI w procesie optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia

Autorzy

Krzysztof Dobrzyński
 Zbigniew Lubośny
 Jacek Klucznik
 Sławomir Noske
 Dominik Falkowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieć niskiego napięcia, monitoring i sterowanie sieci, optymalizacja

Streszczenie

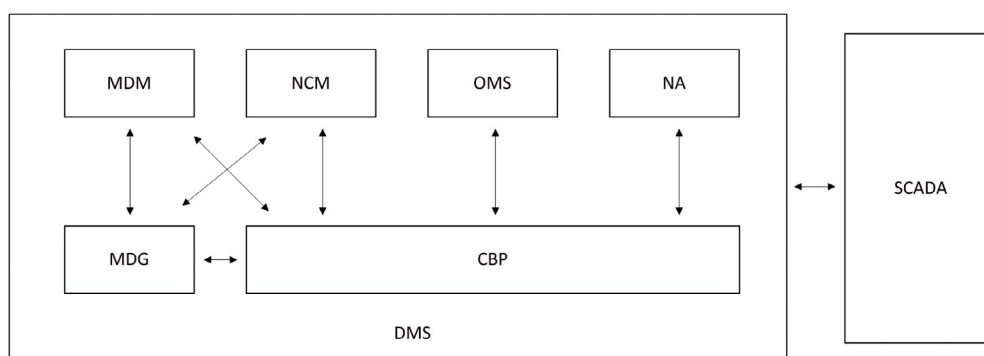
Prezentowany jest opis projektu dotyczącego m.in. optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia przy wykorzystaniu danych z liczników AMI. Prace były prowadzone w ramach europejskiego grantu UPGRID, realizowanego przez konsorcjum firm z siedmiu państw europejskich, w tym również z Polski.

1. Wstęp

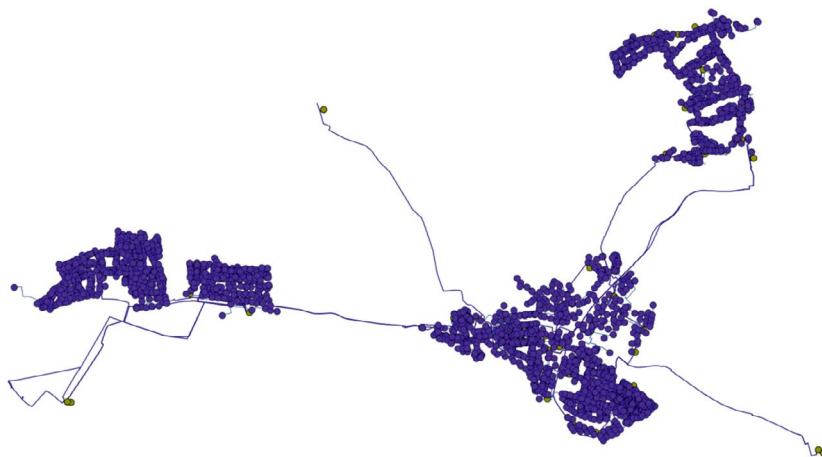
Wiedza operatora dystrybucyjnego na temat aktualnego stanu pracy sieci niskiego napięcia jest obecnie bardzo skromna. Oznacza to, że operator dystrybucyjny nie dysponuje informacjami na temat aktualnych napięć i obciążeń elementów sieciowych w sieci niskiego napięcia, albo jest to wiedza szczytkowa, obejmująca tylko wybrany, testowy obszar sieci, tak jak ma to miejsce np. na Półwyspie Helskim. W przypadku wykrywania awarii w sieci nn w zasadzie jedynym źródłem są informacje o zaniku zasilania dostarczane przez klientów telefonicznie lub drogą internetową. Podobnie sytuacja wygląda z wiedzą operatora na temat jakości energii elektrycznej, gdzie ewentualne analizy podejmowane są po uprzednich reklamacjach ze strony klientów. Wykorzystanie infrastruktury AMI na szeroką skalę sprawiło, że obecnie operatorzy badają możliwości wykorzystania liczników AMI do innych zadań niż tylko rozliczeń rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Liczniki AMI, w zależności

od modelu, mają zdolność rejestrowania różnych wielkości elektrycznych, takich jak np.: chwilowe wartości napięć, chwilowe wartości mocy, zdefiniowane zdarzenia (np. chwilowe obniżenie napięcia). Połączenie wymienionych własności liczników AMI z możliwością zdalnego pobierania pomiarów sprawia, że rozważane są kolejne obszary, w których można wykorzystać tę infrastrukturę. Zweryfikowanie nowych zastosowań infrastruktury AMI jest złożonym przedsięwzięciem, w którym z jednej strony należy zaangażować wiele zasobów przedsiębiorstwa, a z drugiej strony potrzebne jest wsparcie firm zewnętrznych, potrafiących zrealizować zagadnienia niebędące domeną operatora, np. stronę programistyczną.

Z początkiem 2015 roku ENERGA-OPERATOR SA, Politechnika Gdańska, Instytut Elektroenergetyki oraz Atende SA rozpoczęły współdziałanie w realizacji grantu europejskiego o akronimie UPGRID, realizowanego w ramach programu Horyzont 2020 [4]. W granicę tym, oprócz polskich partnerów, uczestniczy



Rys. 1. Ogólna struktura systemu DMS. MDM – Meter Data Management; NCM – Network Control and Management; OMS – Outage Management System; NA – Network Analysis; MDG – Meter Data Gateway; CBP – Central Database; SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition



Rys. 2. Demonstracyjny obszar sieci średniego i niskiego napięcia

jeszcze 15 innych z 7 różnych państw europejskich. W swoim założeniu grant ten dotyczy realizowalności systemu zdalnego monitorowania i sterowania siecią niskiego i średniego napięcia. Przy czym dopuszczona jest tu pewna elastyczność wyboru przez operatorów realizowanych zagadnień, zdefiniowanych w ramach przyjętych tematów. Operator dystrybucyjny w danym kraju precyzuje, które zagadnienia realizuje. Jest to uzasadnione różnicami pomiędzy operatorami, zarówno w sferze technologicznej, jak i już zdobytych doświadczeń. Polski operator skoncentrował się na zagadnieniach związanych z siecią niskiego napięcia.

Niniejszy referat przedstawia wybrane zagadnienia realizowane w ramach przedmiotowego grantu przez polskich partnerów [1], a są to m.in.:

- monitorowanie i sterowanie siecią nn
- obliczanie rozptyłu mocy w sieci nn
- estymacja stanu sieci nn
- prognozowanie obciążenia i generacji w sieci nn
- optymalizacja punktów podziału sieci nn
- prognozowanie temperatury transformatora SN/nn
- wybór optymalnego transformatora dla stacji SN/nn
- lokalizacja awarii.

Powyżej wymienione zagadnienia stanowią w projekcie niezależnie rozważane funkcjonalności wchodzące w skład opracowanego systemu DMS (*Distribution Management System*). Ogólną strukturę tego systemu przedstawiono na rys. 1.

2. Charakterystyka obszaru testowego sieci niskiego i średniego napięcia

Idea przedmiotowego grantu polega na sprawdzeniu realizowanych zagadnień w rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Do analiz zdefiniowano zatem określony demonstracyjny obszar sieci średniego i niskiego napięcia, znajdujący się w dzielnicach miasta Gdynia: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno (rys. 2). Na obszar ten składają się:

- linie kablowe średniego napięcia o łącznej długości 33,71 km
- linie kablowe niskiego napięcia o łącznej długości 90,75 km
- linie napowietrzne niskiego napięcia o łącznej długości 26,68 km

- 54 stacje transformatorowe wewnętrzne SN/nn, z których zasilanych jest 300 obwodów niskiego napięcia.

Wszystkie stacje SN/nn, znajdujące się na demonstracyjnym obszarze, posiadają infrastrukturę AMI, w skład której wchodzi m.in.: koncentrator zbierający pomiary z liczników komunalnych i licznik bilansujący, realizujący pomiary na szynach głównych rozdzielnic nn. W ramach projektu rozbudowano wybrane stacje SN/nn w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu monitorowania i sterowania siecią. Przykładowo, w trzech wybranych stacjach zrealizowano pomiar prądów na każdym obwodzie nn wraz z kontrolą przepalenia wkładek bezpiecznikowych na poszczególnych obwodach nn.

3. Planowane funkcjonalności w sieci nn

W ramach realizowanego grantu przewidziano wiele funkcjonalności obejmujących sieć niskiego napięcia. Poniżej przedstawiono syntetyczny opis tych funkcjonalności z wybranymi problemami lub ograniczeniami, które mają wpływ na bieżącą realizację.

3.1. Monitoring i sterowanie siecią nn

Monitorowanie i sterowanie sieci nn przez polskich operatorów dystrybucyjnych odbywa się obecnie w zasadzie tylko w ramach obszarów pilotażowych, gdzie testowane są wybrane rozwiązania. W tym przypadku, w zasadzie po raz pierwszy, prace skierowane są na odtworzenie demonstracyjnego obszaru sieci niskiego napięcia w systemie SCADA, z którego to systemu korzysta ENERGA-OPERATOR. W ramach realizacji niniejszej funkcjonalności w systemie SCADA przewidziano m.in. pokazywanie:

- napięć w węzłach sieci nn
- przepływów prądów i mocy w poszczególnych odcinkach liniowych
- przepływów prądów i mocy w poszczególnych transformatorach SN/nn
- stanów łączników nn sterowanych ręcznie
- stanów pracy mikroźródeł wraz z wartością generowanej mocy
- informacji o przepaleniu wkładki bezpiecznikowej chroniącej obwód nn (stacja SN/nn).

Przewidziano również możliwość zdalnego wykonywania sterowań z poziomu systemu SCADA. Dotyczy to mikroźródeł, które można zdalnie załączać lub wyłączać.

Część z powyżej wymienionych informacji nie będzie pochodziła z bezpośrednich pomiarów. W przypadku rozptyłu prądów i mocy w odcinkach liniowych wartości te będą wynikiem obliczeń wykonanych przez estymator stanu sieci nn. Z kolei w przypadku zmiany stanu łączników sterowanych ręcznie informacja będzie pochodziła od brygad pogotowia energetycznego. Pozostałe wielkości będą efektem pomiarów. W przypadku napięć wartości dla złącz kablowych będą pochodziły z liczników komunalnych. Ponieważ jednak do jednego złącza kablowego może być przyłączonych wiele liczników, pokazana zostanie wartość najmniejsza i największa. Napięcia na dolnych szynach transformatora SN/nn oparte będą na pomiarach realizowanych przez licznik bilansujący. Należy tu wspomnieć, że pewnym problemem jest efektywność pozyskiwania pomiarów z liczników komunalnych przy wykorzystaniu technologii PLC (*Power Line Communication*), która w ogólności charakteryzuje się zwiększaniem czasu uzyskania pomiaru z licznika komunalnego wraz z odległością elektryczną jego umiejscowienia względem koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn. Jest to o tyle niekorzystna cecha, że do sprawnego prowadzenia bieżącego ruchu w sieci potrzebna jest informacja o stanie sieci uzyskana w możliwie najkrótszym czasie. Pożądany czas zwykle lokuje się w przedziale sekund. Niestety, zdobycie danych pomiarowych znajdujących się głębiej w sieci może sięgać kilkunastu, a w skrajnych przypadkach kilkudziesięciu minut, co sprawia, że taki pomiar staje się dla dyspozytora nieprzydatny. Pojawiła się zatem konieczność estymowania wartości napięć, których nie uda się pozyskać w akceptowalnym czasie. Realizowane będzie to z wykorzystaniem estymatora stanu sieci nn, który pokrótce został opisany w rozdziale 3.3. Przyjęto przy tym graniczny czas przekazania informacji do systemu SCADA na poziomie 15 minut.

3.2. Wyznaczenie rozptyłu mocy

Moduł obliczania rozptyłu mocy w sieci nn jest przeznaczony do realizacji funkcji związanych z planowaniem lub analizą pracy sieci, a więc tam, gdzie wykorzystuje się dane historyczne lub prognozowane. Algorytm został oparty na powszechnie stosowanej metodzie iteracyjnej Newtona-Raphsona [5], która charakteryzuje się dużą zbieżnością. Istotą tej metody jest rozwiązanie nieliniowego układu równań, w którym dla każdego z węzłów sieci muszą być spełnione równania na moc czynną P_i i bierną Q_i , generowaną lub pobieraną:

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = -U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2)$$

gdzie: $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ – różnica kątów napięć węzłowych, U_i – napięcie w węźle i , G_{ij} , B_{ij} – elementy macierzy impedancyjnej.

Danymi wejściowymi w przypadku implementacji powyższej metody są:

- parametry techniczne elementów sieciowych (odcinków liniowych i transformatorów)

- topologia sieci
- stan łączników
- wartości napięć dolnej strony transformatorów SN/nn
- moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła.

Ze względu na promieniowy charakter sieci nn obliczenie rozptyłu mocy można dekomponować na podsieci zasilane z transformatora SN/nn. W implementacji metody należy dokonać podziału węzłów na odpowiednie typy: generacyjne, odbiorcze, bilansujące. Można jednocześnie pominąć węzły generacyjne, ponieważ mikroźródła instalowane w sieci nn nie są w stanie zapewnić regulacji napięcia w węźle, do którego są przyłączone. Zatem wszystkie węzły są traktowane jako węzły odbiorcze, gdzie przyjmuje się (np. z pomiarów historycznych lub prognozy) moce czynne P_i i bierne Q_i jako zadane. Wyjątkiem są szyny dolnej strony transformatora SN/nn, które traktowane są jako węzeł bilansujący. Dla tego węzła przyjmuje się moduł napięcia zadanego (np. z prognozy, z trendów historycznych lub z pomiarów) oraz kąt tego napięcia równy zero lub inny dowolny kąt odniesienia.

W efekcie zastosowania metody Newtona-Raphsona uzyskuje się następujące wielkości:

- prądy płynące w poszczególnych odcinkach liniowych oraz transformatorach zdefiniowanego obszaru sieci
- napięcia we wszystkich węzłach zdefiniowanego obszaru sieci
- moce czynne i bierne na początku i końcu każdego odcinka liniowego
- moce czynne i bierne płynące przez transformatory
- straty mocy czynnej i biernej we wszystkich odcinkach liniowych.

3.3. Estymacja stanu sieci nn

Podstawowymi informacjami, które interesują dyspozytora podczas prowadzenia bieżącego ruchu sieci, są napięcia w sieci oraz obciążenia poszczególnych odcinków liniowych i transformatorów. Jak wspomniano wcześniej, w przypadku sieci niskiego napięcia operator obecnie nie dysponuje bieżącą wiedzą na temat jej stanu. Za pomocą infrastruktury AMI można zdobyć informacje, ale z określonymi ograniczeniami. Głównym ograniczeniem jest efektywność pozyskiwania danych pomiarowych z liczników komunalnych. Z tego też powodu nie jest możliwe wykorzystanie modułu rozptyłu mocy i trzeba się posłużyć estymatorem stanu sieci, który na podstawie niepełnych pomiarów oszacuje pomiary brakujące. Aktualnie, na podstawie przeprowadzonych analiz, szacuje się, że w założonym 15-min. przedziale czasu uda się pozyskać pomiary z większości liczników komunalnych, ale nie ze wszystkich. Powyższe powoduje, że należy zastosować rozwiązanie, które na podstawie niepełnych danych przedstawi wiarygodny obraz pracy sieci nn.

Dane wejściowe opracowanego algorytmu w zasadzie pokrywają się z danymi niezbędnymi w module wyznaczającym rozptył mocy w sieci (rozdział 3.2). W tym przypadku nie są konieczne moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła. Dodatkowo jednak wymagane są:

- pomiary napięć w wybranych licznikach komunalnych
- pomiary energii z liczników bilansujących.

Podstawą działania algorytmu jest macierz admitancyjna kwadratowa o rozmiarze odpowiadającym liczbie węzłów danej podsieci:

$$\underline{Y} = \underline{Y}_y + \underline{Y}_z \quad (3)$$

gdzie: \underline{Y}_y – macierz zawierająca elementy podłużne sieci, \underline{Y}_z – macierz zawierająca elementy poprzeczne sieci.

W niniejszym algorytmie odwrócono problem obliczeniowy w stosunku do klasycznego obliczania rozptywu mocy. W tym przypadku na podstawie pomiarów napięć wyznaczone są wartości mocy. W pierwszym kroku algorytmu uzupełniane jest równanie wiążące napięcia i prądy:

$$\underline{I} = \underline{YU} = \begin{bmatrix} \underline{I}_l \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_a & \underline{Y}_b \\ \underline{Y}_c & \underline{Y}_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_l \\ \underline{U}_x \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie: \underline{I}_l – wektor prądów w złączach kablowych, gdzie dostępny jest pomiar napięcia, \underline{U}_l – wektor mierzonych napięć, \underline{U}_x – wektor poszukiwanych napięć.

W kolejnym kroku wyznaczone są wartości mocy węzłowych:

$$\underline{S} = \underline{P} + j\underline{Q} = \begin{bmatrix} \underline{U}_l \\ \underline{U}_x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_l \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (5)$$

W powyższej metodzie pewnym problemem jest dostępność tylko modułu napięcia, ponieważ liczniki AMI zainstalowane na obszarze demonstracyjnym nie mają możliwości pomiaru kąta napięcia. To powoduje, że uzyskiwany wynik obciążony jest błędem. Dlatego też w kolejnych krokach algorytm estymuje kąty napięć węzłowych. Przeprowadzane jest to na podstawie współczynnika zmiany kąta pomiędzy węzłem początkowym a węzłem końcowym każdego odcinka liniowego α_{kl} , który zdefiniowany jest jako pochodna zmian kąta względem mocy czynnej odcinka liniowego. Wartości te wyznaczone są dla sieci o określonej topologii jednorazowo przed rozpoczęciem procesu estymacji z wykorzystaniem losowych obciążeń sieci. Pozwala to uzyskać rozkład zmian wartości kątów napięć w funkcji mocy gałęzi, który jest następnie uśredniany z wykorzystaniem regresji liniowej. Następnie wyznaczone są poprawki kątów napięć węzłowych, w zależności od mocy płynącej przez gałąź.

W kolejnym kroku iteracji zmierzone napięcia \underline{U}_l są korygowane o obliczony dla każdej gałęzi kąt, wyznaczany jest nowy wektor mocy węzłowych, nowe przepływy mocy w gałęziach i nowe poprawki kątów. Iteracje są powtarzane do chwili uzyskania żądanej dokładności obliczeń.

3.4. Prognozowanie obciążenia i generacji mikroźródeł

W projekcie przewidziano również funkcję prognozowania obciążenia i generacji przez mikroźródła, która planowana jest do wykorzystania w innych funkcjonalnościach, np. podczas prognozowania temperatury transformatora SN/nn. Algorytm

prognozowania oparty jest na metodach statystycznych. Niezbędne są tu dane historyczne dla odbiorów (generacji) dotyczące profili energii czynnej i jeżeli są dostępne, to również energii biernej.

Prognozowanie zawiera trzy następujące kroki [6]:

1. Pozyskanie danych historycznych z bazy danych

Wyszukiwane są dane historyczne z poprzednich lat dla rozważanego dnia, z uwzględnieniem tego samego dnia tygodnia. Stąd zwykle dla poprzednich lat nie będzie to dokładnie taka sama data jak dla roku bieżącego.

2. Filtrowanie danych historycznych

Dane historyczne mogą być obciążone dwoma problemami, które negatywnie mogą wpływać na wynik prognozowania, są to:

- Brakujące lub nieprawidłowe dane pomiarowe. Teoretycznie przechowywane dane powinny być kompletne, ponieważ stanowią podstawę do rozliczeń z klientem. W rzeczywistości niektórych danych może nie być. W przypadku nieprawidłowych danych mogą one mieć postać: wartości zerowych, wartości niespodziewanie dużych lub niespodziewanie małych. W takim przypadku należy uzupełnić dane, co może się odbyć z wykorzystaniem interpolacji, jednak dopiero po upewnieniu się co do nieprawidłowości danych
- Jeżeli poszukiwany dzień z poprzedniego roku jest innego typu, np. w poprzednim roku na poszukiwany dzień przypadało święto, a teraz jest to dzień roboczy.

3. Obliczenie prognozy mocy

W pierwszej kolejności obliczane są wartości średnie mocy P_{mean} dla danego dnia, dla każdego i -tego roku z przeszłości, dla którego dostępne są pomiary dotyczące prognozowanego dnia:

$$P_{mean}(i) = \frac{1}{96} \sum_{j=1}^{j=96} P(i, j) \quad \text{dla } i \in (2 \dots N) \quad (6)$$

gdzie: j – pomiar z interwałem 15-minutowym, N – liczba lat, dla których dostępne są historyczne pomiary dla prognozowanego dnia, $i = 1$ – dzień w roku bieżącym, tj. dzień, dla którego obliczana jest prognoza.

Następnie dla każdego roku pomiarowego wyznacza się współczynnik zmiany mocy $k(i)$:

$$k(i) = \frac{P_{mean(1)}}{P_{mean(i)}} \quad (7)$$

Prognozę odbioru (generacji) mocy z interwałem 15-min., za j -ty przedział czasu w ciągu doby, można uzyskać z zależności:

$$P(1, j) = \left(\frac{1}{N-1} \left(\sum_{i=2}^N k(i) \cdot P(i, j) \right) \right) (1 + b \cdot \Delta t^c) (1 + d \cdot \Delta s^e) \quad (8)$$

gdzie: b, c – współczynniki funkcji temperatury, Δt – temperatura, Δs – zachmurzenie (nasłonecznienie).

3.3. Optymalizacja punktów podziału sieci nn

Sieci niskiego napięcia budowane są jako sieci oczkowe, przy czym pracują jako sieci promieniowe. Dodatkowo stosowana praktyka budowy sieci niskiego napięcia przez operatorów

zakłada, że w zasadzie prawie każde złącze kablowe powinno umożliwiać sekcjonowanie sieci. Dzięki temu relatywnie łatwo jest odseparować np. uszkodzony odcinek liniowy. Obecnie, głównie ze względów kosztowych, do sekcjonowania sieci nn nie są wykorzystywane łączniki zdalnie sterowane. Samo sekcjonowanie odbywa się ręcznie przez brygady pogotowia energetycznego.

Kolejną funkcjonalnością, która będzie realizowana w ramach projektu, jest optymalizacja punktów podziału w sieci nn. W tym przypadku algorytm umożliwia poszukiwanie nowej konfiguracji sieci przy spełnieniu następujących warunków kryterialnych:

- Napięcia w analizowanym obszarze sieci nn zawierają się w dopuszczalnym zakresie, przy czym zakres ten jest parametrem uwzględnianym w obliczeniach
- Nie jest przekroczona obciążalność dopuszczalna długotrwale elementów sieciowych (linii i transformatorów SN/nn) w analizowanym obszarze sieci nn.

Optymalizowana może być tu różna funkcja celu, w tym m.in.:

- likwidacja przeciążeń występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn
- likwidacja przekroczeń napięciowych występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn
- poszukiwanie nowego podziału sieci powodowanego koniecznością wyłączenia spod napięcia określonego elementu lub obszaru sieci, np. na potrzeby usunięcia awarii lub wykonania prac planowych
- minimalizacja strat technicznych w zdefiniowanym obszarze sieci nn.

Algorytm wykonuje obliczenia dla aktualnej konfiguracji zdefiniowanego obszaru sieci nn, z uwzględnieniem prognozowanych obciążeń w określonym przedziale czasu i ze zdefiniowanym interwałem czasu. Następnie poszukiwane są nowe konfiguracje sieci spełniające warunki kryterialne, które przedstawiane są w postaci listy rankingowej.

3.6. Prognozowanie temperatury transformatora SN/nn

W stacjach SN/nn pomiary przepływu mocy przez transformator realizowane są przez licznik bilansujący z interwałem 15-min. Pomiary te są przesyłane do systemu AML i tam gromadzone, dzięki czemu dostępna jest historia obciążenia transformatora. Na podstawie zmierzonych wartości mocy można dokonać oceny przybliżonej temperatury transformatora w umownym, najgorętszym jego miejscu. Wyznaczenie temperatury oparto tu na normach PN IEC 60354 [2] i PN EN 60076-2 [3].

Na podstawie historii obciążenia transformatora można, z wykorzystaniem funkcji prognozowania (opisanej w rozdziale 3.4), przewidzieć obciążenie transformatora np. na następne 12 godzin. Przy czym określenie tej prognozy możliwe jest tylko przy spełnieniu warunku niezmienności podsieci zasilanej przez transformator, w stosunku do pomiarów z poprzednich lat. Jeżeli ten warunek nie jest spełniony, to należy posłużyć się prognozą wykonaną dla poszczególnych liczników komunalnych, aktualnie zasilanych z rozważanego transformatora. Podejście to jest również słuszne dla przypadku, kiedy następuje rekonfiguracja sieci, np. w ramach optymalizacji punktów podziału, i należy

sprawdzić, czy nowa konfiguracja nie będzie skutkowała przeciążeniem transformatora w perspektywie jego obciążenia dobowego.

3.7. Wybór optymalnego transformatora dla stacji SN/nn

W ogólności sieć niskiego napięcia, w większym stopniu niż sieci pozostałych napięć, podlega ciągłym zmianom, zwłaszcza w zakresie odbieranej mocy, a w niedalekiej przyszłości może również w zakresie generowanej mocy przez mikroźródła. Z jednej strony związane jest to z postępującym wzrostem energochłonności gospodarstw domowych, wraz ze wzrostem rozwoju gospodarczego. Z drugiej strony z powstawaniem nowych punktów odbioru energii w miarę rozwijania się aglomeracji miejskich lub też zmian lokatorskich w budynkach już istniejących. To wszystko powoduje, że krzywa obciążenia danego transformatora SN/nn nie musi być rok do roku powtarzalna i może się na przestrzeni lat zmieniać. Może to w konsekwencji prowadzić do nieefektywnego wykorzystania poszczególnych transformatorów rozdzielczych i stanowić podstawę do ich wymiany.

W ramach projektu zaproponowano funkcję doboru transformatora do stacji SN/nn pod kątem ekonomicznym, gdzie uwzględniane są koszty ponoszone na straty techniczne transformatora oraz koszty związane z wymianą transformatora. Zakłada się tu, że transformator nie jest kupowany, a pochodzi z rezerwy magazynowej operatora dystrybucyjnego. Algorytm w pierwszym kroku na podstawie prognozy obciążenia transformatora i poziomu napięcia na jego szynach, za okres całego roku, oblicza straty energii – jałowe i obciążeniowe. Następnie obliczany jest koszt wymiany transformatora, w którego skład wchodzi: demontaż i montaż transformatora oraz koszty transportu. Porównanie kosztu wymiany z kosztem ponoszonym na straty, które liczone są za okres żywotności transformatora, jest podstawą do podjęcia decyzji o jego wymianie.

3.8. Lokalizacja awarii

Obecnie operatorzy lokalizują awarię w sieci nn na podstawie zgłoszeń telefonicznych lub internetowych pochodzących od klientów. W ramach projektu analizowana jest funkcja, która wykorzystując infrastrukturę AML, ma wspomóc operatora w wykrywaniu awarii w sieci nn.

Stosowane liczniki AML mają opcję zgłaszania informacji o zaniku napięcia do koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn. Ograniczeniem jest tu fakt, że licznik jednofazowy jest w stanie przesłać taką informację dopiero po powrocie napięcia zasilającego. Natomiast w przypadku licznika 3-fazowego informacja może zostać wysłana od razu, ale tylko w przypadku braku zasilania występującego w jednej lub dwóch fazach.

Innym sposobem wnioskowania o powstaniu awarii w sieci nn jest analiza komunikacji koncentratora z licznikami komunalnymi. Standardowo przesyłanie danych pomiarowych z liczników komunalnych do koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn odbywa się cyklicznie. Komunikacja pomiędzy licznikiem a koncentratorem jest monitorowana w sposób ciągły przez koncentrator. To oznacza, że koncentrator ma bieżącą wiedzę

o tym, który licznik odpowiedział na zapytanie o pomiar. Brak odpowiedzi licznika komunalnego na zapytanie koncentratora w określonym czasie może stanowić przesłankę do wnioskowania o powstaniu awarii w sieci. Jeżeli występuje brak odpowiedzi, to kolejnym krokiem jest weryfikacja listy koncentratorów, które w przeszłości komunikowały się z tym licznikiem, i sprawdzenie, czy w zadanym okresie czasu doszło do przesłania danych. Brak komunikacji rozważanego licznika z innymi koncentratorami może wskazywać awarię. W algorytmie ujęty jest jeszcze fakt koncentracji liczników, zwłaszcza w podsięciach miejskich. Przykładowo w bloku wielorodzinnym brak odpowiedzi z jednego licznika komunalnego może wskazywać na zadziałanie zabezpieczeń przedlicznikowych tego konkretnego licznika. Jeżeli jednak nie będzie odpowiedzi z wielu liczników, to istnieje duże prawdopodobieństwo, że doszło do awarii.

4. Podsumowanie

Istniejąca infrastruktura AMI skłania operatorów dystrybucyjnych do podejmowania działań mających na celu wykorzystanie możliwości oferowanych przez tę infrastrukturę, innych niż tylko rozliczenia za energię elektryczną. ENERGA-OPERATOR SA razem z partnerami, w ramach grantu europejskiego UPGRID, jest na etapie wdrażania na obszarze demonstracyjnym rozwiązań dotyczących monitorowania i sterowania w sieci nn. Celem jest zdobycie wiedzy i doświadczeń w dziedzinie wykorzystania infrastruktury AMI.

BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z. i in., Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid. Demonstration 4 in real user environment: ENERGA – Poland. System Design, w ramach grantu 646531 — UPGRID — H2020-LCE-2014-2015/H2020-LCE-2014-3, Gdańsk 2016.
2. PN IEC 60354: 1999, Przewodnik obciążenia transformatorów olejowych.
3. PN EN 60076-2: 2011, Przyrosty temperatury dla transformatorów olejowych.
4. www.upgrid.eu.
5. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT 1996.
6. Dobrzańska H. i in., Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2002.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1999). Stopień doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Sławomir Noske

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej, także na tej uczelni uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Ukończył studia menedżerskie MBA. Zawodowo związany z dystrybucją energii. Obecnie zajmuje się obszarem badań i rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. W centrum jego zainteresowań są: sieci inteligentne, diagnostyka w sieciach kablowych, zarządzanie majątkiem sieciowym. Członek CIGRE i przedstawiciel Polski w Komitecie Studiów B1 Kable.

Dominik Falkowski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Doktorant na Politechnice Gdańskiej, pracuje w Departamencie Innowacji ENERGA-OPERATOR SA. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt dotyczący wpływu inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów i przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA. Zainteresowania zawodowe: sieci inteligentne, rozwój systemu elektroenergetycznego oraz nowe technologie przesyłania i magazynowania energii.

Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej

ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Bolesław Zaporowski	77
PERSPEKTYWY ROZWOJU POLSKIEGO I NIEMIECKIEGO SEKTORA WYTWÓRCZEGO – ANALIZA PORÓWNAWCZA Radosław Szczerbowski, Bartosz Ceran	84
PLANOWANIE PRACY HYBRYDOWEGO SYSTEMU WYTWÓRCZEGO W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM W UJĘCIU WIELOASPEKTOWYM Bartosz Ceran, Krzysztof Sroka	92
OPTIMALIZACJA PARAMETRÓW MAŁEJ AUTONOMICZNEJ ELEKTROWNI HYBRYDOWEJ Elżbieta Bogalecka, Aleksander Michoński	98
PLANOWANIE I MONITOROWANIE WYTWARZANIA I ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM PROFILU PRODUKCJI Aleksander Lisowiec, Grzegorz Lisowicz, Damian Mazur, Paweł Wlazło, Leszek Książek, Adam Kalinowski, Grzegorz Kowalski	105
PORÓWNANIE METOD AHP I TAKSONOMII NUMERYCZNEJ NA PODSTAWIE ANALIZY LOKALIZACJI BIOGAZOWNI Alicja Stoltmann, Paweł Bućko	110
RANKING TECHNOLOGII ENERGETYKI NISKOEMISYJNEJ W KONTEKŚCIE STOPNIA REALIZACJI CELÓW ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU – BADANIE Z ZASTOSOWANIEM METODY WIELOKRYTERIALNEJ (MDEA) Magdalena Ligus	117
ELEKTROWNIE JĄDROWE W POLSKIM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Krzysztof Łowczowski	124
KONCEPCJA METODY WYBORU OPTYMALNYCH PARAMETRÓW CIEPŁA ODBIERANEGO Z ELEKTROWNI JĄDROWEJ PRACUJĄCEJ PRZY CZĘŚCIOWYM SKOJARZENIU Tomasz Minkiewicz, Andrzej Reński	130
MODELOWANIE POLSKIEGO PODSYSTEMU WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PROGRAMIE MARKAL ZE SZCZEGÓLNYM UWZGLĘDNIENIEM EUROPEJSKIEGO SYSTEMU HANDLU EMISJAMI Magdalena Anna Malinowska, Marcin Jaskólski	137
JEDNOSTKI SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO W DRODZE DO TWORZENIA TZW. MINICENTRÓW ENERGETYCZNYCH (MINIKLASTRÓW) Joachim Bargiel, Paweł Sowa, Bogdan Mól	145

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Autor

Bolesław Zaporowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

zrównoważony rozwój, Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Sformułowano kryteria zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego. Opracowano bilans mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), wymagany dla bezpiecznej pracy KSE do 2035 roku. Zdefiniowano 19 perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej, podzielonych na trzy następujące grupy: elektrownie systemowe, elektrociepłownie dużej i średniej mocy oraz elektrownie i elektrociepłownie małej mocy (źródła rozproszone). Zostały wyznaczone wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną wybranych do analizy technologii wytwórczych oraz ich emisyjność CO₂. Dla poszczególnych technologii wyznaczono również jednostkowe, zdyskontowane na 2017 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂. Opracowano mapę drogową zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE w latach 2020–2035. Wyniki obliczeń i analiz przedstawiono w tablicach i na rysunkach.

1. Wprowadzenie

Porozumienie klimatyczne, przyjęte na 21 Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu w Paryżu (12.12.2015), oraz decyzja Rady Europejskiej z października 2014 roku w sprawie poziomu redukcji emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej do 2030 roku stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie naszego wieku energetycznych technologii wytwórczych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Polska, która podpisała *Porozumienie paryskie* w siedzibie ONZ w Nowym Jorku w dniu 27.04.2016 roku, jest zobowiązana do realizacji zarówno zobowiązań wynikających z tego dokumentu, jak i ustaleń Rady Europejskiej z października 2014 roku. Najważniejsze zadania wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki.

W artykule podjęto próbę opracowania mapy drogowej rozwoju sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, uwzględniającej rozwiązanie problemu redukcji emisji CO₂. Jako punkt wyjścia przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu przyjęto art. 5 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj, a w tym podmioty gospodarcze, do kierowania się zasadą zrównoważonego rozwoju. Zasadę tę, w odniesieniu do zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego, można streścić w stwierdzeniu, że powinien on zapewniać

ekonomiczny rozwój kraju, chroniąc równowagę ekosystemu. Biorąc to pod uwagę, zdaniem autora, zrównoważony rozwój sektora wytwórczego elektroenergetyki powinien spełniać następujące cztery kryteria:

1. zapewniać bezpieczną pracę KSE
2. zapewniać dostępność taniej (wytwarzanej przy możliwie niskich kosztach) energii elektrycznej, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju
3. zapewniać optymalne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej
4. zapewniać ochronę środowiska i niedopuszczenie do zmian klimatycznych, przede wszystkim przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂, przy produkcji energii elektrycznej (kg CO₂/MWh).

Chodzi o znalezienie równowagi między celami ochrony środowiska, kosztami wytwarzania energii elektrycznej i bezpieczeństwem jej dostaw.

2. Stan sektora wytwórczego energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na 31.12.2016 roku wynosiła 41 231,8 MW [1]. Źródła wytwórcze zainstalowane w KSE są zróżnicowane zarówno pod względem

Rodzaj źródła wytwórczego	Liczba bloków	Moc zainstalowana [MW]
Bloki parowe na parametry nadkrytyczne opalane węglem kamiennym i brunatnym	3	1 782,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane węglem kamiennym	65	13 414,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane węglem brunatnym	32	7 881,8
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane gazem koksowniczym	3	165,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane biomasą	4	340,0
Elektrownie wodne przepływowe	>440	983,0
Elektrownie wodne pompowo-szczytowe	9	1 337,0
Elektrownie wiatrowe	>2500	5 778,8
Elektrownie fotowoltaiczne		185,7
Zimna rezerwa interwencyjna	5	830,0
Razem		32 697,3

Tab. 1. Moc zainstalowana elektrowni w Polsce, stan na 31.12.2016

Rodzaj źródła wytwórczego	Liczba bloków	Elektryczna moc zainstalowana [MW]
Ciepłownicze bloki parowe opalane węglem kamiennym w elektrociepłowniach zawodowych	154	5 115,4
Ciepłownicze bloki parowe opalane węglem kamiennym w elektrociepłowniach przemysłowych	100	1 658,3
Ciepłownicze bloki parowe średniej mocy opalane biomasą	5	251,5
Ciepłownicze bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym	8	983,8
Ciepłownicze bloki gazowe z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym opalane gazem ziemnym	14	87,7
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem ziemnym	51	109,7
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem z odmetanowania kopalń	35	78,4
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane biogazem	285	222,8
Ciepłownicze bloki parowe małej mocy opalane biomasą	5	21,4
Ciepłownicze bloki ORC (ang. <i>Organic Rankine Cycle</i>) opalane biomasą	4	5,5
Razem	661	8 534,5

Tab. 2. Elektryczna moc zainstalowana elektrociepłowni w Polsce, stanu na 31.12.2016

efektywności energetycznej, stanu technicznego, jak i elastyczności na zmiany obciążenia. Zestawienie źródeł wytwórczych pracujących w elektrowniach i elektrociepłowniach w KSE podano w tab. 1 i 2.

Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	162,0	159,5	155,5	151,7	157,4	163,5	162,0	164,3	159,1	164,7	166,6
Zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	150,7	154,1	154,3	149,5	156,1	158,3	159,1	159,8	161,2	164,4	168,6
Przyrost zużycia brutto [%]	3,40	2,26	0,11	-3,30	4,38	1,38	0,51	0,44	0,83	1,99	2,55

Tab. 3. Produkcja i zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2006–2016

Znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i w elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 GW, pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji.

Produkcja energii elektrycznej w 2016 roku w Polsce wyniosła 166,6 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym – 82,97%, gazem ziemnym – 4,02%, biomasą i biogazem – 3,81% (w tym we współspalaniu z węglem 1,08%), w elektrowniach wodnych przepływowych – 1,57%, w elektrowniach wiatrowych – 7,56% i w elektrowniach fotowoltaicznych – 0,07% [1]. Wartości produkcji, zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2006–2016 przedstawiono w tab. 3 [2]. Średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w okresie 2006–2016 wyniósł 1,17%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej do 2035 roku wyniesie 1,27%.

3. Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE

3.1. Bezpieczeństwo pracy KSE

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE, zostały sformułowane we wprowadzeniu. Nadrzędnym z nich jest kryterium zapewnienia bezpiecznej pracy KSE. Dla stabilnej i bezpiecznej pracy KSE jest ważna przede wszystkim moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc zainstalowana obecnie wynosi ok. 25,1 GW. Prognozowane wartości obciążenia KSE w szczycie zimowym i letnim oraz wycofań z ruchu mocy JWCD, przyjęte na podstawie [3], oraz wykonany bilans mocy JWCD zapewniający bezpieczną pracę KSE w latach 2020–2035 przedstawiono w tab. 4.

3.2. Efektywność energetyczna i emisyjność technologii wytwórczych energii elektrycznej

Biorąc pod uwagę sformułowane kryteria zrównoważonego rozwoju sektora wytwórczego KSE oraz obecną strukturę źródeł wytwórczych, założono, że dalszy ich rozwój powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

- elektrowniach systemowych
- elektrociepłowniach dużej i średniej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych oraz zakładach przemysłowych

Wielkość	Lata	2020	2025	2030	2035
Przewidywane zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]		177,3	188,9	201,2	214,3
Przewidywane obciążenie KSE w szczycie zimowym [GW]		28,0	30,3	32,7	35,2
Przewidywane obciążenie KSE w szczycie letnim [GW]		24,8	27,5	30,1	32,7
Wymagana moc JWCD [GW]		26,5	29,1	31,8	34,9
Przewidywane wycofania z ruchu JWCD [GW]		3,0	3,3	5,7	14,0
Stan istniejących JWCD po wycofaniach [GW]		22,1	21,8	19,4	11,1
Wymagane nowe moce JWCD [GW]		4,4	7,3	12,4	23,8
Moc JWCD w budowie [GW]		5,8	5,8	5,8	5,8
Wymagane dodatkowe nowe moce JWCD [GW]			1,5	6,6	18,0

Tab. 4. Wymagane nowe moce JWCD w KSE w latach 2020–2035

Lp.	Technologia	Sprawność brutto [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]
1	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	47	0,868
2	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	48	0,685
3	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	60	0,329
4	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	37	0

Tab. 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

- elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych).

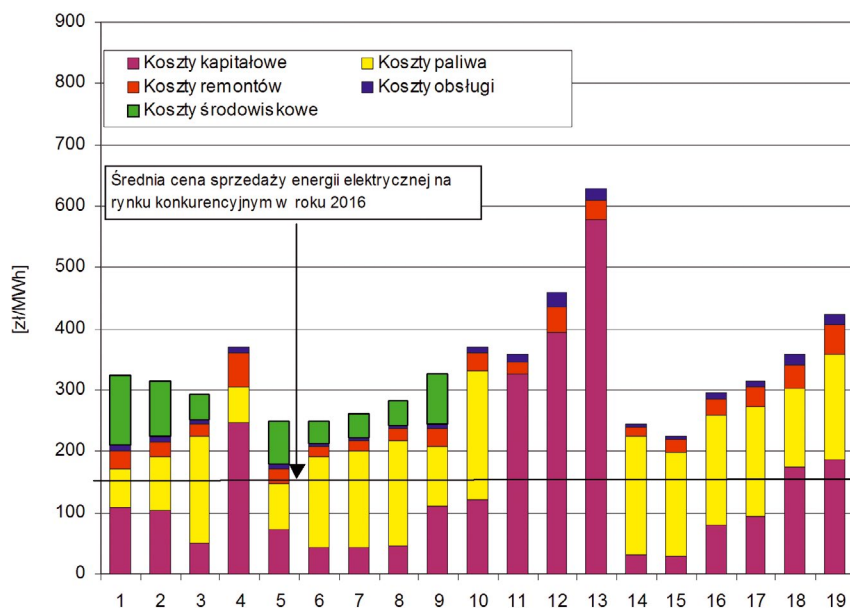
Do analizy wybrano 19 technologii wytwarzania energii elektrycznej, przypisanych do wyżej wymienionych trzech grup źródeł wytwórczych. Wymieniono je w podpisie do rys. 1 oraz w tab. 5–7. Ważnymi kryteriami zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE jest ich efektywność energetyczna (optymalne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej) oraz emisyjność CO₂. Wielkością charakteryzującą efektywność energetyczną elektrowni jest ich sprawność. Przyjęto założenie, że technologia stosowana w parowych blokach na parametry nadkrytyczne

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ / kWh]
1	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	38,62	40,8	25,45	0,525
2	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym	55,61	24,98	16,97	0,276
3	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	49,01	28,52	11,79	0,290
4	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	43,80	34,65	10,31	0,295
5	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany węglem	30,52	40,36	13,21	0,596
6	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą	29,28	41,50	27,00	

Tab. 6. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	42,50	40,50	20,60
2	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	32,01	53,80	17,18
3	Ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą	14,14	68,36	18,25
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	18,45	64,00	23,27
5	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

Tab. 7. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane na 2017 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym, 4) bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalanego gazem ziemnym, 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 8) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 9) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego węglem kamiennym, 10) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 11) elektrowni wiatrowej, 12) elektrowni wodnej małej mocy, 13) elektrowni fotowoltaicznej, 14) ciepłowniczego bloku gazowego z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 15) ciepłowniczego bloku gazowego z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalanego gazem ziemnym, 16) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 17) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy i 19) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ (126 zł/tCO₂)

(ultra-nadkrytyczne) jest obecnie jedyną, w pełni komercyjnie dojrzałą, perspektywiczną technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną. Będący w budowie, w Elektrowni Kozienice, parowy blok na parametry nadkrytyczne, o mocy elektrycznej brutto 1075 MW, opalany węglem kamiennym, będzie największym blokiem parowym opalany tym paliwem w Europie. Parametry pary określono – 24,25MPa/600°C/620°C, a sprawność brutto – ok. 48% (netto 45,59%) [4]. Największym w Europie blokiem parowym na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym jest blok K w Elektrowni Niederaussem (Niemcy) o mocy elektrycznej brutto 1028 MW, który posiada parametry pary 27,5MPa/580°C/600°C i sprawność brutto ok. 47% (netto 45,2%) [5]. Bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym z turbinami gazowymi czwartej generacji (H9 firmy General Electric, 8000H firmy Siemens Power Generation oraz M701G i M701J firmy Mitsubishi Hitachi Powers Systems LTD.) z 3-ciśnieniowymi kotłami odzysknicowymi i międzystopniowym przegrzewem pary pozwalają na uzyskiwanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto powyżej 60%. Dla tych parametrów bloków, dla elektrowni systemowych, opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz

gazem ziemnym, wyznaczono również jednostkową emisję CO₂ (kg CO₂/kWh). Wyniki obliczeń przedstawiono w tab. 5. Dla wybranych do analizy kogeneracyjnych technologii wytwórczych dla elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej. Dla tych technologii obliczono również jednostkową emisję CO₂ (kg CO₂/kWh). Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tab. 6 i 7.

3.3. Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii wytwórczych

Inwestycyjne perspektywy realizacyjne wybranych do analizy technologii wytwórczych, w poszczególnych grupach źródeł wytwórczych, omówionych w podrozdziale 3.2, zależą przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Jako kryterium efektywności ekonomicznej poszczególnych technologii wytwórczych wybrano jednostkowe, zdyskontowane na 2017 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej. Pozwalają one porównywać efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, stosowanych zarówno w elektrowniach

Rodzaj paliwa (energii odnawialnej)	Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcja energii elektrycznej i jej struktura paliwowa w roku								
	2020			2030			2035		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	30,5	137,1	78,1	29,4	133,5	67,1	27,2	121,1	57,1
Paliwo jądrowe				1,5	11,5	5,6	3,0	22,5	10,6
Gaz ziemny	2,7	11,6	6,6	3,7	15,9	8,0	4,6	19,8	9,3
Biomasa i biogaz	1,8	9,7	5,6	3,2	13,5	6,8	4,1	17,3	8,1
Woda	2,3	2,5	1,4	2,4	2,6	1,3	2,5	2,7	1,3
Wiatr	6,3	13,1	7,5	9,8	19,2	9,6	12,1	23,6	11,1
Słońce	0,9	0,9	0,5	3,3	3,1	1,6	5,6	5,3	2,5
Razem	44,5	174,9	100,0	53,3	199,0	100,0	59,1	212,3	100,0

Tab. 8. Wymagana moc źródeł wytwórczych oraz struktura źródeł energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2020–2035

systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych). W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii, jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂).

Przyjęto założenie, że wykonana analiza powinna być analizą porównawczą, to znaczy pozwalającą na wykonanie porównania efektywności ekonomicznej wszystkich 19 wybranych do badań i scharakteryzowanych w podrozdziale 3.2 technologii wytwórczych.

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na 2017 rok kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną oraz jednostkowe emisje CO₂ poszczególnych technologii wytwórczych, wyznaczone w podrozdziale 3.2 (tab. 5–7), oraz:

- czas budowy elektrowni jądrowych – 6 lat, elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem i biomasą – 4 lata, elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym – 2 lata, a źródeł rozproszonych – 1 rok
- cenę sprzedaży ciepła – 38,69 zł/GJ
- stopę dyskontową: dla elektrowni jądrowych oraz elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem – 8%, elektrowni i elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym – 7,5%, a źródeł rozproszonych – 7%.

W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂ średnio w całym okresie eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni przyjęto w wysokości 30 euro/t CO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 1.

4. Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE

Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE została opracowana na podstawie wykonanych obliczeń

i analiz, przy wykorzystaniu jako danych wejściowych wyników obliczeń zawartych w tab. 4–7 i na rys. 1 oraz przyjęciu następujących założeń:

1. do mocy JWCD, wymaganej dla bezpiecznej pracy KSE, zostały zaliczone moce bloków energetycznych elektrowni systemowych, moce parowych i gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych z turbinami parowymi upustowo-kondensacyjnymi oraz moce elektrowni szczytowo-pompowych i część mocy przepływowych elektrowni wodnych
2. bloki małej mocy (źródła rozproszone), ze względu na wymaganą wysoką efektywność energetyczną (optymalne wykorzystanie energii pierwotnej), z wyjątkiem elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i wodnych, powinny być budowane wyłącznie jako jednostki kogeneracyjne
3. moc bloków wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) jest pochodną zobowiązań Polski wynikających z porozumienia klimatycznego i decyzji Rady Europejskiej. Wyniki obliczeń i analiz zostały przedstawione w tab. 8.

5. Wnioski

Mapę drogową zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE na przestrzeni najbliższych 20 lat, biorąc pod uwagę przedstawione w rozdziałach 3 i 4 wyniki wykonanych obliczeń i analiz, można przedstawić w następujący sposób:

1. Przez najbliższe kilkanaście lat strategicznym paliwem dla nowych elektrowni systemowych w Polsce może być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. Technologia stosowana w systemowych elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultra-nadkrytyczne) opalanych węglem charakteryzuje się bowiem wysoką efektywnością energetyczną i obecnie najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w tej grupie źródeł wytwórczych (rys. 1). Przez najbliższe 20 lat trzeba zbudować w Polsce, poza blokami będącymi w budowie (ok. 4,28 GW), kilkanaście bloków parowych na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy ok. 12 GW, przede wszystkim w miejsce wycofywanych z ruchu wyeksploatowanych bloków parowych na parametry podkrytyczne, o niskiej sprawności i wysokiej emisyjności;

2. Po 2030 roku, gdy będzie obowiązywał zakup już pełnego wolumenu uprawnień do emisji CO₂ (bez przydziału bezpłatnych uprawnień), w Polsce będzie konieczny, przede wszystkim ze względu na konieczność uzyskania poważnego zmniejszenia emisji CO₂ (o ok. 40% w odniesieniu do emisji w 1990 roku), udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. Tak dużego obniżenia emisji CO₂ w elektroenergetyce nie będzie bowiem w stanie zapewnić udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej, między innymi ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE. W tym czasie cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w Polsce prawdopodobnie przekroczy wartość 370 zł/MWh, co zapewni inwestycjom związanym z elektrowniami jądrowymi opłacalność. Chcąc uzyskać wymagany poziom obniżenia emisji CO₂ pierwszy blok jądrowy powinien rozpocząć pracę w KSE przed 2030 rokiem, a następny przed 2035 rokiem (tab. 8);
3. Przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej ok. 28,2 zł/GJ, jednostkowe, zdyskontowane na 2017 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych, kondensacyjnych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym wyniosłyby ok. 251 zł/MWh, a z uwzględnieniem opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ ok. 293 zł/MWh. Dlatego decyzje dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych, związanych z budową w Polsce kondensacyjnych elektrowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce oraz możliwości i kosztów jego wydobywania. W najbliższym czasie gaz ziemny w polskiej elektroenergetyce powinien być wykorzystywany wyłącznie w elektrociepłowniach do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, które pozwala na wykorzystywanie energii chemicznej tego paliwa ze sprawnością ogólną na poziomie 85%;
4. W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej i obniżenie emisji CO₂ oraz obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Dla elektrociepłowni bardzo dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 300–500 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najwyższą efektywnością ekonomiczną (najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej), jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, a dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 30–300 MW) ciepłownicze bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym, z 3-, 2-, 1-ciśnieniowymi kotłami odzysknicowymi oraz ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą;
5. Wśród technologii możliwych do zastosowania w skojarzonych źródłach małej mocy (kogeneracyjnych źródłach rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, z silnikami gazowymi i z turbinami gazowymi małej mocy pracującymi w obiegu prostym;
6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, są wysokie. Istnienie zielonych certyfikatów i systemu taryf gwarantowanych zapewnia tylko niektórym z nich opłacalność. Dojrzałość technologiczną uzyskały dotychczas technologie wykorzystujące energię wiatru, wody i słońca. Pełną dojrzałość komercyjną uzyskały lądowe elektrownie wiatrowe, dla których jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej wynoszą obecnie ok. 360 zł/MWh;
7. W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Dojrzałość komercyjną uzyskały wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC oraz częściowo technologia wykorzystująca biologiczną konwersję energii chemicznej biomasy. Charakteryzują się one jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym dość wysokimi kosztami wytwarzania. Dla uzyskania przez nie względnie wysokiej efektywności ekonomicznej jest konieczne zapewnienie im pracy w trybie pełnej kogeneracji przy długim czasie wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej i cieplnej w skojarzeniu;
8. Wśród technologii wykorzystujących odnawialne źródła najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się obecnie elektrownie fotowoltaiczne (ok. 630 zł/MWh). Opłacalność przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z budową tego typu źródeł wytwórczych obecnie można uzasadnić, stosując rachunek kosztów unikniętych w przypadku, gdy wytwarzana w nich energia elektryczna będzie zużywana przez producenta (prosumenta). Założono, że po przewidywanym w najbliższej przyszłości spadku wysokości nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni fotowoltaicznych ich moc zainstalowana w Polsce do 2035 roku może osiągnąć poziom powyżej 5 GW;
9. Zrealizowanie na przestrzeni najbliższych 20 lat mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w KSE (tab. 8) – opracowanej przez autora – pozwoliłoby na istotną poprawę dywersyfikacji struktury źródeł energii pierwotnej, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w naszym kraju. Taki program inwestycyjny pozwoliłoby na zmniejszenie emisji CO₂ oraz zwiększenie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej przez polską elektroenergetykę, odpowiednio z ok. 130 mln ton CO₂ i ok. 13,1% OZE w 2016 roku do ok. 125 mln ton CO₂ i ok. 15,0% OZE w 2020 roku, ok. 114 mln ton CO₂ i ok. 19,3% OZE w 2030 roku oraz ok. 90 mln ton CO₂ i ok. 23,0% OZE w 2035 roku. Byłoby to zgodne z decyzjami Rady Europejskiej w zakresie redukcji emisji CO₂ i zwiększenia udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.

BIBLIOGRAFIA

1. *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej* 2016, nr 12.
2. *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej* 2015, Agencja Rynku Energii SA, 2016.

3. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, 2016 [online], file:///C:/Users/Katarzyna%20%BBelazek/Downloads/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf [dostęp: 2.05.2017]
4. 1075 MW Power Unit, Enea Wytwarzanie SA, Świerże Górze 2014.
5. Heitmuller R.J. i in., Lignite-Fired Niederaubetaem K for Efficiency of 45 per cent and More, *Modern Power Systems* 1999, Vol. 19, No. 5.

Bolesław Zaporowski

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Na Uniwersytecie Warszawskim i Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe w zakresie energetyki jądrowej. Odbił roczny staż przemysłowy w Elektrowni Konin oraz staże naukowe m.in. w Moskiewskim Instytucie Energetycznym, Instytucie Energetycznym im. G.M. Krzyżanowskiego w Moskwie, Wyższej Szkole Technicznej w Brnie, na Uniwersytecie w Bolonii, Uniwersytecie Technicznym w Eindhoven oraz na Uniwersytecie La Sapienza w Rzymie. Był kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1975–2006) oraz dwukrotnie dziekanem Wydziału Elektrycznego tej uczelni (1987–1990 i 1996–2002). Jego działalność naukowa jest związana przede wszystkim z technologiami wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W tej dziedzinie opublikował ponad 200 prac naukowych, w tym ponad 70 za granicą.

Perspektywy rozwoju polskiego i niemieckiego sektora wytwórczego – analiza porównawcza

Autorzy

Radosław Szczerbowski
Bartosz Ceran

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, wytwarzanie energii elektrycznej

Streszczenie

Polityka energetyczna to polityka bezpieczeństwa kraju. Powinna być przemyślana i uwzględniać dostęp do źródeł energii. Jednocześnie ostatnie lata pokazują, jak ważny jest wspólny głos polityki światowej w kwestii energetyki. W Polsce od kilku lat podejmowane są próby określenia nowego modelu strategii energetycznej. Ta strategia powinna uwzględniać potrzeby odbiorców, a z drugiej strony odpowiadać wyzwaniom klimatycznym. Istotne jest jednak pytanie, jak będzie wyglądała nowa strategia rozwoju systemu elektroenergetycznego w perspektywie kolejnych lat. W referacie przedstawiono stan obecny Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) oraz systemu energetycznego Niemiec, dostępność źródeł energii pierwotnej oraz możliwe technologie energetyczne przyszłej strategii rozwoju systemu energetycznego. Opisano te technologie ze względu na perspektywy ich wykorzystania w systemie energetycznym.

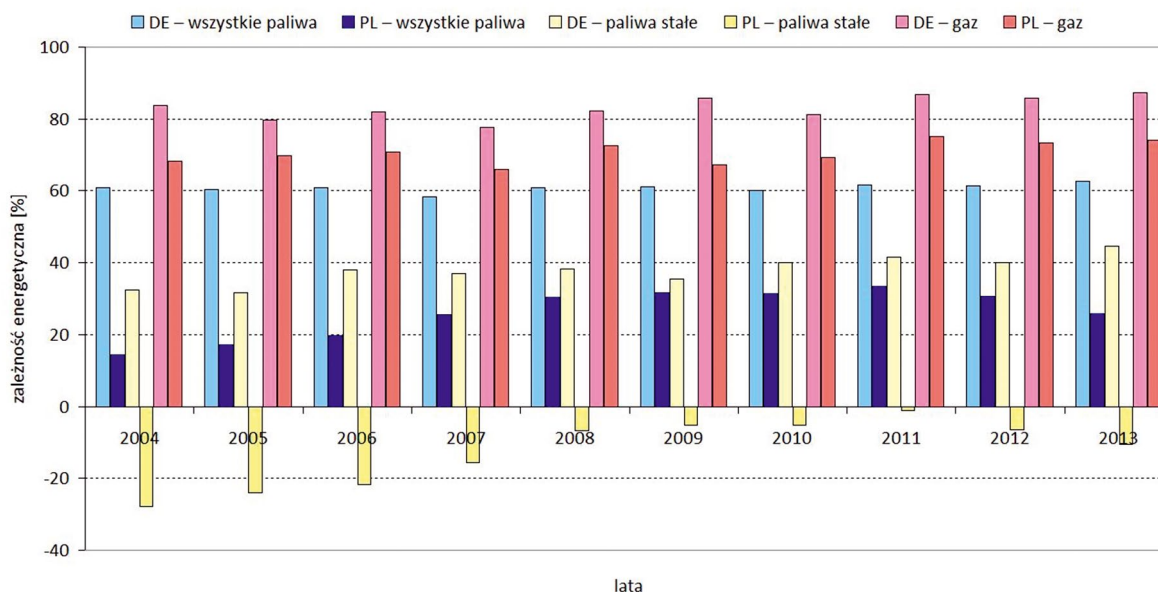
1. Wprowadzenie

W Polsce od kilku lat podejmowane są próby określenia nowego modelu strategii energetycznej, która z jednej strony uwzględniałaby potrzeby odbiorców, a z drugiej odpowiadałaby wyzwaniom stawianym przez Unię Europejską. Polska, dzięki znacznym złożom węgla, w porównaniu z pozostałymi państwami Unii Europejskiej jest krajem bezpiecznym w kontekście produkcji energii elektrycznej i stosunkowo niskich kosztów jej wytwarzania. Pozostaje jednak pytanie, jak będzie wyglądała strategia rozwoju systemu elektroenergetycznego w perspektywie kolejnych lat? Konieczne jest wypracowanie – na podstawie bilansów paliwowo-energetycznych – wieloletniej strategii energetycznej dla Polski, uwzględniającej rosnące potrzeby odbiorców indywidualnych oraz przemysłowych, a jednocześnie zapewniającej bezpieczeństwo. Z punktu widzenia Polski taka strategia powinna w znacznym stopniu zapewniać dużą samowystarczalność i uwzględniać nasze zasoby naturalne, których głównym źródłem jest węgiel. Oczywiście, wykorzystanie tego paliwa powinno być oparte o czyste i wysoko sprawnych technologiach. Możliwe jest także zwiększenie wydobycia gazu z zasobów krajowych, w tym być może z ciągle słabo rozpoznanych złóż gazu łupkowego. Ogromne znaczenie będzie miało także wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza wiatrowych i opartych na przetwarzaniu biomasy, a prawdopodobnie mniejsze znaczenie będzie miała fotowoltaika. Jest to tym bardziej istotne, że Unia Europejska popiera zwiększony udział energii odnawialnych w bilansie energetycznym państw członkowskich. W wielu opracowaniach rozważa się także budowę elektrowni jądrowych. Zagadnieniom bezpieczeństwa energetycznego kraju

poświęcono wiele uwagi. Ogólnie można stwierdzić, że „bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa” [5].

Z danych Eurostatu wynika, że w 2015 roku kraje Unii Europejskiej były uzależnione od importu surowców energetycznych i energii w ponad 54%. Sytuacja Polski jest zdecydowanie korzystniejsza, nasze uzależnienie wynosi nieco ponad 29%, co plasuje nas w czołówce najbezpieczniejszych energetycznie państw UE. W mniejszym stopniu uzależniona jest tylko Dania. W zdecydowanie gorszej sytuacji są natomiast największe unijne gospodarki. Uzależnienie od zewnętrznych surowców energetycznych w Niemczech wynosi prawie 62%, we Francji ok. 46%, w Wielkiej Brytanii ok. 37%. Kraje o stosunkowo niskim poziomie energetycznego uzależnienia od importu wykorzystują swoje naturalne paliwa kopalne, przykładem są tu Czechy (31%) i Polska, lub źródła odnawialne, na przykład Dania (ok. 13%). Na rys. 1 przedstawiono zależność od importu surowców energetycznych w Polsce i Niemczech w latach 2004–2013. Analizując poniższy wykres, można zauważyć, że we wszystkich rodzajach paliw zależność Niemiec od importu jest zdecydowanie wyższa niż Polski, a w zakresie paliw stałych nadal możemy mówić o niezależności Polski od importu.

Obecnie wydaje się, że krajem, który wywiera zdecydowanie największy wpływ na politykę energetyczną pozostałych krajów Unii Europejskiej są Niemcy. Zainicjowana w 2011 roku niemiecka



Rys. 1. Zależność od importu surowców energetycznych dla Polski i Niemiec w latach 2004–2013, opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

transformacja energetyczna Energiewende [2], zaproponowana przez rząd, ze względu na narzucone tempo zmian, stanowi nową jakość w strategii energetycznej Niemiec.

2. Porównanie obecnego stanu polskiego i niemieckiego systemu energetycznego

Porównując strukturę mocy zainstalowanych w Polsce i Niemczech (tab. 1 i rys. 2–3), można zauważyć, że w naszym kraju dominującym paliwem jest węgiel. Mix energetyczny dla Niemiec przedstawia się o wiele bardziej korzystnie. Stosowanie wielu paliw i technologii jednocześnie pozwala zapewnić odpowiednie moce wytwórcze i sprostać wymogom ochrony środowiska. Dywersyfikacja paliw jest też istotna z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego.

Energiewende, czyli realizowana obecnie niemiecka strategia energetyczna, spowodowała przyspieszoną rezygnację z energetyki jądrowej i rozwój odnawialnych źródeł energii.

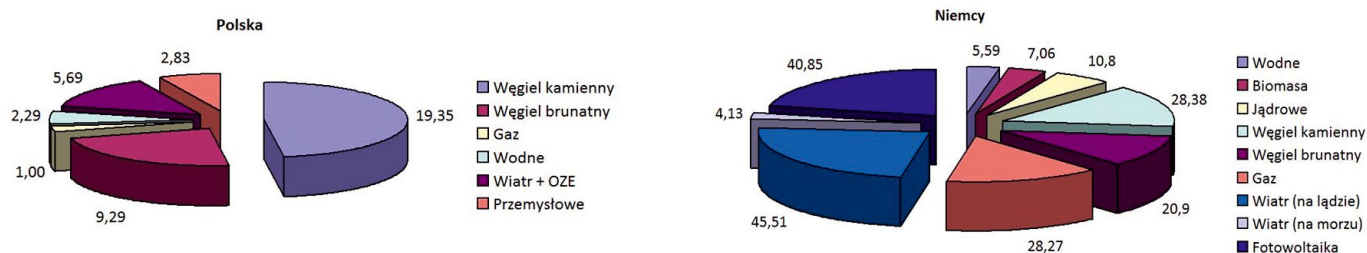
	Polska	Niemcy
Moc zainstalowana [GW]	40,45	191,49
Moc szczytowa godzinowa [GW]	25,55	78,18
Minimalne obciążenie godzinowe [GW]	11,28	34,50
Elektrownie na paliwa kopalne [GW]	32,47	77,55
Elektrownie jądrowe [GW]	0	10,80
Elektrownie wodne [GW]	2,29	5,59
Źródła odnawialne [GW]	5,69	97,55
Produkcja energii [TWh]	161,72	545,49

Tab. 1. Zestawienie podstawowych parametrów systemu elektroenergetycznego w Polsce i Niemczech, opracowanie własne na podstawie danych: PSE SA, ENTSO-E i [online], <https://www.energy-charts.de/energy.htm> [dostęp: 4.03.2017]

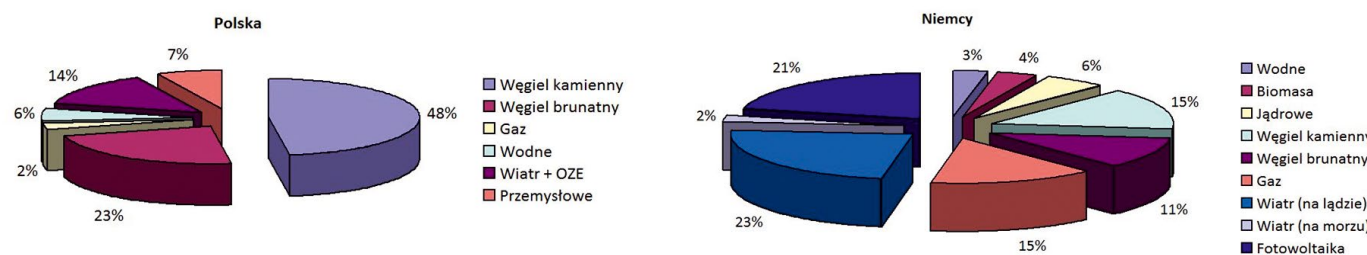
Według niemieckich planów rządowych udział OZE w produkcji energii elektrycznej ma się stopniowo zwiększać z obecnych prawie 34% do 80% w 2050 roku, a emisje gazów cieplarnianych do 2050 roku mają spaść o 80–95% w stosunku do roku 1990 roku. Równocześnie energetyka węglowa nadal dominuje w koszyku energetycznym Niemiec, w 2016 roku z elektrowni węglowych pochodziło 43% energii elektrycznej (24,7% – węgiel brunatny, 18,3% – węgiel kamienny). Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce i Niemczech przedstawiono na rys. 4. To z oczywistych względów utrudnia realizację celów redukcji emisji, ponieważ spalanie węgla brunatnego powoduje największe emisje gazów cieplarnianych. Chcąc osiągnąć założenia zmniejszenia emisji, Niemcy rozpoczęli proces redukcji zużycia węgla w energetyce. Proces całkowitej eliminacji węgla z energetyki planowany jest na okres 25–30 lat.

Na rys. 5 przedstawiono emisję CO₂ w Polsce i Niemczech w latach 1995–2014. Wzrost emisji CO₂ w Niemczech w latach 2011–2013 miał kilka powodów. Najważniejszym było zwiększenie produkcji energii elektrycznej z elektrowni węglowych, po wyłączeniu ośmiu elektrowni jądrowych po katastrofie w Fukushima. Decyzja o rezygnacji z elektrowni jądrowych zbiegła się w czasie z rewolucją łupkową w USA, która spowodowała spadek popytu na węgiel, a co za tym idzie – spadku cen węgla na rynku światowym. Doprowadziło to do zwiększenia udziału węgla w produkcji energii w państwach UE, w tym w Niemczech.

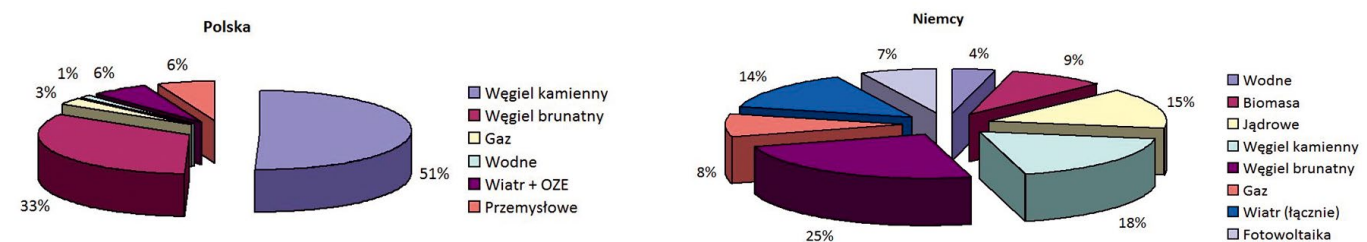
Dodatkowo, na skutek spadku cen uprawnień do emisji CO₂ w unijnym systemie handlu emisjami, wzrosła również produkcja energii z węgla brunatnego w Niemczech. W efekcie, mimo że w latach 2010–2013 zużycie energii elektrycznej w Niemczech spadło, a produkcja energii elektrycznej z OZE wzrosła, to produkcja energii z węgla również wzrosła, przyczyniając się do wzrostu emisji CO₂. Niemniej jednak, analizując poziom emisji CO₂ w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej brutto,



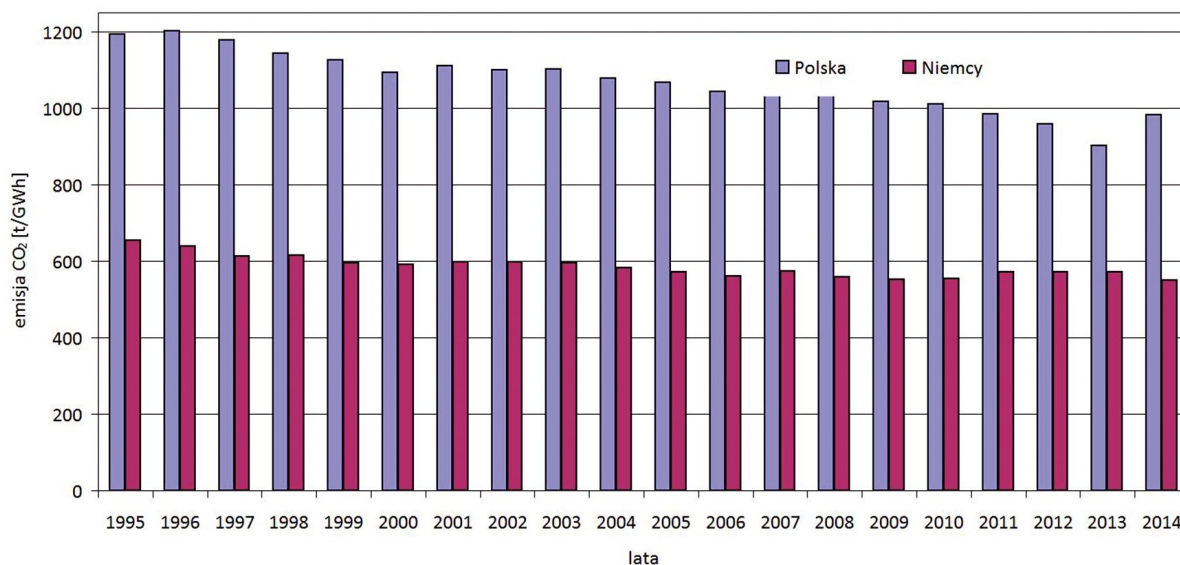
Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej w GW w Polsce i Niemczech w 2016 roku, opracowanie własne na podstawie danych: PSE SA, ENTSO-E i [online], <https://www.energy-charts.de/energy.htm> [dostęp: 4.03.2017]



Rys. 3. Struktura procentowa mocy zainstalowanej w Polsce i Niemczech w 2016 roku, opracowanie własne na podstawie danych: PSE SA, ENTSO-E i [online], <https://www.energy-charts.de/energy.htm> [dostęp: 4.03.2017]



Rys. 4. Struktura procentowa produkcji energii elektrycznej w źródłach wytwórczych w Polsce i Niemczech w 2016 roku, opracowanie własne na podstawie danych: PSE SA, ENTSO-E i [online], <https://www.energy-charts.de/energy.htm> [dostęp: 4.03.2017]

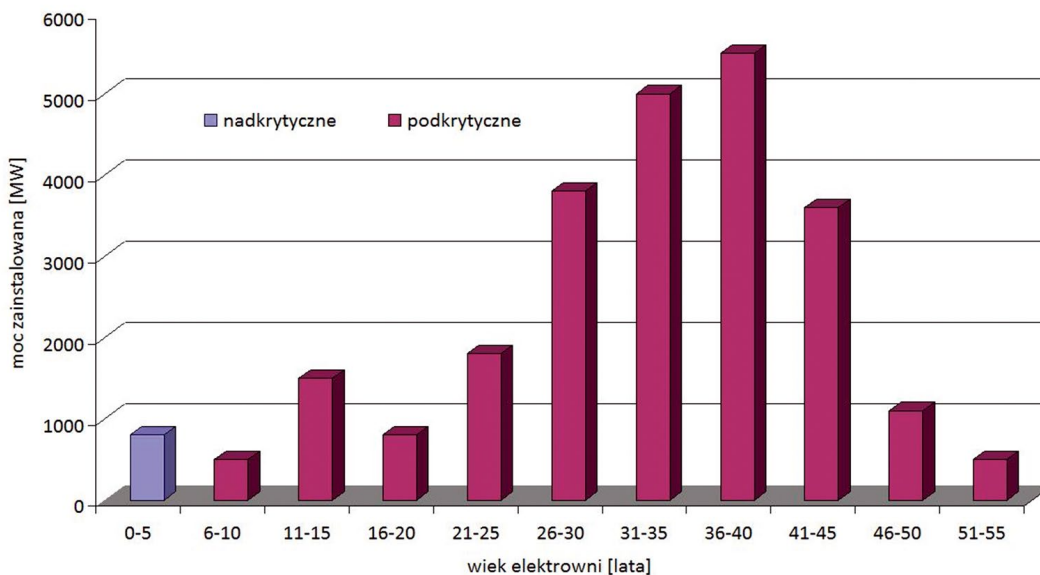


Rys. 5. Emisja zanieczyszczeń w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej brutto [t/GWh] w Polsce i Niemczech, opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

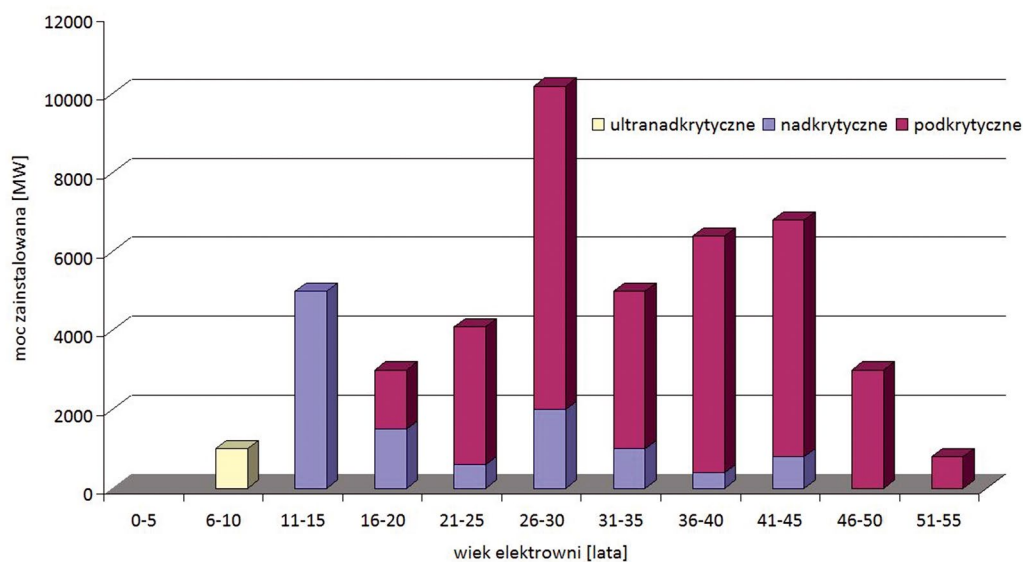
można zauważyć, że Polska energetyka charakteryzuje się blisko o 1/3 większą emisją w porównaniu z Niemcami.

Elektrownie węglowe w niemieckim systemie energetycznym mają obecnie łączną moc zainstalowaną na poziomie 49 GW. Z tego 19% to elektrownie na parametry nadkrytyczne lub ultra-nadkrytyczne. Technologia ta jest rozwijana w Niemczech od 1970 roku. Polskie elektrownie węglowe to w chwili obecnej ok. 28 GW. Bloki na parametry nadkrytyczne stanowią tylko kilka procent mocy zainstalowanej w blokach węglowych. Pierwsza elektrownia na parametry nadkrytyczne została włączona do systemu elektroenergetycznego dopiero w XXI wieku. Jednak porównując strukturę wiekową jednostek wytwórczych zainstalowanych w polskim i niemieckim systemie wytwórczym, można zauważyć, że oba te systemy dysponują w znacznym stopniu wyeksploatowanym majątkiem wytwórczym (rys. 6 i 7).

W *Bilansie zasobów złóż kopalin w Polsce*, opublikowanym w 2016 roku, przedstawiono stan zasobów naturalnych na koniec 2015 roku [7]. Zawarto w nim informację, że w Polsce posiadamy obecnie 91 złóż węgla brunatnego, w tym zagospodarowanych 9, oraz 156 złóż węgla kamiennego, w tym zagospodarowanych 51. Zasoby węgla brunatnego to ponad 23 516 mln ton, a węgla kamiennego ponad 56 220 mln ton, w tym 71,6% zasobów to węgle energetyczne (typ 31–33). Zasoby węgla brunatnego to: 14 złóż w województwie dolnośląskim, 8 w kujawsko-pomorskim, 2 w lubelskim, 21 złóż w lubuskim, 9 w łódzkim, 4 w mazowieckim, 2 w województwie opolskim oraz 31 złóż w wielkopolskim. Czynne kopalnie węgla brunatnego zasilają bezpośrednio elektrownie w Bełchatowie, Adamowie, Koninie i Turowie. Zasoby węgla kamiennego znajdują się w Polsce w: Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, Lubelskim Zagłębiu



Rys. 6. Wiek elektrowni węglowych w Polsce [1]



Rys. 7. Wiek elektrowni węglowych w Niemczech [1]

Zasoby bilansowe i wydobywalne węgla (2015)		Polska	Niemcy
Całkowite zasoby węgla kamiennego	Mt	56 220	82 959
Całkowite zasoby węgla brunatnego	Mt	23 516	72 700
Zasoby wydobywalne węgla kamiennego	Mt	21 107	2 500
Zasoby wydobywalne węgla brunatnego	Mt	1 419	36 200
Import węgla kamiennego	Mt	8,2	55,5
Eksport węgla kamiennego	Mt	9,0	0,1

Tab. 2. Zestawienie podstawowych danych dotyczących zasobów węgla w Polsce i Niemczech, opracowanie własne na podstawie danych [online], <https://euracoal.eu/info/country-profiles/germany/> oraz <https://euracoal.eu/info/country-profiles/poland/> [dostęp: 4.03.2017]

Węglowym i Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (eksploatacja zakończyła się w 2000 roku). Jedną z podstawowych przeszkód stojących na drodze do dalszego wydobycia węgla kamiennego mogą być kwestie ekonomiczne, związane przede wszystkim z obecnymi i perspektywicznymi cenami węgla na rynkach światowych i ceną wydobycia węgla krajowego [6].

Węgiel kamienny w Niemczech jest sprowadzany w prawie 90% z zagranicy, natomiast węgiel brunatny jest w całości wydobywany ze złóż krajowych. W 2013 roku wydobycie węgla kamiennego wyniosło ok. 7,5 mln ton, co stanowiło ok. 12% krajowego zużycia. Z całości spalanego węgla kamiennego ok. 70% wykorzystuje się do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach. Natomiast 90% węgla brunatnego służy do produkcji energii elektrycznej, pozostałe 10% do procesów przemysłowych. W przeciwieństwie do węgla kamiennego zasoby węgla brunatnego w Niemczech są znaczne. W 2013 roku Niemcy były największym na świecie konsumentem węgla brunatnego z wydobyciem na poziomie 183 mln ton rocznie.

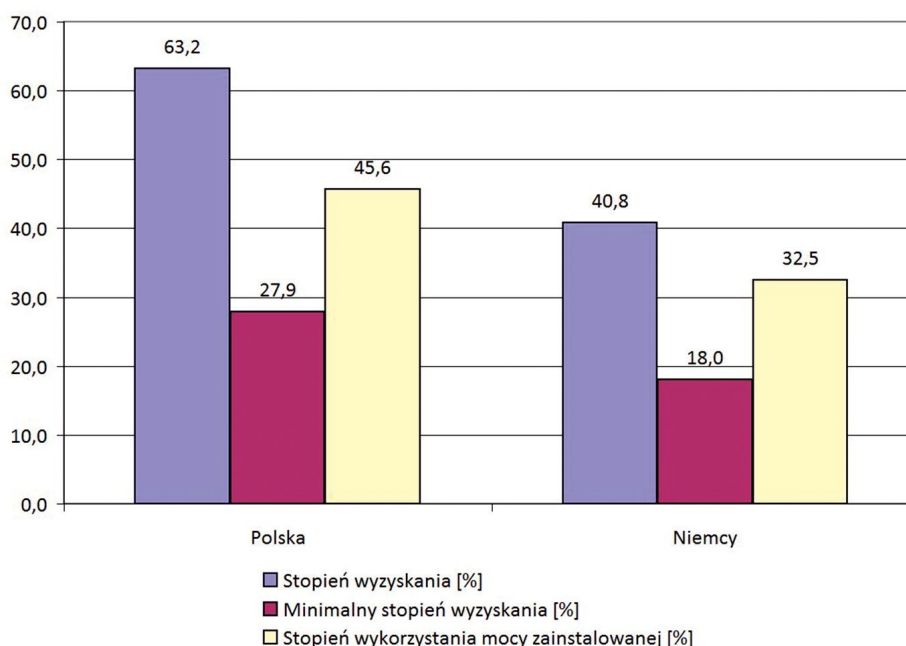
Rezerwy węgla brunatnego w RFN szacuje się na 35,1 mld ton. Wydobywa się go w czterech zagłębiach górniczych: Reńskim Zagłębiu w Nadrenii Północnej-Westfalii (53% niemieckiego wydobycia, 2013), Łużyckim Zagłębiu w Brandenburgii (35% niemieckiego wydobycia, 2013), Środkowoniemieckim Zagłębiu w Saksonii (11% niemieckiego wydobycia, 2013) oraz w Zagłębiu Helmstedt na pograniczu Saksonii-Anhalt i Saksonii (1% niemieckiego wydobycia, 2013). W tab. 2 przedstawiono podstawowe dane dotyczące zasobów węgla w obu krajach.

Do porównania polskiego systemu energetycznego z systemem niemieckim wykorzystano trzy wskaźniki wyrażone w procentach:

- stopień wyzyskania (stosunek wartości mocy szczytowej godzinowej do wartości mocy zainstalowanej)
- minimalny stopień wyzyskania (stosunek wartości minimalnego obciążenia godzinowego do wartości mocy zainstalowanej)
- stopień wykorzystania mocy zainstalowanej.

Wyniki porównania przedstawiono na rys. 8, płyną z nich następujące wnioski:

- stopień wyzyskania, minimalny stopień wyzyskania oraz stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce są znacznie wyższe niż w Niemczech
- intensywny rozwój OZE w Niemczech skutkuje spadkiem stopnia wyzyskania. Jest to związane ze zdecydowanie niższą dyspozycyjnością odnawialnych źródeł energii w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi. Jest to również związane z koniecznością zachowania mocy rezerwowych, gwarantujących produkcję energii elektrycznej w czasie niskiej generacji z elektrowni bazujących na odnawialnych źródłach energii
- można stwierdzić, że Niemcy, które już zainstalowały w swoim systemie energetycznym znaczne liczby źródeł odnawialnych, będą musiały zmienić dotychczasowe zasady projektowania



Rys. 8. Porównanie stopnia wyzyskania, minimalnego stopnia wyzyskania oraz stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce (na koniec 2015 roku) i Niemczech (na koniec 2016 roku), opracowanie własne na podstawie danych z Eurostatu, EurObserv'ER i ENTSO-E

systemu energetycznego opartego na źródłach dyspozycyjnych na rzecz systemu, w którym moc zainstalowana będzie kilkukrotnie przekraczała wartość mocy szczytowej.

3. Krajowa strategia energetyczna

W ostatnich latach zagadnieniom strategii i planów rozwoju systemu energetycznego kraju poświęcono wiele uwagi. Temat ten pojawił się w licznych aktach prawnych, raportach, opracowaniach oraz materiałach konferencyjnych. Dokumenty, które przedstawiają problem rozwoju systemu energetycznego, to m.in.:

- Polityka energetyczna Polski do 2025 roku, dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 sierpnia 2005 roku
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 roku
- Mix energetyczny 2050 – analiza scenariuszy dla Polski, dokument opracowany dla Ministerstwa Gospodarki w 2011 roku
- Model optymalnego miks energetyczny dla Polski do roku 2060, dokument opracowany przez Departament Analiz Strategicznych dla Kancelarii Prezesa Rady Ministrów w 2013 roku.

W kwietniu 2014 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie przyjęcia strategii *Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.¹. Celem strategii jest rozwój nowoczesnego, przyjaznego środowiska sektora energetycznego, który będzie w stanie zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne. Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko obejmuje dwa istotne obszary: energetykę i środowisko oraz określa kluczowe reformy i niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie do 2020 r. W dokumentach strategii znalazł się zapis, że do 2020 r. polska elektroenergetyka będzie opierać się przede wszystkim na węglu. Polska, dzięki znacznym złożom węgla w porównaniu z pozostałymi państwami UE, jest krajem bezpiecznym w kontekście produkcji energii elektrycznej i stosunkowo niskich kosztów jej wytwarzania.*

Ministerstwo Energii przygotowuje kolejny dokument strategiczny zawierający scenariusze przyszłości górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Nowa strategia dla górnictwa ma według planów wejść w życie w maju 2017 roku. W strategii zaproponowano trzy scenariusze rozwoju górnictwa, które mają swoje przełożenie również na sektor energetyki. W scenariuszu optymistycznym zakłada się wzrost zapotrzebowania na węgiel o 20%, a warunkiem realizacji tego scenariusza jest budowa nowych bloków dużej mocy oraz powstanie instalacji zgazowania węgla. Scenariusz referencyjny zakłada utrzymanie zapotrzebowania na węgiel na obecnym poziomie. Zakłada się w nim, że w energetyce zawodowej uruchomione zostaną nowe moce wytwórcze w technologii nadkrytycznej oraz zrealizuje się program modernizacji kotłów w blokach o mocy 200 MW. Natomiast scenariusz pesymistyczny zakłada, że zużycie węgla kamiennego obniży się, a przyczyną tego będą opóźnienia w budowie nowych bloków energetycznych oraz zaniechanie programu modernizacji kotłów w blokach o mocy 200 MW.

Troska o klimat i próba zahamowania globalnego ocieplenia sprawiły, że obecnie w odnawialnych źródłach energii widzi się przyszłość energetyki. Ustalenia Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz kolejne zapisy prawne wprowadzane przez Unię Europejską, które dotyczą emisji szkodliwych substancji do atmosfery, powodują, że drastycznie maleje liczba nowych inwestycji w rozbudowę sektora energetyki konwencjonalnej. Ustalenia 21 Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, która odbyła się w 2015 roku w Paryżu, zakładają kilka ważnych celów, których spełnienie ma na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz spowolnienie globalnych zmian klimatu. W efekcie zakłada się, że od 2050 roku światowa gospodarka powinna być prawie zeroemisyjna. W praktyce oznacza to konieczność przygotowania nowych strategii niskoemisyjnego rozwoju gospodarczego we wszystkich państwach, które do tej pory z rezerwą traktowały problem emisji zanieczyszczeń. Przewiduje się, że porozumienie powinno wejść w życie najpóźniej do końca 2020 roku.

Polityka klimatyczno-energetyczna UE wywiera ogromny wpływ na rozwój polskiej energetyki w perspektywie do 2050 roku. Dotyczy to zarówno energetyki konwencjonalnej, energetyki odnawialnej oraz w przyszłości energetyki jądrowej. Realizacja założeń Pakietu Energetycznego 3x20 oraz EU ETS (Europejski System Handlu Emisjami) wiąże się z koniecznością poniesienia przez energetykę ogromnych nakładów inwestycyjnych na modernizację źródeł energetyki konwencjonalnej, w szczególności zaangażowania w technologie niskoemisyjne. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia spełnienia ostrych wymogów emisyjnych *Dyrektywy IED*. Nowe, zaostrome wymogi wynikające z *Dyrektywy IED* mogą doprowadzić do tego, że wiele dotychczasowych inwestycji proekologicznych w energetyce okaże się chybionych i nie uchroni elektrowni konwencjonalnych przed ponowną modernizacją lub wyłączeniem z eksploatacji. Najnowsze założenia polityki klimatycznej ujęte w mapie drogowej 2050 sprawią, że sektor energetyczny stoi przed wielkim wyzwaniem. Propozycja redukcji emisji w sektorze energetycznym praktycznie wykluczy węgiel z gospodarki energetycznej.

To wszystko sprawia, że koszty dostosowania polskiej energetyki do wymogów unijnych z pewnością będą bardzo wysokie. Ponadto najważniejszym kosztem naszego członkostwa w Unii Europejskiej w wymiarze energetycznym może okazać się ograniczenie rozwoju energetyki opartej na węglu. Będzie to istotna przeszkoda w wykorzystaniu potencjału, jaki posiadamy w zasobach węgla kamiennego oraz brunatnego. Także inwestycje w odnawialne źródła energii będą dla Polski z pewnością znacznym obciążeniem. Należy też jednak zaznaczyć, że pozytywnym efektem inwestycji w OZE jest rozwój sektora produkcji energii odnawialnej w Polsce. Dlatego też większość inwestorów oczekuje, kiedy pojawi się nowa strategia energetyczna, która wskaże kierunki rozwoju naszej energetyki w najbliższej perspektywie.

¹ http://strateg.stat.gov.pl/strategie_pliki/Strategia_Bezpieczenstwo_Energetyczne_i_Srodowisko.pdf.

4. Polityka energetyczna Niemiec

Początki koncepcji Energiewende w RFN datuje się na lata 70. XX wieku. Wówczas to przeciwnicy wykorzystywania energetyki jądrowej zaczęli posługiwać się tym terminem [4]. Natomiast zainicjowana ponownie w 2011 roku niemiecka transformacja energetyczna Energiewende, stanowi nową jakość w strategii energetycznej Niemiec. Nowa strategia energetyczna pojawiła się kilka miesięcy po awarii elektrowni jądrowych w Fukushima. Rząd niemiecki nie poprzestał na ustanowieniu planu działania i roli nowej polityki energetycznej, ale określone zostały precyzyjne założenia uwzględniające dodatkowe wartości wyznawane przez większość obywateli. Ma to być niemiecka odpowiedź na zmniejszenie zasobów naturalnych i wzrost uniezależnienia od surowców importowanych z niestabilnych regionów świata. Najistotniejsze założenia Energiewende to:

- odstępianie od eksploatacji elektrowni atomowych do 2022 roku
- znaczna redukcja emisji dwutlenku węgla
- wzrost efektywności energetycznej
- redukcja importu nośników energii
- oparcie systemu elektroenergetycznego na odnawialnych źródłach energii.

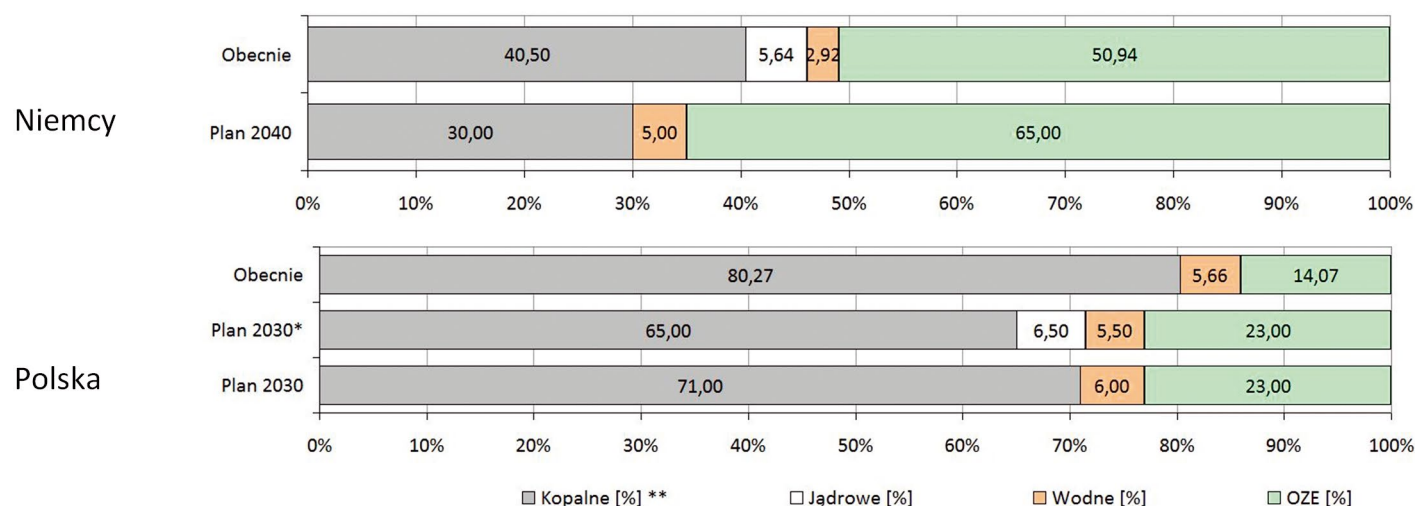
Strategia ma się opierać głównie na rozwoju odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z nowelizacją ustawy udział energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej ma systematycznie wzrastać z obecnych ok. 33% do ok. 40–45% w 2025 roku, ok. 50% w 2030 roku i aż 80% w 2050 roku. Całkowite przejście na korzystanie z energii niskoemisyjnej, z wykorzystaniem głównie źródeł odnawialnych, jest znacznym wyzwaniem społecznym, szczególnie ze względu na konieczność podniesienia opłat za energię elektryczną. Jak na razie społeczeństwo niemieckie jest gotowe do ponoszenia kosztów związanych z transformacją energetyczną. Podstawowym problemem przy realizacji nowej polityki energetycznej Energiewende jest zapewnienie ciągłości dostaw prądu po stopniowym wyłączeniu kolejnych elektrowni jądrowych do 2022 roku. Niemcy starają się wykorzystać w tym

celu energetykę węglową oraz gaz ziemny, który jest surowcem niskoemisyjnym i pozwala na zachowanie celów redukcji emisji dwutlenku węgla. Pierwszą znaczącą zmianą związaną z nową koncepcją niemieckiej energetyki jest budowa elektrowni zasilanych węglem. To dość zaskakujące z powodu wysokiej emisyjności tego paliwa, jednak uzasadnione koniecznością zbilansowania wycofywanych mocy w elektrowniach jądrowych. Jednocześnie dotowanie źródeł odnawialnych skutkuje obniżeniem poziomu cen hurtowych energii elektrycznej poniżej prognozy opłacalności generacji. Szczególnie jest to widoczne w niektórych zamortyzowanych elektrowniach gazowych. Fakt ten sprawia, że elektrownie gazowe znalazły się w roli źródeł szczytowych, skutecznie ograniczając produkcję energii z paliwa gazowego.

5. Podsumowanie

Wydarzenia ostatnich lat dowiodły, jak ważny jest wspólny głos polityki unijnej w kwestii energetyki, która jest polityką bezpieczeństwa. Wymaga ona przemyślenia, powinna uwzględniać dostęp do źródeł energii i respektować konieczność uniezależnienia się od importu paliw. Rodzi się pytanie, jak dalece ten wspólny głos Wspólnoty ma wpływać na krajowe strategie energetyczne poszczególnych członków? Na rys. 9 przedstawiono obecny i planowany kształt miks energetyczny Polski i Niemiec.

Kształt i stan krajowej energetyki jest w znacznym stopniu wynikiem decyzji podejmowanych w przeszłości. Dodatkową przesłanką, która charakteryzuje polską energetykę, jest specyficzny na skalę europejską dostęp do zasobów węgla kamiennego i brunatnego. Ich eksploatacja przez dekady spowodowała, że rynek energii elektrycznej jest w znacznym stopniu uzależniony od tych paliw. Fakt ten wpływa z jednej strony na konieczność podejmowania inwestycji w energetyce dotyczących w szczególności źródeł wytwórczych, w tym wspieranych lub zastępowanych odnawialnymi źródłami energii, a z drugiej strony powoduje ograniczenia możliwości związanych z dostępnością



* z uwzględnieniem elektrowni jądrowych

** w tym: węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny, paliwa płynne

Rys. 9. Zestawienie stanu obecnego i planów rozwoju systemów energetycznych Polski i Niemiec zgodnie z obowiązującymi planami rozwoju

środków finansowych i technicznych. Na podstawie zachodzących obecnie zmian w krajowym sektorze energetycznym można zauważyć, że podstawowym paliwem nadal pozostaje węgiel, ale mimo to polska energetyka jednak powoli się zmienia. Szczególnie wymagania dotyczące emisyjności źródeł, udziału energii odnawialnej i gazu ziemnego są istotnymi aspektami, które brane są pod uwagę przez gremia tworzące nowe strategie energetyczne.

Mimo negatywnego nastawienia Niemiec do energetyki węglowej wydaje się, że udział obu rodzajów węgla w niemieckim bilansie energetycznym, w wysokości ok. 25%, będzie się zmniejszał bardzo powoli. W niemieckim miksie energetycznym energia jądrowa nadal zabezpiecza ok. 15% zapotrzebowania na energię. Zgodnie z decyzjami rządu i parlamentu Niemiec, ostatnie 8 czynnych jeszcze elektrowni jądrowych zostanie wyłączonych do 2022 roku. Wydaje się, że dokonujące się obecnie zmiany w bilansie energetycznym Niemiec wpływają na ograniczenie bezpieczeństwa energetycznego tego kraju. Dzieje się tak na skutek zwiększenia się uzależnienia od dostaw importowanych surowców energetycznych. Istotnym zagrożeniem dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec jest także niestabilność dostaw energii z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Niemcy stawiają na energetykę opartą na odnawialnych źródłach energii, czy zatem Polska powinna iść śladem Niemiec, czy też realizować swój własny wariant rozwoju energetycznego? Zdaniem autorów o strategii energetycznej państwa powinny decydować niezależnie, samodzielnie wybierać, czy stawiają na energetykę jądrową, spalanie gazu lub węgla, czy też energetykę odnawialną.

BIBLIOGRAFIA

1. Caldecott B., Dericks G., Mitchell J., Stranded Assets and Subcritical Coal. The Risk to Companies and Investors, Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford, 2015.
2. Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin 2012.
3. Eurostat, Statistical Books, Energy, transport and environment indicators, 2016 edition.
4. Księżniakiewicz M., Nowa era w polityce Niemiec w obszarze odnawialnych źródeł energii, *Rocznik Bezpieczeństwa Międzynarodowego* 2015, t. 9, nr 1.
5. Paska J., Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania, *Rynek Energii* 2013, nr 2.
6. Szczerbowski R., Prognoza rozwoju polskiego sektora wytwórczego do 2050 roku – scenariusz węglowy, *Polityka Energetyczna* 2016, t. 9, z. 3.
7. Szuflicki M., Malon A., Tymiński M., Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2015 r., Państwowy Instytut Badawczy, Państwowy Instytut Geologiczny, 2016.
8. Wilczyński M., Zmierzch węgla kamiennego w Polsce, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2013.

Radosław Szczerbowski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

Absolwent, a obecnie wykładowca na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z problematyką: wytwarzania energii elektrycznej, gospodarką energetyczną oraz bezpieczeństwem energetycznym. Jest członkiem Stowarzyszenia Elektryków Polskich.

Bartosz Ceran

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka. Od 2009 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku asystenta. Jego zainteresowania naukowe dotyczą zagadnień rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze szczególnym uwzględnieniem technologii ogniw paliwowych.

Planowanie pracy hybrydowego systemu wytwórczego w systemie elektroenergetycznym w ujęciu wieloaspektowym

Autorzy

Bartosz Ceran
Krzysztof Sroka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

analiza wielokryterialna, hybrydowe systemy wytwórcze, planowanie pracy systemu hybrydowego

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wyniki wielokryterialnej analizy współpracy hybrydowego systemu wytwórczego (HSW) z systemem elektroenergetycznym. Analizowany system składa się z turbin wiatrowych, paneli fotowoltaicznych oraz magazynu energii elektrolizer – ogniwo paliwowe typu PEM. Zdefiniowano i opisano kryteria decyzyjne współpracy z uwzględnieniem aspektów energetycznych, ekonomicznych i środowiskowych. Zamieszczono wyniki analiz przeprowadzonych dla dwóch profili energetycznych odbiorcy. Przebadano wpływ wag przyjętych kryteriów decyzyjnych na wynik końcowy analizy wielokryterialnej.

1. Wprowadzenie

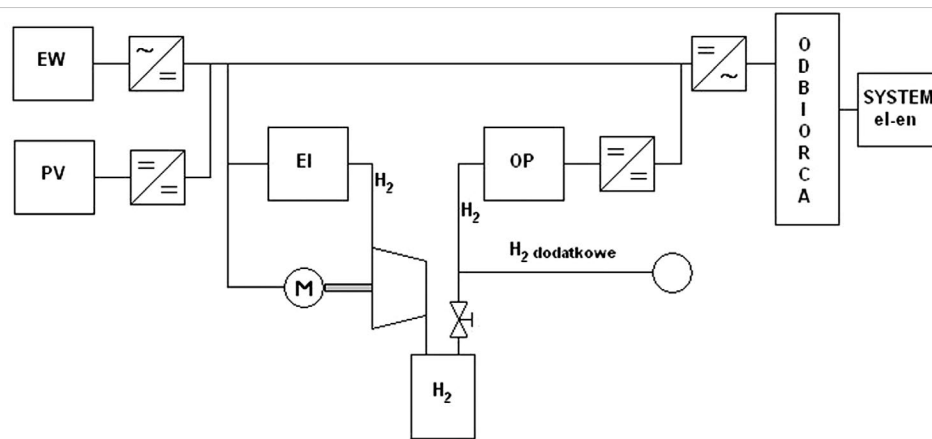
Wiele publikacji naukowych z ostatnich lat porusza problemy tematyki modelowania i analizy pracy hybrydowych systemów wytwórczych składających się z elektrowni wiatrowych, paneli fotowoltaicznych i ogniwo paliwowych [m.in. 1, 4, 6]. Publikacje poruszające te zagadnienia można umownie podzielić na dwie grupy. Pierwsza grupa traktuje o poszukiwaniu metod projektowania i optymalizacji komponentów hybrydowych systemów wytwórczych. Autorzy definiują funkcje celu, takie jak: minimalizacja rozmiarów urządzeń hybrydowego systemu wytwórczego, minimalizacja kosztów i ograniczenie nadmiaru produkowanej energii w stosunku do zapotrzebowania. Druga grupa publikacji dotyczy modelowania dynamiki pracy hybrydowego systemu wytwórczego. W grupie tej można wyróżnić modele prezentujące pracę hybrydowego systemu wytwórczego w trybie autonomicznym (*off-grid*), gdzie kluczową rolę stanowi dobór magazynu energii, lub współpracę hybrydowego systemu wytwórczego z systemem elektroenergetycznym (*on-grid*). Należy zauważyć, że modele współpracy hybrydowego systemu wytwórczego opartego na odnawialnych źródłach energii o stochastycznym charakterze pracy z siecią elektroenergetyczną (*on-grid*) skupiają się na wykorzystywaniu systemu elektroenergetycznego jako elementu bilansującego nadmiar lub niedobór wytwarzanej energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe lub instalacje fotowoltaiczne. W pracach tych nie uwzględnia się struktury sektora wytwórczego systemu elektroenergetycznego, który współpracuje z układem hybrydowym. Autorzy tych modeli nie biorą pod uwagę faktu, że aby system elektroenergetyczny mógł bilansować nadmiar lub niedobór energii, musi odpowiednio zwiększać lub zmniejszać

produkcję w systemowych jednostkach wytwórczych, w szczególności w elektrowniach konwencjonalnych. Wzrost awaryjności bloków parowych jest związany nie tylko z wyczerpywaniem się żywotności jego głównych modułów oraz sposobem eksploatacji, ale także ze zmianą ich funkcji w systemie elektroenergetycznym nasyconym źródłami o stochastycznym charakterze pracy [3].

W związku z powyższym autorzy przedstawiają w artykule metodykę analizy rozdziału obciążeń między hybrydowym systemem wytwórczym, składającym się z elektrowni wiatrowych, paneli fotowoltaicznych oraz magazynu energii elektrolizer – ogniwo paliwowe, a systemem elektroenergetycznym.

Warto zaznaczyć, że hybrydowe systemy wytwórcze oparte na źródłach odnawialnych (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne), w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi, charakteryzują się mniejszym oddziaływaniem na środowisko oraz większymi kosztami jednostkowymi wytwarzania energii elektrycznej. Dodatkowo, ze względu na konieczność zastosowania magazynu energii, sprawność wytwarzania energii elektrycznej przez układ hybrydowy jest mniejsza od sprawności bloku parowego.

Wynika z tego, że przy planowaniu rozdziału obciążeń między hybrydowym systemem wytwórczym a źródłami konwencjonalnymi należy uwzględniać aspekty energetyczne rozpatrywanych technologii wytwarzania energii elektrycznej (np. sprawność procesu przetwarzania energii pierwotnej na elektryczną, jednostkowe zużycie paliwa), aspekty ekonomiczne (np. jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, wskaźniki opłacalności inwestycji) oraz aspekty środowiskowe (np. emisja spalin do otoczenia).



Rys. 1. Schemat blokowy hybrydowego systemu wytwórczego: OP – ogniwo paliwowe, PV – ogniwo fotowoltaiczne, EW – elektrownia wiatrowa, EI – elektrolizer, H₂ – zbiornik wodoru

2. Hybrydowy system wytwórczy

Schemat analizowanego hybrydowego układu zasilania odbiorcy przedstawiono na rys. 1. Nadwyżka energii wyprodukowanej w źródłach odnawialnych wykorzystywana jest w procesie elektrolizy (rozkładu wody na wodór i tlen). Wodór jest sprężany i magazynowany, a następnie wykorzystywany w ogniwie paliwowym do wytwarzania energii elektrycznej w okresie, gdy jest ona wymagana potrzebami odbiorcy.

Chwilowe niedobory mocy związane ze stochastycznym charakterem generacji energii przez źródła odnawialne kompensuje praca ogniwa paliwowego. Wodór do ogniwa paliwowego dostarczany jest w pierwszej kolejności z elektrolizera. W przypadku wyczerpania wodoru w zbiorniku ogniwo paliwowe zasilane jest przez wodór ze źródła dodatkowego (ang. *backup*). Zakup dodatkowego wodoru w celach *backupu* jest obciążony niewielką emisją zanieczyszczeń związaną z jego produkcją w zależności od technologii (reforming parowy węglowodorów, zgazowanie węgla, zgazowanie biomasy).

Bilans mocy w układzie zależy od stosunku mocy wytwarzanej przez turbiny wiatrowe i systemy fotowoltaiczne do zapotrzebowania odbiorcy. W przypadku, gdy zapotrzebowanie jest mniejsze od generowanej mocy (praca elektrolizera), równanie bilansowe przyjmuje postać:

$$P_{\text{Odb}} = P_{\text{PV}} + P_{\text{EW}} - P_{\text{elek}} - P_{\text{komp}} \quad (1)$$

gdzie: P_{Odb} – moc pobierana przez odbiorcę, P_{PV} – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną, P_{EW} – moc generowana przez elektrownie wiatrowe, P_{elek} – moc obierana przez elektrolizer, P_{komp} – moc zużyta na napęd kompresora, P_{sys} – moc pobrana z systemu elektroenergetycznego.

W przypadku, gdy zapotrzebowanie przewyższa moc produkowaną przez źródła (praca ogniwa paliwowego), moc pobieraną przez odbiorcę opisuje wzór:

$$P_{\text{Odb}} = P_{\text{PV}} + P_{\text{EW}} + P_{\text{OP}} \quad (2)$$

gdzie: P_{OP} – moc generowana przez stos ogniwa paliwowych

3. Scenariusze pracy i kryteria decyzyjny

Do analizy przyjęto dwa profile odbiorcy przedstawione na rys. 2 i 3 z zaznaczonymi scenariuszami rozdziału obciążeń między hybrydowym systemem wytwórczym a systemem elektroenergetycznym. Bazowy scenariusz S-I stanowi zasilanie odbiorcy przez hybrydowy system wytwórczy w trybie *off-grid*, bez udziału systemu elektroenergetycznego. Kolejne scenariusze S-II, S-III, S-IV uwzględniają pokrywanie części obciążenia przez system wg następującej kolejności: 25%, 50% i 75% zapotrzebowania na energię pokrywa system elektroenergetyczny.

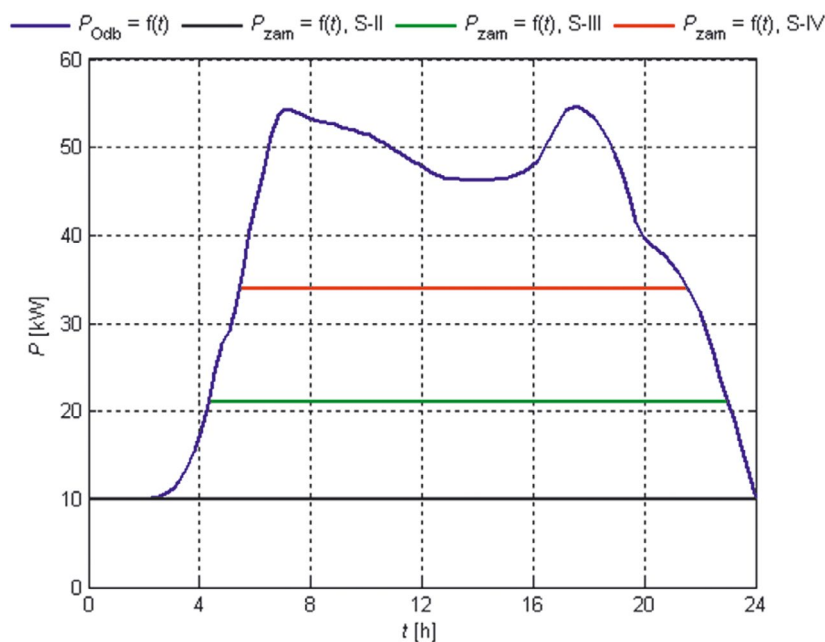
Tak dobrane scenariusze dają możliwość porównania pracy autonomicznej hybrydowego systemu wytwórczego z przypadkami jego współpracy z systemem elektroenergetycznym. Aby obiektywnie ocenić scenariusze w analizie wielokryterialnej, należy przyjąć kryteria decyzyjne, które reprezentują rozbieżne cele [5]. W przypadku porównywania wariantów wytwarzania energii elektrycznej kryteria decyzyjne można podzielić na trzy grupy: kryteria energetyczne, kryteria ekonomiczne oraz kryteria środowiskowe.

Jako kryterium k_1 reprezentujące grupę kryteriów energetycznych przyjęto jednostkowe zużycie wodoru dodatkowego przez system hybrydowy zdefiniowane jako:

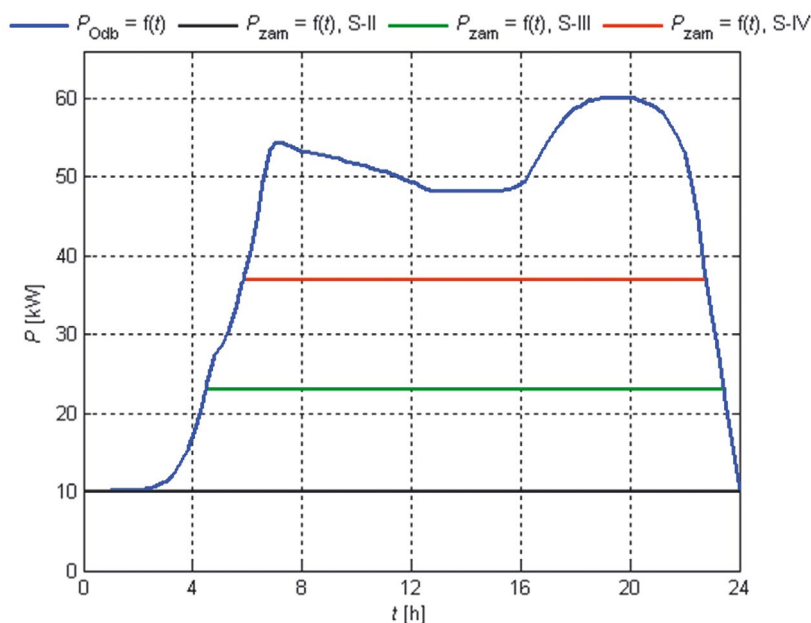
$$k_1 = \frac{M_{\text{H}_2}}{E_{\text{Odb}}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right] = \frac{V_{\text{H}_2}}{E_{\text{Odb}}} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{kWh}} \right] \quad (3)$$

gdzie: V_{H_2} , M_{H_2} – masowe lub objętościowe zużycie wodoru dodatkowego do celów *backupu*, E_{Odb} – zapotrzebowanie na energię przez odbiorcę.

Jednostkowe zużycie wodoru dodatkowego przez system hybrydowy zostało wyznaczone na podstawie analizy energetycznej układu hybrydowego [2]. Analizę przeprowadzono w oparciu o równania bilansowe (1) i (2). Dane wejściowe stanowiły profil energetyczny odbiorcy oraz roczne rozkłady nasłonecznienia i prędkości wiatru. W celu określenia ilości energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe posłużono się charakterystyką mocy w funkcji prędkości wiatru $P_{\text{EW}} = f(v)$ podaną przez producenta, natomiast do określenia energii wytworzonej przez moduły fotowoltaiczne wykorzystano



Rys. 2. Profil energetyczny odbiorcy 1 – scenariusze pracy



Rys. 3. Profil energetyczny odbiorcy 2 – scenariusze pracy

zależności mocy w funkcji natężenia promieniowania słonecznego $P_{PV} = f(E)$ opracowane na podstawie rodziny charakterystyk zewnętrznych tych modułów $U = f(I)$. Na podstawie analizy energetycznej dobrano dla każdego scenariusza zestaw urządzeń systemu hybrydowego (tab. 1).

Jako kryterium reprezentujące grupę kryteriów ekonomicznych przyjęto jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej przez system hybrydowy:

$$k_2 = \frac{K_e}{E_{HSW}} \left[\frac{\text{PLN}}{\text{kWh}} \right] \quad (4)$$

gdzie: K_e – koszty eksploatacyjne układu hybrydowego, E_{HSW} – energia wytworzona przez układ hybrydowy.

Koszty eksploatacyjne K_e są sumą kosztów operacyjnych i zarządzania urządzeniami tworzących system hybrydowy (O&M), kosztów zakupu i transportu wodoru dodatkowego oraz kosztów amortyzacji i kosztów wody do uzupełnienia obiegu elektrolizer – ogniwo paliwowe.

$$K_e = K_{O\&M} + K_{paliwa} + K_a + K_{H_2O} \quad (5)$$

Kryterium k_3 – wskaźnik emisji dwutlenku węgla przez hybrydowy system wytwórczy i system elektroenergetyczny, reprezentuje grupę kryteriów środowiskowych i opisuje wpływ pracy instalacji na środowisko naturalne.

	Scenariusze obciążeń systemu elektroenergetycznego							
	Profil 1				Profil 2			
Urządzenia w układzie hybrydowym	S-I	S-II	S-III	S-IV	S-I	S-II	S-III	S-IV
Elektrownie wiatrowe [kW]	3x50	3x50	2x50	50	4x50	3x50	2x50	50
Panele PV-250 [W _p]	415x250	94x250	71x250	36x250	279x250	224x250	146x250	80x250
Ogniwo paliwowe [kW]	50	50	40	20	50	50	40	20
Elektrolizer [kW]	150	150	100	50	200	150	100	50

Tab. 1. Parametry urządzeń hybrydowego układu wytwórczego

$$k_3 = \frac{E_{\text{sys}} \cdot WE_{\text{CO}_2} + M_{\text{H}_2} \cdot \text{CO}_2/\text{H}_2}{E_{\text{Odb}}} \left[\frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}} \right] \quad (6)$$

gdzie: E_{sys} – energia pobrana z systemu elektroenergetycznego, WE_{CO_2} – wskaźnik emisji dwutlenku węgla w systemie elektroenergetycznym, CO_2/H_2 – masa dwutlenku węgla powstała przy produkcji 1 kg wodoru w procesie reformingu parowego, częściowego utleniania lub zgazowania paliw stałych.

Kryterium k_4 – stopień wykorzystania mocy zamówionej z systemu elektroenergetycznego, opisuje korzyści dla systemu elektroenergetycznego, jakie niesie zainstalowanie układu hybrydowego przy odbiorcy.

$$k_4 = \frac{E_{\text{sys}}}{P_{\text{zam}} \cdot t} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kWh}} \right] \quad (7)$$

gdzie: P_{zam} – maksymalna moc pobierana z systemu elektroenergetycznego przez odbiorcę w czasie t .

4. Wielokryterialna analiza rozdziału obciążeń dla wybranych profili odbiorcy

Analiza wielokryterialna jest metodą matematyczną, która pozwala na wybranie najkorzystniejszego rozwiązania, tzw. scenariusza, w świetle przyjętych kryteriów. Jedną z metod przeprowadzenia analizy wielokryterialnej jest metoda programowania kompromisowego, która szereguje rozpatrywane scenariusze wg odległości od tzw. punktu docelowego X' (punktu idealnego).

Metoda programowania kompromisowego pozwala nadawać wagi poszczególnym kryteriom decyzyjnym, tzn. decydent ma możliwość uwzględnienia w obliczeniach ważności niektórych, szczególnie dla niego ważnych parametrów. Przykładowo analizując pracę układu wytwarzającego energię elektryczną, dla decydenta szczególne znaczenie może mieć koszt wytwarzania energii elektrycznej lub wpływ pracy układu na środowisko. Zapis matematyczny miary odległości rozpatrywanego wariantu od punktu idealnego opisuje wzór:

$$L_\alpha(S_n) = \sum_{m=1}^M w_m^\alpha (x'_m - x'_{nm})^\alpha \quad (8)$$

gdzie: L_α – miara rozbieżności rozpatrywanego scenariusza S_n od punktu idealnego, w_m – współczynnik wagi m -tego kryterium, α – wykładnik potęgowy mierzący odchylenie strategii

scenariusze kryteria	Profil 1				Profil 2			
	S-I	S-II	S-III	S-IV	S-I	S-II	S-III	S-IV
k_1	0,236	0,222	0,121	0,005	0,272	0,203	0,109	0,004
k_2	1,15	1,28	1,34	1,51	1,1	1,22	1,27	1,41
k_3	0,29	0,49	0,57	0,63	0,33	0,45	0,54	0,62
k_4	0	1	0,91	0,84	0	1	0,9	0,84

Tab. 2. Macierz wypłat problemu decyzyjnego dla scenariuszy S-I... S-IV

scenariusze kryteria	Profil 1				Profil 2			
	S-I	S-II	S-III	S-IV	S-I	S-II	S-III	S-IV
k_1	0,00	0,06	0,50	1,00	0,00	0,26	0,61	1,00
k_2	1,00	0,62	0,45	0,00	1,00	0,62	0,43	0,00
k_3	1,00	0,41	0,19	0,00	1,00	0,60	0,27	0,00
k_4	0,00	1,00	0,91	0,84	0,00	1,00	0,90	0,84

Tab. 3. Znormalizowana macierz wypłat dla scenariuszy S-I... S-IV

od punktu idealnego, x_m – m -ta współrzędna idealnego punktu, x_{nm} – znormalizowana wartość kryterium oceniającego. Najkorzystniejszy scenariusz w świetle przyjętych kryteriów spełnia zależność:

$$S_j = S^* \Leftrightarrow L_\alpha(S_j) = \min L_\alpha(S_n),$$

dla $n = 1, 2, \dots, N$; $\alpha = 1, 2, \dots, \infty$ (9)

gdzie: S^* – wybrany scenariusz.

Porównanie najlepszego scenariusza w świetle przyjętych kryteriów z pozostałymi scenariuszami realizuje się poprzez próg akceptowalności PA zdefiniowany jako:

$$PA = \frac{p}{100} \cdot \min L_\alpha(S_n) \quad (10)$$

gdzie: p – procentowa wartość odległości najlepszego scenariusza od punktu idealnego,

Stosunek wag kryteriów	Profil odbiorcy P1													
	$\alpha = 1$						$\alpha = 2$							
$W_1:W_2:W_3:W_4$														
1:1:1:1	S-II*	→	S-III*	→	S-I*	→	S-IV	S-III*	→	S-II	→	S-I	→	S-IV
2:1:1:1	S-IV*	→	S-III	→	S-II	→	S-I	S-III*	→	S-IV*	→	S-II	→	S-I
1:2:1:1	S-I*	→	S-II	→	S-III	→	S-IV	S-II*	→	S-I	→	S-III	→	S-IV
1:1:2:1	S-I*	→	S-II	→	S-III	→	S-IV	S-I*	→	S-II	→	S-III	→	S-IV
1:1:1:2	S-II*	→	S-III	→	S-IV	→	S-I	S-III*	→	S-II	→	S-IV	→	S-I
2:2:1:1	S-I*	↔	S-III*	→	S-IV	→	S-II	S-III*	→	S-II	→	S-I	→	S-IV
1:1:2:2	S-II*	→	S-III	→	S-I	→	S-IV	S-II*	→	S-III	→	S-I	→	S-IV
$W_1:W_2:W_3:W_4$	Profil odbiorcy P2													
1:1:1:1	S-II*	→	S-III	→	S-I	→	S-IV	S-II*	→	S-III	→	S-I	→	S-IV
2:1:1:1	S-IV*	→	S-III*	→	S-II*	→	S-I	S-III*	→	S-IV	→	S-II	→	S-I
1:2:1:1	S-II*	→	S-I	→	S-III	→	S-IV	S-II*	→	S-I	↔	S-III	→	S-IV
1:1:2:1	S-II*	→	S-I*	→	S-III	→	S-IV	S-II*	→	S-I	→	S-III	→	S-IV
1:1:1:2	S-II*	→	S-III	→	S-IV	→	S-I	S-II*	→	S-III	→	S-IV	→	S-I
2:2:1:1	S-II*	→	S-III*	→	S-I	→	S-IV	S-III*	→	S-II	→	S-I	→	S-IV
1:1:2:2	S-II*	→	S-III	→	S-I	→	S-IV	S-II*	→	S-III	→	S-I	→	S-IV

Tab. 4. Wyniki analizy wielokryterialnej

Akceptowalne scenariusze spełniają nierówność:

$$L_\alpha(S_n) - \min L_\alpha(S_n) < PA \quad (11)$$

W rozpatrywanym przypadku wartość „ p ” przyjęto na poziomie 10%.

Matematyczny zapis wielokryterialnego problemu decyzyjnego składającego się z czterech scenariuszy S(I–IV), rozpatrywanych za pomocą czterech kryteriów k_{1-4} , stanowi macierz decyzyjna zwana macierzą wypłat (tab. 2):

Po zastosowaniu normalizacji uzyskuje się wartości wszystkich kryteriów w ujednocionej skali o zakresie $\langle 0;1 \rangle$. Znormalizowaną macierz wypłat przedstawiono w tab. 3.

5. Wyniki analizy wielokryterialnej

Badanie wpływu wag kryteriów decyzyjnych na wynik analizy wielokryterialnej przeprowadzono dla wariantu, w którym wszystkim kryteriom przypisano taką samą wartość wagi w_m . Następnie badano wpływ dwukrotnego przeważenia jednego kryterium w stosunku do pozostałych na wyniki analizy wielokryterialnej. Obliczenia przeprowadzono dla dwóch wartości kryterium agregującego α równego 1 i 2. Scenariusze uszeregowano w kolejności od najbardziej do najmniej korzystnego. Akceptowalne warianty oznaczono symbolem *.

Wyniki analizy wielokryterialnej przedstawiono w tab. 4.

Wynik analizy wielokryterialnej jest uzależniony od przyjętych kryteriów, relacji wag między kryteriami, wartości przyjętego progu akceptowalności oraz od wartości kryterium agregującego α . Należy zwrócić uwagę, że elementy pierwszego wiersza znormalizowanej macierzy wypłat są wynikiem analizy energetycznej. Na wartości kryterium k_1 ma wpływ relacja między rozkładem wietrzności i nasłonecznienia a zapotrzebowaniem na moc przez odbiorcę, która określa roczne zużycie wodoru dodatkowego. Analiza ekonomiczna określająca wartości kryterium ekonomicznego k_2 jest pochodną analizy energetycznej,

ponieważ wartość nakładu inwestycyjnego zależy od liczby i wartości mocy zainstalowanej jednostek tworzących hybrydowy system wytwórczy. Natomiast stopień wykorzystania hybrydowego systemu wytwórczego do pokrywania obciążenia będzie determinował ograniczenie emisji dwutlenku węgla. Zatem wyniki analizy energetycznej pośrednio determinują macierz wypłat i znormalizowaną macierz wypłat, a te z kolei dla zadanych wartości kryterium agregującego α i procentowej zawartości progu akceptowalności p wyznaczają uszeregowanie scenariuszy.

Analizując wyniki wpływu przeważenia jednego kryterium względem pozostałych, można stwierdzić, że w przypadku profilu P1 dwukrotne przeważenie danego kryterium determinowało wskazanie preferowanego przez to kryterium scenariusza jako wariantu najkorzystniejszego. W przypadku profilu odbiorcy P2 najczęściej wskazywanym wariantem jest scenariusz S-II, w którym system pokrywa podstawę obciążenia, natomiast pozostałe zapotrzebowanie pokrywa układ hybrydowy.

Należy zauważyć, że kryteria k_1 – jednostkowe zużycie wodoru dodatkowego oraz k_2 – jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej przez układ hybrydowy reprezentują bezpośrednio interes inwestora w hybrydowy system wytwórczy. Z punktu widzenia inwestora ważne jest, aby koszty eksploatacyjne były jak najmniejsze przy możliwie najmniejszym zużyciu wodoru dodatkowego. Z kolei para kryteriów k_3 – jednostkowa emisja dwutlenku węgla i k_4 – stopień wykorzystania mocy zamówionej reprezentują punkt widzenia systemu elektroenergetycznego. Dla systemu elektroenergetycznego priorytetem jest ograniczenie emisji dwutlenku węgla, co wynika z przyjętych dyrektyw Unii Europejskiej, oraz minimalizacja zmienności obciążenia związana z utrzymaniem stabilności jego pracy.

W związku z powyższym rozpatrzono także przypadki, w których przeważały pary kryteriów k_1 i k_2 oraz k_3 i k_4 .

W przypadku przeważenia pary kryteriów k_1 i k_2 akceptowalnym scenariuszem dla $\alpha = 1$ i 2 jest scenariusz S-III. Z kolei

przy przeważeniu kryteriów k_3 i k_4 w obydwu rozpatrywanych przypadkach jako wariant najkorzystniejszy wskazany został S-II, w którym system elektroenergetyczny pracuje w podstawie obciążenia.

6. Wnioski

Wyniki otrzymane na podstawie przeprowadzonych wielokryterialnych analiz rozdziału obciążeń między hybrydowym systemem wytwórczym a systemem elektroenergetycznym pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

- nie jest obecnie możliwe całkowite zastąpienie klasycznego systemu elektroenergetycznego odnawialnymi źródłami energii połączonymi w hybrydowe systemy wytwórcze. Z rozpatrywanych wariantów scenariusze skrajne S-I i S-IV są najczęściej wskazywane jako wariant najgorszy
- przy uwzględnieniu aspektów energetycznych, ekonomicznych i środowiskowych można, poprzez dobór wartości wag kryteriów decyzyjnych, ustalić rozdział obciążeń między hybrydowym systemem wytwórczym a systemem elektroenergetycznym, tak aby uwzględnione zostały zarówno potrzeby sektora wytwórczego systemu elektroenergetycznego, jak i samego układu hybrydowego.

Zaproponowany model analizy może stanowić punkt wyjścia do optymalizowania pracy hybrydowych systemów wytwórczych opartych na źródłach o stochastycznym charakterze pracy

w systemie elektroenergetycznym. Możliwe jest rozbudowywanie tego modelu, np. przez rozbudowywanie o nowe kryteria decyzyjne.

BIBLIOGRAFIA

1. Ahmed N.A., On-Grid Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System, IPEC, Conference on Power & Energy, 2012.
2. Ceran B., Sroka K., 2015 – Performance Analysis of a Hybrid Generation System of Wind Turbines, Photovoltaic Modules, and a Fuel Cell, *Acta Energetica* 2015, No. 2/23, s. 36–42.
3. Chmielniak T., Rusin A., Łukowicz H., Modernizacja i rewitalizacja istniejących bloków węglowych ważnym warunkiem stabilności sektora wytwarzania elektryczności, *Polityka Energetyczna* 2016, t. 19, z. 4, s. 49–60.
4. Mbarek E., Belhadj J., Photovoltaic Wind hybrid system integrating a Permanent Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), Conference "Systems, Signals and Devices", 2009.
5. Mucha Z., Mikosz J., Generowicz A., Zastosowanie analizy wielokryterialnej do wyboru technologii w małych oczyszczalniach ścieków, *Czasopismo Techniczne. Środowisko* 2012, z. 4, s. 145–155.
6. Wang C., Nehrir M.H., Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System, *Energy Conversion, IEEE Transactions on energy conversion*, Vol. 23, No. 3, September 2008.

Bartosz Ceran

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka. Od 2009 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku asystenta. Jego zainteresowania naukowe dotyczą zagadnień rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze szczególnym uwzględnieniem technologii ogniw paliwowych.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1986). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zainteresowania naukowe obejmują: zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni oraz elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

Optymalizacja parametrów małej autonomicznej elektrowni hybrydowej

Autorzy

Elżbieta Bogalecka
Aleksander Michoński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektrownia hybrydowa, optymalizacja parametrów, magazyn energii, elektrownia słoneczna, elektrownia wiatrowa, AHP

Streszczenie

W ostatnich latach wzrosło w Polsce zainteresowanie instalacją odnawialnych źródeł energii (OZE), w tym małych autonomicznych elektrowni hybrydowych, które w pełni uniezależniają od dostaw energii z sieci elektroenergetycznej. Elektrownia hybrydowa składa się z odnawialnych źródeł energii, np. elektrowni słonecznej i/lub wiatrowej, magazynu energii zapewniającego systemowi autonomię, odbiornika zrzutowego wykorzystującego nadwyżki energii w systemie oraz z zasilania awaryjnego. Elektrownia jest wyposażona w układ zarządzania zasobami energetycznymi. Parametry elektrowni dobierane są tak, aby zaspokoić wymagania: ciągłość zasilania, minimalizację kosztów, określony czas zwrotu inwestycji, wykorzystanie potencjału instalacji. W pracy przedstawiono metodologię doboru parametrów elektrowni przy większej liczbie kryteriów decyzyjnych. Zadanie rozwiązuje się jako zadanie optymalizacji jednokryterialnej z ważonym wskaźnikiem jakości. Wagi wskaźnika odzwierciedlające priorytety użytkownika wyznaczono, stosując wielokryterialną metodę hierarchiczną analizy problemów decyzyjnych Saaty'ego (AHP). Do badań wybrano dane klimatyczne typowe dla terenu Polski i potrzeby energetyczne wybranego gospodarstwa domowego.

1. Wstęp

W ostatnich latach pojawiło się w Polsce zainteresowanie instalacją odnawialnych źródeł energii nie tylko dużej mocy (farmy słoneczne i wiatrowe), ale także małej mocy. Inwestorami są często osoby fizyczne lub małe przedsiębiorstwa. Celem istniejących już instalacji jest przeważnie sprzedaż energii elektrycznej po gwarantowanych cenach, co zapewnia rozsądny czas zwrotu inwestycji. Zmiana warunków finansowania instalacji OZE skłania do zmiany celu instalacji małej mocy – pokrycie potrzeb własnych inwestora i uniezależnienie całkowite od dostaw energii z sieci elektroenergetycznej. Instalacje takie to małe autonomiczne elektrownie hybrydowe składające się z: odnawialnych źródeł energii (elektrowni słonecznej i/lub wiatrowej), magazynu energii zapewniającego systemowi autonomię, odbiornika zrzutowego wykorzystującego nadwyżki energii w systemie oraz z zasilania awaryjnego. Istotnym elementem elektrowni jest układ sterowania z systemem zarządzania zasobami energetycznymi. Elementy elektrowni muszą być dobrane tak, aby zaspokoić potrzeby użytkownika. Nadrzędnym celem autonomicznej elektrowni hybrydowej jest zapewnienie ciągłości zasilania odbiorcom przez określony czas, liczony w godzinach lub dniach. Równie ważne cele to: minimalizacja kosztów instalacji czy określony czas zwrotu inwestycji. Można też sformułować cele dodatkowe, jak np. minimalizacja pojemności magazynu energii

czy maksymalne wykorzystanie potencjału instalacji, co można sprowadzić do wymagania minimalnych nadwyżek energii w systemie. Cele cząstkowe są częściowo sprzeczne, wynikają z subiektywnych preferencji użytkownika i dobór parametrów elektrowni wymaga procedury optymalizacyjnej.

Celem artykułu jest przedstawienie metodologii optymalnego doboru parametrów autonomicznej elektrowni hybrydowej przy większej liczbie kryteriów decyzyjnych. Zadanie optymalizacji wielokryterialnej sprowadzono do zadania optymalizacji jednokryterialnej z ważonym wskaźnikiem jakości. Wartości wag odzwierciedlają priorytety użytkownika i do ich doboru wykorzystano wielokryterialną metodę hierarchiczną analizy problemów decyzyjnych Saaty'ego (AHP).

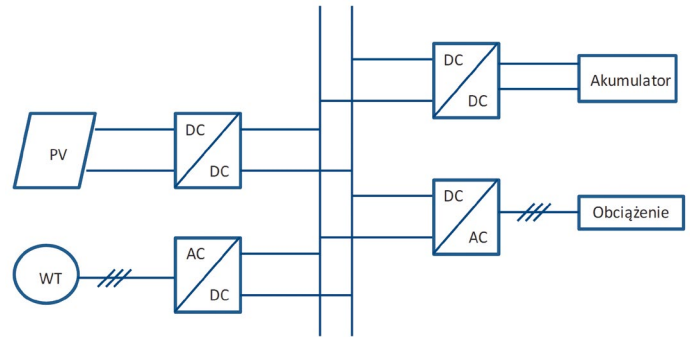
Opis procedury poparto wynikami obliczeń dla przykładowej elektrowni hybrydowej usytuowanej w północnej Polsce i złożonej z dwóch odnawialnych źródeł energii: elektrowni słonecznej i wiatrowej oraz z magazynu energii (akumulatorów). Rozpatrywana elektrownia ma zaspokoić potrzeby wybranego gospodarstwa domowego. Ilość energii ze źródeł odnawialnych zależy od warunków meteorologicznych: nasłonecznienia i prędkości wiatru. Dane klimatyczne pochodzą ze stacji meteorologicznej Politechniki Gdańskiej. Zwymiarowanie elektrowni hybrydowej polega na określeniu jej parametrów: mocy elektrowni słonecznej, mocy elektrowni wiatrowej i pojemności

magazynu energii. Badania prowadzono dla wybranych scenariuszy zapotrzebowania na energię i wybranych, reprezentatywnych dla Polski scenariuszy nasłonecznienia i prędkości wiatru. Obliczenia prowadzono na dedykowanym modelu matematycznym elektrowni.

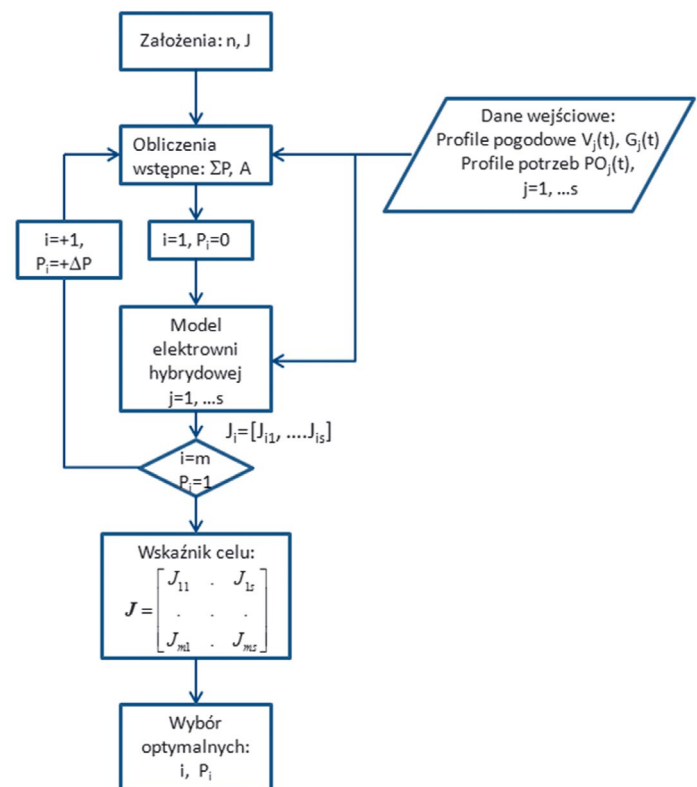
2. Elektrownia hybrydowa i algorytm doboru parametrów

Mikroelektrownia hybrydowa może mieć różną strukturę, zależnie od celu, mocy, liczby źródeł energii, magazynu energii, przekształtników, sposobu sterowania. Na rys. 1 pokazano badaną mikroelektrownię złożoną z elektrowni słonecznej, wiatrowej, akumulatorów i obciążenia. Integralną częścią układu są przekształtniki z zaimplementowanymi algorytmami sterowania akumulatorem energii i źródłami, w tym wymuszaniem pracy źródeł z optymalną sprawnością. Często w układzie jest dodatkowy procesor pełniący rolę układu sterowania zasobami energetycznymi (ang. EMS – *Energy Management System*). Parametry autonomicznej mikroelektrowni hybrydowej zależą od wielu czynników. Najważniejsze z nich to:

1. Podstawowy cel instalacji, którym jest niezawodne zaspokojenie potrzeb energetycznych użytkownika przez założony czas. Liczba dni autonomicznej pracy instalacji wpływa głównie na pojemność akumulatorów i w mniejszym stopniu na moc źródeł energii. Wymagany okres autonomicznej pracy instalacji, określony w godzinach albo w dniach, zależy od lokalnych warunków klimatycznych. Z analizy danych meteorologicznych wynika częstość występowania i liczba kolejnych dni, gdy ilość energii dostarczanej ze słońca i wiatru jest niewystarczająca do pokrycia potrzeb energetycznych. Za ekonomicznie uzasadniony okres autonomii przyjmuje się okres od jednego do trzech dni;
2. Zasoby energii odnawialnej (słonecznej i wiatrowej) w miejscu instalacji. Instalację elektrowni hybrydowej założono na terenie Polski, gdzie w okresie letnim więcej energii dostarcza słońce, a w okresie zimowym wiatr, więc projektowana elektrownia złożona jest z elektrowni i słonecznej, i wiatrowej. Sprawność przetwarzania energii pierwotnej na energię elektryczną jest znana, zależy od technologii urządzeń oraz sposobu sterowania i wynosi dla elektrowni słonecznej ok. 15%, a dla wiatrowej ok. 40%. Przy znanym zapotrzebowaniu na energię i zasobach energii odnawialnej można oszacować wymaganą moc sumaryczną źródeł odnawialnych. Do rozstrzygnięcia pozostaje, jaką część zapotrzebowania pokrywa się z każdego źródła: elektrowni słonecznej i wiatrowej;
3. Potrzeby energetyczne użytkownika. Potrzeby energetyczne gospodarstw domowych czy małych przedsiębiorstw o ustalonym cyklu produkcji są na ogół możliwe do określenia. Dla optymalnego zaprojektowania elektrowni ważna jest nie tylko dobowy ilość energii, ale także profil dobowy potrzeb energetycznych użytkownika: podstawowych i opcjonalnych. Moc źródeł zależy od wartości średniej obciążenia, natomiast pojemność akumulatorów zależy od zmienności obciążenia, wartości średnich i maksymalnych mocy oraz pory dnia. System zarządzania zasobami energetycznymi może znacznie



Rys. 1. Schemat badanej elektrowni hybrydowej



Rys. 2. Algorytm doboru parametrów elektrowni hybrydowej

- usprawnić działanie elektrowni hybrydowej, np. przez przeniesienie zasilania odbiorów opcjonalnych na inne godziny;
4. Dodatkowe subiektywne, indywidualne priorytety użytkownika instalacji. Te priorytety to np.: zaspokojenie potrzeb energetycznych, liczba dni autonomii, koszt instalacji, wykorzystanie instalacji, czas zwrotu. Preferencje użytkownika mają duży wpływ na parametry instalacji. Jeżeli preferowany jest niski koszt, to skłania to do wyboru tylko elektrowni wiatrowej o odpowiednio większej mocy, natomiast szybki czas zwrotu inwestycji skutkuje mniejszą mocą źródeł kosztem gwarancji zasilania. Zależnie od priorytetów formułowany jest wskaźnik osiągnięcia celu instalacji. Wskaźnik jakości jest sumą ważoną wybranych wskaźników cząstkowych. Użytkownik instalacji ustala, jakie kryteria cząstkowe muszą być uwzględnione i jak są ważne. Do wyboru wag wskaźnika osiągnięcia celu można

wykorzystać wielokryterialną metodę hierarchiczną analizy problemów decyzyjnych Saaty'ego (AHP).

Zadanie wyboru parametrów elektrowni hybrydowej polega więc na określeniu mocy elektrowni wiatrowej i słonecznej oraz pojemności akumulatorów przy założonych: preferencjach użytkownika, liczbie dni autonomii instalacji, zapotrzebowaniu na energię i zasobach energetycznych w lokalizacji.

Postawione zadanie można rozwiązać w sposób trywialny. Dla założonego zapotrzebowania na energię można określić moc elektrowni wiatrowej i słonecznej, zakładając, że w okresie letnim potrzeby pokrywane są tylko z elektrowni słonecznej, a w okresie zimowym z wiatrowej. Moce źródeł należy dobrać z odpowiednim zapasem, aby w akumulatorach pozostał niezbędny zapas energii. W wyniku otrzymuje się instalację znacznie przewymiarowaną i odpowiednio droższą.

Uwzględnienie preferencji użytkownika i lokalnych warunków atmosferycznych umożliwia zoptymalizowanie parametrów elektrowni. Procedurę doboru parametrów przedstawiono na rys. 2. Wejściami do algorytmu są: założenia (wymagana liczba dni autonomii n , wskaźnik jakości J) oraz ciągi danych wejściowych ($j=1, s$). Dane wejściowe, to:

- potrzeby energetyczne użytkownika w postaci wybranych profili dobowych $PO_j(t)$
- scenariusze pogodowe wybrane na podstawie analizy danych meteorologicznych (nasłonecznienie $G_j(t)$, prędkość wiatru $V_j(t)$).

Na podstawie liczby dni autonomii i danych wejściowych określa się wstępne, podstawowe parametry elektrowni hybrydowej: pojemność akumulatorów A oraz moc sumaryczną źródeł odnawialnych ΣP . Optymalna konfiguracja elektrowni jest określana na podstawie obliczeń symulacyjnych. Dla założonych proporcji mocy elektrowni słonecznej do wiatrowej P_i :

$$P_i = \frac{PPV_i}{PW_i} \quad PPV_i + PW_i = \sum P \quad (1)$$

gdzie: PPV_i – moc elektrowni słonecznej a, PW_i – moc elektrowni wiatrowej w i -tej iteracji, wykonuje się obliczenia dla wszystkich wybranych profili: obciążenia i meteorologicznych. W wyniku obliczeń otrzymuje się dla każdej wartości P_i i dla każdego ciągu danych wejściowych wartość wskaźnika jakości J_{ij} , $i = 1, \dots, m$, $j = 1, \dots, s$. Po wykonaniu wszystkich obliczeń należy wybrać takie proporcje P_i mocy elektrowni słonecznej do wiatrowej, które zapewniają największą wartość wskaźnika jakości. Jeżeli wskaźnik ma wartość zbyt niską, to w kolejnej iteracji należy zwiększyć moc źródeł odnawialnych i/lub pojemność magazynu energii.

3. Model elektrowni hybrydowej

Model elektrowni hybrydowej przedstawiono na rys. 3. Jest to uproszczony model bilansu mocy w badanym systemie. Pojemność znamionowa akumulatora A jest określana na podstawie liczba dni autonomii i mocy sumarycznej źródeł ΣP , a moce znamionowe elektrowni słonecznej PPV i wiatrowej PW zależą od założonego stosunku ich mocy P_i . Każdą symulację przeprowadza się dla założonej wartości P_i . Do bloku bilansu dopływają ciągi danych w funkcji czasu: mocy pobieranej przez odbiory

$PO(t)$ i mocy dostarczonej przez źródła odnawialne $PPV(t)$ i $PW(t)$. Dane wejściowe podawane są dla założonego okresu autonomii, od jednego do nawet pięciu dni. Moc dostarczana przez źródła odnawialne jest obliczana na podstawie modeli energetycznych modułów fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowej. Magazyn energii jest dodatkowym źródłem z założonym początkowym zasobem energii. Stan naładowania magazynu $A(t)$ jest główną zmienną wyjściową zawierającą informację o działaniu układu: ciągłości zasilania lub niewykorzystaniu zasobów energetycznych. W trakcie symulacji dla każdego zestawu danych wejściowych obliczana jest wartość zdefiniowanego wskaźnika jakości. Dane wejściowe dotyczące zapotrzebowania odbiorcy są budowane na podstawie wiedzy o liczbie odbiorów, ich mocy, a także czasu i okresu działania. Profil odbiorów zmienia się na przestrzeni roku (lato, zima) i tygodnia (dni powszednie, święta). W celu właściwego zaprojektowania instalacji należy przygotować kilka scenariuszy obciążenia z podziałem na odbiory wymagane i opcjonalne.

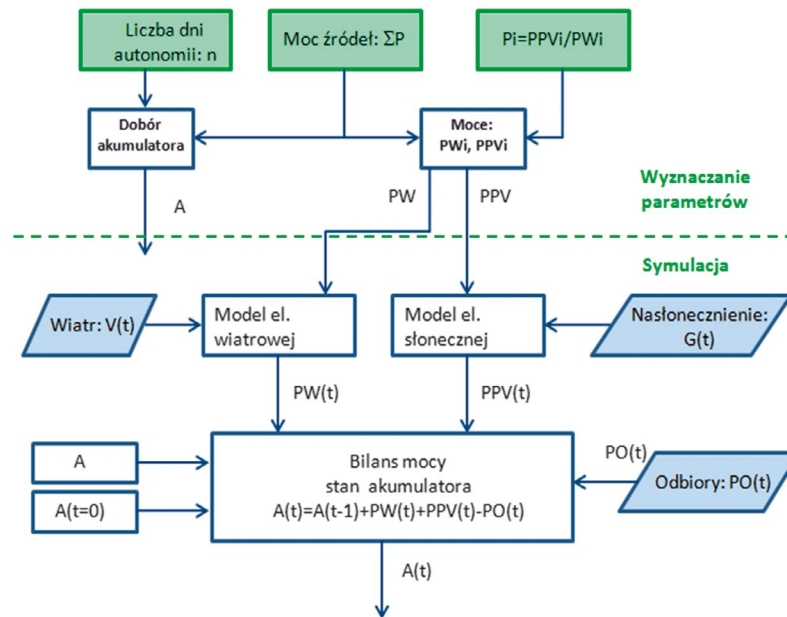
W modelu elektrowni słonecznej i wiatrowej wyliczane są moce $PPV(t)$ i $PW(t)$ dla zadanych przebiegów prędkości wiatru $V(t)$, nasłonecznienia $G(t)$ i danych katalogowych instalowanych urządzeń. Współczesne, nawet małe elektrownie wiatrowe i słoneczne współpracują z przekształtnikami, które zapewniają pracę obiektu z maksymalną sprawnością.

Elektrownia posadowiona jest w lokalizacji o określonym klimacie. Ilość energii dostarczanej przez elektrownie słoneczną i wiatrową jest zmienną losową, zależną od pory roku, dnia i miejsca. Zracjonalizowanie liczby obliczeń skłania do wybrania kilku reprezentatywnych profili danych wejściowych dla źródeł odnawialnych: nasłonecznienia i prędkości wiatru. Na podstawie analizy danych ze stacji meteorologicznej Politechniki Gdańskiej za odpowiednik roku wybrano testowe ciągi danych za okres do pięciu dni, reprezentatywne dla każdej pory roku. Na rys. 4 pokazano przykładowy wynik obliczeń symulacyjnych z trzech dni w okresie letnim, gdy ilość energii ze słońca jest większa niż z wiatru.

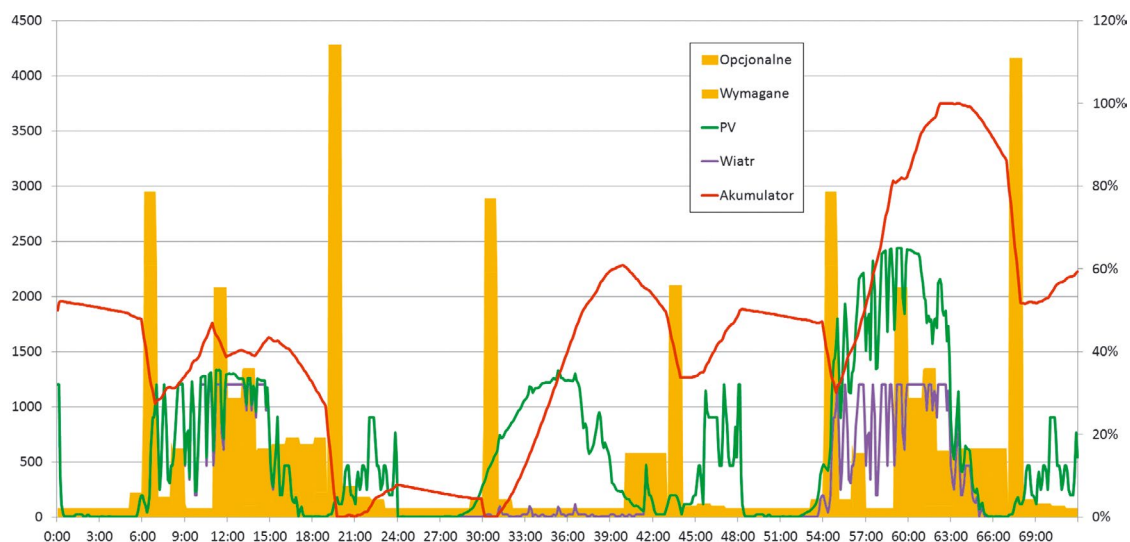
Założono, że moc elektrowni słonecznej i wiatrowej jest taka sama, a początkowy stan naładowania akumulatorów dobranych dla jednego dnia pracy autonomicznej to 50%. Z przebiegów wynika, że system o takich parametrach nie spełnia warunku gwarancji zasilania – dwukrotnie poziom naładowania akumulatora spada do zera, natomiast pod koniec trzeciego dnia w systemie występuje niewielka nadwyżka energii. Gdyby odbiory opcjonalne zostały przeniesione na okres późniejszy, gdy poziom naładowania akumulatorów jest wyższy, to wszystkie potrzeby energetyczne zostałyby zaspokojone. Świadczy to o potrzebie stosowania w układach autonomicznych systemu zarządzania zasobami energetycznymi.

4. Wskaźnik osiągnięcia celu

Do oceny założonych parametrów elektrowni hybrydowej i wyników obliczeń symulacyjnych należy sformułować wskaźnik jakości. Jak wspomniano wcześniej, celów instalacji może być kilka i zależą one od preferencji użytkownika. W pracy zaproponowano wskaźnik jakości w postaci sumy ważonej modułów trzech wskaźników cząstkowych:



Rys. 3. Struktura modelu elektrowni hybrydowej



Rys. 4. Wynik obliczeń symulacyjnych dla wybranego ciągu danych wejściowych. Moc odbiorników, moce elektrowni słonecznej i wiatrowej (lewa oś) oraz pojemność akumulatora w procentach (prawa oś) w funkcji czasu (w godzinach)

$$J = \sum_{k=1}^3 |O_k \cdot w_k|, \quad \sum_{k=1}^3 w_k = 1 \quad (2)$$

gdzie: J – wskaźnik jakości, O_k – wartość wskaźnika cząstkowego, w_k – waga wskaźnika cząstkowego.

Kryteria cząstkowe są miarą:

- O_1 – gwarancji zasilania
- O_2 – wykorzystania energii dostępnej w instalacji
- O_3 – czasu zwrotu inwestycji.

Spełnienie warunku ciągłości zasilania oznacza, że w okresie badanym nie nastąpiło rozładowanie akumulatora. Miarą wskaźnika jest odchyłka od jedności energii brakującej do pokrycia

potrzeb w każdej chwili w stosunku do wymaganej. Miarą tego wskaźnika może też być odchyłka od jedności względnego czasu rozładowania akumulatorów.

$$O_1 = 1 - \frac{\int PO(t)|_{A(t)=0} dt}{\int PO(t) dt} \quad (3)$$

gdzie: $PO(t)|_{A(t)=0}$ – oznacza wartość mocy odbiorów w czasie, gdy akumulator jest rozładowany.

Celem drugiego kryterium jest stałe wykorzystywanie zasobów energetycznych instalacji: energii produkowanej i zakumulowanej. Jeżeli w systemie są niewykorzystane nadwyżki energii,

to wartość wskaźnika maleje. Kryterium to minimalizuje moc źródeł i dopasowuje ją do potrzeb instalacji, a jednocześnie skłania do zwiększenia pojemności akumulatorów. Miarą tego kryterium jest odchyłka od jedności lokalnych nadwyżek energii w systemie w stosunku do wymaganej:

$$O_2 = 1 - \frac{\int A(t) \Big|_{(PPV(t)+PW(t)-PO(t))>0} dt}{\int PO(t) dt} \quad (4)$$

gdzie: $A(t) \Big|_{(PPV(t)+PW(t)-PO(t))>0}$ – oznacza poziom naładowania akumulatora, gdy w systemie występuje lokalna nadwyżka mocy produkowanej nad zużywaną.

Kryterium ekonomiczne, określone jako czas zwrotu inwestycji, wymusza ograniczenia na parametry instalacji, głównie na pojemność akumulatora. Miarą kryterium jest odchyłka od zakładanego, pożądanego czasu zwrotu. Czas zwrotu wynika z kosztów instalacji i ceny wyprodukowanej energii:

$$O_3 = 1 - \frac{\text{estymata czasu zwrotu}}{\text{pożyczany czas zwrotu}} \quad (5)$$

Dla procesu doboru parametrów instalacji istotny jest dobór wag w_k wskaźnika jakości. Ponieważ kryteriów cząstkowych jest kilka, a współczynniki wagowe reprezentują preferencje użytkownika instalacji, to do doboru ich posłużono się metodą analizy hierarchii Saaty'ego. Metoda Saaty'ego służy do znalezienia najlepszego rozwiązania spośród wielu wariantów. Osoba decydująca ocenia kryteria cząstkowe według własnego uznania, przez porównanie parami, a relacje między nimi określone są na podstawie skali preferencji, przypisującej ocenie werbalnej ocenę punktową. W tab. 1 i 2 pokazano ten proces dla przykładowych preferencji. Wartości wag wskaźników cząstkowych w_k oblicza się zgodnie z procedurą opisaną w [1, 2]:

$$w_k = \frac{a_k^*}{a^*} \quad k = \overline{1,3} \quad (6)$$

$$a_k^* = \sqrt[3]{\prod_{j=1}^3 a_{kj}}, \quad k = \overline{1,3} \quad (7)$$

$$a^* = \sum_{k=1}^3 a_k^* \quad (8)$$

W przypadku danych z tab. 2 te wagi wynoszą odpowiednio:

$$w = [w_1, w_2, w_3] = [0,68; 0,21; 0,11] \quad (9)$$

czyli najważniejsze jest zapewnienie ciągłości zasilania. Przy innych preferencjach użytkownika współczynniki wagowe miałyby inne wartości.

W wyniku obliczeń symulacyjnych otrzymuje się dla każdego zbioru danych wejściowych wartość wskaźnika jakości zgodnie z (2). Dla przypadku z rys. 4 wartość wskaźnika wynosi 0,76.

5. Dobór parametrów elektrowni hybrydowej

Wstępne parametry (czyli sumaryczna moc źródeł i pojemność akumulatora) dobierane są dla średniego zapotrzebowania i liczby dni autonomii, przy uwzględnieniu sprawności urządzeń i pewnego zapasu mocy, np.: 30%. Serie badań symulacyjnych wykonuje się dla konkretnych profili obciążenia i warunków meteorologicznych, ale dla różnego udziału elektrowni słonecznej i wiatrowej. W wyniku wszystkich obliczeń otrzymuje się zbiory parametrów: moc elektrowni słonecznej, moc elektrowni wiatrowej i wartość wskaźnika jakości dla każdej pory roku i założonego okresu autonomii.

Otrzymane wyniki należy ocenić i określić optymalne rozwiązanie dla każdej pory roku (sezonowy wskaźnik jakości), a następnie dla całego roku (średnia roczna), uwzględniając częstość występowania rozpatrywanych przypadków. Wyboru dokonuje się na podstawie zbiorów wartości współczynnika jakości. Sposób wyboru zależy od liczby badanych scenariuszy. Przy małej liczbie może to być zestaw parametrów, dla którego średnia arytmetyczna wskaźników jakości jest największa, natomiast przy dużej liczbie badanych scenariuszy powinna być to wartość najbardziej prawdopodobna statystycznie, np. mediana.

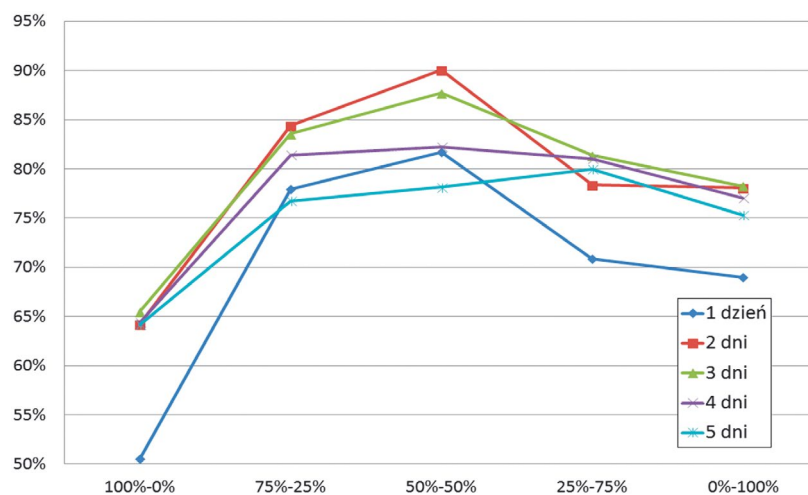
Na rys. 5 pokazano wyniki obliczeń wskaźnika jakości J z wagami (9) dla badanego przykładu. Jak wynika z rysunku, w warunkach polskich bardziej korzystne jest zwiększanie mocy elektrowni

Kupno instalacji	Brak przerwy w dostawie	Maksymalne wykorzystanie wyprod. en.	Warunki finansowe kupna
Brak przerwy w dostawie	1	<input checked="" type="checkbox"/> istotna preferencja	<input checked="" type="checkbox"/> słaba/istotna preferencja
Maksymalne wykorzystanie wyprod. en.	<input type="checkbox"/>	1	<input checked="" type="checkbox"/> słaba preferencja
Warunki finansowe kupna	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1

Tab. 1. Tabela preferencji w postaci tekstowej

Kupno instalacji	Brak przerwy w dostawie	Maksymalne wykorzystanie wyprod. en.	Warunki finansowe kupna
Brak przerwy w dostawie	1	5	4
Maksymalne wykorzystanie wyprod. en.	0,2	1	3
Warunki finansowe kupna	0,25	0,33333333	1

Tab. 2. Tabela preferencji przetworzonych na dane liczbowe



Rys. 5. Wartość wskaźnika jakości w funkcji mocy elektrowni słonecznej (100% na lewym końcu osi) i wiatrowej (100% na prawym końcu), a także dla różnej liczby dni autonomii (1–5)

wiatrowej kosztem słonecznej. Dla przyjętego kryterium jakości najbardziej korzystne są podobne moce obu elektrowni. Liczba dni autonomii też ma istotny wpływ na wartość wskaźnika jakości. Dobór parametrów elektrowni przy założeniu jednego dnia pracy autonomicznej skutkuje większymi mocami elektrowni, a zbyt długi okres pracy autonomicznej – znacznym zwiększeniem pojemności akumulatorów. Oba te przypadki nie są optymalne dla założonej postaci wskaźnika. Wskaźnik jakości osiąga największe wartości dla dwóch–trzech dni autonomii. Bardzo istotny dla wyniku obliczeń jest wybór badanych scenariuszy pogodowych, odzwierciedlających realne warunki klimatyczne i częstość ich występowania.

Trzeba mieć świadomość, że otrzymany wynik jest skutkiem nie tylko warunków klimatycznych i wymagań energetycznych, ale także postaci wskaźnika jakości.

W przypadku uzyskania dla danej konfiguracji bardzo wysokiej wartości wskaźnika jakości można powtórzyć obliczenia dla mniejszej mocy źródeł, a w przypadku zbyt niskiej wartości moc źródeł można zwiększyć. Proces doboru parametrów elektrowni hybrydowej jest więc procesem iteracyjnym, a przedstawiona metoda i algorytm są tylko narzędziami pomocniczymi.

6. Podsumowanie

W artykule zaproponowano procedurę doboru parametrów małej elektrowni hybrydowej: mocy elektrowni słonecznej i wiatrowej oraz pojemności akumulatora. Dobór przeprowadzono w oparciu o uproszczony model symulacyjny elektrowni, opisujący proces konwersji energii pierwotnej na energię elektryczną oraz bilans mocy w systemie. Obliczenia symulacyjne przeprowadzono dla wybranych ciągów danych wejściowych:

- profili zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorcy w różnych okresach roku i dni tygodnia
- danych meteorologicznych reprezentatywnych dla danego miejsca i pory roku oraz wybranych na podstawie analizy danych meteorologicznych za okres ostatniego roku.

Badania przeprowadzono dla różnego udziału elektrowni słonecznej i wiatrowej w pokryciu zapotrzebowania na energię

(0–100%) i różnej liczby założonych dni pracy autonomicznej elektrowni hybrydowej.

Do oceny wyniku, a więc i wyboru optymalnych parametrów elektrowni, sformułowano wskaźnik jakości uwzględniający indywidualne preferencje użytkownika. Współczynniki wagowe we wskaźniku jakości dobrano metodą analizy hierarchii Saaty'ego.

Liczba obliczeń symulacyjnych zależy od liczby profili zapotrzebowania i pogodowych oraz od rozdzielczości tzw. współczynnika podziału, czyli stosunku mocy elektrowni słonecznej do wiatrowej. Obliczenia nie są czasochłonne i nie wymagają złożonych narzędzi obliczeniowych. Każda doba symulacji to tylko 24 kroki obliczeniowe przy godzinowej rozdzielczości danych.

W wyniku serii obliczeń otrzymuje się dla każdego ciągu danych wejściowych i dla każdego zestawu parametrów elektrowni wartość wskaźnika jakości. Można z tych danych uzyskać optymalne parametry elektrowni dla każdego zestawu danych wejściowych (czyli profilu obciążenia i pogodowego), następnie dla każdej pory roku i dla całego roku. Otrzymane parametry elektrowni hybrydowej spełniają wymagania na określonym poziomie w tym sensie, że minimalizują ryzyko nieosiągnięcia rezultatów. Zawsze mogą zdarzyć się losowe sytuacje wynikające z pogody, wówczas nawet bardzo starannie zaprojektowana instalacja nie spełni oczekiwań.

Przedstawiona metodologia doboru parametrów nie jest jedyną metodą [3] i nie zapewnia 100-proc. spełnienia oczekiwań, ale w procedurze doboru uwzględniono tak ważne czynniki, jak preferencje użytkownika, lokalne warunki klimatyczne i potrzeby energetyczne odbiorcy.

BIBLIOGRAFIA

1. Michoński A., Optymalizacja elektrowni hybrydowej małej mocy, praca dyplomowa inżynierska, Politechnika Gdańska, 2016.

2. Saaty T.L., A scaling method for priorities in hierarchical structures, *Journal of Mathematical Psychology* 1977, No. 15, s. 234–281.
 3. Kaldellis J.K., Kavadias K.A., Koronakis P.S., Comparing wind and photovoltaic stand-alone power systems used for the electrification of remote consumer, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007, Vol. 11, No. 1, s. 57–77.
-

Elżbieta Bogalecka

dr hab.
Politechnika Gdańska
e-mail: elzbieta.bogalecka@pg.gda.pl
Ukończyła Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1976), tam też zdobyła doktorat (1987) i habilitację (1998). Przedmiotem jej badań są: automatyka napędu elektrycznego, a szczególnie algorytmy sterowania elektrownią wiatrową, w tym sterowanie bezczujnikowe i energetyka odnawialna. Autorka kilkunastu prac z tej dziedziny.

Aleksander Michoński

inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: alemicho@pg.gda.pl
Absolwent studiów inżynierskich I stopnia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej na kierunku automatyka i robotyka (2017). Obecnie student studiów magisterskich II stopnia na tym samym kierunku.

Planowanie i monitorowanie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej z uwzględnieniem profilu produkcji

Autorzy

Aleksander Lisowiec
Grzegorz Lisowicz
Damian Mazur
Paweł Wlazło
Leszek Książek
Adam Kalinowski
Grzegorz Kowalski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

pomiar energii, energia odnawialna, transmisja danych, EtherCAT

Streszczenie

Ciągły rozwój systemów teleinformatycznych, zwłaszcza przemysłowych sieci Ethernet, pozwala na budowę rozproszonych sieci sensorycznych do kontrolowania i monitorowania chwilowego stanu pracy infrastruktury elektroenergetycznej w zakładach przemysłowych. Uwzględniając specyfikę niektórych sektorów przemysłu, ich cykl produkcyjny, spodziewaną jakość wyrobu, terminowość dostaw, konieczne jest optymalne wykorzystanie wszystkich środków produkcji, szczególnie energii, z uwzględnieniem szczytów dobowych lub rocznych. W tym celu konieczne staje się opomiarowanie maszyn w zakresie zużycia mediów, jakości produkowanych wyrobów oraz efektywności pracy linii produkcyjnych. Takie podejście wymaga zastosowania niestandardowych rozwiązań, a w szczególności inteligentnych sensorów i systemów teleinformatycznych. W artykule przedstawiono kompleksowe rozwiązanie dedykowane do planowania i monitorowania produkcji w nowoczesnych bezosobowych fabrykach 4.0.

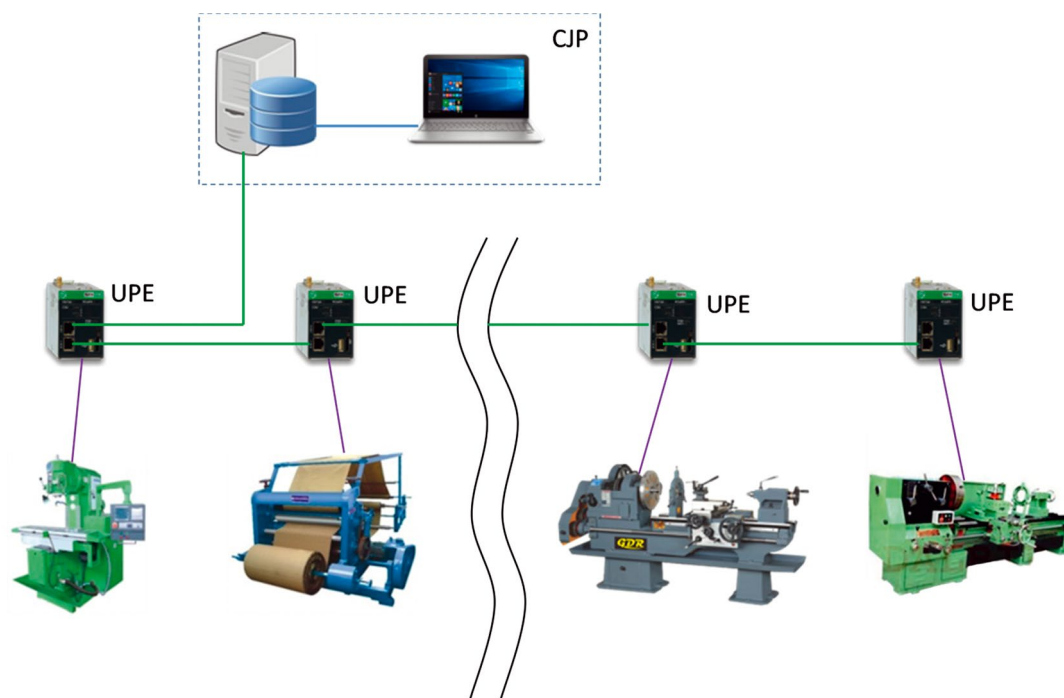
1. Wstęp

Europa postawiła sobie za cel zmniejszenie emisji CO₂ do 2050 roku do poziomu 80% poziomu emisji z 1990 roku. W celu osiągnięcia tego celu konieczna jest zmiana profilu zapotrzebowania na energię, jak również profilu jej produkcji, tak aby wykorzystać w największym stopniu energię ze źródeł odnawialnych. Wymagana zmiana dotyczy każdego sektora gospodarki. W transporcie wprowadza się samochody z napędem elektrycznym, w sektorze gospodarstw domowych promuje się zastępowanie ogrzewania za pomocą paliw kopalnych ogrzewaniem geotermalnym bądź z paneli słonecznych. Sektor przemysłowy, obok dwóch wymienionych wyżej, jest głównym konsumentem energii i tam również należy stosować mechanizmy efektywnego gospodarowania energią oraz maksymalizowania wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Wprowadzanie nowych materiałów oraz nowych technologii produkcji powinno odbywać się z uwzględnieniem efektywności energetycznej. Równie ważnym sposobem zmniejszenia emisji CO₂ w przemyśle jest dostosowanie dotychczasowych technologii produkcji do cyklu produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Innymi słowami, należy intensyfikować produkcję wtedy, gdy podaż energii ze źródeł odnawialnych jest największa. Obecna wiedza na temat rozptyłów mocy i energii w zakładach

przemysłowych jest niewielka i trudna do pozyskania, głównie z powodu wysokich kosztów układów pomiarowych oraz systemów rejestracji i analizy parametrów dotyczących poboru energii. Ciągły rozwój systemów teleinformatycznych, zwłaszcza przemysłowych sieci Ethernet, pozwala na budowę rozproszonych sieci sensorycznych do kontrolowania i monitorowania chwilowego stanu pracy infrastruktury elektroenergetycznej w zakładach przemysłowych. Uwzględniając specyfikę niektórych sektorów przemysłu, ich cykl produkcyjny, spodziewaną jakość wyrobu, terminowość dostaw, konieczne jest optymalne wykorzystanie wszystkich środków produkcji, szczególnie energii, z uwzględnieniem szczytów dobowych lub rocznych. W tym celu konieczne staje się opomiarowanie maszyn w zakresie zużycia mediów, jakości produkowanych wyrobów oraz efektywności pracy linii produkcyjnych. Takie podejście wymaga zastosowania niestandardowych rozwiązań, a w szczególności inteligentnych sensorów i systemów teleinformatycznych.

2. Architektura systemu

Architektura systemu do monitorowania zużycia energii przez maszyny w zakładzie przemysłowym została przedstawiona na rys. 1. System składa się z urządzeń pomiaru energii (UPE) – mierzących energię pobieraną przez maszyny – wyposażonych



Rys. 1. System do monitorowania zużycia energii przez maszyny w zakładzie przemysłowym

w nowoczesne sensory napięć i prądów sieci transmisyjnej do przesyłania danych pomiarowych oraz bazy danych wraz z wielozadaniowym oprogramowaniem tworzących centralną jednostkę przetwarzania (CJP). Zadaniem oprogramowania jest wyznaczanie profili zużycia energii elektrycznej przez maszyny w cyklu produkcyjnym, a następnie optymalizacja procesu produkcji ze względu na zmniejszenie kosztów zużycia energii przy jak największym wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych. W procesie optymalizacji są wykorzystywane dane pochodzące z pomiarów archiwalnych, ogólnodostępnych baz danych (statystyki, archiwalne dane meteorologiczne), dane z serwisów oferujących mapy siły wiatru i nasłonecznienia oraz dane dotyczące bieżących prognoz meteorologicznych. System w zamierzeniu ma mieć cechę samouczenia się na podstawie danych z sensorów, modeli sztucznych sieci neuronowych, kompilujących odczyt danych w czasie rzeczywistym z urządzeń wytwarzania energii typu OZE, sieci energetycznej, urządzeń kontroli zużycia i dystrybucji energii elektrycznej z modułami prognozowania i zdalnej optymalizacji poboru energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa produkcyjne.

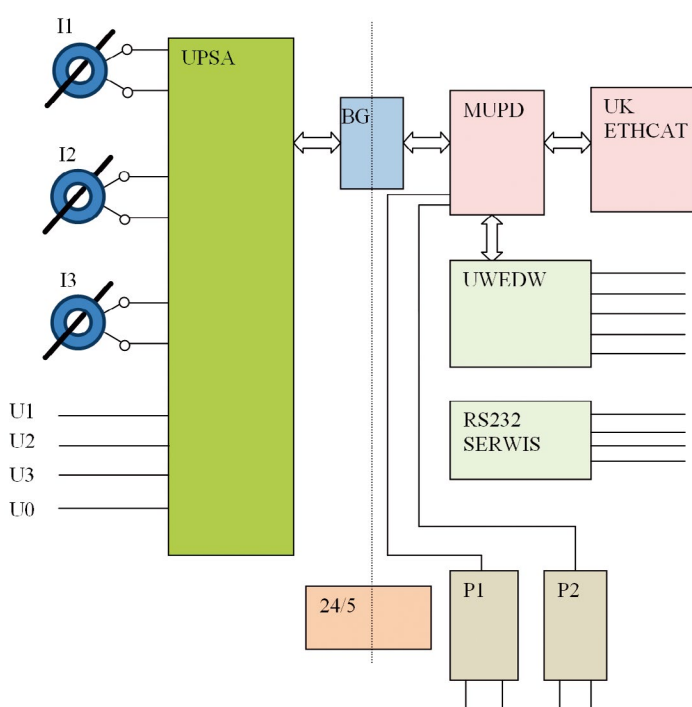
3. Budowa oraz zasada działania urządzenia pomiaru energii

UPE monitorujące zużycie energii przez maszyny produkcyjne powinno zapewnić łatwy sposób dołączenia sensorów mierzących napięcia i prądy zasilające maszynę. Pomiar napięcia można zrealizować za pomocą tradycyjnych transformatorowych przekładników napięciowych bądź dzielników rezystancyjnych. Pomiar prądu można zrealizować za pomocą przetworników prądowych pracujących na zasadzie cewki Rogowskiego. Przetworniki takie, o konstrukcji rozłączalnej, można łatwo dołączyć do obwodu mierzonego. Istotnym elementem układu pomiarowego, poza sensorami, jest – omówiony w dalszej części

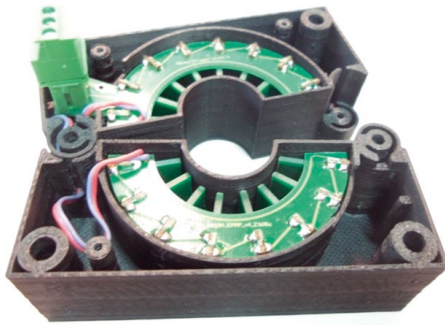
artykułu – sposób transmisji danych pomiarowych do bazy danych CJP. Schemat blokowy UPE będącego elementem systemu został przedstawiony na rys. 2.

UPE składa się z kilku bloków funkcjonalnych:

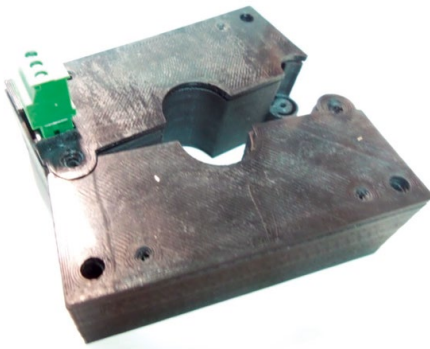
- UPSA – Układ Pomiarowy Sygnałów Analogowych
- BG – Bariera Galwaniczna
- MUPD – Mikroprocesorowy Układ Przetwarzania Danych
- UK ETHCAT – Układ Komunikacji EtherCAT
- UWEDW – Układ WEjść DWustanowych



Rys. 2. Schemat blokowy UPE



Fot. 1. Konstrukcja przetwornika prądowego wykonanego w technologii wielowarstwowych obwodów drukowanych



Fot. 2. Przetwornik prądowy w obudowie

- UWYDW – Układ WYjść DWustanowych
- P1 – Przekaznik wyjściowy 1
- P2 – Przekaznik wyjściowy 2
- 24/5 – Przetwornica 24 V/5 V zapewniająca izolację galwaniczną.

Pomiar prądu jest dokonywany za pomocą przetworników prądowych [1, 2], pracujących na zasadzie cewki Rogowskiego. Przetworniki te, opracowane w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym, zostały wykonane w technologii wielowarstwowych obwodów drukowanych i posiadają konstrukcję rozłączalną (fot. 1 i 2).

Podstawową zaletą przetworników prądowych pracujących na zasadzie cewki Rogowskiego jest bardzo duża dynamika pomiaru, liniowość w całym zakresie mierzonych prądów, szerokie pasmo pomiarowe oraz – w przypadku przetworników o konstrukcji rozłączalnej – łatwość montażu. Ta ostatnia cecha jest szczególnie istotna ze względu na ograniczoną przestrzeń szafek zasilających maszyn produkcyjnych.

W UPSA zastosowano układ scalony AD7880, przystosowany do współpracy z przetwornikami prądowymi pracującymi na zasadzie cewki Rogowskiego. Układ ten zawiera w swojej strukturze tory wzmacniające dla analogowych sygnałów wejściowych (napięć i prądów fazowych), przetworniki analogowo-cyfrowe oraz kompletny tor cyfrowego przetwarzania danych. Istotną cechą układu AD7880 jest to, że w torze przetwarzania sygnału zastosowano przetworniki analogowo-cyfrowe 24-bitowe. Dzięki temu możliwe jest wykorzystanie bardzo dużej

dynamiki zastosowanych przetworników prądowych. Układ AD7880 udostępnia gotowe dane, takie, jak:

- wartości RMS napięć i prądów z uwzględnieniem harmonicznych w pasmie do 2,8 kHz
- wartości mocy czynnej i pozornej z uwzględnieniem harmonicznych z dokładnością 1%
- wartości mocy czynnej i biernej dla podstawowej harmonicznej z dokładnością 0,1% z dynamiką 1000:1
- wartości THD i zniekształceń harmonicznych do 2,8 kHz dla sygnałów fazowych i prądu neutralnego.

Układ AD7880 pozwala zmierzyć wszystkie wartości niezbędne do wyznaczenia profilu energii pobieranej przez maszynę.

Transmisja danych między poszczególnymi blokami UPE odbywa się za pomocą interfejsu SPI. Dane między UPSA i mikrokontrolerem w MUPD są przesyłane w postaci zawartości odpowiednich rejestrów układu AD7880. Dane te nie posiadają identyfikatorów związanych z konkretną maszyną, której dotyczą, znaczników czasowych i w takiej postaci nie nadają się do wysłania do CJP (rys. 1). MUPD uzupełnia dane o odpowiednie identyfikatory oraz formatuje je w sposób odpowiedni do przesyłania za pomocą protokołu EtherCAT [3]. Następnie MUPD przesyła sformatowane dane do UK ETHCAT.

EtherCAT jest systemem/protokołem opracowanym przez firmę Beckhoff, służącym do przesyłania danych i funkcji kontrolnych w systemach automatyzacji procesów przemysłowych, działającym w oparciu o warstwę fizyczną Ethernet. Zastosowanie odpowiednich mechanizmów adresowania i przetwarzania danych niweluje inherentne dla Ethernetu opóźnienia, które czynią Ethernet nieprzydatnym do kontroli procesów produkcyjnych w czasie rzeczywistym, tzn. w reżimie, gdzie czas przesyłania danych i funkcji kontrolnych powinien być poniżej 1 ms. Cechą charakterystyczną protokołu EtherCAT jest przesyłanie za pomocą jednej ramki (o dopuszczalnej długości, takiej jak dla ramki Ethernet) informacji dla wielu odbiorców. Każde z urządzeń węzłowych w sieci EtherCAT dokonuje analizy niemalże w czasie rzeczywistym – realizowane jest to sprzętowo – docierającej do niego ramki i pobiera z niej (lub tam umieszcza) dane adresowane wyłącznie dla niego, a następnie retransmituje ramkę do kolejnego urządzenia węzłowego w sieci z opóźnieniem poniżej 1 μ s. EtherCAT umożliwia odświeżanie danych w urządzeniach znajdujących się w sieci z częstotliwością kilkudziesięciu kHz [1].

Koszty sprzętowe urządzenia w sieci EtherCAT, które pełni funkcję kontrolera/Mastera, są niewielkie, gdyż nie wymaga się tam instalowania specjalizowanych urządzeń sieciowych, wystarczy zwykły komputer klasy PC z kartą sieciową. Urządzenia pełniące rolę EtherCAT Slave wymagają zastosowania wyspecjalizowanych układów scalonych. Koszt prototypowania tych urządzeń jest większy niż koszt prototypowania standardowych układów typu embedded z funkcjonalnością Ethernetu. Na poziomie całego systemu EtherCAT jest jednak efektywny kosztowo, gdyż nie wymaga stosowania urządzeń sieciowych, takich jak przełączniki (ang. *switch*), koncentratory (ang. *hub*), routery, a koszty okablowania są również mniejsze z powodu stosowania topologii szyny.

4. Podsumowanie

Zastosowanie nowoczesnych technologii pomiaru napięć oraz prądów w sieci energetycznej zakładu przemysłowego, technologii komunikacyjnych dostosowanych do automatyki przemysłowej oraz inteligentnego oprogramowania z funkcją samouczenia się pozwala stworzyć efektywny kosztowo system pomiaru energii zużywanej przez maszyny w zakładzie przemysłowym. Na podstawie wyznaczonych profili zużycia energii przez poszczególne maszyny system ten jest w stanie na bieżąco dostosowywać profil produkcji w celu minimalizacji kosztów, w tym szczególnie kosztów zużycia energii elektrycznej. System jest wyposażony w moduły programowe pozwalające prognozować dostępność energii ze źródeł odnawialnych, co wraz z możliwością sterowania cyklem produkcyjnym pozwala na efektywne wykorzystanie tej energii.

BIBLIOGRAFIA

1. Nowakowski A. i in., Bezrdzeniowe przetworniki prądowe ITR w technologii PCB istotnym wkładem w rozwój sieci Smart Grids, *Elektronika* 2016, nr 6.
2. Kowalski G. i in., Układy pomiarowe z bezrdzeniowymi przetwornikami w sieciach energetycznych, *Elektronika* 2015, nr 11.
3. EtherCAT [online], <https://en.wikipedia.org/wiki/EtherCAT> [dostęp: 1.04.2017].

Aleksander Lisowiec

dr inż.
Instytut Tele- i Radiotechniczny, Warszawa
e-mail: aleksander.lisowiec@itr.org.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Warszawskiej. Sprawuje funkcję kierownika Zakładu Systemów Teleinformatycznych Smart Grid. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje nowe konstrukcje przetworników pomiarowych stosowanych w energetyce oraz cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Jest autorem ok. 80 publikacji naukowych.

Grzegorz Lisowicz

mgr inż.
Info-Projekt IT sp. z o.o., Rzeszów
e-mail: Grzegorz.lisowicz@info-projekt-it.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Wrocławskiej. Sprawuje funkcję prezesa zarządu w spółce Info-Projekt IT w Rzeszowie. Zawodowo zajmuje się projektowaniem i wdrażaniem systemów informatycznych i teleinformatycznych, głównie w sektorze przemysłowym. Brał udział w kilkudziesięciu zrealizowanych projektach u klientów z branż m.in. motoryzacyjnej, lotniczej i chemicznej.

Damian Mazur

dr hab. inż., prof. PRz
Politechnika Rzeszowska
e-mail: mazur@prz.edu.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Rzeszowskiej. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje zagadnienia związane z różnego rodzaju elektrowniami z OZE przyłączanymi do sieci elektroenergetycznej, symulacje pracy układów energoelektronicznych, Smart Grid.

Paweł Wlazło

mgr inż.
Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie
e-mail: pawel.wlazlo@itr.org.pl
Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Warszawskiej, kierunku automatyka (1993). Pracuje na stanowisku kierownika Centrum Teleinformatyki i Elektroniki. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: zagadnienia związane z teleinformatyką urządzeń EAZ, logiką użytkownika w sterownikach polowych, sieciami Smart Grid, a także przemysłową i medyczną aparaturą pomiarową oraz diagnostyczną. Autor wielu publikacji naukowych, w tym 22 opublikowanych na przestrzeni ostatnich trzech lat.

Leszek Książek

dr inż.
Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie
e-mail: leszek.ksiazek@itr.org.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektroniki i Technik Informatycznych Politechniki Warszawskiej. Jest pracownikiem Zakładu Systemów Teleinformatycznych Smart Grid w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje konstrukcje sprzętowe i oprogramowanie dla systemów wbudowanych do zastosowań przemysłowych a także systemy transmisji danych dla energetyki. Jest autorem i współautorem ok. 25 publikacji naukowych.

Adam Kalinowski

mgr inż.
Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie
e-mail: adam.kalinowski@itr.org.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Warszawskiej. Pracuje w Zakładzie Systemów Teleinformatycznych Smart Grid. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje nowe konstrukcje sterowników mikrokontrolerowych stosowanych w energetyce oraz cyfrową transmisję danych. Jest autorem ok. 30 publikacji naukowych.

Grzegorz Kowalski

Instytut Tele- i Radiotechniczny
e-mail: grzegorz.kowalski@itr.org.pl
Pracuje w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym od 1985 roku. Specjalizuje się w konstrukcjach nowych typów przekładników prądowych i napięciowych oraz współpracujących z nimi układów elektronicznych. Jest autorem i współautorem ponad 44 patentów.

Porównanie metod AHP i taksonomii numerycznej na podstawie analizy lokalizacji biogazowni

Autorzy

Alicja Stoltmann
Paweł Bućko

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

biogazownia, bioenergetyka, metody analizy wielokryterialnej

Streszczenie

Artykuł przedstawia porównanie wielokryterialnej metody Analytic Hierarchy Proces (AHP) oraz taksonomii numerycznej w przypadku wyboru lokalizacji biogazowni. Biogazownie należy zaliczyć do źródeł, które w znaczny sposób przyczynią się do realizacji postanowień pakietu energetyczno-klimatycznego dla Polski do 2030 roku. Zwiększenie udziału produkcji energii pochodzącej z OZE, np. biogazowni, spowoduje wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju. Biogazownie pozyskują energię pochodzącą z biogazu różnego pochodzenia. Dlatego też na lokalizację biogazowni wpływają takie czynniki, jak: oddziaływanie na środowisko, dostępność oraz pochodzenie biogazu, aspekty technologiczne, możliwość wykorzystania wyprodukowanej energii. Mnogość wymienionych czynników czyni kwestię lokalizacji biogazowni zagadnieniem wielowątkowym. Metoda AHP jest metodą matematyczną o dużym stopniu zaawansowania. Zaletą metody jest możliwość porównania ze sobą czynników policzalnych oraz niepoliczalnych. Efektem analizy jest wyznaczenie wektora zawierającego uszeregowanie rozpatrywanych wariantów. Metoda taksonomii numerycznej jest metodą o znacznie mniejszym stopniu skomplikowania. Polega na wyznaczeniu odległości badanych rozwiązań od hipotetycznego rozwiązania idealnego, tzw. wzorca, w efekcie tworząc ranking rozwiązań. Metody porównano pod względem wrażliwości na zmianę wariantów decyzyjnych i kryteriów, stopnia zaangażowania decydentów i ekspertów oraz złożoności obliczeniowej.

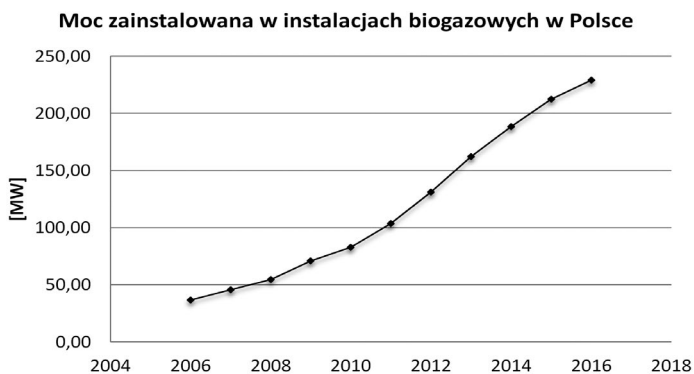
1. Wprowadzenie

Polska, jako jeden z krajów członkowskich Unii Europejskiej, zobowiązana jest do spełnienia wymagań polityki energetycznej mającej na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. W związku z tym określono strategię rozwoju sektora energetycznego zawartą w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* [1]. W dokumencie założono, że udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w całkowitej produkcji energii będzie wynosić 15% do 2020 roku. Inwestycje w OZE przynoszą korzyści zarówno gospodarcze, jak i środowiskowe [2]. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku *Prawo energetyczne* definiuje OZE jako takie, które wykorzystuje w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych [3]. Ze względu na szczególne uwarunkowania Polska spośród państw UE może stać się liderem w produkcji energii pochodzącej z biogazowni, w szczególności z biogazowni produkującej energię z substratów rolniczych [4], tzn. z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, produktów ubocznych

i pozostałości przemysłu rolno-spożywczego oraz biomasy leśnej [5]. Należy zauważyć, że do 2012 roku blisko 55% całkowitej produkcji energii pochodzącej z OZE wytwarzane było przez przedsiębiorstwa wykorzystujące biomasę przy produkcji energii (w procesach spalania całkowitego oraz współspalania) [6]. Biogazownie zaliczane są do źródeł generacji rozproszonej energii elektrycznej i ciepła [7]. Obecnie wiele ośrodków badawczych w Polsce zajmuje się badaniami nad skutecznymi sposobami uzyskiwania, wzbogacania i wykorzystywania biogazu [8]. Biogaz wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu, do produkcji biometanu wprowadzanego do sieci gazowej lub do napędu pojazdów.

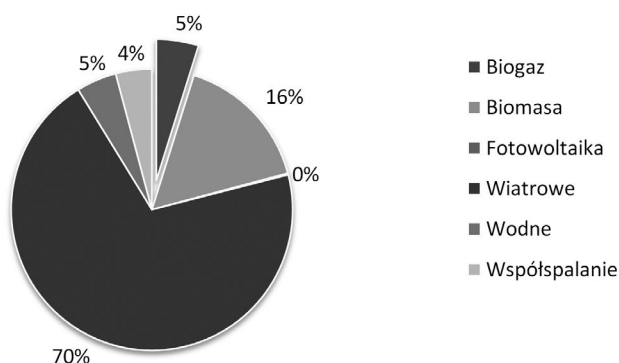
W Polsce, w wyniku wprowadzenia systemu wsparcia dla instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w tym biogaz, moc zainstalowana w instalacjach biogazowych w latach 2006–2016 charakteryzuje się tendencją wzrostową. Przedstawiono to na rys. 1.

Pomimo wzrostu zainteresowania wytwórców energią wytwarzaną w instalacjach wykorzystujących biogaz, stanowił on w 2016 roku zaledwie 5% całkowitej produkcji energii elektrycznej pochodzącej z instalacji zaliczanych do odnawialnych źródeł energii (rys. 2).



Rys. 1. Moc zainstalowana w instalacjach biogazowych w latach 2006–2016 wg danych URE [9]

Struktura produkcji energii elektrycznej z instalacji OZE w 2016 r.



Rys. 2. Struktura produkcji energii elektrycznej z instalacji OZE w 2016 roku w Polsce, wg danych URE [10]

Charakter biogazowni ustalany jest na etapie inwestycyjnym ze względu na konieczność spełnienia wymagań urbanistycznych. W trakcie budowy i eksploatacji biogazowni należy spełniać wiele wymogów prawnych i administracyjnych związanych z ochroną środowiska. Niezbędne jest także określenie docelowej lokalizacji obiektów, planowanej mocy i technologii instalacji oraz sposobów zagospodarowania wyprodukowanego ciepła. Wymagania dotyczące surowca do przetworzenia w procesie biofermentacji dotyczą ilości, rodzaju, kosztów oraz logistyki dostaw, a także możliwości zagospodarowania masy pofermentacyjnej. Zakłada się, że ze względu na koszty transportu źródło biomasy nie powinno być położone w większej odległości niż 20 km od biogazowni [11]. Zagrożeniem dla inwestycji w biogazowni może być brak stosownej rezerwy terenu, brak akceptacji społecznej oraz problem z występowaniem ewentualnych, ponadnormatywnych uciążliwości zapachowych oraz wystąpienie konfliktu inwestycji z terenami o walorach krajobrazowych i turystycznych. Dlatego też proces inwestycyjny biogazowni powinien być poprzedzony dokładną analizą warunków koniecznych do spełnienia w trakcie trwania fazy inwestycyjnej, fazy budowy oraz fazy eksploatacyjnej. Warunki te, inaczej określane jako kryteria,

związane są z wymaganiami środowiskowymi, ekonomicznymi, technicznymi, prawnymi oraz społecznymi [12]. Narzędziem pozwalającym na uwzględnienie jednocześnie wielu, często sprzecznych lub wzajemnie wykluczających się, wymagań są metody analizy wielokryterialnej (ang. *multi-criteria decision analysis* – MCDA). Wśród metod MCDA należy wyróżnić metodę analizy hierarchicznej (ang. *analytic hierarchy proces* – AHP) oraz metodę taksonomii numerycznej. W niniejszym opracowaniu dokonano porównania obu metod na przykładzie lokalizacji biogazowni.

2. Przegląd literatury

Wybór typu, wielkości oraz lokalizacji biogazowni jest tematem podejmowanym w literaturze. W [13] scharakteryzowano modelowy tok postępowania inwestorskiego podczas biogazowni rolniczej. Zauważono, że w Polsce nie występuje ujednoczony tok postępowania inwestorskiego i zależy on indywidualnie od danego projektu. W [14] dokonano porównania różnych typów oraz rozmiarów biogazowni rolniczych pod względem opłacalności wytwarzania biogazu. Zwrócono uwagę na brak ekonomicznego uzasadnienia budowy nowej instalacji biogazowej w warunkach komercyjnych oraz na konieczność skorzystania z dofinansowania z zewnętrznego źródła finansowania na poziomie 60–70% w celu poprawy opłacalności inwestycji. W [15] przedstawiono porównanie kilku konfiguracji transportu i logistyki odpadów zwierzęcych oraz biomasy wykorzystywanej do produkcji biogazu. Porównania dokonano za pomocą metod optymalizacji jednokryterialnych każdego z parametrów (rentowności operacyjnej, gospodarczej i energetycznej). Ze względu na złożony charakter zagadnienia lokalizacyjnego źródeł wytwórczych energii elektrycznej i ciepła analitycy wspomagają się metodami analizy wielokryterialnej w poszukiwaniu najlepszego rozwiązania danego problemu. Na przykład wielokryterialne metody PROMETHEE [16] i VIKOR [17] wykorzystano do wyznaczenia najlepszego scenariusza rozwoju OZE. Efektem analizy jest wybór scenariuszy zakładających znaczny udział energii pochodzącej z biogazu i biomasy. W [18] wykorzystano metodę ELECTRE TRI do porównania wydajności 41 biogazowni rolniczych. W [19] za pomocą metod MAGBETH i rozmytej postaci metody AHP stworzono hierarchię 15 kryteriów wpływających na lokalizację odnawialnych źródeł energii, w tym biomasy, oraz wytypowano ranking źródeł energii elektrycznej, wskazując, że dla obszaru Turcji obu metod ranking źródeł był taki sam. W [20] również posłużono się metodą wielokryterialną Monte Carlo, do wyznaczenia rankingu odnawialnych źródeł energii w sektorze wytwarzania w Szkocji. Z powyższego przeglądu literatury można wywnioskować, że metody analiz wielokryterialnych są wykorzystywane do analiz związanych z wykorzystaniem biogazu w sektorze wytwórczym.

3. Opis metod

Porównywane metody (AHP i taksonomii numerycznej) są metodami rankingu, tzn. takimi, które wynik analizy przedstawiają za pomocą rankingu rozpatrywanych wariantów decyzyjnych. Metoda AHP bazuje na porównaniu parami kryteriów według 9-stopniowej skali porównań, zaś metoda taksonomii

numerycznej wykorzystuje odległość od rozwiązania idealnego, tzw. wzorca. Poniżej streszczono główne założenia obu metod.

4. Metoda AHP

W celu rozwiązania problemu natury wielokryterialnej w wielu dziedzinach, takich jak: politologia, socjologia, zarządzanie czy ocena przedsięwzięć inwestycyjnych, analitycy najczęściej korzystają z metody AHP, która została opracowana przez T.L. Saaty'ego w 1980 roku [21]. Głównym założeniem metody jest porównanie parami kryteriów i wariantów decyzyjnych na podstawie 9-stopniowej skali porównań, w której preferencje decydenta odpowiadają konkretnym wartościom liczbowym [21]. Decydem w procesie porównywania parami jest osoba, która w zależności od ocenianego zagadnienia jest ekspertem w danej dziedzinie bądź należy do grupy interesariuszy lub inwestorów.

Zarówno warianty decyzyjne, kryteria, jak i cel główny umieszczone są w strukturze hierarchicznej [22]. Porównania zostają umieszczone w macierzy porównań parami (**A**), która składa się z n jedynek umieszczonych na głównej diagonalnej. Porównania dokonuje się poprzez wskazanie wpływu elementów z lewej strony macierzy (i) na elementy znajdujące się na górze macierzy (j), otrzymując wynik porównania a_{ij} . Poniżej głównej diagonalnej znajdują się odwrotności porównań parami, oznacza to, że i -ty wiersz jest odwrotnością j -tej kolumny. Wzór na macierz **A** zamieszczono poniżej:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Składowe wektora własnego macierzy **A** wyznaczają wektor priorytetów (**w**) kryteriów ze względu na realizację celu głównego:

$$w = \sum_{j=1}^n w_j a_{ij} \quad (2)$$

Zaletą metody AHP jest możliwość wyznaczenia konsekwencji i spójności porównań parami [23], poprzez wyznaczenie współczynnika zgodności CR. W celu uznania wyników za zgodne współczynnik CR nie może przekroczyć 0,10, w przeciwnym wypadku porównania należy uznać za niezgodne [24]. Ponadto zastosowanie 9-stopniowej skali porównań parami pozwala

na uszeregowanie kryteriów i wariantów decyzyjnych pod względem jakościowym oraz ilościowym.

5. Metoda taksonomii numerycznej

Taksonomia numeryczna wywodzi się z nauk biologicznych, gdzie była wykorzystywana do klasyfikacji organizmów żywych na podstawie ich cech. Jest stosowana do opisu zjawisk ekonomiczno-przyrodniczych oraz pozwala ustalić relacje między badanymi obiektami, redukując nadmiar informacji oraz porządkując je [25]. Zadania taksonomiczne mogą prowadzić do porządkowania, grupowania lub wyboru np. obiektów [26]. Podstawą metody jest utworzenie macierzy danych **X**, która zawiera zbiór obiektów $O = \{o_1, o_2, \dots, o_n\}$ (lokalizacje) oraz zbiór cech $X = \{X_1, X_2, \dots, X_m\}$ (kryteria). Macierz **X** przedstawiono poniżej:

$$X = \begin{matrix} & \begin{matrix} X_1 & X_2 & \dots & X_m \end{matrix} & \begin{matrix} o_1 \\ o_2 \\ \vdots \\ o_n \end{matrix} \\ \begin{matrix} x_{1,1} & x_{1,2} & \dots & x_{1,m} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \dots & x_{2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n,1} & x_{n,2} & \dots & x_{n,m} \end{matrix} & \end{matrix}$$

gdzie: $x_{i,j}$ - elementy macierzy danych **X**, wartość X_j -tej cechy dla o_i -tego obiektu ($i = 1, \dots, n$ oraz $j = 1, \dots, m$).

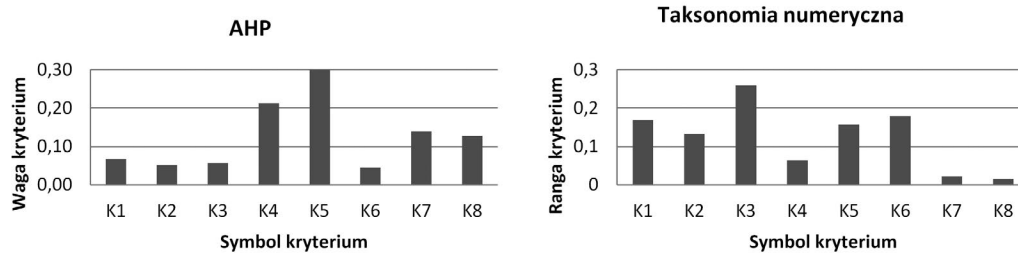
W celu dokonania rankingu obiektów należy dokonać normowania cech, tak aby były one ze sobą porównywalne, oraz nadać im wagi, aby uzyskać hierarchię ważności cech. W metodach rangowania należy także przekształcić cechy, tak aby wszystkie były stymulantami. Kolejnym krokiem jest wyznaczenie macierzy odległości obiektów od tzw. obiektu wzorcowego za pomocą rzutu ortogonalnego punktu na prostą wyznaczoną przez współrzędne wzorca.

6. Uwarunkowania lokalizacyjne biogazowni

Dobór lokalizacji biogazowni decyduje o powodzeniu realizacji inwestycji oraz jej opłacalności ekonomicznej. Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto 8 kryteriów decydujących o ocenie danej lokalizacji. Kryterium K1 związane jest z dostępnością i koniecznością zakupu surowców pierwotnych, z których produkowany jest biogaz. Kryteria K2 i K3 związane są kolejno z dostępem do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz dostępnością do sieci ciepłowniczej. Kryterium K4 określa kompletność dokumentów planistycznych związanych z obszarem

Numer kryterium	Lokalizacja 1	Lokalizacja 2	Lokalizacja 3
K1	pełny dostęp	konieczność dokupu 30% substratu	konieczność substratu 100%
K2	do 5 km	5-10 km	do 2 km
K3	powyżej 5 km	brak	powyżej 10 km
K4	komplet dokumentów	komplet dokumentów	podpisano wstępną umowę z właścicielem działki ewidencyjnej
K5	0,5 km	powyżej 1 km	100 m
K6	do 1 km	powyżej 1km	powyżej 5 km
K7	10 000 MW	7876,116 MW	9000 MW
K8	9600 MW	8199,36 MW	9300 MW

Tab. 1. Charakterystyka lokalizacji względem kryteriów

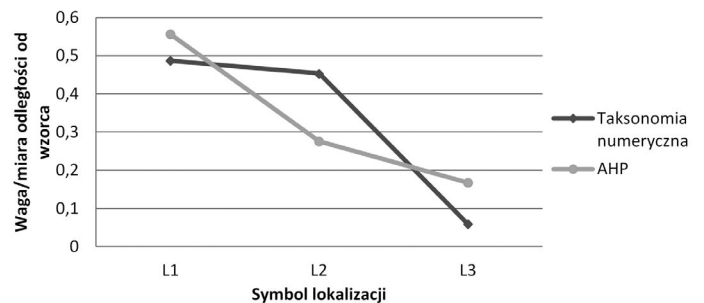


Rys. 3. Wagi kryteriów wpływających na decyzję o lokalizacji biogazowni

biogazowni, dotyczy umieszczenia biogazowni w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego oraz możliwości nabycia praw do dysponowania terenem na cele inwestycyjne. Odległość biogazowni od terenów narażonych na hałas, zagrożenie uciążliwym zapachem oraz tereny ochrony wód są określone w kryterium K5. Odległość od terenów do zagospodarowania resztek pofermentacyjnych określono w kryterium K6. Ostatnie dwa kryteria, K7 i K8, dotyczą rocznej wydajności instalacji kolejno dla energii elektrycznej i ciepła. Analizie poddano 3 potencjalne lokalizacje biogazowni rolniczych, których charakterystykę względem kryteriów przedstawiono w tab. 1.

7. Wyniki analizy wielokryterialnej

Jak wspomniano w rozdziale opisującym omawiane metody analizy wielokryterialnej, pierwszym krokiem w celu uszeregowania lokalizacji jest dobór kryteriów oraz wskazanie ich hierarchii. Uszeregowanie kryteriów determinujących lokalizację biogazowni nie jest takie same w przypadku zastosowania metody AHP oraz taksonomii numerycznej. Metodą AHP wykazano, że przeważającym kryterium jest jak najmniejsza odległość biogazowni od terenów narażonych na hałas, zagrożenie uciążliwym zapachem oraz tereny ochrony wód, zaś metoda taksonomii numerycznej wykazała, że najważniejszym kryterium jest dostęp do sieci ciepłowniczej. W rzeczywistości bliska odległość do sieci ciepłowniczej nie jest kryterium decydującym o powodzeniu realizacji inwestycji w biogazowni. W przypadku kryteriów charakteryzujących się najmniejszym wpływem na decyzję o lokalizacji biogazowni metody także wskazały różne kryteria. Dla metody AHP najmniej wpływowe okazało się kryterium dotyczące odległości od terenów do zagospodarowania resztek pofermentacyjnych, zaś dla metody taksonomii numerycznej najmniej wpływowe okazały się wskaźniki wydajności instalacji. Omówione różnice przedstawiono na rys. 3.

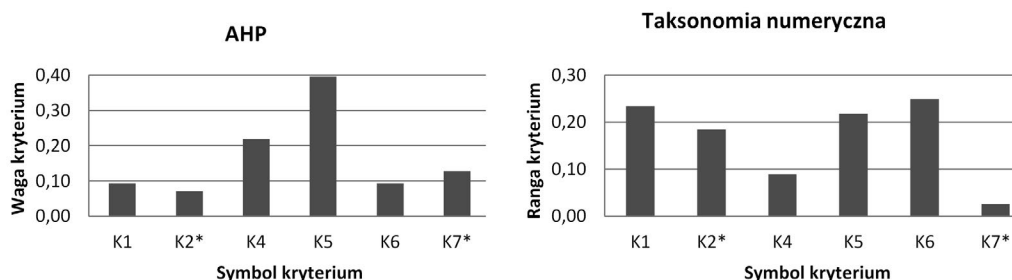


Rys. 4. Wyniki uszeregowania lokalizacji wskazane metodą AHP oraz taksonomii numerycznej

Wyznaczenie wag kryteriów w metodzie AHP odbywa się po porównaniu parami kryteriów. Jak wspomniano, metoda AHP umożliwia wyznaczenie współczynnika zgodności CR, który w analizowanym przypadku wyniósł 0,093 (poniżej 0,1), oznaczając, że porównanie parami jest konsekwentne i spójne. W przypadku taksonomii numerycznej nie ma możliwości obiektywnego sprawdzenia, czy wyniki, które otrzymano, są spójne. Bez względu na różnicę w wyznaczonych wagach kryteriów obie metody wskazały, że preferowaną lokalizacją jest lokalizacja 1, co przedstawiono na rys. 4. W przypadku metody AHP różnica w ocenie między lokalizacją L1 a drugą w rankingu lokalizacją L2 jest większa niż w metodzie taksonomii numerycznej. Kolejność wariantów jest taka sama.

8. Porównanie metod

W celu porównania metody AHP oraz taksonomii numerycznej wyszczególniono trzy obszary, na podstawie których dokonano porównania. Pierwszym z nich jest wrażliwość metody na zmianę liczby wariantów decyzyjnych i kryteriów. Analiza wrażliwości



Rys. 5. Wyniki wyznaczenia wag kryteriów dla badania wrażliwości metod na zmianę liczby kryteriów

umożliwia sprawdzenie wpływu zmiany liczby kryteriów na wybór kryteriów o szczególnym znaczeniu oraz zmiany liczby wariantów decyzyjnych na ranking lokalizacji. W celu zbadania wrażliwości obu metod na zmianę liczby kryteriów dokonano powtórnie analizy wskazania rankingu lokalizacji biogazowni przy założeniach:

- a) kryteria K2 i K3 zostają zastąpione kryterium K2* i oznacza ono zarówno dostęp do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz sieci ciepłowniczej
- b) kryteria K7 i K8 zostają zastąpione kryterium K7* oznaczające roczną wydajność instalacji, obejmującą łącznie produkcję energii elektrycznej i ciepła.

Wykazano, że w przypadku metody AHP redukcja liczby kryteriów (obejmujących zbliżone cechy) nie ma wpływu na ostateczny ranking kryteriów. Zmianie ulegają jednak wartości wag poszczególnych kryteriów. W przypadku taksonomii numerycznej redukcja tych samych kryteriów spowodowała znaczącą zmianę w ich rankingu, wskazując kryterium K6 (odległość od terenów do zagospodarowania resztek pofermentacyjnych) jako najistotniejsze (rys. 5).

W przypadku obu metod zmiana liczby oraz wag kryteriów nie wpłynęła na uszeregowanie lokalizacji.

W celu zbadania wrażliwości metod na zmianę liczby wariantów dodano dodatkową, czwartą, lokalizację biogazowni. Proponowana biogazownia znajduje się w odległości powyżej 10 km od sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz w odległości do 5 km od sieci ciepłowniczej. W procesie produkcyjnym należy dokupić 60% kiszonki. Powyżej 1 km znajdują się tereny wrażliwe ze względu na hałas, zasady higieny lub ochronę wód. Wydajność biogazowni przewidywana jest na poziomie ok. 8500 MWe oraz 8750 MWt.

W wyniku powtórnie przeprowadzonej analizy wykazano, że obie metody nie są wrażliwe na dodanie dodatkowego wariantu decyzyjnego w postaci czwartej lokalizacji biogazowni. Oznacza to, że uszeregowanie pierwszych trzech lokalizacji pozostało bez zmian. Wyniki przedstawiono w tab. 2. Warto zwrócić uwagę, że w metodzie AHP dodany wariant L4 został wyżej oceniony od wariantu L2 (inaczej niż w przypadku taksonomii numerycznej).

Drugim obszarem, pod względem którego dokonano porównania metod, jest stopień zaangażowania decydentów i ekspertów. AHP uwzględnia preferencje decydenta, co może prowadzić do subiektywizacji wyników. Wybór właściwej osoby na stanowisko decydenta w procesie analizy wielokryterialnej ma ogromne znaczenie dla poprawności wyników analizy. Gdy preferencje decydenta różnią się od priorytetów przedsiębiorstwa, ze względu na niekompetencje decydenta powinien on zostać przeszkolony bądź wymieniony [27]. Metoda taksonomii

numerycznej również wymaga zgromadzenia informacji na temat danych lokalizacji, aczkolwiek już sama analiza zgromadzonych informacji może być wykonana przez analityka, bez udziału eksperta, ponieważ nie wymaga ona wiedzy eksperckiej w procesie analizy.

Metody AHP i taksonomii numerycznej charakteryzują się różnym stopniem złożoności obliczeniowej. Jest to trzeci obszar, pod względem którego dokonano porównania metod. Przeprowadzenie analiz wielokryterialnych metodami AHP oraz taksonomii numerycznej może być wykonane przy wykorzystaniu gotowego oprogramowania (np. program Expert Choice bazujący na metodzie AHP [28] lub program Taksonomia bazujący na taksonomii numerycznej [25]) lub za pomocą arkusza kalkulacyjnego. Na potrzeby niniejszego opracowania analizę lokalizacji biogazowni przeprowadzono w arkuszu kalkulacyjnym MS Excel. Zauważono, że dokonanie analizy lokalizacji biogazowni zarówno metodą AHP, jak i taksonomii numerycznej charakteryzuje się podobnym stopniem złożoności obliczeniowej. Jednakowoż, w subiektywnej ocenie autorów wykonanie badań wrażliwości metod na zmiany liczby kryteriów oraz wariantów decyzyjnych metodą taksonomii numerycznej okazało się mniej czasochłonne niż w przypadku metody AHP, która wymagała powtórzenia całego procesu analizy.

9. Podsumowanie

W artykule wykazano, że przeprowadzenie analizy lokalizacji biogazowni metodą AHP oraz metodą taksonomii numerycznej wskazuje jednakowe uporządkowanie rozpatrywanych lokalizacji, przy jednocześnie różnych wagach kryteriów wpływających na podjęcie decyzji. Dzięki możliwości wyznaczenia wskaźnika konsekwencji i spójności porównań parami metoda AHP wskazała ranking kryteriów odpowiadający przewidywanym wynikającym z doświadczenia autorów. Metoda taksonomii numerycznej wskazała kryterium związane z odległością biogazowni od sieci ciepłowniczej jako strategiczne dla realizacji inwestycji, co zdaniem autorów nie jest zgodne z rzeczywistością. W artykule przedstawiono również badanie wrażliwości obu metod na zmianę liczby kryteriów i wariantów decyzyjnych. W metodzie AHP, po redukcji liczby kryteriów, wskazano to samo kryterium jako posiadające największy wpływ na wybór lokalizacji biogazowni. Metoda taksonomii numerycznej, po takiej samej redukcji kryteriów jak w metodzie AHP, wskazała, że kryterium, które wcześniej miało niewielki wpływ na realizację inwestycji, okazało się mieć największy wpływ. Z tego względu metoda taksonomii numerycznej okazała się wrażliwą na zmianę liczby kryteriów. Metody porównano także pod kątem stopnia zaangażowania decydentów i ekspertów w procesie analizy lokalizacji biogazowni. Wykazano, że w metodzie AHP udział decydentów i ekspertów jest kluczowy, podczas gdy w metodzie taksonomii numerycznej analityk, po zebraniu potrzebnych informacji, nie musi korzystać z wiedzy eksperckiej.

W artykule scharakteryzowano także stopień złożoności obliczeniowej obu metod, wskazując metodą AHP jako tę o większym stopniu czasochłonności i złożoności obliczeniowej.

Nazwa metody	AHP	Taksonomia numeryczna
Uiszeregowanie lokalizacji biogazowni	L1 -> L4 -> L2 -> L3	L1 -> L2 -> L4 -> L3

Tab. 2. Wynik badania wrażliwości metody AHP i taksonomii numerycznej na zmianę liczby wariantów decyzyjnych

BIBLIOGRAFIA

1. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009, 2009.
2. Woźniak E., Występowanie elektrowni biogazowych w Polsce i czynniki ich lokalizacji, 2015 [online], <http://www.eko-dok.pl/2016/128.pdf> [dostęp: 2.05.2017].
3. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. z 2006 r., nr 89, poz. 625, z późn. zm.
4. Jasiulewicz M., Janiszewska D., Potencjał biomasy województwa zachodniopomorskiego w aspekcie wykorzystania do celów energetycznych, *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie Problemy Rolnictwa Światowego* 2012, t. 12, z. 1, s. 83–93.
5. Piwowar A., Biogazownie rolnicze w Polsce – lokalizacja i parametry techniczne instalacji, *Technika Rolnicza, Ogrodnicza, Leśna* 2014, nr 6, s. 7–9.
6. Miller A., Analiza świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł na przełomie lat 2005–2014 [w:] *Globalizacja i regionalizacja w ochronie środowiska*, red. nauk. T. Noch, J. Saczuk, A. Wesołowska, wydawnictwo Gdańskiej Szkoły Wyższej, Gdańsk 2014.
7. Paska J., Distributed generation and renewable energy sources in Poland, 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, 2007, s. 1–6.
8. Iglirski B. i in., Bioenergy in Poland, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2011, Vol. 15, No. 6, s. 2999–3007.
9. Urząd Regulacji Energetyki, Moc zainstalowana OZE 2016, 2016.
10. Urząd Regulacji Energetyki, Ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE w latach 2005–2016, potwierdzonej świadectwami pochodzenia, wydanymi do dnia 30.06.2016, 2016.
11. Zarebski P., Uwarunkowania przestrzenne lokalizacji biogazowni w Polsce, *Stowarzyszenie Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu* 2013, t. 16, nr 3, s. 331–336.
12. Franc-Dąbrowska J., Jarka S., Specyficzne uwarunkowania inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce, *Roczniki Ekonomii Rolnictwa i Rozwoju Obszarów Wiejskich* 2014, t. 101, nr 4, s. 19–28.
13. Maj G., Piekarski W., Modelowy tok postępowania inwestycyjnego jako element prawidłowego zarządzania projektem budowy biogazowni rolniczej [w:] *Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji*, tom I, pod red. R. Knosali, Opole 2014, s. 867–878.
14. Kosewska K., Kamiński R., Analiza ekonomiczna budowy i eksploatacji biogazowni rolniczych w Polsce, *Inżynieria Rolnicza* 2008, nr 1(99), s. 189–194.
15. Berruto R. i in., Comparison of distribution systems for biogas plant residual, *Biomass and Bioenergy* 2013, Vol. 52, s. 139–150.
16. Madlener R., Kowalski K., Stagl S., New ways for the integrated appraisal of national energy scenarios: The case of renewable energy use in Austria, *Energy Policy* 2007, Vol. 35, No. 12, s. 6060–6074.
17. Cristobal San J.R., Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method, *Renewable Energy* 2011, Vol. 36, No. 2, s. 498–502.
18. Madlener R., Antunes C.H., Dias L.C., Assessing the performance of biogas plants with multi-criteria and data envelopment analysis, *European Journal of Operational Research* 2009, Vol. 197, No. 3, s. 1084–1094.
19. Ertay T., Kahraman C., Kaya I., Evaluation of renewable energy alternatives using MACBETH and fuzzy AHP multicriteria methods: the case of Turkey, *Technological and Economic Development of Economy* 2013, Vol. 19, No. 1, s. 38–62.
20. Trolborg M., Heslop S., Hough R.L., Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2014, Vol. 39, s. 1173–1184.
21. Saaty T.L., Vargas, L.G., Dellmann K., The allocation of intangible resources: The analytic hierarchy process and linear programming, *Socio-Economic Planning Sciences* 2003, Vol. 37, s. 169–184.
22. Downarowicz O. i in., Zastosowanie metody ahp do oceny i sterowania poziomem bezpieczeństwa złożonego obiektu technicznego, Politechnika Gdańska, 2000.
23. Srichetta P., Thurachon W., Applying Fuzzy Analytic Hierarchy Process to Evaluate and Select Product of Notebook Computers, *International Journal of Modeling and Optimization* 2012, Vol. 2, No. 2, s. 168–173.
24. Prusak A., Stefanów P., Gardian M., Graficzna forma kwestionariusza w badaniach AHP/ANP, *Modern Management Review* 2013, t. XVIII, nr 20, s. 171–189.
25. Kolenda M., Taksonomia numeryczna. Klasyfikacja, porządkowanie i analiza obiektów wielocechowych, Akademia Ekonomiczna we Wrocławiu, 2006.
26. Czermińska M., Zastosowanie metod taksonomicznych w klasyfikacji krajów Unii Europejskiej z punktu widzenia poziomu ich rozwoju gospodarczego, *Zeszyty Naukowe Akademii Ekonomicznej w Krakowie* 2002, t. 575, nr 284, s. 149–161.
27. Walentynowicz P., Jankowska-Miśkiewicz M., Wykorzystanie analizy wielokryterialnej w podejmowaniu decyzji kierowniczych, w przedsiębiorstwach województwa pomorskiego, *Zarządzanie i Finanse* 2012, t. 2, nr 1, s. 205–221.
28. Sikorski M., Instrukcja do programu Expert Choice v.9.5, Politechnika Gdańska, 2000.

Alicja Stoltmann

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl

Ukończyła studia na kierunku międzywydziałowym: energetyka, specjalizując się na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki w obszarze rynków energii oraz projektowania i modelowania systemów energetycznych. Obecnie obszar jej badań obejmuje zagadnienia związane z procesami inwestycyjnymi w energetyce. Interesuje się także modelowaniem instalacji energetycznych elektrowni parowych i gazowych w środowisku GateCycle.

Paweł Bućko

dr hab. inż. prof. nadzw. PG

Politechnika Gdańska

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii.

Ranking technologii energetyki niskoemisyjnej w kontekście stopnia realizacji celów zrównoważonego rozwoju – badanie z zastosowaniem metody wielokryterialnej (MDEA)

Autor

Magdalena Ligus

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

niskoemisyjne źródła energii, odnawialne źródła energii, energetyka jądrowa, metoda delficka, metoda wielokryterialna, zrównoważony rozwój

Streszczenie

W centrum zainteresowania autora jest ocena stopnia, w jakim pięć technologii energetyki niskoemisyjnej, mających największy potencjał rynkowy, może przyczynić się do wzrostu dobrobytu społecznego w rozumieniu koncepcji zrównoważonego rozwoju. Stosowane są metody heurystyczne. Identyfikacja istotnych kryteriów w obszarach: gospodarka, społeczeństwo, środowisko, została przeprowadzona metodą delficką. Następnie przeprowadzono badanie ankietowe eksperckie w celu uzyskania rankingu technologii energetycznych. Ekspertki nadawali wagi poszczególnym obszarom oraz kryteriom, a następnie oceniali siłę i kierunek wpływu poszczególnych technologii na zidentyfikowane kryteria w ramach trzech obszarów. Wyniki wskazują, że technologie energii odnawialnej wykazują zdecydowaną przewagę nad energetyką jądrową w realizacji celów polityki zrównoważonego rozwoju. Wśród odnawialnych źródeł energii pierwsze miejsce zajmuje fotowoltaika, następnie biomasa i biogaz. Energetyka wiatrowa lądowa i morska zajmują odpowiednio – trzecie i czwarte miejsce.

1. Wprowadzenie

Rozwój niskoemisyjnych źródeł energii (zwłaszcza energii odnawialnej) odpowiada na wyzwania stopniowego wyczerpywania się paliw kopalnych, a także intensyfikacji efektu cieplarnianego. Polityka energetyczna na szczeblu unijnym oraz krajowym powinna uwzględniać rozwój technologii niskoemisyjnych, które w najwyższym stopniu przyczyniają się do realizacji celów zrównoważonego rozwoju w trzech wymiarach: gospodarki, społeczeństwa i środowiska.

Celem przeprowadzonego badania jest ustalenie ważności (rankingu) technologii niskoemisyjnych wytwarzania energii, w kontekście ich wpływu na dobrobyt społeczny w rozumieniu paradygmatu zrównoważonego rozwoju. Pod uwagę wzięto pięć technologii (wariantów decyzyjnych), mających najwyższy potencjał wzrostowy: wiatrową morską, wiatrową lądową, słoneczną, biomasową i biogazową oraz jądrową.

2. Metodyka badania

Badanie przeprowadzono z zastosowaniem analizy wielokryterialnej (*multi criteria decision analysis*, MCDA). W przeciwieństwie do analizy jednokryterialnej, skupiającej się na pojedynczym celu, MCDA jest narzędziem służącym do analizy zbioru różnych celów, które nie mogą być zagregowane za pomocą jednej miary, którą zwykle stanowi pieniąż. Pierwszym etapem jest ustalenie zbioru kryteriów i ich względnych wag, które mają wskazywać

na stopień osiągnięcia założonych celów. Następnie dokonuje się oceny każdej z możliwości ze względu na poszczególne kryteria i dokonuje się ich szeregowania. MCDA jest odpowiednia szczególnie w przypadku programów rozwoju realizujących jednocześnie różne cele polityki, a nie gdy ocenie podlegają jednostkowe projekty inwestycyjne [1].

Główną zaletą MCDA jest pokonanie większości problemów pomiarowych, będących udziałem metody jednokryterialnej, która wymaga, aby wszystkie kategorie kosztów i korzyści były wyrażone w jednostkach pieniężnych. MCDA stosuje w miejsce wartości pieniężnych system względnych wag, według których mogą być ocenione zarówno efekty ilościowe, jak i jakościowe [2]. Ostateczne rozwiązanie w metodzie wielokryterialnej ma charakter kompromisu pomiędzy przyjętymi kryteriami. Metoda ta daje pełniejszy obraz analizowanych wariantów, ale ostateczny wynik analizy nie jest tak jednoznaczny jak w metodzie jednokryterialnej [2].

Odrębnym zagadnieniem, wymagającym również przeprowadzenia badania pierwotnego, była identyfikacja kryteriów głównych (obszarów oddziaływań inwestycji w niskoemisyjne źródła energii) oraz kryteriów niższego rzędu (subkryteriów) w ramach obszarów. Kryterium wyboru obszarów: gospodarka, społeczeństwo, środowisko był paradygmat zrównoważonego rozwoju jako dominujący w kształtowaniu polityki energetycznej na poziomie Unii Europejskiej i krajowym. Stąd również oddziaływania zostały

zidentyfikowane na podstawie przeglądu literatury, w szczególności dokumentów strategicznych, jak i dyrektyw unijnych oraz dokumentów na szczeblu krajowym, zawierających odniesienia do zrównoważonego rozwoju oraz dokumentów organizacji krajowych i międzynarodowych wspierających zrównoważony rozwój lub koncentrujących się na rozwoju OZE czy też konkretnej technologii energetycznej. Analizowane oddziaływania w sferze gospodarczej, społecznej i środowiskowej można podzielić na [4]: makroekonomiczne, dystrybucyjne, międzysektorowe, związane z systemem energetycznym. W poniższym badaniu autorskim wszystkie rodzaje oddziaływań uczyniono przedmiotem badania, jedynym kryterium kwalifikującym była ważność wpływu danego oddziaływania na dobrobyt społeczny definiowany w kontekście paradygmatu zrównoważonego rozwoju.

Do identyfikacji kryteriów zastosowano metodę delficką. Metody heurystyczne, do których zalicza się również metodą delficką, różnią się w sposób zasadniczy od metod ilościowych. Bazują bowiem na jakościowej ocenie faktów, na intuicji, a przede wszystkim na własnym indywidualnym schemacie skojarzeniowym ekspertów. Metoda została po raz pierwszy opracowana i zastosowana przez N. Dalkeya i O. Helmera w 1963 roku [5]. Metoda delficka pozbawiona jest wad tradycyjnych zbiorowych metod eksperckich, takich jak: dominacja jednej lub kilku indywidualności, sugerowanie się opiniami innych uczestników badania, duża presja grupy na uczestników badania, brak odpowiedzialności uczestników za formułowane opinie, niechęć do publicznej zmiany raz zajętego stanowiska, przeciążenie

zbędnymi lub niezwiązanymi z tematem informacjami. Cechuje ją natomiast niezależność opinii ekspertów, anonimowość wypowiedzianych sądów, wieloetapowość postępowania, uzgadnianie i sumowanie opinii [6].

Wieloetapowość postępowania metody jest efektem opracowania starannie zaplanowanego programu następujących po sobie ankiet kierowanych do ekspertów, przeplatanych – na zasadzie sprzężenia zwrotnego – informowaniem i podawaniem zbiorczych opinii ekspertów. Eksperti koncentrują się wówczas na przedmiocie badania, a nie na osiąganiu własnych celów czy na forsowaniu własnych argumentów.

Procedura delficka wymusza przejście do grupy większościowej, ponieważ od eksperta zajmującego pozycję odmienną od większości żąda się nie tylko wytłumaczenia, ale i uzasadnienia stanowiska. Wyodrębnia się w ten sposób ekstremistów, tzn. osoby nieprzejednane, niezmienną swych opinii. Powtórzenie powoduje, że zakres rozbieżności opinii zawęża się, doprowadzając do uzgodnionej opinii większości ekspertów.

3. Identyfikacja ekspercka środowiskowych, gospodarczych i społecznych oddziaływań technologii energetyki niskoemisyjnej z zastosowaniem metody delfickiej

Opracowany na podstawie przeglądu literatury wstępny zestaw kryteriów (oddziaływań) został poddany weryfikacji w badaniu fokusowym trzech ekspertów. Następnie, w pierwszej rundzie badania ośmiu ekspertów zajmujących się ekonomią środowiska oraz energetyką miało za zadanie opisać każde z oddziaływań,

OBSZAR Oddziaływanie w ramach obszaru	Nr
GOSPODARKA	
Wpływ na PKB	1
Wpływ na bilans handlowy	2
Wpływ na innowacyjność i konkurencyjność gospodarki	3
Wpływ na stopę bezrobocia (oddziaływanie istotne w przypadku znacznej nierównowagi na rynku pracy)	4
Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne sektora przedsiębiorstw oraz sektora publicznego (np. przez rozwój lokalnych systemów energetycznych i autoprodukcji energii z OZE na cele biznesowe, dywersyfikację źródeł energii, wpływ na niezależnienie się od fluktuacji cenowych paliw kopalnych, brak stabilności produkcji energii w niektórych technologiach OZE)	5
Wpływ na równomierny rozwój regionów	6
Zajęcie terenu (np. ze względu na niską sprawność wskaźnik energii uzyskiwanej na jednostkę zajętego gruntu jest niski w przypadku większości technologii OZE)	7
SPOŁECZEŃSTWO	
Niwelowanie nierówności społecznych (np. rozwój energetyki rozproszonej OZE powoduje aktywizację obszarów wiejskich)	8
Kształtowanie nowej kultury energetycznej związanej m.in. z poszanowaniem energii poprzez rozwój energetyki prosumenckiej OZE	9
Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne gospodarstw domowych (jak w przypadku przedsiębiorstwach oraz np. przez rozwój energetyki prosumenckiej OZE)	10
ŚRODOWISKO	
Wpływ na emisje gazów cieplarnianych powodujących zmiany klimatyczne	11
Wpływ na emisje zanieczyszczeń powietrza (pyły, SO ₂ , NO _x i inne) powodujących negatywne skutki dla zdrowia i życia ludzi, flory i fauny, niszczenie materiałów budowlanych	12
Wpływ na ilość wytwarzanych odpadów	13
Wpływ na zasobooszczędność gospodarki	14
Ingerencja w krajobraz	15
Ryzyko awarii i wypadków (np. reaktora jądrowego, skażenia środowiska podczas długotrwałego składowania odpadów radioaktywnych)	16

Tab. 1. Gospodarcze, społeczne i środowiskowe oddziaływania energetyki niskoemisyjnej, opracowanie własne

gdyż zwykle są to oddziaływania złożone i ważne było, aby przed nadaniem wagi i punktów (w kolejnym etapie badania przeprowadzonego metodą wielokryterialną, MCDA) zanalizować, jak każde z oddziaływań jest rozumiane przez ekspertów, co następnie miało doprowadzić do uzgodnionej definicji oddziaływania. Ekspertki mieli również możliwość zgłoszenia własnych propozycji oddziaływań w każdym z obszarów. Niektórzy z nich korzystali z tej możliwości.

Po pierwszej rundzie zestawiono opinie ekspertów dotyczące poszczególnych oddziaływań i zaproponowane dodatkowe oddziaływania oraz zidentyfikowano zaistniałe rozbieżności w ocenie. Rezultatem były zwięzłe pisemne określenia zakresów zbieżności i rozbieżności oraz streszczenia argumentów podtrzymujących alternatywne punkty widzenia. W drugiej rundzie przesłano ekspertom uzupełnioną listę oddziaływań wraz z omówieniem zaistniałych rozbieżności, z sugestią, aby respondenci zgodzili się z opinią większości. Druga runda zakończyła badanie. W tab. 1 przedstawiono finalną listę zidentyfikowanych oddziaływań w wymienionych powyżej obszarach. Zbudowano jedną listę dla wszystkich technologii, obejmującą jednak również specyficzne dla poszczególnych technologii oddziaływania.

4. Ocena efektów gospodarczych, społecznych i środowiskowych rozwoju technologii energetyki niskoemisyjnej

Celem badania było ustalenie ważności (rankingu) technologii niskoemisyjnych wytwarzania energii w kontekście ich wpływu na dobrobyt społeczny w rozumieniu paradygmatu zrównoważonego rozwoju.

Przeprowadzono badanie ankietowe wśród 15 ekspertów, specjalistów z dziedziny ekonomii środowiska oraz energetyki, i poproszono ich o wypełnienie przygotowanego arkusza. Do określenia stopnia ważności poszczególnych kryteriów (celów) wykorzystano wagi. Ekspertki zostali poproszeni o wskazanie własnych wag dla poszczególnych kryteriów, tak aby wagi sumowały się do jedności, oraz o nadanie wag poszczególnym subkryteriom w ramach wyodrębnionych obszarów, przy czym wagi subkryteriów również powinny sumować się do jedności w ramach danego obszaru. Wagi te zostały uśrednione i zaprezentowano je w tab. 2.

Najwyższą wagę eksperci przypisali obszarowi (kryterium): środowisko (0,39), następnie gospodarce (0,36) i społeczeństwu (0,25). W ramach obszarów wagi lokalne są generalnie zbliżone. Największe różnice wag poszczególnych subkryteriów występują w obszarze: środowisko, jednak różnice te i tak nie są duże. Najwyższą wagę przypisano emisji innych poza gazami cieplarnianymi zanieczyszczeń powietrza (0,26), następnie emisji gazów cieplarnianych (0,24), a najniższe ryzyko awarii elektrowni (0,11). W obszarze gospodarka największa różnica występuje pomiędzy subkryterium bezpieczeństwo energetyczne przedsiębiorstw (0,21) oraz innowacyjność i konkurencyjność gospodarki (0,19) a wpływem na stopę bezrobocia (0,10). W obszarze społeczeństwo wyróżniono jedynie trzy subkryteria i każdemu przypisano wagę zbliżoną do 0,3.

Dla technologii zastosowano odrębną skalę, w której określano wpływ danej technologii energetycznej na określone kryterium

Kryteria/subkryteria	wagi lokalne	wagi globalne
Gospodarka	0,3573	0,3573
PKB	0,1467	0,0524
Bilans handlowy	0,1067	0,0381
Innowacyjność i konkurencyjność gospodarki	0,1933	0,0691
Stopa bezrobocia	0,1000	0,0357
Bezpieczeństwo energetyczne przedsiębiorstw	0,2133	0,0762
Równomierny rozwój regionów	0,1033	0,0369
Zajęcie terenu	0,1367	0,0488
Społeczeństwo	0,2507	0,2507
Niwelowanie nierówności społecznych	0,2933	0,0735
Kształtowanie nowej kultury energetycznej	0,3600	0,0902
Bezpieczeństwo energetyczne gosp. domowych	0,3467	0,0869
Środowisko	0,3907	0,3907
Emisja gazów cieplarnianych	0,2367	0,0925
Emisja innych zanieczyszczeń powietrza	0,2633	0,1029
Ilość wytwarzanych odpadów	0,1233	0,0482
Zasobooszczędność gospodarki	0,1400	0,0547
Ingerencja w krajobraz	0,1300	0,0508
Ryzyko awarii/wypadku	0,1067	0,0417

Tab. 2. Średnia wag podanych przez ekspertów, opracowanie własne

Ocena wpływu: lingwistyczna	Ocena wpływu: punktowa
wpływ bardzo duży pozytywny	4
wpływ duży pozytywny	3
wpływ średni pozytywny	2
wpływ nieznaczny pozytywny	1
brak wpływu	0
wpływ nieznaczny negatywny	-1
wpływ średni negatywny	-2
wpływ duży negatywny	-3
wpływ bardzo duży negatywny	-4

Tab. 3. Skala dla oceny punktowej oddziaływań, opracowanie własne

(bez odniesienia do pozostałych technologii). Wpływ ten mógł być zarówno pozytywny, jak i negatywny, a określano go na skali od -4 do 4 (gdzie: -4 oznaczało maksymalny wpływ negatywny, 0 – brak wpływu, a 4 – maksymalny wpływ pozytywny). Skalę dla oceny oddziaływań przedstawiono w tab. 3.

W ostatnim etapie analizy podjęto próbę stworzenia rankingu technologii energetycznych. Ekspertki ocenili wpływ danej technologii na każdy z kryteriów pośrednich. Oceny ekspertów zostały uśrednione i zaprezentowano je w tab. 4.

Analizując średnie oceny punktowe przypisane przez ekspertów w poszczególnych obszarach, można stwierdzić, że technologii, które w najwyższym stopniu przyczyniają się do wzrostu dobrobytu społecznego poprzez realizację celów zrównoważonego rozwoju w obszarze: gospodarka to technologie biomasowe i biogazowe, którym przypisano 11,3 pkt; słoneczna

Kryterium	Technologia energetyczna				
	Wiatrowa lądowa	Wiatrowa morska	Biomasa i biogazowa	Słoneczna	Jądrowa
Gospodarka	7,4	5,867	11,333	9,867	4,4
PKB	1,267	1,200	2,000	2,000	0,733
Bilans handlowy	0,400	0,533	0,800	0,867	0,067
Innowacyjność i konkurencyjność gospodarki	1,733	1,800	1,667	2,333	1,867
Stopa bezrobocia	1,000	0,467	1,933	1,267	0,333
Bezpieczeństwo energetyczne przedsiębiorstw	2,200	1,667	2,800	2,133	2,600
Równomierny rozwój regionów	1,133	0,267	2,133	1,467	-0,200
Zajęcie terenu	-0,333	-0,067	0,000	-0,200	-1,000
Społeczeństwo	4,866	2,4	7,2	7,801	1,067
Niwelowanie nierówności społecznych	1,533	0,467	2,467	2,267	-0,200
Kształtowanie nowej kultury energetycznej	1,933	1,400	2,533	2,867	0,000
Bezpieczeństwo energetyczne gospodarstw domowych	1,400	0,533	2,200	2,667	1,267
Środowisko	6,067	7,734	3,4	7,4	-3,133
Emisja gazów cieplarnianych	2,467	2,400	1,533	2,000	2,533
Emisja innych zanieczyszczeń powietrza	2,333	2,267	1,400	2,133	1,667
Ilość wytwarzanych odpadów	1,333	1,400	0,067	0,600	-2,800
Zasobooszczędność gospodarki	2,267	2,400	2,133	2,667	1,400
Ingerencja w krajobraz	-2,733	-1,200	-1,000	-0,533	-2,133
Ryzyko awarii/wypadku	0,400	0,467	-0,733	0,533	-3,800
SUMA	18,333	16,001	21,933	25,068	2,334

Tab. 4. Uśrednione wartości punktowe ocen technologii energetycznych, opracowanie własne

(fotowoltaika) zajmuje drugie miejsce z wynikiem 9,9 pkt, trzecie miejsce zajmuje technologia wiatrowa lądowa (7,4 pkt), następnie wiatrowa morska (5,9 pkt) i na ostatnim miejscu, z wyraźnie niższym wynikiem, technologia jądrowa (4,4 pkt). Największy udział punktowy przypisano takim subkryteriom, jak: bezpieczeństwo energetyczne przedsiębiorstw oraz innowacyjność i konkurencyjność gospodarki. Okazuje się, że według ekspertów rozwijanie w zasadzie każdej z technologii energetyki niskoemisyjnej będzie miało znaczący pozytywny wpływ na wymienione subkryteria. Wydaje się to zgodne z intuicyjnym rozumieniem tych zjawisk, rozwijanie każdej technologii energetycznej, poza dominującą energetyką węglową, prowadzi do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego w związku z dywersyfikacją źródeł energii oraz do wzrostu innowacyjności i konkurencyjności gospodarki. Wszystkie technologie niskoemisyjne mają również pozytywny wpływ na PKB, bilans handlowy oraz stopę bezrobocia, choć siła wpływu jest już wybitnie uzależniona od technologii. Najwyższy pozytywny wpływ na PKB wywiera rozwój technologii biomasowych i biogazowych oraz fotowoltaiki (po 2 pkt.), drugie miejsce zajmują energetyka wiatrowa lądowa (1,27 pkt) oraz morska (1,2 pkt) i wyraźnie zdystansowana technologia jądrowa na ostatnim miejscu, z wynikiem 0,73 pkt. Najwyższy wpływ na poprawę bilansu handlowego mają technologie fotowoltaiczna (0,87 pkt) oraz biomasowe i biogazowe (0,8 pkt). Technologie wiatrowe zajmują drugie miejsce i znowu na ostatnim miejscu, z wynikiem bliskim zera (0,07 pkt), energetyka jądrowa. Ranking wygląda tak samo, jeśli chodzi o kolejne

subkryterium, jakim jest wpływ na stopę bezrobocia. Wyraźnie dominują technologie biomasowe i biogazowe jako mające najwyższy potencjał tworzenia miejsc pracy. Istotny pozytywny wpływ w tym zakresie wykazują również technologie fotowoltaiczna i wiatrowa lądowa. Energetyka jądrowa zajmuje ostatnie miejsce, z wynikiem bliskim zera. Jeśli chodzi o wpływ na równomierny rozwój regionów, technologie biomasowe i biogazowe, znowu zdecydowanie zajmują pierwsze miejsce, co jest intuicyjnie zrozumiałe. Na drugim miejscu plasuje się fotowoltaika, następnie wiatrowa lądowa. Technologie wiatrowa morska oraz jądrowa osiągnęły wynik bliski zera, co również wydaje się zrozumiałe. Jeśli chodzi o zajęcie terenu każdej z technologii, poza biomasą i biogazem z wynikiem 0 pkt, oznaczającym brak wpływu, przypisano wpływ negatywny. W tym wypadku rozkład punktów może być zaskakujący, gdyż najwyższy ujemny wpływ eksperci przypisali energetyce jądrowej, pomimo wyraźnego opisu subkryterium wskazującego na technologie energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii jako charakteryzujących się niskim wskaźnikiem uzysku energii na jednostkę zajętego terenu (tab. 1), odwrotnie niż energetyka jądrowa. Wszystkim technologiom OZE przypisano generalnie bardzo niewielki ujemny wpływ, podczas, gdy dla energetyki jądrowej jest to wpływ zdecydowanie wyższy negatywny.

W obszarze społeczeństwo pierwsze miejsce z wynikiem 7,8 pkt zajmuje fotowoltaika, drugie technologie biomasowe i biogazowe – 7,2 pkt, trzecie wiatrowa lądowa – 4,9 pkt. Wyraźnie mniejsze znaczenie ma technologia wiatrowa morska – 2,4 pkt.

Na ostatnim miejscu znalazła się znowu energetyka jądrowa z wynikiem 1,07 pkt. Niemal taki sam ranking obowiązuje dla każdego subkryterium w ramach tego obszaru, tj. technologie fotowoltaiczna, biomasowe i biogazowe oraz energetyka wiatrowa lądowa wywierają istotny pozytywny wpływ na niwelowanie nierówności społecznych (wydaje się to zrozumiałe ze względu na możliwość lokowania inwestycji na obszarach wiejskich na terytorium całego kraju), kształtowanie nowej kultury energetycznej oraz bezpieczeństwo energetyczne gospodarstw domowych. W odniesieniu do dwóch ostatnich subkryteriów wydaje się, że może za to odpowiadać rozwój energetyki prosumenckiej opartej na tych technologiach energetycznych. W związku z powyższym, nie dziwi znacząco niższy wpływ na wymienione czynniki energetyki wiatrowej morskiej oraz najniższy energetyki jądrowej (wykazującej brak wpływu na kształtowanie nowej kultury energetycznej oraz nawet w niewielkim stopniu pogłębiającej nierówności społeczne).

W obszarze środowisko wyniki badania eksperckiego wskazują na znaczące, czasem wręcz diametralne, różnice pomiędzy rozpatrywanymi technologiami. Wszystkie technologie oparte na odnawialnych źródłach energii wykazują wpływ pozytywny, przy czym na pierwszym miejscu plasuje się energetyka wiatrowa morska – 7,73 pkt, tuż za nią fotowoltaika – 7,4 pkt, trzecie miejsce zajmuje energetyka wiatrowa lądowa – 6,1 pkt. Dużo niższy, choć nadal pozytywny wpływ, wykazuje energetyka biomasowa i biogazowa z wynikiem 3,4 pkt. Energetyka jądrowa wykazuje silny wpływ negatywny z wynikiem –3,1 pkt. Największe oddziaływanie pozytywne w obszarze środowisko eksperci przypisali takim subkryteriom, jak zasobooszczędność gospodarki, emisja gazów cieplarnianych oraz emisja innych zanieczyszczeń powietrza, takich jak m.in. pyły, SO_x i NO_x . Przy tym rozwijanie w zasadzie każdej z technologii energetyki niskoemisyjnej będzie miało znaczący pozytywny wpływ na wymienione subkryteria, co jest oczywiste i jest podstawowym powodem, dla którego te technologie są wdrażane. Rozwijanie każdej technologii energetyki niskoemisyjnej zastępuje dominującą energetykę węglową, co prowadzi do osiągnięcia wyższej jakości powietrza atmosferycznego. W odniesieniu do emisji gazów cieplarnianych pierwsze miejsce zajmuje energetyka jądrowa, z wynikiem 2,5 pkt. Tuż za nią plasują się: energetyka wiatrowa lądowa i morska – odpowiednio 2,47 oraz 2,4 pkt, kolejne miejsce zajmuje fotowoltaika – 2 pkt i na ostatnim miejscu technologie biomasowe i biogazowe – 1,53 pkt. W odniesieniu do emisji pozostałych zanieczyszczeń powietrza ranking jest nieco inny, tj. technologie wiatrowa lądowa, morska oraz fotowoltaika osiągnęły najwyższy, zbliżony wynik – odpowiednio 2,33, 2,3 oraz 2,1 pkt. Następna w rankingu jest energetyka jądrowa – 1,67 pkt, a tuż za nią biomasowa i biogazowa z wynikiem 1,4 pkt. Ostatnie miejsce w rankingu słusznie pozostaje niezmienione, ze względu na występowanie emisji zanieczyszczeń w fazie operacyjnej elektrowni biomasowych, natomiast nie do końca możliwa jest interpretacja przesunięć na pozostałych miejscach rankingu. Największy stopień zasobooszczędności gospodarki osiągany jest przy rozwijaniu fotowoltaiki, następnie energetyki wiatrowej morskiej i lądowej, kolejne miejsce zajmują technologie biomasowe i biogazowe. Wszystkie technologie OZE uzyskały ponad 2 pkt w odniesieniu

do tego czynnika. Ostatnie miejsce, z wynikiem 1,4 pkt, zajmuje energetyka jądrowa. Ranking ten wydaje się zasadny ze względu na to, że trzy technologie OZE z najwyższą punktacją nie wymagają użycia zasobów w fazie operacyjnej. Energetyka biomasowa i biogazowa wymaga użycia zasobów odnawialnych, a jedynie energetyka jądrowa korzysta z nieodnawialnego zasobu przyrody, jakim jest uran. Wszystkie technologie wykazują pozytywny wpływ na zasobooszczędność gospodarki w porównaniu z dominującą obecnie energetyką opartą na węglu. W odniesieniu do subkryterium, ilość wytwarzanych odpadów najwyższy pozytywny wpływ notują energetyka wiatrowa morska i lądowa – odpowiednio 1,4 oraz 1,3 pkt. Znacznie niższy pozytywny wpływ wykazuje fotowoltaika. Bardzo niewielki (bliski zera) wpływ wykazuje energetyka biomasowa i biogazowa. Energetyka jądrowa wykazuje wysoki negatywny wpływ, z wynikiem – 2,8 pkt. Wydaje się, że słusznie najwyższe trzy miejsca w rankingu zajmują wskazane technologie OZE, być może dlatego, iż nie generują odpadów w fazie operacyjnej. Można mieć wątpliwości odnośnie usytuowania w rankingu energetyki biomasowej i biogazowej, gdyż pozwala na zagospodarowanie odpadów z produkcji rolnej i zwierzęcej (nie wspominając o odpadach przemysłowych), a pulpa pofermentacyjna biogazowni rolniczych może być wykorzystana jako nawóz w rolnictwie. Wydaje się, że wysoki negatywny wpływ przypisano energetyce jądrowej ze względu na wytwarzanie odpadów radioaktywnych o długim okresie życia oraz na nie do końca sprawdzoną w odniesieniu do bezpieczeństwa technologię ich długoterminowego składowania. Eksperci przypisali negatywny wpływ w odniesieniu do ingerencji w krajobraz wszystkim analizowanym technologiom energetyki niskoemisyjnej. Najsilniejszy negatywny wpływ przypisano energetyce wiatrowej lądowej (–2,7 pkt), zaraz za nią plasuje się energetyka jądrowa (–2,1 pkt). Niższy, lecz nadal negatywny wpływ wykazuje energetyka wiatrowa morska (–1,2 pkt), następnie biomasowa i biogazowa (–1 pkt). Na ostatnim miejscu, z wynikiem –0,53 pkt plasuje się fotowoltaika. Wydaje się, że ranking ten jest zgodny z powszechnym postrzeganiem tego oddziaływania (choć można mieć wątpliwości odnośnie usytuowania energetyki jądrowej ze względu na brak doświadczeń w tym zakresie w Polsce). Ostatnim analizowanym subkryterium było ryzyko awarii/wypadku. Pierwsze miejsce pod względem zagrożenia zajmuje energetyka jądrowa z wynikiem –3,8 pkt, co oznacza niemal maksymalny negatywny wpływ na zastosowanej skali. Drugie miejsce pod względem stopnia zagrożenia zajmuje energetyka biomasowa i biogazowa z wynikiem –0,73 pkt. Pozostałe technologie według ekspertów wykazują pozytywny wpływ, a zatem zmniejszenie ryzyka awarii w cyklu energetycznym w porównaniu z dominującą obecnie energetyką węglową. Wpływ tej jednak nie jest wysoki, ze średnią punktów w okolicy 0,5 dla fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej morskiej i lądowej.

5. Ranking technologii energetyki niskoemisyjnej z zastosowaniem metody wielokryterialnej

Suma punktów uzyskana w obszarach gospodarka, społeczeństwo, środowisko wskazuje na następujący ranking technologii

Technologia energetyczna	Wiatrowa lądowa	Wiatrowa morska	Biomasa i biogazowa	Słoneczna	Jądrowa
Wartość syntetyczna	1,373	1,177	1,537	1,783	0,500
Ranking	3	4	2	1	5

Tab. 5. Ranking technologii energetycznych z uwzględnieniem wag, opracowanie własne

energetyki niskoemisyjnej: fotowoltaika zajmuje pierwsze miejsce (25 pkt), biomasa miejsce drugie (22 pkt), trzecie miejsce energetyka wiatrowa lądowa (18 pkt), czwarte wiatrowa morska (16 pkt.) i ostatnie miejsce energetyka jądrowa z zaskakująco niskim wynikiem (2 pkt).

Następnie oceny ekspertów zostały zagregowane z uwzględnieniem wag i obliczono syntetyczną wartość oceny każdej z technologii energetyki niskoemisyjnej. Wyniki zaprezentowano w tab. 5.

Po zważeniu punktów uzyskano ten sam ranking. Okazuje się, że energetyka jądrowa uzyskała równie niski wynik w porównaniu z technologiami opartymi na odnawialnych źródłach energii. Wszystkie technologie OZE uzyskały wynik w zakresie 1,177–1,783, podczas gdy energetyka jądrowa jedynie 0,5.

6. Wnioski na przyszłość

W ramach rankingu i wyboru przyszłych technologii energetyki niskoemisyjnej należy również zwrócić uwagę na koszty inwestycyjne (prywatne). Koszty te zostały pośrednio ujęte w ramach wpływu technologii energetyki niskoemisyjnej na PKB, jednak bezpośrednie porównanie trendów kosztów inwestycyjnych ugruntowuje prawidłowość przedstawionego rankingu. Zgodność oceny ekonomicznej (z punktu widzenia społecznego) z oceną finansową (z punktu widzenia inwestora) technologii energetyki niskoemisyjnej wskazuje na minimalizowanie koniecznej pomocy publicznej dla rozwoju preferowanych technologii energetyki niskoemisyjnej (tj. wszystkie analizowane technologie wymagają wsparcia ze strony państwa, jednak chodzi o optymalizowanie zakresu tegoż wsparcia dla uzyskania zakładanych celów). W przypadku energetyki jądrowej, która w rankingu zajęła ostatnie miejsce, należy mieć świadomość wzrastającego trendu kosztów prywatnych. Jest to sytuacja wybitnie nietypowa, biorąc pod uwagę obniżanie się kosztów produkcji energii ze źródeł odnawialnych (wszystkich technologii OZE). Jest dobrze znanym i zbadanym zjawisko obniżania się kosztów technologii w miarę jej wdrażania i stosowania na coraz większą skalę. Teoria ekonomii przedstawia dwa powody, które tłumaczą to zjawisko: efekt skali i efekt uczenia się. Okazuje się jednak, że żaden z tych efektów nie działa w przypadku technologii jądrowej [7]. Brak ekonomiki skali oznacza, że koszt na MW mocy zainstalowanej nie zmniejsza się w miarę zwiększania mocy elektrowni. Dzieje się tak dlatego, że większe reaktory nie są prostymi replikami mniejszych, są bardziej

skomplikowane, złożone z większej liczby komponentów, wymagają często innego projektu. W przypadku energetyki jądrowej nie obserwuje się również efektu uczenia się, co może wynikać z kilku przyczyn. Reaktory jądrowe nie są produkowane masowo, należy również brać pod uwagę specyficzne uwarunkowania, np. lokalizacyjne elektrowni, co powoduje, że są to produkty unikatowe. Ponadto ze względu na spowolnienie lub odkładanie programów rozwoju energetyki jądrowej przez poszczególne kraje nastąpiła utrata efektu uczenia się w postaci wykwalifikowanych pracowników.

Jednak najważniejszym powodem dla wciąż wzrostowego trendu kosztów energetyki jądrowej są regulacje dotyczące bezpieczeństwa (jak dodatkowe urządzenia i systemy zabezpieczające), które wciąż są zastrzane, oraz częstotliwość ich zmian, która powoduje potrzebę ciągłego dostosowywania planów oraz opóźnia budowę już rozpoczętych reaktorów. Wspomniany wzrost kosztów *overnight* szacowany jest na 9,2% rocznie w USA oraz 1,7% rocznie we Francji [7].

Faktem jest, że każda generacja reaktorów jądrowych jest droższa od poprzedniej. W związku z tym nasuwa się pytanie o możliwości rozwoju energetyki jądrowej i jej konkurencyjność wobec alternatywnych technologii energetycznych. Gdyby elektrownie jądrowe tego typu (np. najbardziej popularny reaktor EPR III generacji) obecnie były budowane częściej, należałoby się spodziewać spadku kosztów, jednak trudno powiedzieć, jak duży byłby to spadek. Czynniki, które mogą spowodować obniżenie kosztów, to przejście na budowę modułową reaktorów (już podejmuje się tego typu rozwiązania np. dla reaktora AP1000) oraz standaryzację. Ten drugi czynnik jest trudniejszy do realizacji, gdyż zwykle zamawiający ma określone wymagania odnośnie reaktora oraz w zależności od kraju inne wymogi bezpieczeństwa [9]. Te rozważania dotyczą technologii budowy reaktorów jądrowych stosowanej obecnie. Jednak zakładając postęp technologiczny, należy odpowiedzieć na pytanie, czy reaktory kolejnej generacji mogą być bardziej bezpieczne i budowane taniej. Wydaje się, że nie. Wynika to z coraz bardziej wyśrubowanych norm bezpieczeństwa oraz nasilających się ryzyk politycznych, związanych na przykład z terroryzmem. Poza tym opinia publiczna jest coraz bardziej nieprzychylnie nastawiona do ryzykownych technologii energetycznych (co może wynikać z katastrofy w Fukushima). Jak już zostało powiedziane, bardzo ograniczone są możliwości modularyzacji i standaryzacji reaktorów jądrowych oraz występują krótkie serie produkcyjne. Jest to sytuacja wyjątkowa wśród technologii energetycznych. Przykładowo elektrowni wiatrowych, słonecznych, jak również węglowych zamawia się setki lub tysiące rocznie, natomiast elektrowni jądrowych najwyżej kilkadziesiąt. Budowy te można przyrównać do innych dużych projektów inżynierskich, jak mosty, lotniska oraz tamy, które są budowane na miejscu. Eksperti prognozują więc dalszy wzrost kosztów budowy elektrowni jądrowych, a co za tym idzie, wyższy koszt produkcji energii [7]. Będzie to pogarszać pozycję konkurencyjną energetyki jądrowej wobec alternatywnych technologii energetycznych.

BIBLIOGRAFIA

1. Przewodnik po analizie kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych. Narzędzie analizy ekonomicznej polityki spójności 2014–2020, Komisja Europejska, Bruksela 2014.
2. Goldbach S.G., Leleur S., Cost-Benefit Analysis (CBA) and alternative approaches from the Centre for Logistics and Goods (CLG) study of evaluation techniques, 2004.
3. Stypka T., Flaga-Maryańczyk A., Możliwości stosowania zmodyfikowanej metody AHP w problemach inżynierii środowiska, *Ekonomia i Środowisko* 2016, nr 2(57), s. 37–53.
4. The socio-economic benefits of solar and wind energy, IRENA and CEM, Abu Dhabi, 2014 [online], http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Socioeconomic_benefits_solar_wind.pdf [dostęp: 31.03.2017].
5. Dalkey N., Helmer O., An experimental application of the Delphi method to the use of experts, *Management Science* 1963, No. 9(3), s. 458–467.
6. Krupowicz J., Metody heurystyczne [w:] Prognozowanie gospodarcze: metody i zastosowania, red. M. Cieślak, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2008.
7. Lévêque F., *The Economics and Uncertainties of Nuclear Power*, Cambridge University Press, Cambridge 2015.
8. Popkiewicz M., *Rewolucja energetyczna. Ale po co?*, Wydawnictwo Sonia Draga, Katowice 2016.
9. Reduction of Capital Costs of nuclear power plants, OECD, Paris, 2000 [online], <http://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2000/2088-reduction-capital-costs.pdf> [dostęp: 31.03.2017].

Podziękowanie

Artykuł przygotowano w ramach projektów badawczych „Wartościowanie efektów środowiskowych w analizie kosztów i korzyści inwestycji w niskoemisyjne źródła energii” UMO-2011/01/B/HS4/02322 oraz „Zarządzanie wartością inwestycji w odnawialne źródła energii” [UMO-2011/01/D/HS4/05925], realizowanych przez Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, finansowanych przez Narodowe Centrum Nauki.

Magdalena Ligus

dr

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

e-mail: magdalena.ligus@ue.wroc.pl

Tytuł zawodowy magistra uzyskała w Akademii Ekonomicznej im. K. Adamieckiego w Katowicach na Wydziale Ekonomii, kierunek: finanse i bankowość, specjalność: finanse i inwestycje (2003). Stopień naukowy doktora uzyskała w Akademii Ekonomicznej im. O. Langego we Wrocławiu (2007). Pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Finansów Przedsiębiorstwa i Finansów Publicznych Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Jej zainteresowania badawcze koncentrują się na ocenie ekonomicznej opłacalności inwestycji w niskoemisyjne źródła energii, a w szczególności na wycenie środowiskowych efektów zewnętrznych tego typu inwestycji. Od 2009 roku jest kierownikiem studiów podyplomowych „Inwestycje w odnawialne źródła energii”, prowadzonych na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu.

Elektrownie jądrowe w polskim systemie elektroenergetycznym

Autor

Krzysztof Łowczowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektrownia jądrowa, system elektroenergetyczny, bezpieczeństwo, zdolności regulacyjne

Streszczenie

W artykule przedstawiono parametry ruchowe wybranych elektrowni jądrowych oraz układ wyprowadzania mocy z elektrowni jądrowej. Przedstawiono współpracę elektrowni jądrowych z systemem elektroenergetycznym w stanie normalnym, jak również w stanie zakłóceniu, np. pracę elektrowni jądrowej na potrzeby własne. Ponadto omówiono światowe trendy w zakresie bezpieczeństwa energetycznego elektrowni jądrowych oraz systemu elektroenergetycznego. Zwrócono uwagę na działania mogące poprawić bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

1. Wprowadzenie

Od wielu lat w Polsce eksploatowany jest reaktor badawczy Maria, natomiast w kraju nie ma jądrowych bloków energetycznych. Należy jednak podkreślić, że z punktu widzenia systemu elektrycznego elektrownie jądrowe są podobne do elektrowni opalanych węglem kamiennym oraz brunatnym, ponieważ we wszystkich przypadkach czynnikiem roboczym jest para wodna. Ponadto brak doświadczeń krajowych w zakresie energetyki jądrowej można skompensować dzięki staraniom organizacji zajmujących się energetyką jądrową – np. IAEA, która udostępnia liczne broszury oraz opisuje doświadczenia eksploatacyjne oraz procedury w krajach eksploatujących elektrownie jądrowe. Artykuł ma na celu wskazanie podobieństw oraz różnic między elektrowniami węglowymi a jądrowymi oraz wskazanie procedur i doświadczeń międzynarodowych mających na celu poprawę bezpieczeństwa energetycznego.

2. Połączenie z systemem elektroenergetycznym

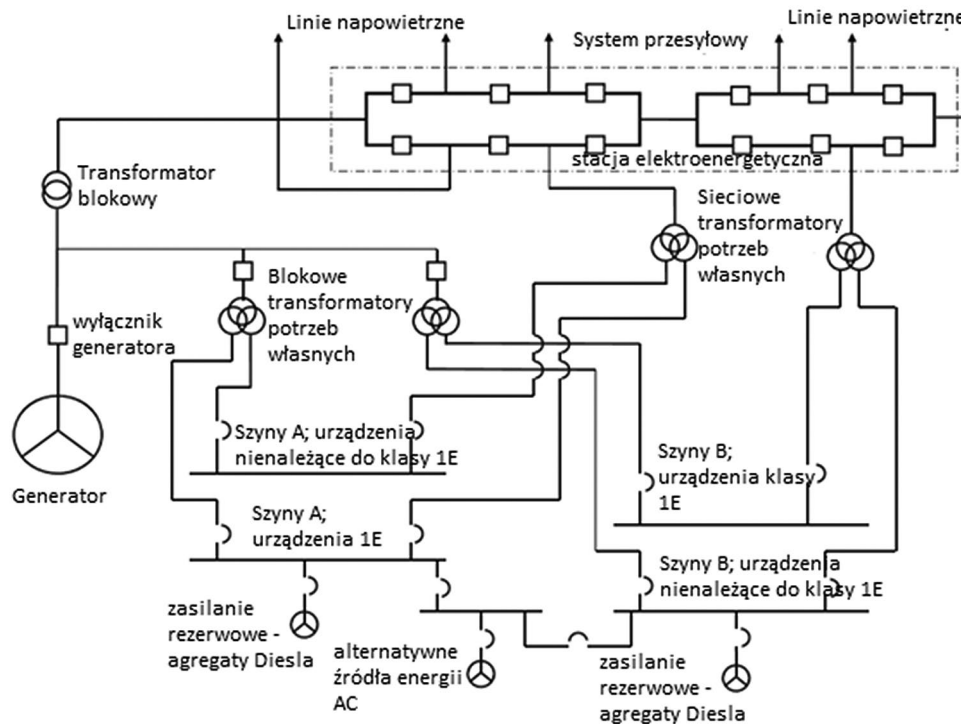
Typowy układ wyprowadzania mocy z elektrowni jądrowej został przedstawiony na rys. 1. Układ wyprowadzania mocy składa się zazwyczaj z dwutorowej linii napowietrznej najwyższego napięcia [10]. W układzie wyprowadzania mocy możliwe jest również stosowanie linii kablowych zamiast napowietrznych, co ogranicza ryzyko awarii spowodowanych wystąpieniem niekorzystnych warunków atmosferycznych. Dodatkowe połączenia z systemem elektroenergetycznym zapewniają zasilanie potrzeb własnych elektrowni i systemów bezpieczeństwa. Systemy bezpieczeństwa elektrowni jądrowej mogą być zasilane z sieci wysokich i najwyższych napięć, z sieci dystrybucyjnych, z energii wytwarzanej przez generator, z niezależnych rozdzielni zasilanych przez generatory Diesla oraz przez baterie akumulatorów. Zgodnie z zasadami głębokiej ochrony, nawet w przypadku

braku energii elektrycznej systemy bezpieczeństwa elektrowni III generacji są w stanie poprawnie funkcjonować dzięki wykorzystaniu układów pasywnych stosujących do działania np. grawitację. Dodatkowym zabezpieczeniem samej elektrowni może być np. automatyczne działanie systemów bezpieczeństwa zwane regułą 30 minut. Zgodnie z tą regułą, nawet w przypadku braku reakcji operatora, po 30 minutach od wystąpienia zdarzenia krytyczne dla bezpieczeństwa systemy są uruchamiane automatycznie [2]. Moc elektrowni jądrowych często przekracza 1000 MW, jako przykład można wymienić jednostki EPR lub APR-1400. Tendencja budowy dużych jednostek dotyczy również jednostek węglowych. Budowa dużych jednostek uzasadniona jest przede wszystkim względami ekonomicznymi, ale stanowi duże wyzwanie dla operatora sieci przesyłowej, ponieważ operator musi brać pod uwagę możliwość utraty jednostki wytwórczej i być w stanie zagwarantować bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego po utracie jednostki.

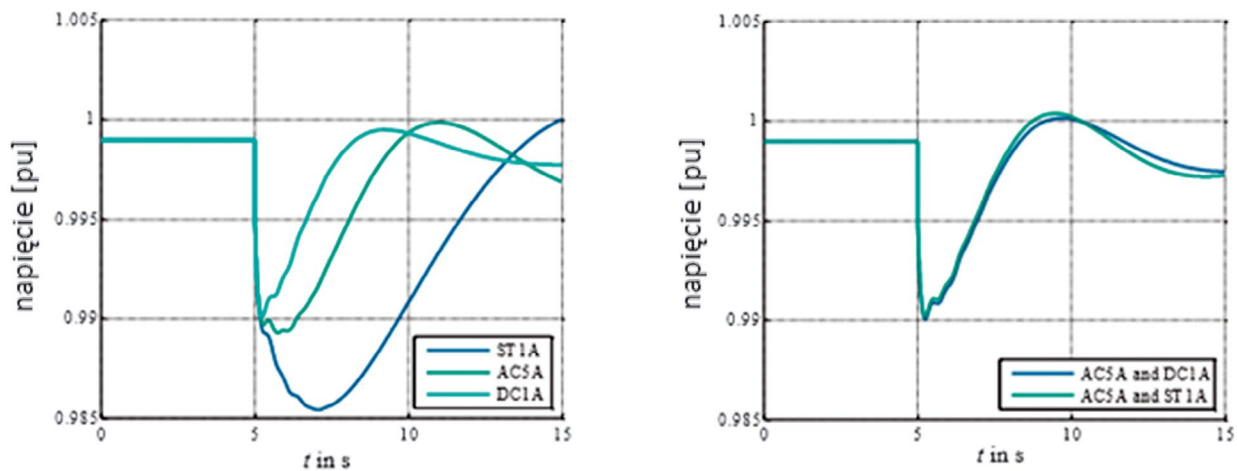
3. Współpraca z systemem elektroenergetycznym

Elektrownie jądrowe na świecie, podobnie jak elektrownie węglowe, muszą spełnić wymagania operatora sieci przesyłowej HVRT (ang. *high voltage ride through*), co ma na celu zapobieganie odłączania jednostek wytwórczych w przypadku wystąpienia przemijających zakłóceń. Krzywa HVRT przedstawiona na rys. 3 określa czas, przez jaki elektrownia musi zostać przyłączona do sieci w przypadku wystąpienia odchylenia napięcia. Krzywe HVRT mają różne kształty w zależności od wymagań operatora systemu elektroenergetycznego.

Operatorzy sieci przesyłowych wymagają od elektrowni jądrowych udziału w regulacji napięcia, co jest istotne ze względu na duży rozmiar bloków jądrowych. Układy regulacji elektrowni jądrowej powinny wspierać system również w stanach



Rys. 1. Typowy układ wyprowadzania mocy z elektrowni jądrowej

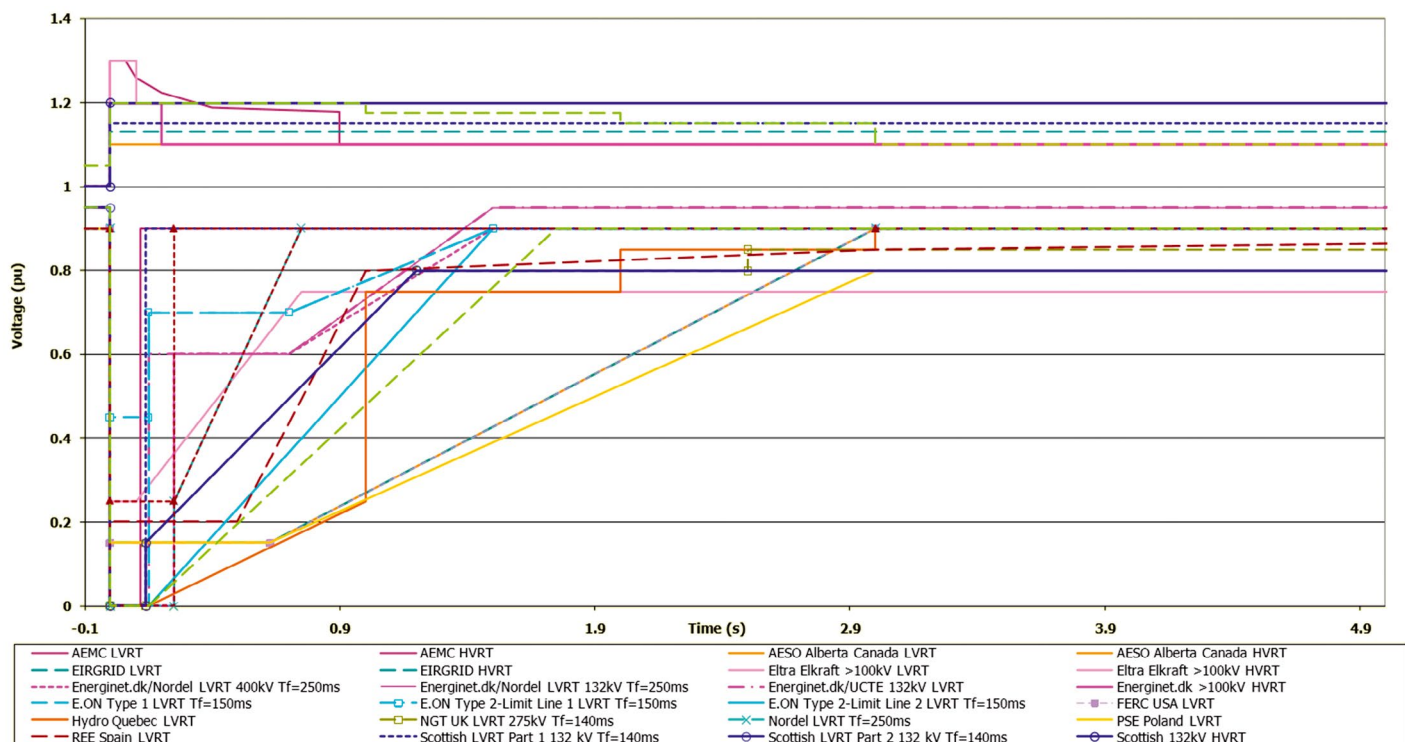


Rys. 2. Przebieg napięcia w przypadku utraty jednostki wytwórczej G08 w sieci testowej IEEE39 dla różnych układów wzbudzenia; jeden rodzaj regulatora (lewa strona); dwa rodzaje regulatorów w proporcji 50:50 (prawa strona)

zakłóceń. Układ regulacji generatora należy dobrać w celu spełnienia wymagań operatora sieci przesyłowej [28]. Interesujące są natomiast analizy dotyczące wpływu rodzaju układów wzbudzenia zainstalowanych w systemie na odbudowę napięcia przeprowadzone na modelu testowym IEEE39 [31]. Jak można zaobserwować na rys. 2, wzajemna interakcja układów wzbudzenia może mieć zauważalny wpływ na dynamiczną odchyłkę napięcia, jak również na proces stabilizacji napięcia. Elektrownia jądrowa musi pozostać przyłączona do sieci również w przypadku wystąpienia odchyłek częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Na rys. 4 przedstawia obszar dopuszczalnej pracy elektrowni jądrowej [10]. Należy jednak zwrócić uwagę na ograniczenia czasowe pracy w obszarze znaczących

odchyłek od częstotliwości nominalnej ze względu na ryzyko uszkodzenia łopatek turbiny. Istotny jest nie tylko dopuszczalny czas pracy podczas konkretnego stanu zakłóceń, ale również sumaryczny czas pracy z daną częstotliwością, zgodnie z danymi przedstawionymi w tab. 1 [30, 32].

Krzywa HVRT ma szczególnie istotne znaczenie w przypadku elektrowni jądrowej (EJ), ponieważ synchronizacja EJ z siecią jest trudniejsza niż w przypadku synchronizacji konwencjonalnej jednostki wytwórczej, za co odpowiedzialne są procesy jądrowe [20]. W konsekwencji elektrownię jądrową można włączyć do systemu krótko po wyłączeniu, czyli w praktyce w ciągu kilku godzin po awarii lub po usunięciu pierwiastków zatrujących reaktor, czyli po kilku dniach. Na skutek procesów jądrowych



Rys. 3. Krzywe HVRT stosowane w różnych krajach

Zakres częstotliwości	Sumaryczny czas pracy [min]	Czas pracy [s]
51,0–51,5	<30	<30
50,5–51,0	<180	<180
48,5–50,5	praca ciągła	praca ciągła
48,5–48,0	<300	<300
48,0–47,5	<60	<60
47,5–47,0	<10	<20
47,0–46,5	<2	<5

Tab. 1. Dopuszczalny czas pracy turbin w Chinach w zależności od częstotliwości

ograniczona jest również możliwość udziału elektrowni jądrowych w procesie odbudowy systemu po wystąpieniu awarii katastrofalnych.

Przypadki awarii systemowych skłoniły konstruktorów EJ do przystosowania elektrowni do pracy na potrzeby własne. Elektrownie takie mają możliwość szybkiej ponownej synchronizacji z siecią po odłączeniu oraz dodatkową linię obrony służącą do zasilania potrzeb własnych. Możliwość pracy na potrzeby własne wiąże się z pewnymi wadami, do których zalicza się wzrost skomplikowania układu sterowania oraz automatyki zabezpieczeniowej, przez co niezawodność układów maleje. Konieczne są znaczne nakłady finansowe związane z instalacją wyłącznika generatora oraz większego skraplacza [6]. Możliwość pracy na potrzeby własne mają między innymi następujące konstrukcje AP1400 [9], ATMEA1 [14] lub EPR [13]. Elektrownia AP1400 może pracować na potrzeby własne (3% P_n) przez 4 godziny i zrzut 55% pary płynącej przez turbosespół podczas obciążenia turbosespołu

pełną mocą [9]. Zwiększenie czasu pracy na potrzeby własne byłoby możliwe w przypadku poboru pary do celów ciepłowniczych. Analizę wykorzystania elektrowni jądrowej do zasilania odbiorców ciepła w warunkach polskich przedstawiono w [24]. Innym zagrożeniem płynącym z sieci, mogącym mieć negatywny wpływ na elektrownię jądrową, są przepięcia i wyładowania atmosferyczne. W związku z tym konieczne jest stosowanie odpowiednich środków ochrony przepięciowej w układzie wyprowadzania mocy, jak również na terenie samej elektrowni, przy czym szczególną uwagę należy zwrócić na urządzenia kategorii 1E, do których zalicza się m.in. zabezpieczenia generatora [2].

4. Zdolności regulacyjne elektrowni jądrowych

Elektrownie jądrowe mogą redukować moc w celu pokrywania dobowych zmian obciążenia. Elektrownie uczestniczące w regulacji obciążenia można podzielić na elektrownie uczestniczące w pokrywaniu planowych dobowych zmian obciążenia i elektrownie pokrywające nieplanowane zmiany obciążenia. Redukcja mocy elektrowni jądrowej podczas doliny nocnej pozytywnie wpływa na stabilność systemu elektroenergetycznego [19]. Zdolności regulacyjne elektrowni EPR pozwalają na pokrywanie dobowych zmian obciążenia, przy czym wyróżnia się tzw. lekkie i głębokie pokrywanie zmian obciążenia. Jako lekkie zmiany obciążenia opisuje się zmiany mocy w zakresie 60–100% P_n z prędkością 5% P_n/min, a głębokie w zakresie 25–60% z prędkością 2,5% P_n/min (przez 80% czasu trwania cyklu paliwowego). Dalsze wypalenie paliwa powoduje ograniczenie prędkości zmian mocy. Elektrownia EPR może również uczestniczyć w regulacji pierwotnej z prędkością dochodzącą do 1% P_n/s w zakresie ±2,5 % P_n. EPR ma również rezerwę mocy pozwalającą

na uczestnictwo w regulacji wtórnej. Rezerwa wynosi $\pm 4,5\%$ Pn, jeżeli moc generowana znajduje się w zakresie od minimum technicznego do 60% Pn z prędkością 1% Pn/min. W przypadku, gdy moc generowana znajduje się w zakresie $60\text{--}100\%$ Pn, rezerwa wynosi $\pm 10\%$ Pn, a szybkość zmian dochodzi do 2% Pn/min. Elektrownie jądrowe mają możliwość awaryjnej regulacji mocy z prędkością dochodzącą do $\pm 20\%$ min, dzięki czemu mają możliwość udziału w obronie systemu elektroenergetycznego w przypadku wystąpienia poważnych zaburzeń w systemie elektroenergetycznym [1], co można wykorzystać w algorytmie obrony KSE [14].

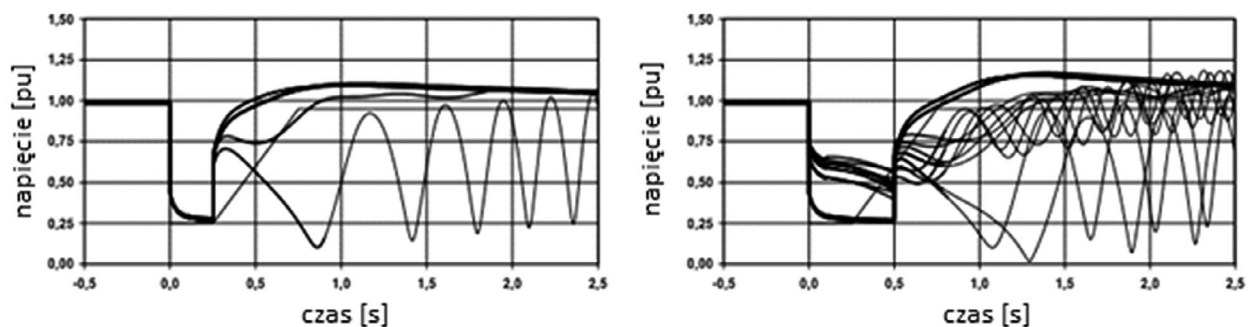
5. Analiza wpływu zakłóceń w systemie elektroenergetycznym na elektrownie jądrowe

Na potrzeby szkolenia operatorów bloków jądrowych powstały specjalne symulatory, które dokładnie odwzorowują działanie bloku energetycznego. Symulatory te są, niestety, zbyt skomplikowane, aby można było je wykorzystać do analizy stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Obecnie wciąż trwają prace nad budową modeli służących do analizy współpracy EJ z systemem elektroenergetycznym. Model opracowany w Chinach pozwala na analizę stanów zakłóceń określanych jako krótkie (kilka sekund do 30 s), średnie (30 s do 30 min) oraz długie (30 min do kilku godzin) [30]. Model pozwala na uwzględnienie zachowania reaktora w okresie symulacji, co jest niewątpliwą zaletą w porównaniu z modelami opartymi na założeniu upraszczającym, zgodnie z którym ciśnienie i temperatura są stałe, lub modelami wykorzystującymi uproszczone źródła ciepła [15]. Uproszczone modele mogą być

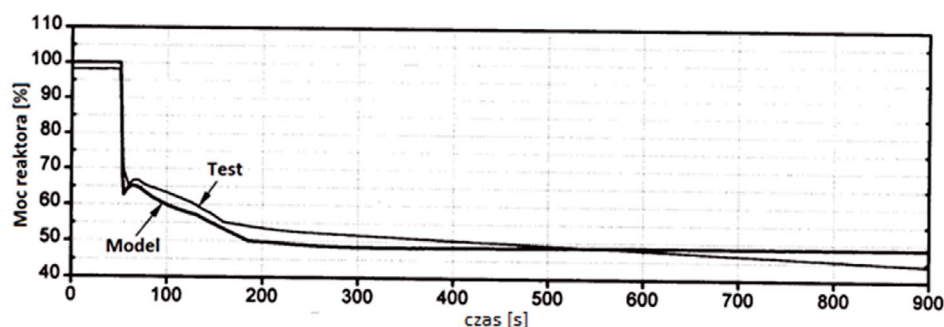
natomiast wykorzystywane na etapie wstępnych analiz, gdy brak szczegółowych danych. Po wyborze elektrowni jądrowej producent powinien przekazać dokładny model, a badania stanów dynamicznych należy powtórzyć.

Producenci elektrowni jądrowych dostarczają zestawy zabezpieczeń niezbędnych do funkcjonowania elektrowni. Jako przykład można przywołać zabezpieczenia dostarczane razem z generatorem, np. zabezpieczenia układu wzbudzenia, zabezpieczenia nadprądowe, zabezpieczenia układu przekształtnikowego, zabezpieczenia nadnapięciowe i inne [29]. Do zabezpieczeń elektrowni jądrowych zalicza się: system detekcji nadobrotów, zabezpieczenie V/Hertz, zabezpieczenie układu wzbudzenia, zabezpieczenie podnapięciowe, zabezpieczenie nad- i podczęstotliwościowe, zabezpieczenia termiczne, kontrolę strumienia neutronów, kontrolę obiegu chłodzenia reaktora oraz zabezpieczenia związane z kołysaniami mocy. Jak można zauważyć, zabezpieczenia stosowane w elektrowniach jądrowych tylko nieznacznie różnią się od zabezpieczeń stosowanych w elektrowniach konwencjonalnych [30].

Awaria elektrowni jądrowej Fukushima dowiodła słabości systemów bezpieczeństwa elektrowni jądrowych i przyczyniła się do wprowadzenia dodatkowych rozwiązań, mających zapewnić prawidłowe funkcjonowanie elektrowni jądrowych. Zwrócono uwagę na konieczność analizy pracy sieci elektroenergetycznej w celu podejmowania decyzji o ewentualnym odłączeniu od systemu zasilania potrzeb własnych elektrowni. Doświadczenia eksploatacyjne wskazały na konieczność wykonywania analiz stanów dynamicznych [16]. Podczas analizy bezpieczeństwa pracy elektrowni należy zwrócić uwagę nie tylko na układ wprowadzania mocy, ale również na wszystkie inne



Rys. 5. Różne zdarzenia reprezentowane przez syntetyczne profile zakłóceń; zwarcie w linii (lewa strona); zwarcie na szynach (prawa strona)



Rys. 6. Moc reaktora w funkcji czasu podczas eksperymentu sieciowego przeprowadzonego w Korei Południowej

urządzenia i linie elektroenergetyczne znajdujące się na terenie elektrowni [8]. W celu oceny oddziaływania zakłóceń występujących w sieci elektroenergetycznej na instalacje rozdzielcze znajdujące się na terenie elektrowni jądrowej zaproponowano następującą procedurę [27]:

- zbieranie danych potrzebnych do obliczeń zwarciovych oraz danych potrzebnych do przeprowadzenia symulacji stanów dynamicznych, informacje na temat systemu zabezpieczeń, dane na temat silników i transformatorów:
 - opracowanie modelu systemu
 - zdefiniowanie syntetycznych profili zakłóceń (rys. 5) oraz scenariuszy *blackoutów*
 - wykonanie symulacji dla zdefiniowanych stanów zakłóceńowych
 - analiza wpływu zakłóceń na urządzenia pomocnicze elektrowni
 - weryfikacja odporności urządzeń.

Na świecie przeprowadzono również testy na rzeczywistych obiektach. W Korei Południowej przeprowadzono test polegający na otwarciu wyłącznika blokowego, podczas gdy elektrownia generowała 100% Pn [26]. Testy potwierdziły skuteczność działania układów automatyki i prawidłowe przejście elektrowni na potrzeby własne. Porównanie mocy reaktora zmierzonej podczas testu oraz mocy obliczonej przez model przedstawiono na rys. 6.

Szczególnie cenne są analizy przyczyn i skutków awarii, które wystąpiły w rzeczywistych obiektach [17]. Doświadczenia międzynarodowe wskazują na konieczność analizy zakłóceń rozwijających się, które mogą być bardzo niebezpieczne, co pokazuje zdarzenie w Izraelu, gdzie zwarcie/a zapoczątkowało lawinę zdarzeń, w wyniku których nieomal doszło do *blackoutu* [3].

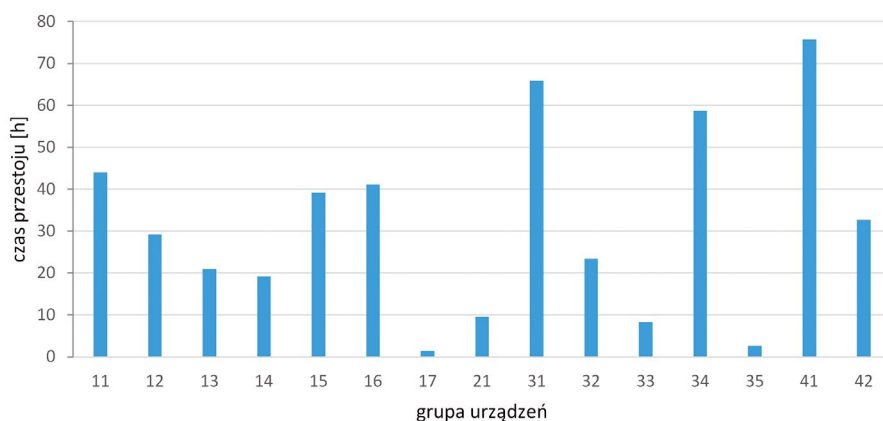
6. Wpływ elektrowni jądrowej na system elektroenergetyczny

Dane przedstawione na rys. 7 dotyczą obecnie eksploatowanych elektrowni PWR drugiej generacji. Analiza danych pozwala zauważyć, że w przypadku elektrowni francuskich ok. 20% czasu

trwania nieplanowanych przestoju jest związanych z awarią generatora i urządzeń pomocniczych (ponad 70%), a pozostałe awarie (niecałe 30%) wynikają ze stanów zakłóceńowych w systemie elektroenergetycznym. Źródłem większości awarii elektrowni jądrowych drugiej generacji obecnie eksploatowanych we Francji są więc głównie urządzenia i systemy znajdujące się na terenie elektrowni. Średnioroczny łączny czas przestoju elektrowni eksploatowanej we Francji zbliża się do 500 godzin na przestrzeni roku. Należy jednak zwrócić uwagę, że elektrownie jądrowe trzeciej generacji oraz generacji 3+ cechują się większą niezawodnością – producenci deklarują wskaźniki dostępności przekraczające 0,9. Jednym ze sposobów na zwiększenie niezawodności jest redukcja liczby elementów wykorzystanych do budowy elektrowni, np. 50% mniej zaworów bezpieczeństwa, 35% mniej pomp lub 70% mniej kabli [25]. Wzrost niezawodności osiągnięto również dzięki stosowaniu podzespołów uznanych producentów i certyfikowanych dostawców [14].

Spośród oferowanych komercyjnie lekkowodnych elektrowni jądrowych trzeciej generacji można wymienić: konstrukcje oferowane przez firmę Westinghouse: AP600, AP1000, system 80+ PWR, konstrukcję APWR powstałą przy współpracy firm Westinghouse oraz Mitsubishi, europejską konstrukcję EPR, rosyjską VVER, koreańsko-japońską APR-1400, koreańską KSNP, chińską AC/600/1000, amerykańską ESBWR, niemiecką SWR1000 i szwedzką BWR90+ [5, 11]. Duża liczba oferowanych konstrukcji pozwala na wybranie elektrowni odpowiedniej dla potrzeb polskiego systemu elektroenergetycznego. W celu ograniczenia ryzyka awarii konieczne jest odpowiednie zarządzanie majątkiem sieciowym oraz analizowanie awarii występujących w systemie elektroenergetycznym i w elektrowni [27, 28]. Dużą uwagę zwraca się na rezerwowanie urządzeń, np. w elektrowni Leibstadt w Szwajcarii są wykorzystywane 1-fazowe transformatory mocy, z kolei czwarty transformator 1-fazowy jest przechowywany jako rezerwa [29].

Elektrownie jądrowe mogą być chłodzone podobnie jak węglowe za pomocą skraplacza, wody morskiej oraz chłodni kominowych,



Oznaczenia stosowane na osi x: 11 – reaktor i jego oprzyrządowanie, 12 – systemy pomiarowe i układy sterowania (I&C) reaktora, 13 – systemy pomocnicze reaktora, 14 – systemy bezpieczeństwa, 15 – systemy chłodzenia reaktora, 16 – układy wytwarzania pary, 17 – systemy bezpieczeństwa I&C (z wyłączeniem systemów I&C reaktora jądrowego), 21 – systemy służące do wymiany i przechowywania paliwa, 31 – turbina i urządzenia pomocnicze, 32 – woda zasilająca i główny układ parowy, 33 – obieg wodny, 34 – grupa, do której zalicza się: układy sprężonego powietrza, systemy magazynowania gazów, układ uzdatniania wody, pomocnicze urządzenia parowe, wentylacje w obszarach nie będących pod wpływem promieniowania, układ wody chłodzącej, systemy komunikacyjne, systemy odwadniania oraz systemy, 35 – pozostałe systemy I&C, 41 – układ generatora, 42 – układ zasilania potrzeb własnych i wyprowadzania mocy

Rys. 7. Dane na temat awaryjności eksploatowanych we Francji elektrowni; na podstawie [12]

dzięki czemu mogą generować energię w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych [6].

7. Podsumowanie

W artykule przedstawiono wybrane parametry i właściwości elektrowni jądrowych istotne z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono światowe trendy w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego i zwrócono uwagę na rozwiązania pozytywnie wpływające na bezpieczeństwo KSE. Wybrane działania można przeprowadzić niezależnie od decyzji w sprawie budowy elektrowni jądrowej w Polsce. Zdaniem autora elektrownie jądrowe są dojrzałym technologicznym źródłem, które pozytywnie wpływa na system elektroenergetyczny w stanie normalnym, jak również w stanie zakłóceniovym.

BIBLIOGRAFIA

1. AEN NEA, Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants, 2011.
2. Analysgrupp at Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB (KSU), The Forsmark incident 25th July 2006, 2006.
3. Aronovich I., Coping with winter night cascade disturbance in Israel, 2016.
4. CIGRE WG B3.12, Obtaining Value from On-Line Substation Condition Monitoring, 2011.
5. Comsan M., Status of development of nuclear power reactor development, Egypt 2007.
6. DIDEYSYS Task Group Report, Defence in Depth of Electrical Systems and Grid Interaction, 2009.
7. IAEA Nuclear Energy Series, Accident Monitoring Systems for Nuclear Power Plants, 2015.
8. IAEA Safety Standards, Design of Electrical Power Systems for Nuclear Power Plants, 2016.
9. IAEA, Advanced Power Reactor 1400 MWe (APR1400), 2011.
10. IAEA, Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants, 2012.
11. IAEA, Nuclear Power Plant Design Characteristics, Structure of Nuclear Power Plant Design Characteristics in the IAEA Power Reactor Information System (PRIS), 2007.
12. IAEA, Operating Experience with NPP, 2016.
13. IAEA, Status report 78 – The Evolutionary Power Reactor (EPR), 2011.
14. IAEA, Status report 99 – ATMEA1 (ATMEA1), 2011.
15. IEEE Task Force on Turbine-Governor Modeling, Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 2013.
16. Jönsson J. i in., Standard Procedure for Grid Interaction Analysis, Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
17. Lamell P., Electrical Dynamic Simulation Activities in Forsmark NPP, Paris 2014.
18. Leibstadt, Leibstadt Nuclear Power Plant – Technical Description, 2011.
19. Łowczowski K., Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście budowy elektrowni jądrowej w Polsce, Poznań 2016.
20. Łowczowski K., Nuclear Power Plant in the context of Polish Power System, Saclay, 2014.
21. OECD, CSNI Technical Opinion Papers, No. 16 Defence in Depth of Electrical Systems, 2013.
22. Oziemblewski K., Opala K., Stabilność statyczna systemów elektroenergetycznych (SEE). Kołysania mocy, Energetyka, 2015.
23. Pioro I., Kirillov P., Current status of electricity generation at nuclear power plants, Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments, 2013.
24. Reński A. i in., Kogeneracja jądrowa: analiza technicznych możliwości i szacowanie kosztów, Actaenergetica, 2016.
25. Schulz T.L., AP1000 Nuclear Power Plant, 2008.
26. Sohn S.W. i in., Evaluation of Load Rejection to House Load Test at 100% Power for UCN 3, Proceedings of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting, Seoul Korea 1998.
27. Svensson B., Lindahl S., Karlsson D., Standard Procedure for Grid Interaction Analysis, Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
28. Tuscano S., Automatic Voltage regulator and Power System Stabilizer Type Tests for Russian Certification, Orlando, 2012.
29. Westinghouse, 10. Steam and Power Conversion System, AP1000 Design Control Document, revision 19.
30. Wu G. i in., Interaction and Coordination among Nuclear Power Plants, Power Grids and Their Protection Systems, *Energies* 2016, No. 9(4).
31. Zimmer H., Asmah M.W., Hanson J., Influences of Excitation Systems on the Dynamic Voltage Behavior of Power System, 2015.
32. S. Prabakaran, G. Pradeep, A Study on Turbine Blade Fatigue Protection, Guwahati, India, 2014.

Krzysztof Łowczowski

mgr inż.

Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny

e-mail: krzysztof.lowczowski@put.poznan.pl

Ukończył studia I stopnia na kierunku energetyka Politechniki Poznańskiej (2013), następnie rozpoczął studia II stopnia na tej samej uczelni. W ramach programu Erasmus przez rok studiował w uczelni RWTH Aachen. W 2014 roku uzyskał tytuł magistra. W trakcie studiów oraz po ich zakończeniu uczestniczył w wielu stażach oraz pracował w biurze projektowym. Od 2015 roku pracuje na Politechnice Poznańskiej na stanowisku asystenta. Uczestniczył w 2-miesięcznym szkoleniu z zakresu energetyki jądrowej we Francji, organizowanym przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Obecnie zajmuje się jakością energii elektrycznej, niezawodnością zasilania oraz bezpieczeństwem energetycznym.

Koncepcja metody wyboru optymalnych parametrów ciepła odbieranego z elektrowni jądrowej pracującej przy częściowym skojarzeniu

Autorzy

Tomasz Minkiewicz
Andrzej Reński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kogeneracja, elektrownia jądrowa, optymalizacja

Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcję funkcji celu, która ma umożliwić dobór optymalnych parametrów systemu zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskiej z wykorzystaniem elektrowni jądrowej pracującej w częściowym skojarzeniu. Koncepcja opiera się na badaniach przeprowadzonych przed laty w ramach pracy [10]. Jako funkcję celu zaproponowano wielkość kosztów rocznych, co pozwala na porównanie pracy ucieplonej elektrowni jądrowej z wybranymi wariantami zasilania systemu ciepłowniczego (elektrociepłownia lub elektrownia konwencjonalna oraz ciepłownia klasyczna). Analiza umożliwia dokonanie wyboru optymalnej struktury systemu zaopatrzenia w ciepło, która zapewni najwyższą efektywność ekonomiczną.

Wstęp

System zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskiej powinien odznaczać się minimalizacją kosztów oraz maksymalizacją niezawodności pracy, spełniając jednocześnie wiele ograniczeń natury technicznej i ekonomicznej, ale również środowiskowej, prawnej czy społecznej. Konieczne jest więc dobranie źródeł ciepła i optymalnych parametrów systemu zaopatrzenia w ciepło, czego efektem będzie zapewnienie najwyższej efektywności ekonomicznej i uzyskanie najlepszej strategii rozwoju systemu ciepłowniczego. Nie bez znaczenia jest również konieczność ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych oraz redukcji emisji substancji szkodliwych dla środowiska i poprawa jakości powietrza.

Warunek ten mogą spełniać instalacje OZE, jednakże ich udział w krajowej produkcji ciepła w 2015 roku wyniósł zaledwie 7,4%, z czego podstawowym nośnikiem ciepła były biopaliwa stałe, podczas gdy udział produkcji ciepła z węgla wyniósł 74,6% [12]. Należy również zauważyć, że największymi odbiorcami ciepła w 2015 roku były gospodarstwa domowe (58%), następnie przemysł (29%) oraz pozostali odbiorcy (12%) [3].

Źródłem ciepła, które mogłoby wpłynąć na obniżenie emisji substancji szkodliwych dla środowiska, jest elektrownia jądrowa przystosowana do oddawania ciepła (EJc). Wprowadzenie jądrowych źródeł ciepła do systemów ciepłowniczych umożliwiłoby również zmniejszenie zużycia paliw organicznych i bardziej racjonalne wykorzystanie paliwa jądrowego, a także przyczyniłoby się do rozwoju polskiego przemysłu i nowych technologii. Należy jednak zwrócić uwagę, że realizacja systemu zasilania wyposażonego w jądrowe źródło ciepła jest bardzo

kapitałochłonna, a więc szczególnego znaczenia nabiera zapewnienie wysokiej efektywności ekonomicznej tego przedsięwzięcia. Warto również zaznaczyć, że sam pomysł kogeneracji jądrowej sięga lat 70. ubiegłego wieku, a jednym z przykładów wykorzystania uranu do produkcji ciepła jest szwajcarska elektrownia jądrowa Beznau [8].

Celem pracy jest przedstawienie metody sprawdzenia efektywności ekonomicznej zaproponowanego wariantu systemu zaopatrzenia w ciepło poprzez zaproponowanie funkcji celu, która posłuży do porównania ze sobą różnych wariantów zasilania i na podstawie analizy wielokryterialnej umożliwi wybranie najefektywniejszego rozwiązania.

Podstawowe założenia techniczno-ekonomiczne

Porównanie kosztów rocznych funkcjonowania poszczególnych wariantów zasilania w ciepło jest prawidłowe, jeżeli efekty energetyczne w postaci rocznej dostawy energii elektrycznej i rocznej dostawy ciepła dla tych układów są sobie równe. Ponadto zakładana jest równość mocy osiągalnych elektrycznych i szczytowych mocy cieplnych poszczególnych wariantów systemów zasilania w energię elektryczną i w ciepło.

Przyjmuje się, że podstawowym wariantem zasilania rejonu odbiorczego w ciepło (wariant referencyjny) jest ucieplona elektrownia jądrowa (EJc). Drugim wariantem jest elektrociepłownia klasyczna (ECK) z turbiną przeciwprężną, uzupełniona mocą/energią wyrównawczą przesłaną z elektrowni klasycznej (EK) pracującej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), co wynika ze znaczącej różnicy mocy elektrycznej EJc

i ECK przy zachowaniu tych samych wartości mocy cieplnych przesyłanych do odbiorcy. Trzecim i czwartym wariantem jest układ z ciepłownią klasyczną (CK) uzupełniony o moc/energię przesłaną z KSE i wytworzoną przez elektrownię, klasyczną lub elektrownię jądrową (EJ).

Zakłada się, że w okresie pierwszych kilkunastu lat od uruchomienia zasilania w ciepło z elektrowni jądrowej przejmie ona rolę części istniejących i wyeksploatowanych obiektów wytwarzających ciepło, przesuując je tym samym do rezerwy, a dzięki realizowanym przedsięwzięciom termomodernizacyjnym nie będzie potrzeby budowania nowych źródeł oraz rozbudowy lokalnych sieci rozdzielczych.

Pobór mocy cieplnej na cele bytowo-komunalne charakteryzuje się wyraźnym zróżnicowaniem w okresie rocznym. Okres letni (poza sezonem grzewczym) cechuje się niskim i prawie stałym zapotrzebowaniem na moc cieplną, podczas gdy w okresie zimowym (sezon grzewczy) występują duże wahania mocy (zależne od zewnętrznej temperatury atmosferycznej i strefy klimatycznej). W początkowym okresie eksploatacji podstawowym zadaniem EJc będzie wytwarzanie energii elektrycznej, a pobór ciepła w postaci pary upustowej będzie powodował obniżenie mocy elektrycznej i zmniejszenie produkcji energii elektrycznej. Zakłada się również, że zużycie paliwa jądrowego w EJc będzie niezależne od obciążenia ciepłowniczego, czego efektem będzie brak zależności strumienia świeżej pary generowanej w wytornicy pary od strumienia pary skierowanego do wymienników ciepłowniczych.

Wielkość ubytku mocy EJc zależna jest od zapotrzebowania na moc cieplną w rejonie odbiorczym oraz miejsca poboru pary z turbiny (upust, przelotnia) do celów ciepłowniczych. W celu zrekompensowania ubytków mocy i energii elektrycznej konieczne jest wytworzenie i przesłanie jej za pomocą innego źródła (elektrociepłownia przeciwprężna lub elektrownia kondensacyjna), co znajduje odzwierciedlenie w kosztach uzupełnienia mocy i energii elektrycznej. Należy jednak zauważyć, że uzupełnienie mocy elektrycznej poprzez zastosowanie elektrociepłowni przeciwprężnej może powodować problemy z kompensacją mocy w okresie letnim (ze względu na analogiczną zależność mocy elektrycznej od temperatury zewnętrznej) i generowanie nadwyżki mocy w sezonie grzewczym (co w niektórych przypadkach umożliwi wyłączenie bądź obniżenie mocy starszych bloków energetycznych). W przypadku kompensacji mocy przy użyciu elektrowni kondensacyjnej (EK) możliwe będzie wykorzystanie nadwyżki mocy poza sezonem grzewczym, prowadzące do wyłączenia mniej ekonomicznych bloków energetycznych.

Ważnym aspektem jest również lokalizacja EJc, ponieważ wraz ze wzrostem odległości rosną straty ciepła i koszty magistrali tranzytowej. Z drugiej strony usytuowanie elektrowni jądrowej bliżej aglomeracji miejskiej przyczyni się do obniżenia kosztów dostawy energii elektrycznej i cieplnej, ale może wiązać się z pogorszeniem warunków chłodzenia (elektrownia jądrowa zużywa o ok. 50% więcej wody chłodzącej niż EK o zbliżonej mocy), tzn. w przypadku braku możliwości wykorzystania naturalnych zbiorników wodnych konieczna będzie budowa chłodni kominowych, co z kolei powiększy zarówno koszty stałe, jak i zmienne pracy EJc [1]. Bliższa lokalizacja to również bardziej

zaostrzone wymagania dotyczące ochrony przed promieniowaniem, jednakże poziom zabezpieczeń proponowanych i rozwijanych obecnie elektrowni jądrowych zapobiega bezpośredniemu zagrożeniu skażeniem środowiska substancjami promieniotwórczymi (dotyczy to niezakłóconej pracy elektrowni jądrowej), a mniejsza odległość od elektrowni jądrowej może spowodować u społeczeństwa problemy natury psychologicznej, które można zniwelować poprzez edukację. Więcej informacji na temat wpływu lokalizacji elektrowni jądrowej na środowisko znaleźć można w [6], a ostatnio także w [7], gdzie wykazano, że bezpośrednio oddziaływanie elektrociepłowni jądrowej na środowisko jest mniej szkodliwe niż elektrowni konwencjonalnej (przy założeniu bezwzględnej przestrzegania przepisów bezpieczeństwa w zakresie gospodarki odpadami radioaktywnymi).

Postać funkcji kryterialnej

Proponuje się, aby proces optymalizacji polegał na minimalizacji odpowiednio sformułowanej funkcji kryterialnej, mającej postać funkcji wyrażającej całkowite koszty roczne, które związane są bezpośrednio z przystosowaniem bloku jądrowego do pracy w częściowym skojarzeniu oraz przesłaniem ciepła do rejonu odbiorczego:

$$\Delta K_r = f(X, X_k, T, Z) = \min$$

gdzie: X – zespół parametrów termodynamicznych układu ciepłowniczego zasilanego z EJc, X_k – zespół parametrów konstrukcyjnych i ekonomicznych, T – zespół parametrów określających typ stosowanych urządzeń, Z – zespół parametrów uwzględniających wpływ czynników zewnętrznych na system ciepłowniczy zasilany z EJc.

Do pierwszej grupy parametrów można zaliczyć m.in. temperaturę wody sieciowej na wyjściu z członu ciepłowniczego EJc, współczynnik skojarzenia charakteryzujący współpracę tego członu ze szczytowymi źródłami ciepła czy strumienie masy pary przepływające przez odpowiednie części turbiny. Do drugiej grupy należą wielkości charakteryzujące wyposażenie pod względem ilościowym, np. liczba i powierzchnia wymiany ciepła wymienników ciepłowniczych, liczba kadłubów turbin, a także wysokość jednostkowych nakładów inwestycyjnych na główne urządzenia układu. Trzecią grupę stanowią parametry określające typ zastosowanych urządzeń, np. typ zainstalowanych turbin czy zastosowanych wymienników. Ostatnią grupę stanowią parametry opisujące wymagania odbiorców odnośnie wielkości i struktury zapotrzebowania na moc cieplną, sposobu regulacji odbieranej mocy cieplnej itp.

Wielkość kosztów ΔK_r jest funkcją wielu zmiennych, które są odpowiednikami parametrów układu cieplnego EJc oraz parametrów charakteryzujących współpracę tego układu z systemem ciepłowniczym oraz z systemem elektroenergetycznym. Zarówno wielkość szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną, jak i parametry określające strukturę podstawowego wyposażenia EJc (moc reaktora, liczba bloków jądrowych, liczba turbin) traktuje się jako wielkości zdeterminowane, natomiast pozostałe parametry są zmiennymi niezależnymi i stanowią przedmiot badań. W obliczeniu kosztów ΔK_r uwzględnia się ponadto

dotatkowe koszty związane m.in. z siecią ciepłą i źródłem energii elektrycznej, którego zadanie polega na zniwelowaniu różnic pomiędzy roczną produkcją energii elektrycznej w rozpatrywanych wariantach uciepłownionej elektrowni jądrowej:

$$\Delta K_r = \Delta K_r^{EJc} + \Delta K_r^{SC} + \Delta K_r^U$$

gdzie: ΔK_r^{EJc} – koszty roczne stałe tych elementów układu EJc, które są różne w rozważanych wariantach systemu zasilania przy zadanym szczytowym zapotrzebowaniu na moc ciepłą odbiorców zewnętrznych i jednakowym podstawowym wyposażeniu EJc [zł/a], ΔK_r^{SC} – część kosztów rocznych sieci ciepłej obejmująca magistrale tranzytowe wraz z przepompowniami, poprowadzone od EJc do granicy rejonu zasilania [zł/a], ΔK_r^U – koszty roczne wyrównawczej energii elektrycznej z elektrowni systemowej, niezbędnej w celu zrównania poszczególnych wariantów z układem odniesienia pod względem odpowiednio: wartości szczytowej mocy elektrycznej oraz rocznej produkcji energii elektrycznej [zł/a].

Pierwszy składnik równania ΔK_r^{EJc} stanowią koszty roczne stałe tych elementów układu EJc, które różnią się w rozpatrywanych wariantach, a zależą od zakresu modyfikacji turbiny oraz wyposażenia członu ciepłowniczego:

$$\Delta K_r^{EJc} = (r^{EJc} \cdot k_z^{EJc} + r_{es}^{EJc}) \cdot (K_{nTm}^{EJc} + K_{nCC}^{EJc})$$

gdzie: r^{EJc} – rata kapitałowa EJc [1/a], k_z^{EJc} – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy EJc, r_{es}^{EJc} – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych EJc [1/a], K_{nTm}^{EJc} – nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny (w związku z jej przystosowaniem do poboru pary przez wymienniki ciepłownicze), K_{nCC}^{EJc} – nakłady inwestycyjne związane z instalacją członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej (nakłady na wymienniki ciepłownicze, rurociągi oraz armaturę) [zł].

Nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny można wyrazić w następujący sposób:

$$K_{nTm}^{EJc} = k_{nTm}^{EJc} \cdot P_{c(i_p)}^{EJc}$$

gdzie: k_{nTm}^{EJc} – jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny w związku z jej przystosowaniem do poboru pary do wymienników ciepłowniczych, odniesione do mocy elektrycznej wytworzonej w ścisłym skojarzeniu [zł/MW], $P_{c(i_p)}^{EJc}$ – moc elektryczna wytworzona ściśle w skojarzeniu (przy danej liczbie stopni podgrzewu wody sieciowej) [MW].

Przy określaniu nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych elementów systemów zaopatrzenia w ciepło, a także parametrów hydraulicznych elementów wyposażenia tych systemów, skorzystano z doświadczeń projektów badawczych wykonanych w Katedrze Elektroenergetyki na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. W związku z tym jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny zaproponowano wyznaczać z następującej zależności:

$$k_{nTm}^{EJc} = \frac{2i_p}{100(1+i_p)} \cdot k_n^{EJc}$$

gdzie: i_p – liczba stopni podgrzewu wody sieciowej, k_n^{EJc} – jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z budową elektrowni jądrowej [zł/MW].

Nakłady inwestycyjne związane z instalacją członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej można wyrazić w następujący sposób:

$$K_{nCC}^{EJc} = k_{n_{ws}}^{EJc} \cdot \Sigma A_{ws(i_p)}$$

gdzie: $k_{n_{ws}}^{EJc}$ – jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z i -tym wymiennikiem ciepłowniczym [zł/m²], $A_{ws(i_p)}$ – powierzchnia wymiany ciepła i -tego wymiennika ciepłowniczego [m²].

Powierzchnia wymiany ciepła wymiennika ciepłowniczego obliczana jest ze wzoru:

$$A_{ws(i_p)} = \frac{\dot{Q}_{ws_{max}(i)}}{k \cdot \Delta t_{m(i)}} = \frac{\dot{m}_{ws(i)} \cdot (h_{wsz(i)} - h_{wsp(i)})}{k \cdot \frac{t_{wsz(i)} - t_{wsp(i)}}{\ln\left(\frac{t_{wsz(i)} - t_{wsp(i)}}{\delta t(i)} + 1\right)}}$$

gdzie: $\dot{Q}_{ws_{max}(i)}$ – maksymalna moc ciepła przekazywana przez i -ty wymiennik ciepłowniczy [kJ/s], k – współczynnik przenikania ciepła [kW/(m²K)], $\Delta t_{m(i)}$ – średnia logarytmiczna różnica temperatur w i -tym wymienniku ciepłowniczym [K], $\dot{m}_{ws(i)}$ – strumień wody sieciowej przepływającej przez i -ty wymiennik ciepłowniczy [kg/s], $h_{wsz(i)}$, $h_{wsp(i)}$ – entalpia wody sieciowej: po podgrzaniu oraz przed podgrzaniem przez i -ty wymiennik ciepłowniczy [kJ/kg], $t_{wsz(i)}$, $t_{wsp(i)}$ – temperatura wody sieciowej: po podgrzaniu oraz przed podgrzaniem przez i -ty wymiennik ciepłowniczy [°C], $\delta t(i)$ – spiętrzenie temperatur w i -tym wymienniku ciepłowniczym [K].

Zakładając, że wprowadzenie częściowego skojarzenia w elektrowni jądrowej nie spowoduje zmian w obrębie rozdzielczej sieci ciepłej, koszty roczne sieci ciepłej ΔK_r^{SC} można zapisać wyrażeniem:

$$\Delta K_r^{SC} = (r^{MP} \cdot k_z^{MP} + r_{es}^{MP}) \cdot K_n^{MP} + K_{ez}^{MP}$$

gdzie: r^{MP} – rata kapitałowa tranzytowej magistrali przesyłowej [1/a], k_z^{MP} – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy tranzytowej magistrali przesyłowej, r_{es}^{MP} – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych tranzytowej magistrali przesyłowej [1/a], K_n^{MP} – nakłady inwestycyjne związane z tranzytową magistralą przesyłową oraz związane z obiektami odpowiadającymi za pompowanie wody sieciowej tą magistralą [zł], K_{ez}^{MP} – koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej oraz koszty związane ze stratami ciepła w tranzytowej magistrali przesyłowej [zł/a].

Nakłady inwestycyjne związane z tranzytową magistralą przesyłową oraz obiektami odpowiadającymi za pompowanie wody sieciowej tą magistralą wyrazić można zależnością:

$$K_n^{MP} = K_n^{RM} + K_n^P$$

gdzie: K_n^{RM} – nakłady inwestycyjne związane z magistralą tranzytową [zł], K_n^P – nakłady inwestycyjne związane z pompowaniem wody sieciowej [zł].

Nakłady inwestycyjne związane z magistralą tranzytową są zależne od wielu czynników, w związku z tym do ich obliczenia zaproponowano wykorzystanie następującej uproszczonej zależności:

$$K_n^{RM} = \frac{10 \cdot n_p}{9 + n_p} \cdot k_n^{RM} \cdot L^{RM}$$

gdzie: n_p – liczba nitek tranzytowej magistrali przesyłowej, k_n^{RM} – jednostkowy nakład inwestycyjny na magistralę tranzytową [zł/m], L^{RM} – długość magistrali tranzytowej [m].

Nakłady inwestycyjne związane z pompowaniem wody sieciowej można wyrazić w następujący sposób:

$$K_n^P = k_n^P \cdot P_{ws,s} \cdot n_p$$

gdzie: k_n^P – jednostkowe nakłady związane z pompownią oraz z przepompowniami odniesione do mocy elektrycznej potrzebnej do napędu pomp przetłaczających wodę sieciową [zł/MW], $P_{ws,s}$ – szczytowa moc elektryczna do napędu pomp wody sieciowej [MW].

Moc elektryczną niezbędną do napędu pomp wody sieciowej wyznaczono z zależności:

$$P_{ws,s} = \frac{\dot{m}_{ws} \cdot \Delta p_{ws}}{\rho_w \cdot \eta_{pws} \cdot \eta_{nap}}$$

gdzie: \dot{m}_{ws} – strumień wody sieciowej wypływający z EJc [kg/s], Δp_{ws} – wysokość podnoszenia pomp wody sieciowej [Pa], ρ_w – masa właściwa wody sieciowej [kg/m³], η_{pws} – sprawność pompy wody sieciowej, η_{nap} – sprawność układu napędowego pompy. Wysokość podnoszenia pomp wody sieciowej zależy m.in. od ukształtowania terenu i kształtu trasy tranzytowej magistrali przesyłowej. Zaproponowano tu wykorzystanie następującej zależności:

$$\Delta p_{ws} = \frac{\Delta p_l}{1 - \alpha}$$

gdzie: Δp_l – liniowe straty ciśnienia [Pa], α – udział strat ciśnienia na oporach miejscowych w całkowitych stratach ciśnienia.

Koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej oraz ze stratami ciepła w tranzytowej magistrali przesyłowej wyrazić można zależnością:

$$K_{ez}^M = K_{ez}^P + K_{ez}^{str} = k_A \cdot A_{r,pws} + k_W \cdot \Delta W^{RM}$$

gdzie: K_{ez}^P – koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej [zł/a], K_{ez}^{str} – koszty eksploatacyjne zmienne związane ze stratami ciepła przy przesyłaniu wody sieciowej tranzytową magistralą przesyłową [zł/a], k_A – uśredniona cena jednostkowa energii

elektrycznej [zł/MWh], $A_{r,pws}$ – roczna energia elektryczna zużyta na pompowanie wody sieciowej [MWh/a], k_W – uśredniona cena ciepła w lokalnym systemie ciepłowniczym [zł/GJ], ΔW^{RM} – roczne straty ciepła towarzyszące przesyłaniu wody sieciowej magistralą tranzytową z EJc do rejonu odbiorczego [GJ/a].

Ostatnia składowa funkcji kryterialnej ΔK_r , obejmuje koszty związane z uzupełnieniem ubytku energii elektrycznej:

$$\Delta K_{rc}^U = K_{rc}^{\Delta PSE} + K_{rc}^{\Delta ASE}$$

gdzie: $K_{rc}^{\Delta PSE}$ – koszty roczne związane z ubytkiem szczytowej mocy elektrycznej wytworzonej ściśle w skojarzeniu, $K_{rc}^{\Delta ASE}$ – koszty roczne związane z ubytkiem energii elektrycznej wyprodukowanej ściśle w skojarzeniu [zł/a].

Zakładając stałość kosztów wytwarzania mocy oraz kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni systemowej, w funkcji kryterialnej ΔK_r , uwzględnia się wyłącznie koszty roczne związane z generacją mocy i przesłaniem energii uzupełniającej. Zależność kosztów rocznych związanych z generacją mocy uzupełniającej wyraża się wzorem:

$$K_{rc}^{\Delta PSE} = (P_{co}^{EJc} - P_c^{EJc}) \cdot k_p$$

gdzie: P_{co}^{EJc} – moc elektryczna wytworzona w ścisłym skojarzeniu w zadanym wariacie odniesienia, P_c^{EJc} – moc elektryczna wytworzona w ścisłym skojarzeniu w analizowanym wariacie [MW], k_p – jednostkowy koszt wytworzenia mocy elektrycznej w ścisłym skojarzeniu [zł/(MW · a)].

Zależność kosztów rocznych związanych z przesłaniem energii uzupełniającej wyraża się wzorem:

$$K_{rc}^{\Delta ASE} = (A_{rc0}^{EJc} - A_{rc}^{EJc}) \cdot k_A$$

gdzie: A_{rc0}^{EJc} – roczna produkcja energii elektrycznej wytworzonej w ścisłym skojarzeniu w zadanym wariacie odniesienia, A_{rc}^{EJc} – roczna produkcja energii elektrycznej wytworzonej w ścisłym skojarzeniu w analizowanym wariacie [MWh/a], k_A – jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w ścisłym skojarzeniu [zł/MWh].

Inaczej przedstawia się sytuacja w odniesieniu do systemów zasilania, które różnią się pod względem podstawowego wyposażenia EJc. W takim przypadku zmiany wartości kosztów rocznych wynikają nie tylko ze zmian części ciepłowniczej EJc, ale również w znacznej mierze ze zmian podstawowego wyposażenia elektrowni, tj. typu i liczby bloków jądrowych. Za rozwiązanie optymalne wśród systemów zasilania wyposażonych w różne zestawy bloków jądrowych przy zadanym szczytowym zapotrzebowaniu na moc cieplną \dot{Q}_s ze strony odbiorców należy uznać rozwiązanie spełniające zależność:

$$K_{r(i)}^{EJc} = K_{r0}^{EJc} + \Delta K_r = \min$$

gdzie: $K_{r(i)}^{EJc}$ – całkowite koszty roczne systemu zasilania wyposażonego w i -ty wariant EJc [zł/a], K_{r0}^{EJc} – część kosztów rocznych systemu zasilania wyposażonego w EJc, dotycząca jednakowych składników w porównywanych wariantach, która obejmuje

przede wszystkim koszty stałe elementów układu, na bazie którego utworzona została EJc, a także koszty roczne cyklu paliwowego [zł/a].

Do kosztów rocznych K_{r0}^{EJc} należy zaliczyć również koszty rozdzielczej sieci ciepłej, zakładając, że istniejąca w rozpatrywanym rejonie odbiorczym sieć rozdzielcza oraz węzły ciepłe u odbiorcy pozostaną praktycznie niezmienione z chwilą przyłączenia EJc. Wobec powyższego koszty roczne K_{r0}^{EJc} określa się następującym równaniem:

$$K_{r0}^{EJc} = (r^{EJc} \cdot k_z^{EJc} + r_{es}^{EJc}) \cdot K_{n0}^{EJc} + K_{ez}^{EJc} + (r^{SR} \cdot k_z^{SR} + r_{es}^{SR}) \cdot K_n^{SR} + K_{ez}^{SR} + (r^{WC} \cdot k_z^{WC} + r_{es}^{WC}) \cdot K_n^{WC}$$

gdzie: r^{EJc} , r^{SR} , r^{WC} – rata kapitałowa: EJc, sieci rozdzielczej, węzłów ciepłych [1/a]; k_z^{EJc} , k_z^{SR} , k_z^{WC} – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych: w czasie budowy EJc, w odniesieniu do sieci rozdzielczej oraz w odniesieniu do węzłów ciepłych; r_{es}^{EJc} , r_{es}^{SR} , r_{es}^{WC} – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych: EJc, sieci rozdzielczej oraz węzłów ciepłych [1/a]; K_{n0}^{EJc} , K_n^{SR} , K_n^{WC} – nakłady inwestycyjne związane z niezmienną częścią układu EJc, z siecią rozdzielczą oraz z węzłami ciepłymi [zł]; K_{ez}^{EJc} , K_{ez}^{SR} – koszty eksploatacyjne zmienne związane z EJc oraz z siecią rozdzielczą [zł/a].

W obu rozważanych przypadkach powinien być spełniony warunek wyższej efektywności ekonomicznej systemu zasilania wyposażonego w EJc w porównaniu z alternatywnym systemem wyposażonym np. w ECK:

$$K_{r(i)}^{EJc} < K_r^{(i)}$$

gdzie: $K_r^{(i)}$ – koszty roczne alternatywnego systemu zasilania wraz z kosztami energii elektrycznej niezbędnej do zrównania tego układu pod względem rocznej produkcji energii elektrycznej z wybranym wariantem systemu wyposażonego w EJc [zł/a].

W rozwiązaniu porównawczym w stosunku do systemu opartego na wykorzystaniu EJc rozważa się w pierwszej kolejności system zasilania wyposażony w elektrociepłownię klasyczną. Koszty roczne tego wariantu obejmują koszty roczne stałe ECK z uwzględnieniem obiektu podstawowego (układy kotłowni parowej – turbina) i obiektu szczytowego (układy z kotłami wodnymi), koszty roczne zmienne oraz koszty uprawnień do emisji CO₂, jak również koszty mocy i energii elektrycznej wyrównujących różnice efektów chwilowych oraz rocznych pomiędzy wariantem z EJc i wariantem z ECK, co przedstawione zostało w [4].

Przykładowe wyniki analizy i wnioski

Jako wariant referencyjny przyjęto uciepłownioną elektrownię jądrową z reaktorem EPR. Parametry ciepła odbieranego z EJc przedstawiały się następująco:

- szczytowa moc cieplna oddawana przez EJc: $\dot{Q}_s^{EJc} = \{150 \text{ MJ/s}; 200 \text{ MJ/s}; 250 \text{ MJ/s}\}$,
- liczba stopni podgrzewu wody sieciowej: $i_p = \{1; 2; 3\}$,

Typ EJc	A_{rc}^{EJc}	A_b^{EJc}	W_d^{EJc}	$P_{c,av}^{EJc}$	ΔP_{av}^{EJc}	P_{av}^{EJc}
EPR	0,2589	13,4471	0,9568	32,29	22,47	1677,53
AP1000	0,1666	9,3719		20,78	30,36	1169,14
ESBWR	0,1359	12,4947		16,95	35,29	1558,71

Tab. 1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła oraz moce średnie (indeks „av”) dla trzech rozpatrywanych typów reaktorów [TWh/a; MW]

Wariant	EPR	AP1000	ESBWR
EJc	3,320	2,333	2,288
ECK + EK	3,504	2,446	3,282
CK + EK	3,673	2,615	3,450
CK + EJ	3,416	2,415	2,381

Tab. 2. Wyniki obliczeń kosztów rocznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w różnych technologiach energetycznych dla trzech rozpatrywanych typów reaktorów [mld zł/a]

Wariant	EPR	AP1000	ESBWR
EJc	39	44	46
ECK	28	29	28
CK	66	66	66

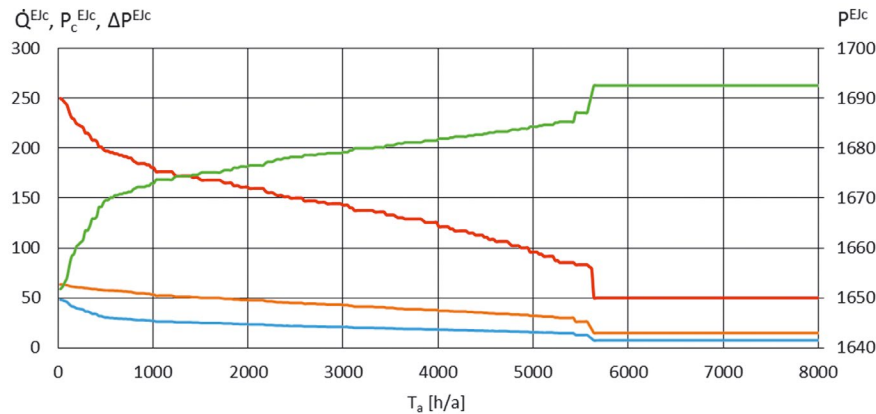
Tab. 3. Wyniki obliczeń kosztów jednostkowych dostawy ciepła z różnych technologii energetycznych [zł/GJ]

Typ EJc	ΔK_r^{EJc}	ΔK_r^{SC}	ΔK_r^U	ΔK_r
EPR	2,71	77,31	2,18	82,20
AP1000	1,19	63,94	1,35	66,48
ESBWR	0,76	77,26	0,92	78,94

Tab. 4. Wyniki obliczeń całkowitych kosztów rocznych ΔK_r związanych z przystosowaniem EJ do pracy ciepłowniczej dla trzech rozpatrywanych typów reaktorów [mln zł/a]

- temperatura wody sieciowej na wyjściu z EJc: $t_{wze} = \{110^\circ\text{C}; 120^\circ\text{C}; 130^\circ\text{C}\}$,
- udział zapotrzebowania na moc do celów przygotowania ciepłej wody użytkowej w szczytowej mocy cieplnej oddawanej przez EJc: $\gamma = \{0,1; 0,2; 0,3\}$.

Na podstawie [2] wykonano model matematyczny obiegu cieplnego EJ z reaktorem EPR i rozwiązano równania bilansowe dla znamionowej wartości strumienia pary świeżej, wyznaczając strumienie masy czynnika roboczego w poszczególnych punktach układu przy pracy kondensacyjnej turbozespołu oraz obliczono moc elektryczną brutto na zaciskach generatora. Analogiczne obliczenia wykonane zostały dla trzech różnych wariantów EJc różniących się ilością i miejscem poboru pary



\dot{Q}^{EJc} – moc cieplna odbierana z EJc (kolor czerwony) [MJ/s], P_c^{EJc} – moc elektryczna wytworzona w EJc ściśle w skojarzeniu (kolor brązowy) [MW], ΔP^{EJc} – ubytek mocy elektrycznej spowodowany poborem pary do celów ciepłowniczych (kolor niebieski) [MW], P^{EJc} – moc elektryczna brutto EJc na zaciskach generatora (kolor zielony) [MW].

Rys. 1. Roczny przebieg zmienności mocy EJc

upustowej skierowanej do wymienników ciepłowniczych. Moc elektryczną wytworzoną w ścisłym skojarzeniu obliczono zgodnie z zależnościami podanymi w [11].

Opracowano wiele scenariuszy, w których zmiennymi (parametrami systemu zaopatrzenia w ciepło) były przedstawione powyżej parametry ciepła odbieranego z EJc, ale również prędkość przepływu wody sieciowej w magistrali tranzytowej, odległość pomiędzy EJc a rejonem odbiorczym i typ zastosowanego bloku jądrowego (rodzaj reaktora).

Przykładowe wyniki (dla parametrów: $\dot{Q}_s^{EJc} = 250$ MJ/s, $i_p = 2$, $t_{wze} = 130^\circ\text{C}$, $\gamma = 0,2$) przedstawiono na rys. 1, natomiast w tab. 1 zaprezentowano wyniki obliczeń dotyczących produkcji energii elektrycznej brutto EJc (A_b^{EJc}) oraz energii elektrycznej powstałej w ścisłym skojarzeniu (A_{rc}^{EJc}), a także produkcji ciepła (W_d^{EJc}) oraz poszczególnych mocy elektrycznych. Założono, że dla temperatur zewnętrznych $>12^\circ\text{C}$ występuje wyłącznie zapotrzebowanie na ciepło do produkcji ciepłej wody użytkowej, woda sieciowa pompowana jest z prędkością 2 m/s, a rejon odbiorczy oddalony jest od EJc o 45 km.

W zaproponowanych warunkach opłacalności porównano całkowite koszty roczne dostawy energii elektrycznej oraz dostawy ciepła. W przypadku zasilania w ciepło obliczenia kosztów rocznych dokonano w odniesieniu do rejonu odbioru ciepła, natomiast w przypadku zasilania w energię elektryczną – w odniesieniu do miejsca przyłączenia elektrowni (lokalizacji węzła elektroenergetycznego, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza). Sposób prowadzenia obliczeń i otrzymane wyniki można znaleźć w [4] oraz w [5], a przykładowe wyniki obliczeń kosztów rocznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz jednostkowych kosztów dostawy ciepła dla wariantu referencyjnego, a także i analogiczne wyniki dla bloków jądrowych z reaktorami AP1000 i ESBWR przedstawiono w tab. 2 oraz tab. 3. Natomiast w tab. 4 zostały zestawione całkowite koszty roczne ΔK_r dla opisanego wariantu.

Stosując kryterium całkowitych kosztów rocznych systemu zasilania w ciepło i energię elektryczną, można wykazać opłacalność rozwiązania polegającego na przystosowaniu elektrowni jądrowej do pracy w skojarzeniu, ale kryterium to nie jest

jednak odpowiednie przy dokonywaniu wyboru parametrów częściowego uciepłownienia elektrowni jądrowej ze względu na zbyt mały udział kosztów ścisłego skojarzenia w całkowitym koszcie rocznym EJc. Z tego powodu należy zastosować kryterium częściowych kosztów rocznych ΔK_r związanych wyłącznie z przystosowaniem EJ do pracy ciepłowniczej [11].

Jak wykazały obliczenia, koszty roczne wszystkich typów EJc są niższe niż w przypadku innych wariantów porównawczych, ale już koszt jednostkowy dostawy ciepła nie jest konkurencyjny w stosunku do ECK. Zdecydowany wpływ na wartość funkcji kryterialnej ΔK_r mają koszty związane z przesyłem ciepła z EJc do rejonu odbiorczego. Nie bez znaczenia są również koszty emisji. Jak wskazuje Polski Komitet Energii Elektrycznej [9], decyzje przyjęte przez Parlament Europejski dotyczące reformy systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS) mogą przyczynić się do wzrostu cen uprawnień z 15 euro w 2020 roku do 35 euro w 2030 roku, co przy obecnym poziomie ok. 5 euro/Mg wpłynie na zwiększenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze źródeł opalanych paliwem organicznym. Istnieją również szanse, że zastosowanie w przyszłości małych reaktorów modułowych (SMR) przystosowanych do oddawania ciepła umożliwi bardziej korzystną lokalizację, a więc ulegną zmniejszeniu koszty dostawy ciepła do rejonu odbiorczego oraz mocy/energii uzupełniającej, a cała inwestycja okaże się efektywna ekonomicznie.

BIBLIOGRAFIA

1. Andrzejewski S. i Troszkiewicz J., Elektrociepłownie jądrowe w systemie elektroenergetycznym – koszty wytwarzania energii cieplnej w ECJ, Międzynarodowa Konferencja Ciepłownictwa, Warszawa, 6.04.1976.
2. AREVA, AREVA Design Control Document Rev. 5 – Tier 2 Chapter 10 – Steam and Power Conversion System, Accession Number: ML13261A551, Figures for Section 10.1 (2 page(s), 7/19/2013) [online], <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1326/ML13261A551.html> [dostęp: 09.2013].

3. Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2014–2015, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2016.
4. Jaskólski M. i in., Profitability Criteria of Partial Cogeneration in Nuclear Power Plant, *Rynek Energii* 2014, nr 5, s. 141–147.
5. Jaskólski M., Reński A. i Minkiewicz T., Thermodynamic and economic analysis of nuclear power unit operating in partial cogeneration mode to produce electricity and district heat, 4th International Conference on Contemporary Problems of Thermal Engineering CPOTE 2016, Katowice 2016.
6. Marecki J. i in., Analiza warunków lokalizacyjnych elektrociepłowni jądrowych w aspektach ochrony środowiska i możliwości transportu ciepła dla odbiorców bytowo-komunalnych, Instytut Elektroenergetyki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1978.
7. Wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, Ministerstwo Energii [online], <http://www.me.gov.pl/files/upload/10960/Podsumowanie%20OOS%20PPEJ.doc> [dostęp: 10.2016].
8. Minkiewicz T., Reński A., Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat, *Archiwum Energetyki* 2011, t. XLI, nr 3–4, s. 155–166.
9. Komentarz Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej na temat proponowanej reformy EU ETS, Polski Komitet Energii Elektrycznej, 21.02.2017.
10. Reński A., Wybór podstawowych parametrów elektrociepłowni jądrowej, *Archiwum Energetyki* 1983, t. XII, nr 1–2, s. 71–86.
11. Reński A. i in., Nuclear Co-generation – The Analysis of Technical Capabilities and Cost Estimates, *Acta Energetica* 2016, No. 3/28, s. 121–127.
12. Energetyka ciepła w liczbach – 2015, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2016.

Tomasz Minkiewicz

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: tomasz.minkiewicz@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie wykładowca w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszary zainteresowania: elektrownie ciepłe, elektrownie jądrowe, kogeneracja oraz systemy ciepłownicze.

Andrzej Reński

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: andrzej.renski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa (MEiL) Politechniki Warszawskiej (1969). Obronił pracę doktorską na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1981), a stopień doktora habilitowanego uzyskał na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej (2003). W latach 2007–2016 był zatrudniony na stanowisku profesora nadzwyczajnego Politechniki Gdańskiej.

Obszary jego zainteresowań to: energetyka ciepła – budowa i modelowanie urządzeń energetycznych elektrowni i elektrociepłowni klasycznych i jądrowych oraz optymalizacja rozwoju systemów ciepłowniczych.

Modelowanie polskiego podsystemu wytwarzania energii elektrycznej w programie MARKAL ze szczególnym uwzględnieniem Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Autorzy

Magdalena Anna Malinowska
Marcin Jaskólski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

energetyka, uprawnienia do emisji, unijny system handlu uprawnieniami do emisji, dekarbonizacja, MARKAL, EU ETS

Streszczenie

Artykuł dotyczy problematyki emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej oraz działań mających na celu ich redukcję, w szczególności Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS). Model polskiego podsystemu wytwarzania energii elektrycznej, uwzględniający mechanizmy EU ETS, został opracowany za pomocą pakietu optymalizacyjnego MARKAL. Do modelu wprowadzono dane zebrane na podstawie dostępnych projektów, rozporządzeń i danych statystycznych. Wyniki działania modelu posłużyły w sformułowaniu wniosków. Nawet bardzo wysoka cena uprawnień do emisji (103 EUR/t CO₂-eq) nie będzie skutkować całkowitą dekarbonizacją sektora elektroenergetycznego w perspektywie do 2030 roku. Jednakże poziomy cen uprawnień będą miały istotny wpływ na strukturę wytwarzania energii elektrycznej i osiągalną moc elektryczną w systemie. Jedynie wysokie ceny uprawnień będą bodźcem do inwestowania w jednostki wytwórcze wykorzystujące odnawialne zasoby energii i energię jądrową. Technologie wytwarzania energii elektrycznej wyposażone w układy wychwyty CO₂ mogą być szansą na utrzymanie gospodarki węglowej przy jednoczesnej redukcji emisji, ale problemem będzie składowanie dwutlenku węgla na dużą skalę.

1. Wprowadzenie

Rosnące zanieczyszczenie środowiska emisjami gazów cieplarnianych, a w szczególności dwutlenku węgla, spowodowało, iż większość państw na świecie zaczęła kłaść ogromny nacisk na ich redukcję w celu zniwelowania zmian klimatycznych, jakie za sobą niosą. Dzięki inicjatywie Unii Europejskiej powstał Europejski System Handlu Emisjami (ang. *European Union Emission Trading Scheme* – EU ETS). Jest to pierwszy i zarazem największy system, którego głównym celem jest drastyczne obniżenie poziomu emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, pochodzących z jednostek przemysłu wytwórczego, energetycznego, jak również, od 2012 roku, z lotnictwa. Idea stworzenia tego rynku powstała już w ubiegłym stuleciu, a zrealizowana została w 2005 roku. Od tej pory ulega nieustannym zmianom, w celu doskonalenia jego działania, które jednak w dalszym ciągu jest dalekie od ideału, na co ma wpływ wiele zmieniających się czynników.

Celem tej analizy jest odwzorowanie funkcjonowania systemu handlu emisjami w Unii Europejskiej w modelu rozwoju systemów energetycznych, w szczególności podsystemu wytwarzania energii elektrycznej. Przedstawiona została krótka

charakterystyka EU ETS. Najważniejszą częścią pracy, szczegółowo opisaną w [1], było opracowanie danych liczbowych z zakresu handlu uprawnieniami do emisji, jak również weryfikacja modelu systemu, opracowanego z wykorzystaniem pakietu optymalizacyjnego MARKAL i szerzej zaprezentowanego w [2], przeprowadzenie analizy optymalizacyjnej w horyzoncie czasowym do 2030 roku, zgodnym z perspektywą nowej polityki energetyczno-klimatycznej [3].

2. Europejski System Handlu Emisjami

Państwa członkowskie UE stworzyły system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, który ma kontrolować emisje, wspomagać działania proekologiczne, a w rezultacie przyczynić się do zahamowania zmian klimatycznych. EU ETS stanowi podstawę wypracowanej przez Unię Europejską strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych będących rezultatem działalności człowieka. Walutą EU ETS są uprawnienia do emisji (ang. *European Union Allowance* – EUA). Jedno uprawnienie daje prawo do wyemitowania przez daną jednostkę jednej tony CO₂, dwóch ton N₂O lub perfluorowęglowodorów (PFC) [4]. Obecnie system wszedł w trzeci etap, który przyniósł znaczące zmiany

w jego funkcjonowaniu [4]. Najważniejszą z nich było ustalenie górnego limitu wszystkich emisji dla całego EU ETS (w etapach I i II limity ustalane były dla poszczególnych państw) oraz zmniejszanie owego limitu o 1,74% każdego roku. Dodatkowo podstawowym sposobem nabycia uprawnień do emisji/brak części zdania. W dalszym ciągu jednak duża część uprawnień przydzielana jest bezpłatnie, szczególnie dotyczy to przemysłu obciążonego ryzykiem „ucieczki emisji CO₂”. Sektor elektroenergetyczny zobligowany jest do zakupu wszystkich uprawnień na aukcjach [4]. Wyjątkiem są państwa, które przystąpiły do Unii Europejskiej (UE) w 2004 roku, w których operatorzy elektrowni nadal otrzymują bezpłatne uprawnienia do emisji, a zaoszczędzony kapitał mają inwestować w ulepszenie infrastruktury energetycznej [4]. EU ETS w trzecim etapie – choć realizuje postulaty *Protokołu z Kioto*, przyczyniając się do redukcji emisji – nie jest jednak sam w sobie dobrze funkcjonującym systemem. Komisja Europejska (KE) dąży do tego, aby wszystkie uprawnienia rozdzielane były drogą sprzedaży aukcyjnej, gdyż jest to jedyna droga do wdrożenia zasady „zanieczyszczający płaci” [4]. Na 2021 roku zaplanowano wejście w życie czwartego etapu. Ma on opierać się na prowadzeniu sprzedaży aukcyjnej, współpracy platform europejskich i tych spoza Europy, na sprawnym kontrolowaniu i monitorowaniu emisji [4].

3. Model podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Do opracowania modelu funkcjonowania podsektora wytwarzania energii elektrycznej w EU ETS wykorzystano model wykonany za pomocą pakietu optymalizacyjnego MARKAL (ang. *MARKet ALlocation*), szczegółowo opisany w [2]. MARKAL to narzędzie do programowania modeli rozwoju systemów energetycznych na podstawie bilansu energii, ze szczególnym uwzględnieniem struktury wytwórczej. Procedura optymalizacyjna wyznacza najtańszy sposób pokrycia zapotrzebowania na energię finalną lub użyteczną, w zależności od stopnia szczegółowości modelu, spełniający zadane ograniczenia. W modelu uwzględnione zostały m.in. mechanizmy redukcji emisji, w tym EU ETS, co zostało szczegółowo opisane w [2]. W tym artykule dokonano weryfikacji założeń modelu i wyznaczono prognozy rozwoju struktury wytwarzania energii elektrycznej i zainstalowanej mocy elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) do 2030 roku. Celem tej analizy było także sprawdzenie, jak brak bezpłatnych uprawnień oraz wzrost

Wyszczególnienie	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł i budownictwo	43,9	44,7	46,8	51,0	53,8
Transport	3,6	4,4	4,7	5,0	5,2
Rolnictwo	1,7	1,9	2,1	2,1	2,2
Handel i usługi	42,4	47,5	52,2	57,3	65,6
Gospodarstwa domowe	27,8	30,9	33,6	36,5	40,7
Razem	119,4	129,4	139,4	151,9	167,5

Tab. 1. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh/a], zaczerpnięto z [1], opracowano na podstawie [5]

Paliwo	jednostka	2009	2015	2020	2025	2030
Gaz ziemny	EUR/GJ	5,58	7,94	8,73	9,23	9,66
Węgiel kamienny	EUR/GJ	2,79	2,79	2,93	3,01	3,01

Tab. 2. Prognoza cen paliw importowanych do Polski, zaczerpnięto z [1], opracowano na podstawie [5]

ich cen wpłynie na wybór technologii wytwarzania energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem elektrowni węglowych i jądrowych, w wyżej wspomnianej perspektywie czasowej.

3.1. Prognozy zapotrzebowania na finalną energię elektryczną

Do uruchomienia modelu wykorzystano prognozę zapotrzebowania na finalną energię elektryczną dla Polski do 2030 roku z podziałem na sektory gospodarki, zawartą w [5]. Przedstawiono ją w tab. 1.

3.2. Prognozy cen paliw

Prognoza cen najważniejszych surowców energetycznych została zamieszczona w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* [6]. Cena węgla, przewidywana w 2009 roku, została przeszacowana, gdyż już w 2015 roku spadła ona do ok. 59 USD/t (1,87 EUR/ GJ) [7]. Prognozę cen paliw importowanych do Polski przedstawiono w tab. 2. W kontekście paliw bardzo ważne są również ceny polskiego węgla energetycznego, które w 2016 roku oscylowały wokół 213 zł/t (2,35 EUR/GJ), a w ostatnich miesiącach 2016 roku zanotowały wzrost do 219 zł/t (2,42 EUR/ GJ). Jest to i tak spadek w stosunku do poprzednich lat, kiedy średnia cena wynosiła 234 zł/t (2,59 EUR/GJ) w 2015 roku i 280 zł/t (3,09 EUR/ GJ) w 2014 roku [7].

3.3. Dane techniczno-ekonomiczno-środowiskowe technologii wytwarzania energii elektrycznej

Na wyniki modelowania w pakiecie optymalizacyjnym MARKAL mają również wpływ wskaźniki emisyjności przypisane poszczególnym technologiom. Do sprawnego działania modelu potrzebne było zaimplementowanie współczynników w podziale na technologie i rodzaj paliwa. Dane te zostały zebrane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) w dokumencie *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2012 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2015* [8].

W tab. 3 zawarto kluczowe dane potrzebne do prawidłowego uruchomienia modelu MARKAL. Dane te zostały opracowane w [2] i zaktualizowane na podstawie [9], który jest załącznikiem do publikacji *World Energy Outlook 2014*. Stopa dyskonta (d) została zaczerpnięta z [2] na podstawie [10].

3.4. Limit uprawnień do emisji CO₂

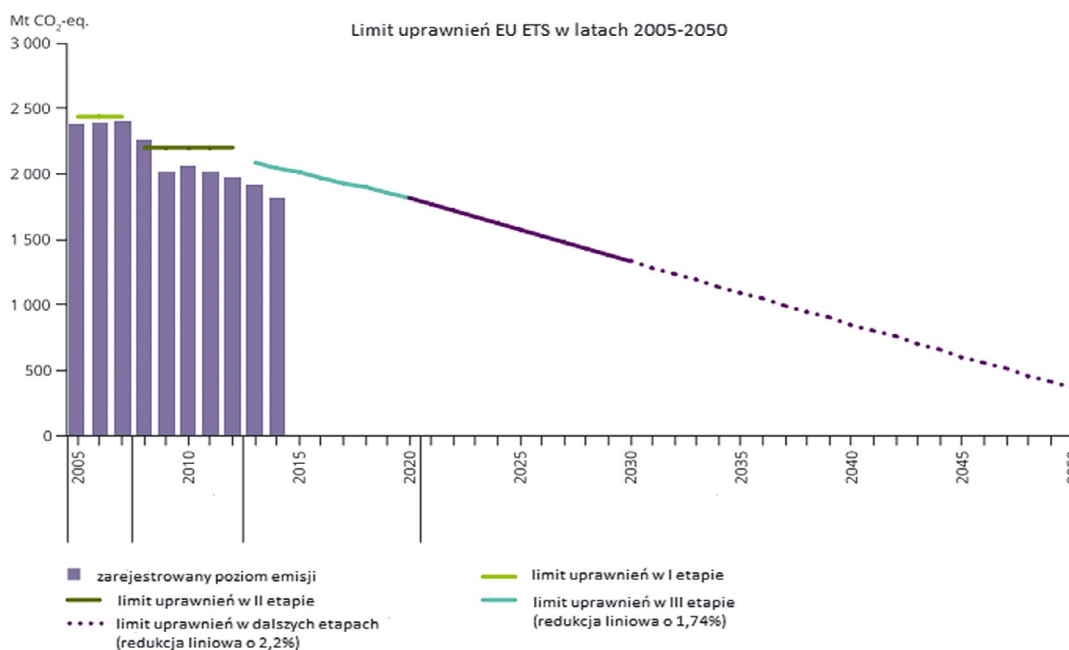
Na rys. 1 przedstawiono, jak zmieniał się limit przyznawanych uprawnień w EU ETS od początku działania systemu (2005)

Nazwa technologii	η	k_n			k_{es}	d
	[%]	[EUR'10/kW]			[EUR'10/ kW/a]	[1/a]
		2010	2020	2030	2010–2030	2010–2030
E ciepłne zawodowe na WK – istniejące	39	1216	1216	1216	30,8	0,10
E ciepłne zawodowe na WB – istniejące	39	1216	1216	1216	30,8	0,10
EC zawodowe o mocy od 200 MW* – istniejące	29	1575	1575	1575	22,8	0,10
EC zawodowe o mocy od 100 do 199 MW* – istniejące	33	994	994	994	14,4	0,10
EC zawodowe o mocy od 50 do 99 MW* – istniejące	23	1939	1939	1939	28,1	0,10
EC zawodowe o mocy do 49 MW* – istniejące	18	3085	3085	3085	44,7	0,10
EC zawodowe – niezależne – istniejące	15	3029	3029	3029	43,8	0,10
E szczytowo-pompowe – istniejące	67	1935	1935	1935	1,6	0,10
E z członem pompowym – istniejące	100	1737	1737	1737	173,7	0,10
E wodne zawodowe pozostałe – istniejące	100	1625	1782	2111	44,8	0,10
EC przemysłowe na WK – istniejące	14	4583	4583	4583	66,3	0,10
EC przemysłowe na gaz – istniejące	6	5224	5224	5224	75,6	0,10
EC przemysłowe na biomasę i biogaz – istniejące	14	5001	5001	5001	72,4	0,10
EC przemysłowe na inne paliwa – istniejące	14	4369	4369	4369	63,2	0,10
E wodne przepływowe – niezależne – istniejące	100	2891	2891	2877	50,0	0,10
E wiatrowe – istniejące	100	1281	1213	1156	31,0	0,07
E biogazowe – istniejące	30	2147	2058	1953	77,2	0,09
E na biomasę – istniejące	35	1706	1635	1550	56,4	0,08
E ciepłne zawodowe na WK – nowe (2010–2025)	43	1431	1431	1431	42,9	0,15
E ciepłne zawodowe na WB – nowe (2010–2025)	43	1431	1431	1431	42,9	0,15
E ze zgazowaniem WK i sekwestracją CO ₂	38	2594	2594	2165	84,9	0,15
E ciepłne z kotłem pyłowym na WK z sekwestracją CO ₂	34	2576	2576	2040	71,0	0,15
E ciepłne z kotłem pyłowym na WB na parametry nadkrytyczne z sekwestracją CO ₂	34	2576	2576	2040	71,0	0,15
E ciepłne z kotłem fluidalnym na WB na parametry nadkrytyczne z sekwestracją CO ₂	37	5687	5687	4937	84,2	0,15
E – układy gazowo-parowe ze zgazowaniem WB i sekwestracją CO ₂	38	2594	2594	2165	84,9	0,15
EJ z reaktorami PWR (2025–2030)	34	4586	4437	3475	123,0	0,11
E wiatrowe – lądowe	100	1281	1213	1156	31,0	0,07
E wiatrowe – morskie	100	3707	2863	2269	104,0	0,09
E – panele fotowoltaiczne PV	100	2325	1634	1291	21,5	0,08
E ze zgazowaniem upraw energetycznych (biomasa)	35	1706	1635	1550	56,4	0,08
E – układy gazowo-parowe ze zgazowaniem biomasy	58	3240	3240	3118	26,5	0,08
E – układy gazowo-parowe ze zgazowaniem biomasy z sekwestracją CO ₂ (po 2030 roku)	34	3888	3888	2598	35,1	0,08
E – silniki na biogaz	30	2147	2058	1953	77,2	0,09
E – układy z turbiną parową opalane odpadami komunalnymi	50	6083	5833	5541	219,1	0,10
E gazowe – źródła interwencyjne (2015–2025)	41	359	359	359	14,3	0,09
E zawodowe na GZ – nowe (2010–2025)	62	716	716	716	17,9	0,09
Ogniwa paliwowe na gaz ziemny	50	4294	3578	1789	62,5	0,15
EC zawodowe na WK – nowe (2010–2025)	23	2317	2317	2317	33,5	0,08
EC zawodowe na gaz ziemny – nowe (2010–2025)	29	931	931	931	28,0	0,09
EC zawodowe na biomasę – nowe (2010–2025)	20	2891	2780	2655	103,4	0,08
EC z silnikiem na biogaz (nowe)	35	2791	2675	2539	100,4	0,09
EC – ogniwa paliwowe (gaz ziemny)	50	4294	3578	1789	62,5	0,15
EC – mikroturebiny gazowe (<120 kW)	33	4000	4000	3118	19,5	0,09

*moc osiągalna elektryczna

Legenda: η – sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%], k_n – jednostkowe nakłady inwestycyjne odniesione do mocy elektrycznej netto [EUR'10/kW], k_{es} – jednostkowe koszty eksploatacyjne odniesione do mocy elektrycznej netto [EUR'10/kW/a], d – stopa dyskonta [1/a], E – elektrownie, EC – elektrociepłownie, EJ – elektrownie jądrowe, GZ – gaz ziemny, PWR – reaktor wodny ciśnieniowy (ang. Pressurized Water Reactor), WB – węgiel brunatny, WK – węgiel kamienny

Tab. 3. Charakterystyki technologii wytwarzania energii elektrycznej zaczerpnięto z [1], opracowane na podstawie [2, 9, 10].



Rys. 1. Limit uprawnień w latach 2005–2050, zaczerpnięto z [11]

do 2050 roku. Wykres uwiadcza brak efektywności działania EU ETS. Zarejestrowana emisja jest na dużo niższym poziomie niż ustalone corocznie limity. Jeżeli emisja będzie nadal spadać w powolnym tempie, konieczne do osiągnięcia założonych przez UE celów byłoby obniżenie całkowitej liczby uprawnień, tak by była co najwyżej równa faktycznej emisji. W latach 2005–2014 poziom emisji spadł o 24%, a planowany był spadek o 20% w perspektywie do 2020 roku [11]. Cele zostały zatem przedwcześnie osiągnięte.

W pierwszym i drugim etapie funkcjonowania EU ETS Polska otrzymywała ok. 11% z całej puli uprawnień dostępnych w ramach systemu [11]. Założono, że udział ten pozostanie bez zmian w etapie czwartym EU ETS. Dane liczbowe dla etapu trzeciego zostały zaczerpnięte z prognozy Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE) [12], poglądowe ich wartości zamieszczono w tab. 4.

3.5. Ceny uprawnień do emisji CO₂

Drugim najważniejszym czynnikiem wpływającym na realizowanie celów systemu, zaraz po całkowitej dostępnej liczbie uprawnień, jest ich cena. Czynniki ten ma bardzo duży wpływ na całe funkcjonowanie systemu. Jeśli jest zbyt niska – nie stanowi bodźca dla jednostek do inwestowania w niskoemisyjne rozwiązania, ponieważ bardziej opłacalne jest dla wytwórców

wykupienie praw do emisji. Jest to nadal możliwe, ponieważ na rynku jest dostępna duża ich liczba. Sytuacja ta może zmienić się dopiero wtedy, gdy do obiegu wejdzie mechanizm stabilności rynkowej – MSR (ang. *Market Stability Reserve*) [13]. Wtedy to liczbę uprawnień będzie można korygować w zależności od potrzeb, co będzie miało znaczący wpływ na kształtowanie się cen.

Ceny, które w 2016 roku oscylują w zakresie 4–8 €/EUA, nie są w stanie zapewnić opłacalności inwestycji w niskoemisyjne rozwiązania technologiczne. Szacuje się, że pułapem cenowym, przy którym kupowanie uprawnień byłoby stosunkowo dużym obciążeniem dla uczestników, jest 30–36 €/EUA. W związku z obecną polityką i podejściem władz państw do problematyki gazów cieplarnianych jest to mało prawdopodobne, aby ceny wzrosły o 500%. Dla Polski, której gospodarka energetyczna opiera się na węglu w największym udziale ze wszystkich krajów uczestniczących w EU ETS, skutki takiego rozwiązania mogłyby być fatalne, gdyż po zniesieniu bezpłatnych uprawnień w 2019 roku prawdopodobnie nie byłaby w stanie ponieść kosztów ich zakupu [14].

Do modelu wprowadzono ceny uprawnień z 2010 i 2015 roku, a także ich prognozę na następne lata. Cena uprawnienia dla 2010 roku została zaczerpnięta z publikacji *Trends and projections*

	Lata				
	2010	2015	2020	2025	2030
Liczba uprawnień dla Polski (mln t CO ₂ -eq/a)	279,6	196,4	180,5	169,3	151,5

Tab. 4. Przewidywana liczba uprawnień przyznawanych Polsce w ramach EU ETS, zaczerpnięto z [1], opracowano według [12]

	lata				
	2010	2015	2020	2025	2030
CENA 1 PEP 2050			13	19	25
CENA 2 DECC (ceny niskie)	13	8	10	31	52
CENA 3 DECC (ceny średnie)			23	63	103

Tab. 5. Prognoza ceny uprawnień do emisji CO₂ w EU ETS [€/tCO₂-eq], zaczerpnięto z [1], opracowano według [11, 15–17]

Technologia wytwarzania energii elektrycznej	Wariant	2015		2020		2025		2030	
		A_r	c_f	A_r	c_f	A_r	c_f	A_r	c_f
E ciepłne na WK i WB – istniejące	CENA 1	97 998	50	76 519	48	68 787	50	60 385	49
	CENA 2	97 998	50	78 271	49	58 007	42	42 872	35
	CENA 3	97 998	50	69 841	44	52 428	38	0	0
E ciepłne na WK i WB – nowe	CENA 1	8 499	90	41 296	90	41 296	90	41 296	90
	CENA 2	8 499	90	41 296	90	41 296	90	41 296	90
	CENA 3	8 499	90	41 296	90	41 296	90	19 317	42
E ciepłne na WK i WB z sekwestracją	CENA 1	–	–	–	–	–	–	–	–
	CENA 2	–	–	–	–	–	–	2 522	90
	CENA 3	–	–	–	–	–	–	65 372	90
EJ z reaktorami PWR	CENA 1	–	–	–	–	–	–	943	83
	CENA 2	–	–	–	–	–	–	24 721	83
	CENA 3	–	–	–	–	–	–	24 721	83
E OZE – istniejące	CENA 1	1 722	22	1 588	21	1 804	24	1 669	24
	CENA 2	1 722	22	1 413	18	1 804	24	1 669	24
	CENA 3	1 722	27	1 588	22	1 804	28	1 669	29
E OZE – nowe	CENA 1	9 613	27	7 868	22	11 042	22	35 296	24
	CENA 2	9 613	27	7 868	22	28 465	23	35 642	25
	CENA 3	9 613	22	7 868	21	37 894	24	45 193	24
E gazowe – źródła interwencyjne	CENA 1	–	–	0	0	0	0	0	0
	CENA 2	–	–	0	0	0	0	0	0
	CENA 3	–	–	0	0	0	0	0	0
E wodne	CENA 1	2 941	15	2 791	14	3 269	16	3 269	16
	CENA 2	2 492	12	2 492	12	2 610	13	2 610	13
	CENA 3	2 941	15	2 791	14	2 760	14	3 269	16
EC zawodowe	CENA 1	22 882	46	18 039	41	17 679	47	13 295	46
	CENA 2	22 882	46	18 039	41	17 679	47	13 295	46
	CENA 3	22 882	46	17 646	40	17 514	47	13 081	45
EC zawodowe – nowe	CENA 1	311	16	1 899	17	11 628	35	15 483	37
	CENA 2	311	16	1 899	17	3 964	25	7 085	31
	CENA 3	311	16	440	5	560	7	341	4
EC przemysłowe	CENA 1	4 383	31	3 400	32	2 316	28	1 359	23
	CENA 2	5 078	36	3 400	32	2 316	28	1 359	23
	CENA 3	3 353	24	2 521	23	1 995	24	1 359	23

Tab. 6. Roczna produkcja energii elektrycznej netto A_r [GWh/a] oraz stopień wyzyskania mocy elektrycznej netto c_f [%] w podziale na technologie, opracowano na podstawie [1]

in the EU ETS in 2015 [11], a cena dla 2015 roku z raportów przygotowywanych przez KOBIZE [15]. Prognoza na lata 2020–2030 została opracowana przez Brytyjski Departament ds. Energii i Zmian Klimatu (ang. *Department of Energy and Climate Change – DECC*) [16]. W przewidywaniach DECC istnieją trzy ścieżki ceny: niska, średnia i wysoka. Na potrzeby tej pracy użyte zostaną scenariusze niskich i średnich cen, gdyż istnieje większe prawdopodobieństwo kształtowania się ich na tym poziomie niż dla wariantu cen wysokich. Dodatkowo w modelu pojawi się prognoza opracowana na potrzeby projektu dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2050 roku* (PEP 2050) [17]. Prognozy cen uprawnień, użyte w analizie, zamieszczono w tab. 5.

4. Wyniki

W tab. 6 przedstawiono przewidywane wielkości rocznych produkcji energii elektrycznej w poszczególnych technologiach, dla trzech poziomów cen uprawnień do emisji CO₂. W przypadku CENA 1 (prognoza PEP 2050), czyli najniższych z rozpatrywanych cen uprawnień, nie jest przewidziane wprowadzenie technologii wytwórczych na węgiel z sekwestracją CO₂ (ang. *Carbon Capture and Storage – CCS*), ponieważ ta opcja nie jest konkurencyjna w stosunku do technologii bez CCS. Podobnie w przypadku CENA 2, udział technologii z sekwestracją w całej strukturze wytwarzania energii elektrycznej wyniósł zaledwie 1%, ale w przypadku wysokich cen uprawnień (CENA 3) udział ten był

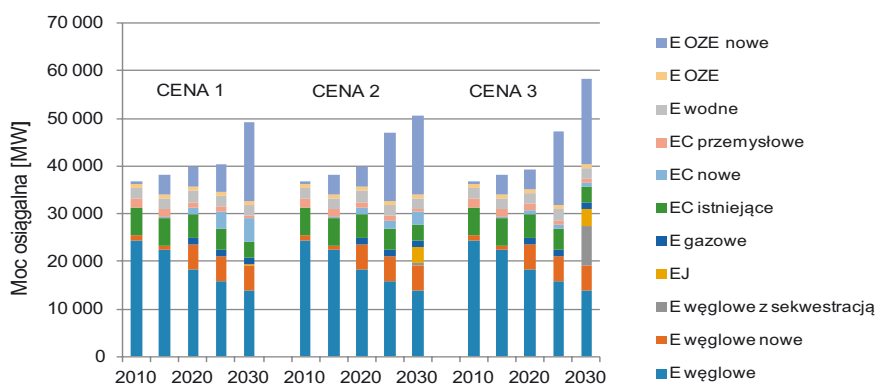
na poziomie 38%. Tym samym jest to potwierdzenie tezy, że cena uprawnień ma znaczący wpływ na chęć inwestowania w niskoemisyjne rozwiązania, w tym oparte na wychwycie i składowaniu CO₂. Dodatkowo, wraz ze wzrostem cen uprawnień i znacznym spadkiem produkcji energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni na węgiel, wzrasta produkcja bazująca na odnawialnych źródłach energii. Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych jest proponowane od 2030 roku w każdej ścieżce cenowej. W przypadkach CENA 2 i CENA 3 udział elektrowni jądrowych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wyniósł 14%, podczas gdy w przypadku CENA 1 wyniósł on zaledwie 0,5%.

Na rys. 2 zaprezentowano strukturę mocy elektrycznej netto w polskim systemie elektroenergetycznym, w perspektywie planowania do 2030 roku. Całkowita moc elektryczna netto jest tym wyższa, im wyższa jest cena uprawnień do emisji CO₂. Analiza stopni wyzyskania mocy elektrycznej netto poszczególnych typów elektrowni (tab. 6) pokazuje, że ma to związek ze zmniejszeniem wartości tego stopnia dla elektrowni węglowych, zarówno istniejących, jak i zbudowanych po 2010 roku (bazowym roku dla modelu), w warunkach wysokich cen EUA (CENA 3). Na rys. 2 pojawiają się również niezerowe wartości mocy netto dla elektrowni gazowych. Ze względu na to, że pracują one jako źródło interwencyjne przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc elektryczną w systemie, mają one pomijalnie mały udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Produkują ilość energii mniejszą niż 0,5 GWh/a, a ich moc netto jest na poziomie

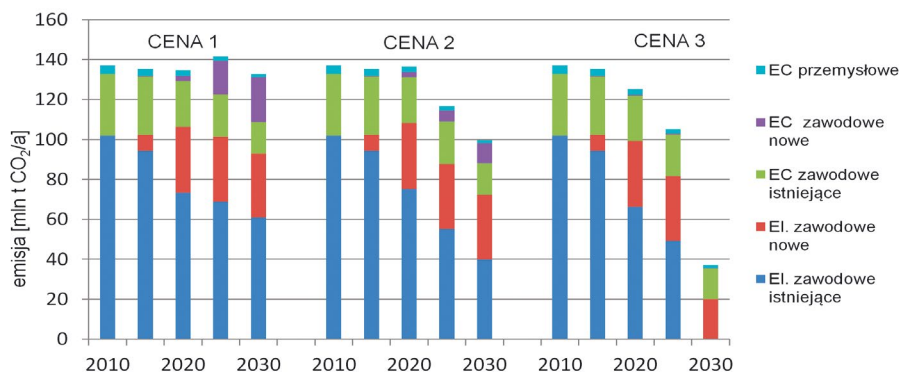
1459 MW w 2030 roku, we wszystkich ścieżkach cenowych. Ich obecność w strukturze wynika z wymagań stawianych modelowi, odwzorowujących wymagania stawiane systemowi elektroenergetycznemu w zakresie pokrycia szczytowego obciążenia oraz utrzymania wymaganej rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym.

W rozpatrywanej analizie z zastosowaniem modelu MARKAL spadki poziomu emisji są tym większe, im bardziej wzrasta cena uprawnień do emisji CO₂, co ilustruje rys. 3. Skuteczność EU ETS zależy zatem w znacznej mierze od ceny uprawnień do emisji, stymulowanej poprzez wprowadzenie mechanizmów rynkowych, takich jak Rezerwa Stabilności Rynkowej (ang. *Market Stability Reserve – MSR*). Według ścieżki najwyższych cen (CENA 3) całkowity poziom rocznej emisji CO₂ w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach, uczestniczących w EU ETS, miałby spaść do 37 mln t CO₂ w 2030 roku, czyli o 70% w stosunku do 2010 roku, kiedy poziom emisji wynosił 138 mln t CO₂. Warto zaznaczyć, że założony górny limit uprawnień dla Polski na 2030 rok wynosił 151,5 mln EUA.

W tab. 7 przedstawiono koszt krańcowy energii elektrycznej. Wyniki te, otrzymane w procesie optymalizacji, są ważne z punktu widzenia odbiorców energii elektrycznej, gdyż to oni poprzez cenę energii są obciążani wysokimi kosztami wytwarzania. W najbardziej pesymistycznym wariantcie ceny EUA (CENA 3) koszt krańcowy wytwarzania energii elektrycznej wzrasta czterokrotnie w okresie 2015–2030. Wzrost kosztów wytwarzania będzie najwyższy w okresie zimowym.



Rys. 2. Przewidywana struktura mocy elektrycznej netto w polskim systemie elektroenergetycznym, zaczerpnięto z [1]



Rys. 3. Przewidywane roczne wielkości emisji CO₂ z elektrowni i elektrociepłowni w Polsce uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami (EU ETS), zaczerpnięto z [1]

Pora roku	Pora dnia	Wariant	2015	2020	2025	2030
lato	dzień	CENA 1	230	268	444	599
		CENA 2	230	255	458	680
		CENA 3	230	279	605	855
lato	noc	CENA 1	230	268	209	326
		CENA 2	230	255	300	300
		CENA 3	230	279	420	194
wiosna/jesień	dzień	CENA 1	230	268	444	602
		CENA 2	230	255	458	684
		CENA 3	230	279	605	857
wiosna/jesień	noc	CENA 1	230	268	209	328
		CENA 2	230	255	300	303
		CENA 3	230	279	420	196
zima	dzień	CENA 1	230	268	444	599
		CENA 2	230	255	458	680
		CENA 3	230	279	605	921
zima	noc	CENA 1	230	268	209	326
		CENA 2	230	255	300	300
		CENA 3	230	279	420	239

Tab. 7. Koszt krajowy energii elektrycznej w podziale na podokresy roku i warianty cen uprawnień do emisji CO₂, w zł/MWh, opracowano na podstawie [1]

5. Podsumowanie

Przeprowadzona w pracy analiza pozwala na krytyczną ocenę systemu EU ETS. Jeśli w przyszłości spełniony zostanie scenariusz CENA 3, czyli bardzo wysokich cen uprawnień do emisji (103 €/t CO_{2-eq} w 2030 roku), system będzie miał szansę działać poprawnie i spełnić postulaty dotyczące redukcji emisji CO₂. Jeżeli jednak tak się nie stanie, system będzie całkowicie niewydolny, gdyż nie będzie bodźca finansowego, przy którym redukcja emisji byłaby opłacalna. W tej sytuacji system EU ETS nie będzie przyczyniał się do redukcji ogólnej ilości emisji CO₂, a stanie się jedynie instrumentem finansowym, podobnym do systemu podatkowego. Dodatkowo system EU ETS, który aż w tak dużym stopniu bazuje na cenie uprawnień, która w tym przypadku jest wartością niestabilną i trudną do przewidzenia, nie może być podstawowym narzędziem do walki z globalnym ociepleniem dla całej Unii Europejskiej. Szczególnie wrażliwe na ceny uprawnień są technologie spalania paliw kopalnych z sekwestracją CO₂. Nowe oraz planowane elektrownie i elektrociepłownie na węgiel powinny być przystosowane do zainstalowania w nich układów do wychwytu dwutlenku węgla, na wypadek wzrostu cen uprawnień. Obecnie technologia ta jest uważana za obiecujące rozwiązanie technologiczne, które faktycznie jest w stanie zredukować poziom emisji dwutlenku węgla, a wyniki modelowania to potwierdzają. Problemem jednak jest składowanie CO₂ w horyzoncie długoterminowym. Potencjał składowania został uwzględniony w modelu.

Kolejnym wnioskiem, który można sformułować na podstawie dokonanej analizy, jest zasadność budowy elektrowni jądrowych.

Wszystkie warianty cenowe wskazują na to, że elektrownie jądrowe mogłyby mieć istotny wkład w obniżeniu krajowych emisji CO₂, ale dopiero w 2030 roku. Jest to też najwcześniejszy możliwy ze względów technicznych rok, w którym mogłyby to nastąpić, gdyż realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej może trwać nawet kilkanaście lat.

BIBLIOGRAFIA

1. Malinowska M., The model of European Union Emission Trading Scheme [in Polish: Opracowanie modelu systemu handlu uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej], Gdańsk University of Technology, 2016.
2. Jaskólski M., Modelling long-term technological transition of Polish power system using MARKAL: Emission trade impact, *Energy Policy* 2016, Vol. 97, s. 365–377.
3. European Council, 2030 Climate and energy policy framework – EUCO 169/14, 2014.
4. European Union, The EU Emissions Trading System (EU ETS), 2013.
5. The Energy Market Agency, Projections of energy and fuel demand to 2030 – Update [in Polish], 2011 [online], http://www.mg.gov.pl/files/upload/11099/ARE MG_2011_Raport_koncowy_01_09_2011.pdf. [dostęp: 31.08.2015].
6. Ministry of Economy of the Republic of Poland, Energy Policy of Poland until 2030 – Appendix to Resolution no. 202/2009 of the Council of Ministers of 10 November 2009, Warsaw, 2009.
7. Cena zbytu polskiego węgla w końcu przewyższyła koszt, WNP:pl Portal Gospodarczy, 2016 [online], http://gornictwo.wnp.pl/cena-zbytu-polskiego-wegla-w-koncu-przewyzyyla-koszt,283706_1_0_0.html [dostęp: 19.10.2016].
8. Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2013 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2016 [in Polish], Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2015 [online], <http://www.kobize.pl/en/article/aktualnosc-2015/id/664/wartosci-opalowe-wo-i-wskazniki-emisji-co2-we-w-roku-2013-do-raportowania-w-ramach-wspolnotowego-systemu-handlu-uprawnieniami-do-emisji-za-rok-2016> [dostęp: 20.10.2016].
9. International Energy Agency, IEA – Investment Costs, *World Energy Outlook*, 2014 [online], <http://www.worldenergyoutlook.org/weo-model/investmentcosts/> [dostęp: 4.04.2016].
10. Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies, Oxera, Oxford/Brussels, 2011.
11. Trends and projections in the EU ETS in 2015, No. 14, European Environmental Agency, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015.
12. Smol E., *Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem „limitu” krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013–2020*, Warszawa, 2010.
13. Proposal for a decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending, Directive 2003/87/EC, European Commission Brussels 2014.

14. Anthes D., Schattney G., The role of CO₂ for European and international climate policy, *Sustainable Natural Resources Management*, 2015 [online], <http://www.managingnaturalresources.com/single-post/2015/02/19/The-role-of-CO2-for-European-and-international-climate-policy-> [dostęp: 20.10.2016].
 15. Raport z rynku CO₂, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami 2016, nr 53, s. 1–11.
 16. Updated short-term traded carbon values used for UK public policy appraisal, Department of Energy & Climate Change, London 2015.
 17. Conclusions from the forecasting analyses for the needs of Energy Policy of Poland until 2050 – the draft version 0.2 [in Polish], Ministry of Economy of the Republic of Poland, 2015.
-

Magdalena Anna Malinowska

inż.

Gdańsk University of Technology

e-mail: magdalena27malinowska@gmail.com

Absolwentka Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Sterowania Politechniki Gdańskiej (2017). Obecnie studentka ekonomii na Uniwersytecie Gdańskim. Jej zainteresowania naukowe to ekonomia energii, organizacja przemysłu, zasoby naturalne i ekonomia środowiska.

Marcin Jaskólski

dr inż.

Gdańsk University of Technology

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Politechnice Gdańskiej (2002). Jest adiunktem w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmuje wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. Ukończył szkolenia na temat wykorzystania biomasy na Uniwersytecie w Lund w Szwecji (2002–2003) i odbył stypendia naukowe w Międzynarodowym Instytucie Analiz Systemów Stosowanych (IIASA) w Laxenburgu, Austria (2003) oraz Instytucie Ekonomii Energetyki i Racjonalnego Wykorzystania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2004). Uczestniczył w kursach z dziedziny energii jądrowej w Komisji Energii Atomowej i Energii Alternatywnej (CEA) w Saclay we Francji (2010). W 2011 roku odbył praktyki w zakresie analizy bezpieczeństwa reaktorów jądrowych w centrum badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

Jednostki samorządu terytorialnego w drodze do tworzenia tzw. minicentrów energetycznych (miniklastrów)

Autorzy

Joachim Bargiel
 Paweł Sowa
 Bogdan Mól

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektroenergetyka, odnawialne źródła energii, klastry energii

Streszczenie

W artykule przedstawiono wymogi stawiane przez ustawodawcę jednostkom samorządu terytorialnego oraz główne kierunki ich realizacji. Znaczącą część artykułu stanowi przykładowe przedsięwzięcie jednej z gmin śląskich, która podjęła inicjatywę budowy kilku tzw. minicentrów energetycznych (miniklastrów) spełniających kryteria bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska, a także wpisujących się w plan zadań własnych gminy.

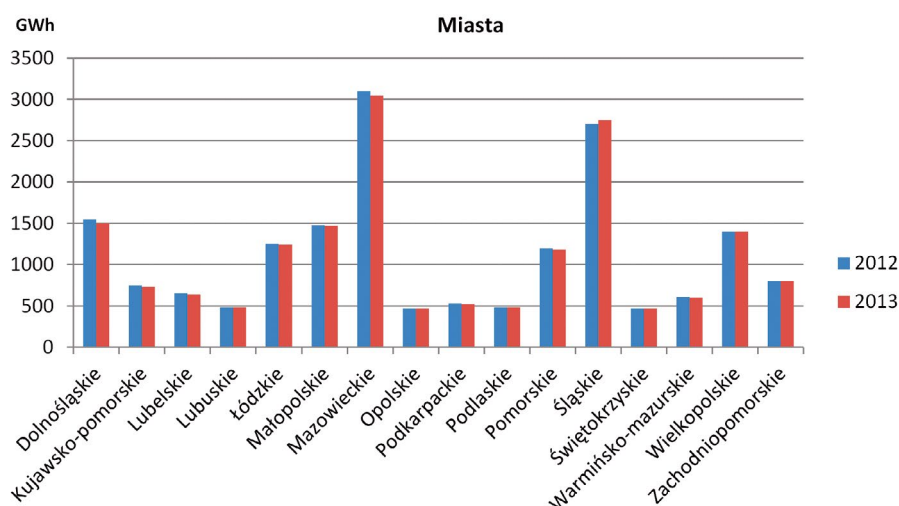
1. Wprowadzenie

Coraz większe znaczenie zyskuje problematyka bezpieczeństwa energetycznego zarówno w wymiarze obszarowym: globalnym (całe państwo), jak i lokalnym (jednostki samorządu terytorialnego) oraz w wymiarze czasowym jako bezpieczeństwo energetyczne krótko- i długoterminowe. Wreszcie bezpieczeństwo energetyczne obejmuje swoim zasięgiem dostawę energii elektrycznej i ciepła oraz paliw transportowych.

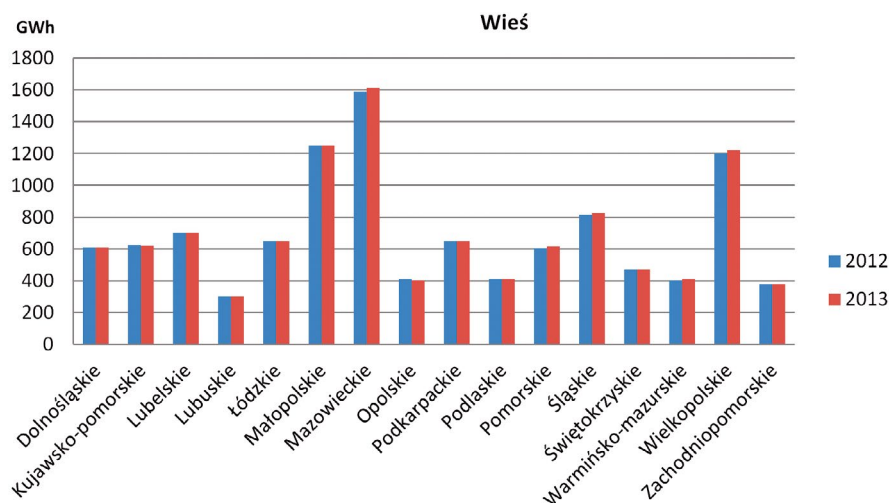
Jednostki samorządu terytorialnego (JST) – obserwując zjawiska ekonomiczne, techniczne, społeczne oraz realizując swoje podstawowe zadania nałożone przez administrację państwową – podejmują działania zmierzające do poprawy bezpieczeństwa energetycznego swojego obszaru. Wzmacniają zasilanie ważnych obiektów komunalnych – m.in. urzędu gminy, centrum zarządzania kryzysowego, ośrodka zdrowia i szpitala, szkoły,

obiektu sportowego, budynku straży pożarnej, krytej pływalni – poprzez inwestycje w obszarze generacji rozproszonej (GR), są to tzw. minicentra energetyczne gmin (miniklastry).

Wzmocnienie zasilania nastąpi poprzez budowę przeważnie gazowych agregatów kogeneracyjnych w tych budynkach lub w ich pobliżu, umożliwiających zarówno zasilanie podstawowe, jak i awaryjne. Powstają w kraju koncepcje i konkretne realizacje takich przedsięwzięć. W skład minicentrów energetycznych gmin wchodzi agregaty i obiekty ważne z różnych względów, których utrzymanie w działaniu jest konieczne, również w sytuacji *blackoutu*. Pracują one wtedy autonomicznie, tworząc tzw. miniwyspy energetyczne. Gminy miejskie i wiejskie zużywają ponad 30% energii elektrycznej docierającej do odbiorców finalnych, tj. 30 tys. GWh (łącznie 100 tys. GWh).



Rys. 1. Zużycie energii elektrycznej w miastach



Rys. 2. Zużycie energii elektrycznej na wsi

Z danych wynika, że największe zużycie energii elektrycznej jest w województwach mazowieckim oraz śląskim. To dowód, że na tych obszarach jest bardzo mocno rozwinięty przemysł, gospodarka oraz infrastruktura.

Zużycie energii elektrycznej w miastach – jak dowodzą dane – jest znacznie większe niż na wsiach, co jest oczywiste, ponieważ w miastach w głównej mierze rozwijają się małe i średnie firmy, które bazują głównie na zużyciu energii elektrycznej.

Zużycie energii na obszarach wiejskich jest o ok. półtora raza mniejsze niż w miastach. Fakt ten wynika z mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną, co może być związane z rozwojem i zamieszkaniem danego terenu. Największe zużycie energii na wsiach ma miejsce w następujących województwach: małopolskie, mazowieckie i wielkopolskie. Wynika to z faktu, że jest tam bardzo dobrze rozwinięte rolnictwo, które bazuje na innowacyjnych sposobach pozyskiwania zysku z działalności rolniczych.

2. Jednostki samorządu terytorialnego jako podmioty prosumenckie

Obecna i przyszła sytuacja w KSE oraz prognozy dotyczące rozwoju poszczególnych rodzajów źródeł wytwarzania stawiają przed energetyką zawodową i lokalną nowe wyzwania: przyłączeniowe, eksploatacyjne, dyspozytorskie i ekonomiczne. Nowe źródła pojawiają się głównie w sieciach 110 kV (farmy wiatrowe) oraz w sieciach średnich i niskich napięć (biogazownie, małe elektrownie wodne, pojedyncze źródła wiatrowe). W związku z tym rodzą się problemy związane ze zmianą rozprężu prądów oraz zmianą warunków zwarciovych i napięciowych. Problemy takie stwarzać będzie również fotowoltaika. Aktualnie w Polsce mamy ok. 6 tys. MW mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii (OZE), a produkcję energii elektrycznej i ciepła na poziomie 12%.

Z punktu widzenia JST rola GR na obszarach gminnych będzie następująca:

- zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego
- poprawa niezawodności zasilania ważnych odbiorów komunalnych (szpitale, szkoły, ośrodków zdrowia, rekreacji i sportu),

szczególnie w okresie awaryjnym umożliwiającą pracę wyspową z tymi odbiorami

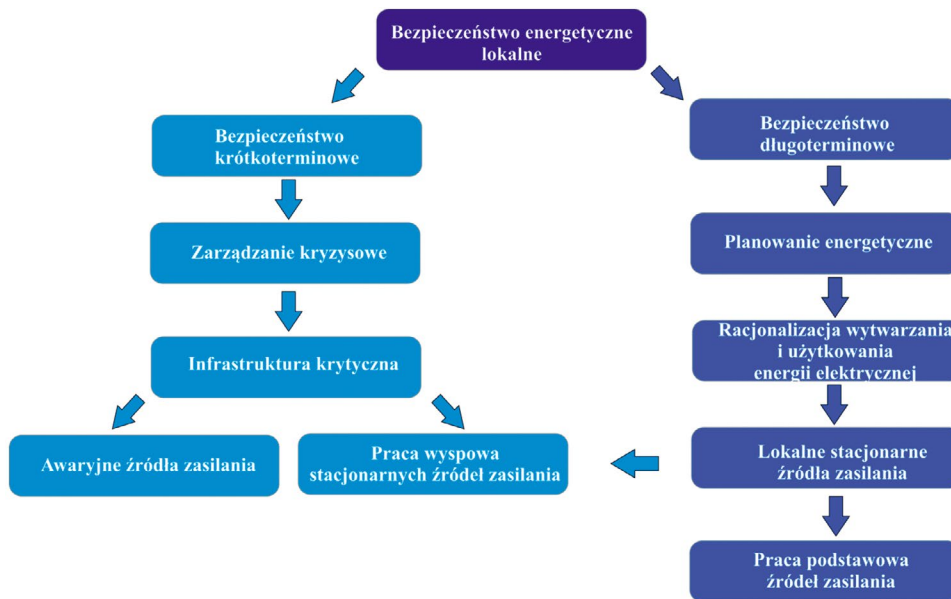
- współpraca z operatorami sieci rozdzielczej w łagodzeniu skutków awarii bądź też deficytu mocy w KSE, który może wynikać ze zmniejszającego się poziomu rezerwy wirującej
- ograniczenie strat przesyłowych (aktualnie 20%)
- uzyskanie efektu ekologicznego poprzez ograniczenie emisji CO₂ (20% do 2020 roku)
- zmniejszenie niskiej emisji (polityka antysmogowa)
- zwiększenie potencjału rozwojowego gmin w zakresie rozwoju GR z wykorzystaniem lokalnych zasobów energetycznych
- dodatkowo realizacja kilku ważnych ustaw dla jednostek samorządu terytorialnego.

3. Główne zadania gmin w zakresie zapewnienia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony środowiska i klimatu

Zadaniem własnym gminy – wynikającym z ustawy o samorządzie [6] – jest zapewnienie coraz wyższych standardów niezawodności dostawy energii elektrycznej, ciepła i gazu do ważnych odbiorców komunalnych (gminnych) oraz mieszkańców.

Tworzenie planów i bilansów energetycznych dla gminy powinno być realizowane przez:

- ocenę lokalnego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną
- ocenę lokalnych zasobów energetycznych i możliwości ich wykorzystania (w szczególności zasobów odnawialnych)
- wyselekcjonowanie ważnych odbiorców ciepła i energii elektrycznej (w tym odbiory strategiczne)
- modernizacja energetyczna w budynkach komunalnych (termomodernizacja)
- wykorzystanie możliwości pomocy dla mieszkańców (budynki prywatne)
- optymalna lokalizacja nowoczesnych źródeł wytwarzania ciepła i energii elektrycznej
- realizacja przez gminę pakietu klimatycznego 3x20.



Rys. 3. Schemat poprawy bezpieczeństwa energetycznego lokalnego

4. Przykładowe realizacje minicentrow energetycznych w śląskiej gminie Gierałtowie



Rys. 4. Położenie gminy Gierałtowie

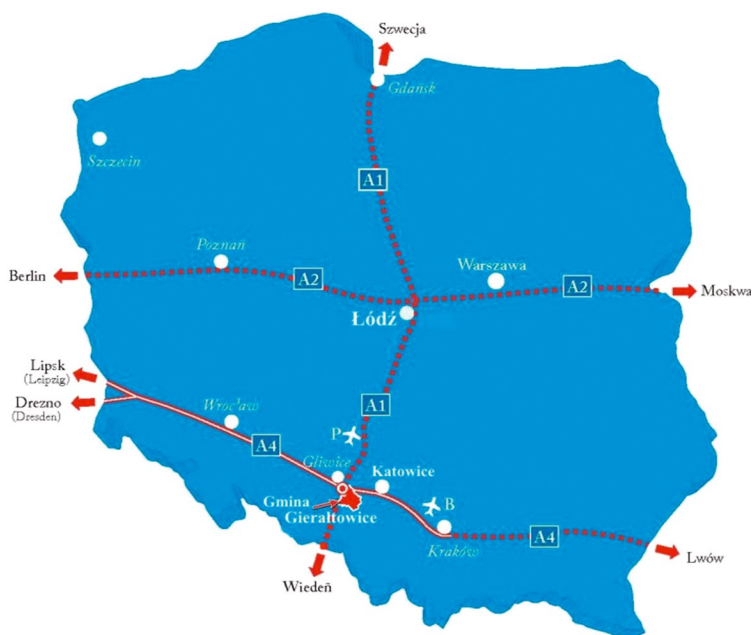
Dane infrastrukturalne śląskiej gminy Gierałtowie:

- sieć wodociągowa: 180 km (80 km przyłącza)
- sieć gazowa: 33 km
- sieć ciepłownicza: 12 lokalnych kotłowni zasilanych węglem kamiennym, gazem ziemnym, olejem opałowym, energią elektryczną
- sieć elektryczna: 65 stacji transformatorowych 20/0,4 kV

- sieć drogowa:
 - drogi krajowe: 6,5 km
 - drogi wojewódzkie: 7 km
 - drogi powiatowe: 25 km
 - drogi gminne: 71 km
 - autostrady: 4 km oraz węzeł Sośnica A1/A4 (207 ha)
- sieć kanalizacyjna: centralny system (170 km i centralna oczyszczalnia 2000 m³/dobę)
- sieć oświetleniowa: 1500 źródeł
 - oświetlenie sodowe: 95%
 - oświetlenie LED: 5%
- sieć łączności: ORANGE, CENTREX, Orange, PLUS, ERA
- sieć internetowa: Multiplay, ORANGE.

Dane geograficzne i demograficzne gminy Gierałtowie:

- województwo śląskie, powiat gliwicki
- powierzchnia: 40 km²
 - grunty orne: 52% grunty orne
 - lasy: 11%
- ludność: 12 tys. mieszkańców
- budynki: 3 tys.
- 4 sołectwa:
 - Chudów: 1,7 tys. mieszkańców / 450 budynków
 - Gierałtowie: 4 tys. mieszkańców / 1 tys. budynków
 - Paniówki: 2,9 tys. mieszkańców / 750 budynków
 - Przyszowice: 3,4 tys. mieszkańców / 800 budynków
- Gęstość zaludnienia: 280 mieszkańców/km²
- Cały teren obszarem górniczym:
 - 4 kopalnie: Knurów-Szczygłowie – JSW, Budryk – JSW, Sośnica – PGG, Makoszowy – SRK
 - duże zasoby węgla oraz metanu
- Duże zasoby agroenergetyczne
- Degradacja terenu: depresja względem rzeki Kłodnicy >15 m
- Zanieczyszczenie powietrza: niska emisja.



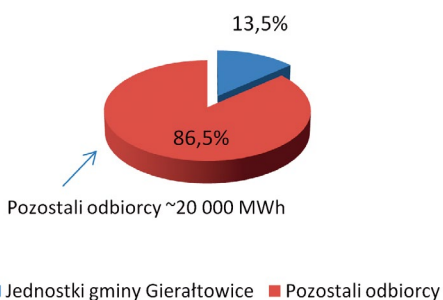
Rys. 5. Skrzyżowanie autostrad A1 i A4 na terenie gminy



Rys. 6. Bilans energetyczny gminy: zapotrzebowanie na energię elektryczną, gaz i ciepło

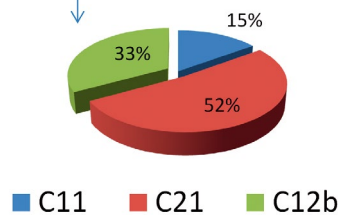
5. Charakterystyka energetyczna gminy Gieraltowice

5.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2015 roku



Rys. 7. Roczne zużycie energii elektrycznej gminy

Energia zużyta na oświetlenie ~1000 MWh



Rys. 8. Roczne zużycie energii elektrycznej w poszczególnych grupach jednostek taryfowych gminy

5.2. Zasoby odnawialne

Zasoby odnawialnych biomasowych źródeł energii w gminie Gieraltowice:

- energia słomy 22 000 GJ
- energia odpadów drzewnych 1800 GJ
- energia traw 43 000 GJ
- energia biogazu 850 GJ
- oczyszczalnia ścieków 350 GJ
- energia kiszzonek 3700 GJ

Razem: 71 650 GJ ➔ 20 000 MWh (~20 000 MWh)

Zasoby odnawialnych pozostałych (słońce, wiatr) źródeł energii w gminie Gierałtowiec:

- energia słoneczna:
 - fotowoltaika: 9775 GJ (2715 MWh) – 10 %
 - solary: 8833 GJ (2453 MWh)
- energia wiatru: 9500 GJ (3650 MWh) – 1,5 MW

Razem: 28 108 GJ ➔ 8 818 MWh

- zasoby metanu (1,5–2) MW energii elektrycznej (KWK Budryk)

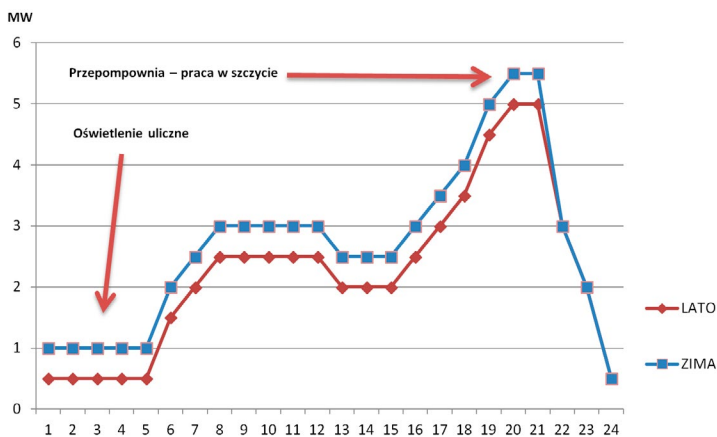
6. Docelowy model energetyczny energetyki gminnej



Rys. 9. Schemat czterech minicentrow energetycznych gminy, docelowo ok. 5 MW zainstalowanej mocy wytwórczej

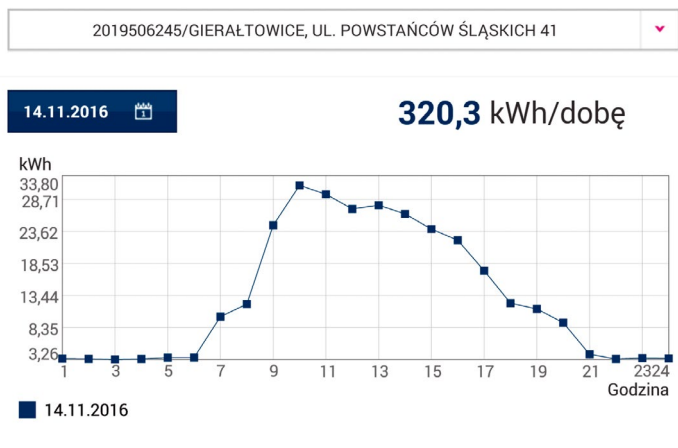
Obiekt	kWh
Gmina Gierałtowiec: oświetlenie uliczne	1 014 064,00
Gmina Gierałtowiec: pozostałe objekty	343 924,00
Gminna Biblioteka Publiczna	4 351,00
Gminny Ośrodek Kultury w Gierałtowiecach	22 523,00
Pływalnia Wodnik sp. z o.o.	629 514,00
Szkoła Podstawowa w Chudowie	188 603,00
Zespół Szkolno-Przedszkolny w Gierałtowiecach	86 207,00
Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	155 935,00
Zespół Szkolno-Przedszkolny w Przyszowicach	133 410,00
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej sp. z o.o.	407 764,00
Suma	2 986 295,00

Tab. 1. Wykaz największych odbiorów gminy łącznie ze zużyciem energii w 2015 roku

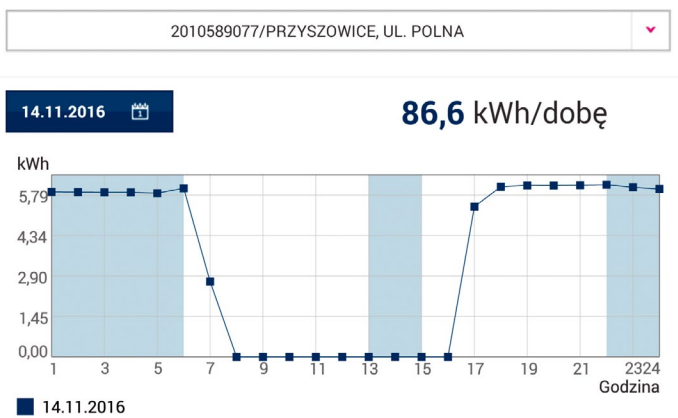


Rys. 10. Szacunkowe wykresy dobowe dla gminy (doba letnia i zimowa)

7. Monitoring zużycia energii obiektów i ulic gminy Gierałtowiec



Rys. 11. Przykładowy wykres dobowy obiektu szkolnego dostępny w trybie online



Rys. 12. Przykładowy wykres zużycia energii na oświetlenie uliczne

Lp.	Płatnik punktu odbioru	Rodzaj punktu poboru	Ulica/miejsce	nr	miejsowość	Numer ewidencyjny	Numer licznika
1	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Przyszowicach	boisko szkolne	Karola Miarki	4	Przyszowice	6032	13 793 515
2	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Przyszowicach	szkoła podstawowa	Szkolna	3/0	Przyszowice	5259	13 793 684
3	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Przyszowicach	szkoła podstawowa	Szkolna	4/0	Przyszowice	5252	12 635 148
4	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	szkoła podstawowa z oddziałami integracyjnymi	Zwycięstwa	44/0	Paniówki	9005	13 793 575
5	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	kuchnia / szkoła podstawowa z oddziałami integracyjnymi	Zwycięstwa	44/0	Paniówki	9007	13 793 578
6	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	gimnazjum	Zwycięstwa	44/0	Paniówki	9204	13 793 576
7	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	przedszkole	Dworska	31	Paniówki	9025	13 793 579
8	Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	Szkoła Podstawowa z Oddziałami Integracyjnymi im. Jana Pawła II	Zwycięstwa	44/0	Paniówki	9008	13 793 574
9	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Szkolna	54/0	Chudów	4009	13 793 586
10	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Szkolna	54/0	Chudów	4006	13 793 588
11	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Szkolna	54/0	Chudów	4004	13 780 961
12	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Szkolna	54/0	Chudów	4010	13 793 587
13	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Dworska	0/0	Paniówki	9022	13 793 585
14	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Dworska	0/0	Paniówki	9026	13 793 577
15	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Dworska	0/0	Paniówki	9023	13 793 589
16	Gmina Gierałtowiec	GM Gierałtowiec / boisko	Zabrska	0/0	Chudów	4050	13 793 603
17	Gmina Gierałtowiec	Urząd Gminy	Ks. Roboty	48/0	Gierałtowiec	6051	14 117 002
18	Gmina Gierałtowiec	biuro soltysa	Zwycięstwa	44	Paniówki	1012	24 723 033
19	Gmina Gierałtowiec	UG Gierałtowiec	Szkolna	6/0	Przyszowice	5156	13 793 513
20	Gmina Gierałtowiec	remiza strażacka	Ks. Roboty	48	Gierałtowiec	6004	13 793 607

Tab. 2. Punkty poboru energii (zdalne pomiary)

8. Kolejne realizacje minicentrow energetycznych w gminie

Przyszowice: Oczyszczalnia ścieków o mocy 240 kW z biogazownią 370 kW; Fotowoltaika 35 kW na budynku ośrodka zdrowia

Gierałtowiec: biogazownia 500 kW

Chudów: kogeneracja 2 MW na bazie metanu pochodzącego z KWK Budryk

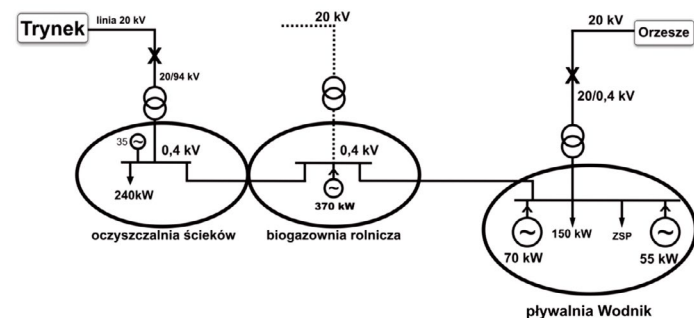
Aktualnie trwa realizacja dwóch minicentrow energetycznych w Przyszowicach i Chudowie.



Fot. 2. Zespół Pałacowy Przyszowice z ośrodkiem zdrowia, Urzędem Stanu Cywilnego oraz przedszkolem, odbiór ciepła i energii elektrycznej z biogazowni 370 kW



Fot. 1. Lokalizacja oznaczona na niebiesko – projektowana instalacja produkcji biogazu w gminie Gierałtowiec. Widoczna również na zdjęciu istniejąca już Oczyszczalnia Ścieków Gierałtowiec / źródło: opracowanie własne na podstawie: DT Biogazowni o mocy 370 kW



Rys. 13. Koncepcja wyspy energetycznej Przyszowice-Paniówka, łączącej dwa minicentra energetyczne:

X – reklozery (wyłączniki sterowane drogą radiową), ZSP – zespół szkolno-przedszkolny (50 kW), ZP – zespół pałacowy w Przyszowicach (40 kW)



Fot. 3. Ośrodek Zdrowia w Przyszowicach: podwójne źródła odnawialne, tj. fotowoltaika oraz pompy ciepła



Fot. 4. Ośrodek Zdrowia w Przyszowicach z widoczną fotowoltaiką: 33 kW – 160 paneli



Fot. 5. Chudów – kompleks szkolny, ośrodek zdrowia, OSP z agregatem kogeneracyjnym 0,5 MW, zasilany metanem z kopalni KWK Budryk

9. Dalsze wyzwania dla gmin

Na lata 2017–2022 władze gminy Gierałtowice stawiają sobie kolejne wyzwania:

- Tworzenie gminnych planów rozwoju energetyki gminnej, które pozwolą na zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych wykorzystujących lokalne zasoby paliwowe
- Wprowadzenie zmian organizacyjnych w strukturze gminy pod kątem zapewnienia prawidłowej obsługi techniczno-ekonomicznej minicentrow energetycznych: stworzenie i wypracowanie zasad funkcjonowania służb eksploatacyjnych, ruchomych, finansowych, pomiarowych, rozliczeniowych
- Zapewnienie różnych kierunków dostaw biomasy oraz efektywne wykorzystanie pozostałych źródeł energii odnawialnej
- Określenie zasad prowadzenia ruchu, np. w zakresie wydziałania do pracy wyspowej i eksploatacji jednostek wytwórczych należących do gminy
- Aktywne korzystanie z systemów wsparcia OZE – konieczna nowelizacja ustawy.

BIBLIOGRAFIA

1. Bargiel J. i in., Ocena i sposoby poprawy niezawodności zasilania gmin z sieci średnich napięć, Konferencja Sieci Wrocław 2012.
2. Bargiel J. i in., Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego, Konferencja „Blackout 2012”, Poznań.
3. Mól B., Sowa P., Bargiel J., Nowoczesne źródła energii w sieci sN i nN poprawiające niezawodność zasilania ważnych odbiorów komunalnych na terenie gmin, XXI Konferencja Naukowo-Szkoleniowa „Rozwój rynku a konkurencyjność gospodarki”, Kazimierz Dolny 2015.
4. Bargiel J., Blackout 2016 – kierunki poprawy bezpieczeństwa energetycznego gmin wiejskich, Konferencja „Blackout 2016”, Poznań.
5. Bargiel J., Wykorzystanie energii odnawialnej w obiektach użyteczności publicznej oraz prywatnych w Jednostkach Samorządu Terytorialnego, Seminarium polsko-niemieckie w zakresie współpracy w obszarze rozwoju gospodarki niskoemisyjnej, 28.02–01.03.2017, Warszawa.
6. Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym, Dz.U. 2016 r., poz. 446.

Joachim Bargiel

dr inż.
Politechnika Śląska
e-mail: wojt@gieraltowice.pl
Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, wójt gminy Gierałtowie. Autor wielu referatów i artykułów z dziedziny niezawodności układów elektroenergetycznych, propagator e-gminy i rozproszonych źródeł energii.

Paweł Sowa

prof. dr hab. inż.
Politechnika Śląska
e-mail: Pawel.Sowa@polsl.pl
Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Dziekan Wydziału Elektrycznego, dyrektor Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Specjalista w dziedzinie elektroenergetyki, modelowania układu elektroenergetycznego, elektromagnetycznych zjawisk przejściowych. Autor ponad 200 publikacji naukowych.

Bogdan Mól

mgr inż.
TAURON Polska Energia SA
e-mail: Bogdan.Mol@tauron.pl
Związany zawodowo z elektroenergetyką zawodową. Pracuje w TAURON Polska Energia SA. Jego główne zainteresowania naukowe to praca systemu dystrybucyjnego, ciągłość zasilania odbiorców oraz rozwój lokalnej energetyki w zakresie jednostek samorządu terytorialnego w Polsce.

Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii

WYBRANE PRZYKŁADY WYKORZYSTANIA STATYCZNYCH ŹRÓDEŁ MOCY BIERNEJ DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ FARMY WIATROWEJ I WSPOMAGANIA REGULACJI NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA Jarosław Klucznik, Dariusz Kołodziej	155
ANALIZA WARUNKÓW NAPIĘCIOWYCH W SIECIACH NN O DUŻYM NASYCENIU MIKROINSTALACJAMI FOTOWOLTAICZNYMI Paweł Pijarski, Piotr Kacejko, Sylwester Adamek	162
PSEUDO-LOSOWA SYMULACJA NAPIĘĆ WĘZŁOWYCH W SIECI ŚREDNIEGO I NISKIEGO NAPIĘCIA Z FOTOWOLTAICZNYMI MIKROINSTALACJAMI Marian Sobierajski	168
PSEUDOLOSOWA SYMULACJA SYNCHRONICZNYCH ŁĄCZEŃ POLSKIEJ I NIEMIECKIEJ SIECI 110 KV Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski	174
OKREŚLANIE ZDOLNOŚCI PRZYŁĄCZENIOWYCH WĘZŁÓW SIECI ZAMKNIĘTEJ NN Z WYKORZYSTANIEM OPTIMALIZACJI TYPU BLACK-BOX – STUDIUM PRZYPADKU Andrzej Wędzik	179
KONCEPCJA ZWIĘKSZENIA ELASTYCZNOŚCI PRACY KSE POPRZEZ REALOKACJĘ PASMA REZERWY WTÓRNEJ NA ELEKTROWNIE WIATROWE Bogdan Czarnecki	187
WARUNKI NAPIĘCIOWE W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Z PRZYŁĄCZONĄ MIKROGENERACJĄ Robert Kowalak	192
SYSTEM DO ZARZĄDZANIA STACJĄ TRANSFORMATOROWĄ Z MAGAZYNEM ENERGII Przemysław Angielczyk, Łukasz Sosnowski, Anna Kołtun, Maciej Rup, Łukasz Sapuła	200
WSPÓŁPRACA INSTALACJI ORC Z KOTŁEM GAZOWYM JAKO PERSPEKTYWICZNY UKŁAD KOGENERACYJNY DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH Jan Wajs, Dariusz Mikielewicz	207
MOŻLIWOŚCI TECHNICZNE I ASPEKTY EKONOMICZNE WYKORZYSTANIA ZASOBNIKÓW ENERGII DLA BILANSOWANIA ZMIENNEJ GENERACJI OZE Tomasz Pakulski	213
PROBLEM ELASTYCZNOŚCI BLOKÓW CIEPLNYCH W WARUNKACH DYNAMICZNEGO ROZWOJU OZE Janusz Badur, Tomasz Kowalczyk, Paweł Ziółkowski, Sebastian Kornet, Kamil Banaś, Piotr J. Ziółkowski, Michał Stajnke, Mateusz Bryk	220
PROBLEMY GOSPODARKI MOCĄ BIERNĄ ŹRÓDEŁ ENERGETYKI ROZPROSZONEJ Paweł Pijarski, Piotr Kacejko, Karolina Gałązka, Michalina Gryniewicz-Jaworska	227
EKONOMICZNY ASPEKT WYKORZYSTANIA GENERACJI ROZPROSZONEJ I ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ W PROCESIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA Konrad Zuchora	234
UWARUNKOWANIA TECHNICZNE, EKONOMICZNE ORAZ ORGANIZACYJNE UDZIAŁU ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W ZAPEWNIENIU BEZPIECZEŃSTWA PRACY KSE Rafał Magulski	239
INTEGRACJA GENERACJI ROZPROSZONEJ Z LOKALNYM ZAPOTRZEBOWANIEM W RAMACH LOKALNEGO OBSZARU BILANSOWANIA Leszek Bronk, Maciej Wilk, Mirosław Matuszewicz	245

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Wybrane przykłady wykorzystania statycznych źródeł mocy biernej do kompensacji mocy biernej farmy wiatrowej i wspomaganie regulacji napięcia i mocy biernej w punkcie przyłączenia

Autorzy

Jarosław Klucznik
Dariusz Kołodziej

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

farma wiatrowa, kompensacja mocy biernej, statyczne źródła mocy biernej, URST

Streszczenie

W artykule przedstawiono wybrane, rzeczywiste przykłady kompensacji mocy biernej sieci farmy wiatrowej z wykorzystaniem wszystkich dostępnych źródeł mocy biernej. Omówiono również możliwości poszerzania aktualnego dostępnego zakresu regulacyjnego mocy biernej farmy wiatrowej z wykorzystaniem zainstalowanych baterii kondensatorów i dławików kompensacyjnych. Przedstawione przykłady stanowią zbiór doświadczeń z projektowania i wdrażania przez autorów artykułu układów regulacji farm wiatrowych URST w FW Osieki (województwo pomorskie) oraz w FW Banie (województwo zachodniopomorskie).

1. Wstęp

Wymagania operatora systemu przesyłowego dotyczące farm wiatrowych przyłączonych do stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, w tym konieczność utrzymywania zadanych wartości w punkcie przyłączenia, wymusiły instalowanie dodatkowych źródeł mocy biernej w projektowanych farmach wiatrowych.

Farmy wiatrowe, poza turbinami wiatrowymi z możliwością regulacji mocy biernej, wyposażone są w baterie kondensatorów i dławiki kompensacyjne (o stałej lub regulowanej mocy). Źródła te przede wszystkim służą do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej farmy, mogą jednak być również wykorzystywane do poszerzenia możliwości regulacji napięcia i mocy biernej w punkcie przyłączenia.

W artykule przedstawiono zbiór doświadczeń z projektowania i wdrażania układów regulacji farm wiatrowych URST w FW Osieki oraz w FW Banie. Opracowane przez Instytut Energetyki układy regulacji URST, przeznaczone są dla farm wiatrowych i zapewniają dopasowanie farmy wiatrowej do wymagań IRIESP [1], na przykład poprzez uzupełnienie brakujących kryteriów regulacji, realizację funkcji współpracy z nadrzędnymi układami regulacji lub objęcie funkcją regulacji statycznych źródeł mocy biernej zainstalowanych w stacji abonenckiej farmy wiatrowej.

2. Farma wiatrowa Osieki

Schemat uproszczony farmy wiatrowej Osieki (Lotnisko) przedstawiony jest na rys. 1. Farma zlokalizowana jest w okolicach Kopaniewa w powiecie łęborskim. Posiada 30 turbin wiatrowych firmy ALSTOM o łącznej mocy 90 MW. Przyłączona jest do systemu

elektroenergetycznego w wydzielonej dla farm wiatrowych rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec. Połączenie zostało zrealizowane za pomocą dwutorowej linii kablowej o długości ok. 40 km. Stacja abonencka Lotnisko farmy wiatrowej posiada jeden transformator TR1 110/30 kV, dławik regulowany 110 KV DŁA o mocy 29,4–67,0 Mvar, dwa dławiki 30 KV DŁ1 i DŁ2 o mocy 0,63 Mvar każdy oraz dwie baterie kondensatorów 30 kV BKR1 i BKR2 o mocach odpowiednio 0,3 i 0,4 Mvar. Turbiny wiatrowe farmy przyłączone są do rozdzielni 30 kV kilkoma liniami kablowymi i mogą one łącznie dostarczyć moc bierną w zakresie od –45 do +45 Mvar (w odniesieniu do niskiego napięcia).

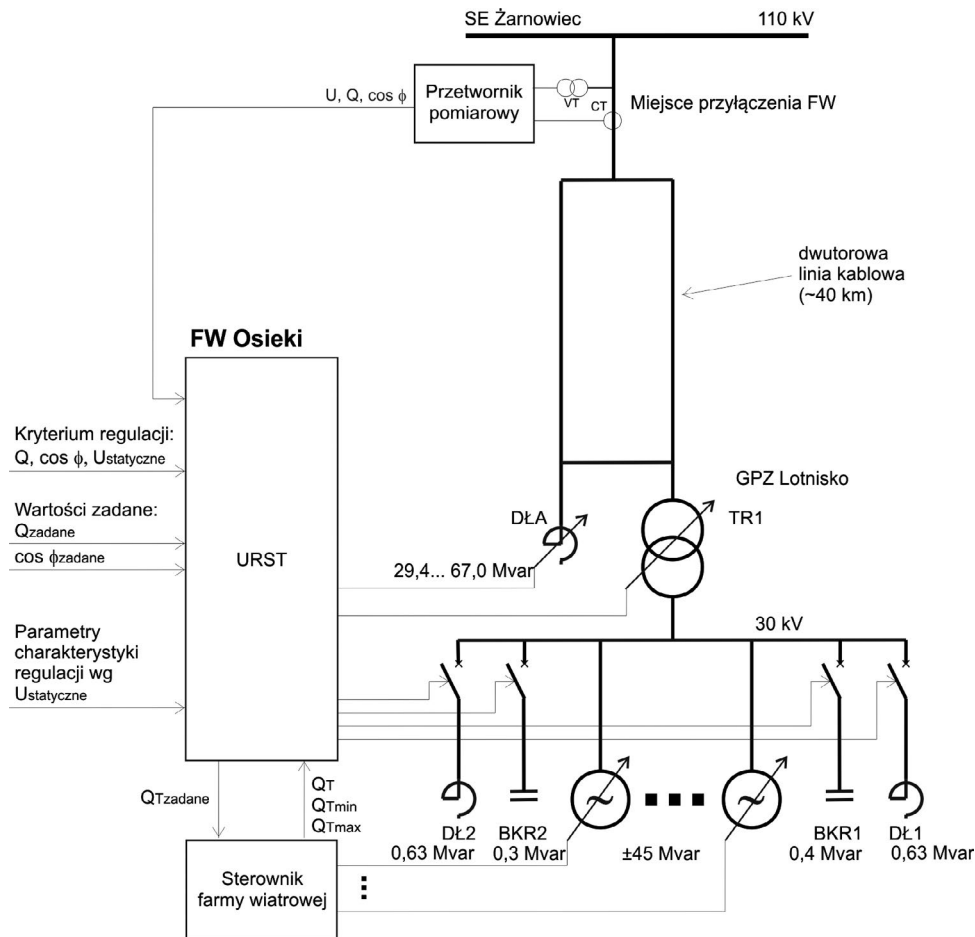
Farma wiatrowa w czasie postoju, zgodnie z warunkami określonymi przez operatora systemu przesyłowego [2], powinna zapewnić utrzymanie w miejscu przyłączenia współczynnika mocy $\cos \varphi = 1,0$, czyli mieć skompensowaną moc bierną w swojej sieci wewnętrznej. Przy braku generacji mocy czynnej w turbinach wiatrowych źródłami mocy biernej w sieci wewnętrznej farmy, które powodują konieczność kompensacji, są przede wszystkim pojemności dwutorowej linii kablowej po stronie 110 kV wyprowadzającej moc z farmy do systemu elektroenergetycznego, pojemności linii kablowych łączących turbiny wiatrowe z rozdzielnią 30 kV w stacji abonenckiej, a także straty mocy biernej na reaktancjach transformatora TR1 oraz transformatorów poszczególnych turbin wiatrowych.

Zmiany napięcia U zachodzące w rozdzielni 110 kV stacji Żarnowiec wywołują zauważalne zmiany mocy biernej generowanej w dwutorowej linii kablowej 110 kV. Utrzymywanie stałego poziomu napięcia w rozdzielni 30 kV stacji abonenckiej

za pomocą transformatora TR1 zmniejsza wpływ zmian napięcia 110 kV na wielkość mocy biernej generowanej w liniach 30 kV (z ograniczoną dokładnością wynikającą ze skokowej zmiany przekładni transformatora, nastawionej strefy nieczułości i opóźnienia regulacji napięcia).

W procesie kompensacji mocy biernej sieci farmy Osieki pierwszorzędną rolę odgrywa dławik regulowany 110 kV DŁA wyposażony w 21-pozycyjny przełącznik zaczełów pozwalający na zmianę mocy w zakresie od 29,4 do 67,0 Mvar przy napięciu znamionowym. Zakres mocy jakim dysponuje dławik DŁA, powinien wystarczyć do kompensacji mocy biernej sieci farmy pracującej z jednym torem, jak i z dwoma torami kablowymi 110 kV połączonymi równolegle. Skok mocy dławika towarzyszący zmianie zaczełu nie jest stały, przy napięciu znamionowym w okolicach 21 pozycji przełącznika zaczełów wynosi jedynie 1,0 Mvar, podczas gdy w okolicach 1 pozycji aż 3,3 Mvar. Ze względu na skokową zmianę mocy dławika DŁA o dość znacznej wartości konieczne było zastosowanie dodatkowych statycznych źródeł mocy biernej: dławików (DŁ1, DŁ2) i baterii kondensatorów (BKR1, BKR2), aby osiągnąć dostateczną dokładność kompensacji rzędu ułamka megawara mierzoną w miejscu przyłączenia farmy. Proces automatycznej kompensacji mocy biernej sieci farmy wiatrowej Osieki (realizowany przez urządzenie oznaczone URST na rys. 1), w czasie gdy turbiny nie pracują, realizowany jest następująco:

- Transformator TR1 służy do utrzymywania stałej wartości napięcia w rozdzielni 30 kV z dokładnością wynikającą z nastawionej strefy nieczułości i opóźnienia regulacji. Parametry regulacji zostały tak dobrane, aby zapewnić ograniczoną liczbę zmian położenia przełącznika zaczełów. Regulacja napięcia jest koordynowana z regulacją realizowaną za pomocą statycznych źródeł mocy biernej;
- Program kompensacji mocy biernej sprawdza wielkość odchyłki od zera mocy biernej Q mierzonej w miejscu przyłączenia farmy w SE Żarnowiec. W przypadku stwierdzenia trwałej odchyłki mocy większej niż skok mocy dławika, DŁA towarzyszący zmianie bieżącej pozycji przełącznika zaczełów podejmuje decyzję o zmianie mocy dławika, tzn. zmianie położenia przełącznika zaczełów dławika w kierunku zapewniającym zmniejszenie wielkości odchyłki. Powyższy krok jest z pewnym opóźnieniem powtarzany, jeżeli wielkość odchyłki od zera mocy biernej w miejscu przyłączenia jest większa od skoku mocy dławika DŁA;
- Po zakończeniu działania z wykorzystaniem dławika regulowanego DŁA wykonywane jest doregulowywanie za pomocą dławików i baterii kondensatorów znajdujących się po stronie rozdzielni 30 kV. Pozwala to uzyskać dokładność rzędu ułamka megawarów. Algorytm układu oblicza i wybiera taki wariant dalszego działania, w którym moc bierna w miejscu przyłączenia farmy będzie w aktualnych warunkach bliższa wartości



Rys. 1. Uproszczony schemat FW Osieki

zerowej. Jako pierwszy wariant dalszego działania analizowana jest wyłącznie zmiana aktualnego stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów po stronie 30 kV. Drugi wariant zakłada dodatkową zmianę położenia przełącznika zacze- pów dławika regulacyjnego DŁA, a następnie zmianę aktualnego stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów. Ostatecznie realizowany jest ten wariant, który pozwala uzyskać moc bierną bliższą wartości zerowej w miejscu przyłączenia farmy.

Nastawione progi zadziałania (strefy nieczułości) i opóźnienia regulacji tak zostały dobrane, aby – podobnie jak w przypadku regulacji napięcia za pomocą TR1 – liczba zmian położenia przełącznika zacze- pów dławika regulowanego 110 kV DŁA oraz załączeń lub wyłączeń dławików i baterii kondensatorów po stronie 30 kV była ograniczona ze względu na zużycie przełączników zacze- pów i wyłączników. Sterowanie wyłącznikami statycznych źródeł mocy biernej po stronie 30 kV uwzględnia również, na tyle, ile jest to możliwe, liczbę wykonanych załączeń i wyłączeń zrealizowanych automatycznie, tak aby równomiernie zużywać aparaturę łączeniową.

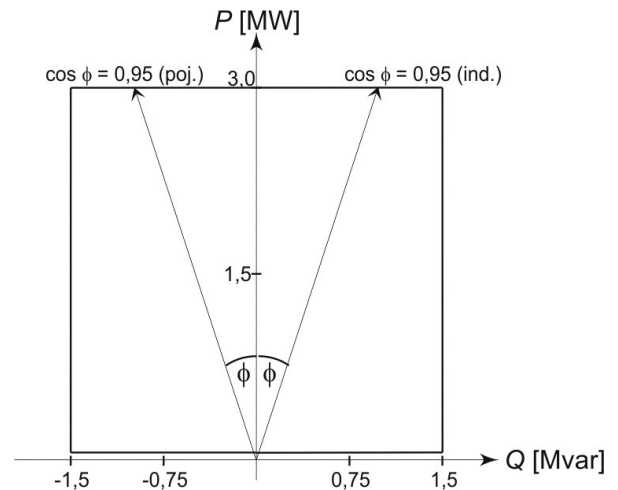
Gdy farma wiatrowa Osieki pracuje, tj. turbiny wiatrowe wytwarzają energię, zastosowanie statycznych źródeł mocy biernej ulega pewnej zmianie.

W ogólności statyczne źródła mocy biernej używane są po to, aby zapewnić spełnienie wymagania operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w zakresie zdolności do generacji mocy biernej przez farmę wiatrową. W turbinach wiatrowych niektórych producentów zastosowanie dodatkowych statycznych źródeł mocy biernej jest niezbędne do spełnienia warunku dostępności mocy biernej w zakresie od $\cos \varphi = 0,95$ pojemnościowej do $\cos \varphi = 0,95$ indukcyjnej przy mocy czynnej równej mocy osiągalnej [1, 2]. W innych przypadkach źródła statyczne rozszerzają dostępny zakres mocy biernej poza wymagany zakres, co jest korzystne dla operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego.

Turbiny wiatrowe w farmie Osieki, gdy pracują, dysponują łącznie mocą bierną w zakresie ± 45 Mvar w odniesieniu do strony niskiego napięcia. Na rys. 2 przedstawiono charakterystykę PQ pojedynczej turbiny firmy Alstom [3]. Z przedstawionego rysunku wynika, że turbiny wiatrowe ze znaczną nadwyżką spełniają wymaganie dostarczania mocy biernej z przedziału określonego przez $\cos \varphi = 0,95$.

Aby zapewnić ten sam zakres mocy biernej $\cos \varphi = 0,95$, w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego konieczne jest skompensowanie mocy biernej w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej także wtedy, gdy turbiny wiatrowe farmy pracują.

Tak samo jak w przypadku farmy niepracującej pojemności linii kablowych i straty mocy biernej na reaktancjach w transformatorze są odpowiedzialne za jej nieskompensowanie. Moc bierna generowana w liniach 110 i 30 kV zależna jest od napięć tam panujących. Ponadto do bilansu mocy biernej wchodzi strata mocy biernej zależna od wielkości mocy czynnej wytwarzanej przez turbiny wiatrowe w danej chwili. Zatem utrzymywanie stanu skompensowania sieci farmy wiatrowej jest procesem ciągłym, podążającym za zmianami napięć w miejscu przyłączenia



Rys. 2. Charakterystyka PQ turbiny wiatrowej FW Osieki

i w sieci farmy oraz mocy czynnej wytwarzanej przez turbiny wiatrowe. Nie jest jednak konieczne realizowanie tego z taką dokładnością jak przy farmie niepracującej, gdy zależy na utrzymaniu $\cos \varphi = 1,00$ w miejscu przyłączenia, a jedynie na tyle, aby zapewnić dostępność mocy biernej z zakresu określonego przez $\cos \varphi = 0,95$.

Proces automatycznej regulacji obejmujący statyczne źródła mocy biernej oraz turbiny wiatrowe, realizuje opisaną powyżej kompensację mocy biernej, ponadto wykorzystuje statyczne źródło do rozszerzania zakresu regulacyjnego mocy biernej farmy w miejscu przyłączenia wtedy, gdy jest to możliwe. Regulacja odbywa się według następujących zasad:

- Ze względu na szybkość reakcji i zakres dostępnej mocy biernej turbiny wiatrowe odgrywają pierwszorzędą rolę w procesie regulacji wybranej wielkości (moc bierna, współczynnik mocy czyli $\cos \varphi$, napięcie według charakterystyki statycznej) w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej;
- Regulacja dławikiem regulowanym DŁA po stronie 110 kV, ze względu na konieczność oszczędnego korzystania z jego przełącznika zacze- pów, jest procesem powolnym służącym wyżej opisanego kompensacji mocy biernej. Obliczana jest różnica mocy biernej Q mierzonej w miejscu przyłączenia i mierzonej po stronie niskiego napięcia sumarycznej mocy biernej Q_T generowanej przez wszystkie turbiny. Różnica ta jest używana jako miara nieskompensowania sieci farmy w czasie jej pracy. Zmiany mocy dławika DŁA poprzez zmianę położenia przełącznika zacze- pów mają na celu zmniejszenie wartości tej różnicy, czyli zapewnienie spełnienia warunku dostępności mocy biernej z przedziału określonego przez $\cos \varphi = 0,95$ w miejscu przyłączenia;
- Gdy w wyniku prowadzonej regulacji wybranej wielkości w miejscu przyłączenia następuje wyczerpywanie się możliwości regulacyjnych turbin wiatrowych, czyli gdy wartość sumarycznej mocy biernej generowanej przez turbiny Q_T jest bliska wartości maksymalnej Q_{Tmax} lub minimalnej Q_{Tmin} mocy biernej, jaką w aktualnych warunkach mogą dostarczyć wszystkie turbiny, wykonywana jest zmiana mocy dławika DLA w celu zwiększenia zapasu regulacyjnej mocy farmy

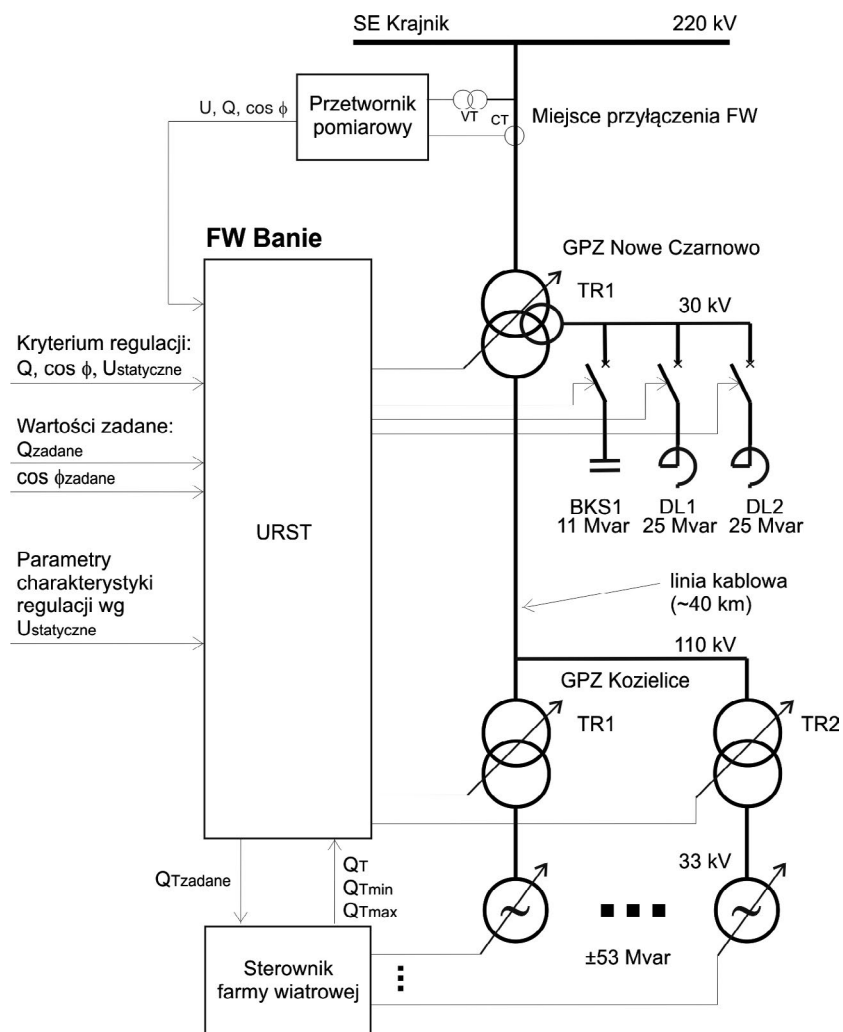
wiatrowej. W przypadku FW Osieki przyjęto, że w przypadku, gdy $(Q_{Tmax} - Q_T) < 10 \text{ Mvar}$ lub $(Q_T - Q_{Tmin}) < 10 \text{ Mvar}$ następuje zmiana mocy biernej dławika DŁA, dzięki czemu uzyskuje się przesunięcie sumarycznej mocy biernej turbin Q_T bliżej środka przedziału $\langle Q_{Tmin}, Q_{Tmax} \rangle$. Utrzymywanie mocy biernej Q_T bliżej środka przedziału określającego dostępny zakres mocy biernej z wszystkich turbin farmy zapewnia, że w przypadku nagłej zmiany zapotrzebowania na moc bierną lub w odpowiedzi na znaczny skok wartości zadanej skutkującej koniecznością zmiany produkcji mocy biernej nie będzie konieczne rozpoczęcie regulacji od czasochłonnej zmiany mocy dławika, gdyż zapas mocy biernej dostępny w turbinach pozwoli na szybszą reakcję. Dodatkowo to rozwiązanie pozwala również na poszerzenie zakresu dostępnej mocy biernej poza zakres zapewniany przez turbiny o moc, jaką może w pewnej części dostarczyć dławik regulowany;

- Dławiki i baterie kondensatorów po stronie rozdzielni 30 kV nie są wykorzystywane ze względu na ich znikomą moc i brak zauważalnego wpływu na regulowane wielkości w miejscu przyłączenia farmy
- Regulacja napięcia w rozdzielni 30 kV za pomocą transformatora TR1 odbywa się na tych samych zasadach jak w przypadku farmy, gdy nie pracuje.

3. Farma wiatrowa Banie

Na rys. 3 przedstawiono uproszczony schemat farmy wiatrowej Banie. Zlokalizowana jest ona w gminie Kozielice (powiat pyrzycki), gdzie zainstalowano 53 turbiny wiatrowe firmy VESTAS o łącznej mocy 106 MW oraz gdzie znajduje się stacja abonencka 110/33 kV Kozielice. Farma wiatrowa Banie przyłączona jest do systemu elektroenergetycznego w rozdzielni 220 kV stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Krajnik. Moc z farmy wiatrowej wyprowadzona jest poprzez stację Kozielice za pomocą linii kablowej o długości ponad 40 km do drugiej stacji abonenckiej 220/110 kV Nowe Czarnowo, znajdującej się tuż przy stacji Krajnik, w której jest miejsce przyłączenia farmy. Stacja abonencka Kozielice posiada dwa transformatory TR1 i TR2 110/33 kV. Do rozdzielni 33 kV tej stacji przyłączone są liniami kablowymi turbiny wiatrowe. Stacja abonencka Nowe Czarnowo wyposażona jest w transformator TR1 220/110/30 kV oraz statyczne źródła mocy biernej w rozdzielni 30 kV: baterię kondensatorów BKS1 o mocy 11 Mvar oraz dwa dławiki DL1 i DL2 o mocach 25 Mvar każdy.

Podobnie jak w przypadku FW Osieki, w czasie gdy farma nie pracuje, operator systemu przesyłowego wymaga, aby w miejscu przyłączenia utrzymywany był $\cos \phi = 1,0$ [4]. Źródła mocy biernej powodujące nieskompensowanie sieci wewnętrznej



Rys. 3. Uproszczony schemat FW Banie

farmy to pojemności linii kablowych 110 i 33 kV oraz straty mocy biernej na reaktancjach w transformatorach w obydwu stacjach abonenckich.

Do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej niepracującej farmy wiatrowej Banie w pierwszym rzędzie wykorzystywane są dławiki DL1 i DL2 oraz bateria kondensatorów BKS1, załączane w rozdzielni 30 kV połączonej z trzecim uzwojeniem transformatora 220/110/30 kV TR1 w stacji Nowe Czarnowo. Moce statycznych źródeł mocy biernej dobrane zostały tak, że w wyniku odpowiedniego ich załączenia osiąga się w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej moc bierną rzędu pojedynczych megawarów.

Dalsze działania mające na celu dokładne skompensowanie sieci farmy, czyli sprowadzenie mocy biernej w punkcie przyłączenia do wartości możliwie najbliższej zeru, realizowane są z wykorzystaniem transformatora TR1 220/110/30 kV w stacji Nowe Czarnowo oraz linii kablowej 110 kV o długości ponad 40 km, łączącej obydwie stacje abonenckie. Wykorzystano zależność mocy biernej generowanej w linii kablowej od panującego w niej napięcia (uzyskano ok. 0,5 Mvar/kV). Ponieważ transformatory TR1 i TR2 w stacji Kozielice odpowiadają za utrzymanie stałej wartości napięcia w rozdzielniach 33 kV, nie jest zatem konieczne utrzymywanie stałej wartości napięcia w wewnętrznej sieci 110 kV farmy wiatrowej za pomocą transformatora TR1 w stacji Nowe Czarnowo. Utrzymywanie odpowiedniej wartości napięcia w rozdzielni 110 kV stacji Nowe Czarnowo prowadzi do wygenerowania takiej ilości mocy biernej w linii kablowej, która jest potrzebna do dokładnego skompensowania farmy w miejscu przyłączenia (z dokładnością wynikającą ze skokowej zmiany napięcia towarzyszącej zmianie pozycji przełącznika zacze- pów). Swoboda, z jaką może być zmieniane napięcie w sieci 110 kV w ramach procesu kompensacji mocy biernej w FW Banie; sięga ok. 7–8 kV. Zależy ona od poziomu napięcia w rozdzielni 220 kV w SE Krajnik, od zakresów regulacyjnych przełączników zacze- pów transformatorów w stacjach abonenckich farmy, dopuszczalnych poziomów napięć w poszczególnych rozdzielniach i innych ograniczeń.

Proces automatycznej kompensacji mocy biernej sieci farmy wiatrowej Banie (realizowany przez urządzenie oznaczone URST na rys. 3), w czasie gdy turbiny nie pracują, realizowany jest następująco:

- Transformatory TR1 i TR2 w stacji abonenckiej Kozielice służą do utrzymywania stałych wartości napięć w rozdzielniach 33 kV z dokładnością wynikającą z nastawionej strefy nieczu- łości i opóźnienia regulacji. Parametry regulacji zostały tak dobrane, aby zapewnić ograniczoną liczbę zmian położeń przełączników zacze- pów. Regulacja napięć jest koordynowana z regulacją realizowaną za pomocą statycznych źródeł mocy biernej;
- Program kompensacji sprawdza wielkość odchyłki od zera mocy biernej Q mierzonej w miejscu przyłączenia farmy w SE Krajnik. W przypadku stwierdzenia dużej odchyłki mocy biernej podejmowana jest decyzja o zmianie stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów, tak aby wielkość odchyłki uległa zmniejszeniu;
- Po zakończeniu powyższego działania z wykorzystaniem statycznych źródeł mocy biernej wykonywane jest

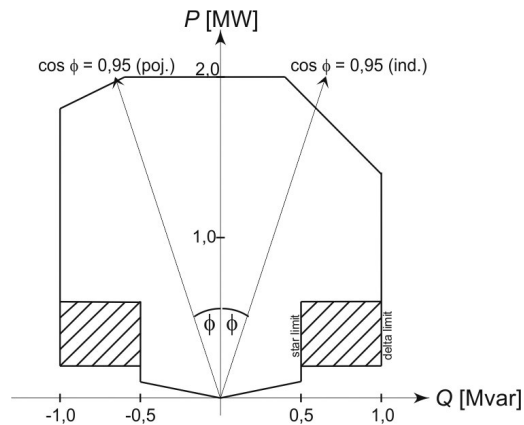
doregulowywanie poprzez zmianę napięcia w rozdzielni 110 kV, czyli jedną lub kilkukrotną zmianę przekładni transformatora TR1 w stacji Nowe Czarnowo (zmianę położenia przełącznika zacze- pów). W ten sposób możliwe jest uzyskanie dokładności kompensacji mocy biernej rzędu ułamka megawarów. Zmiany napięcia w sieci 110 kV farmy wiatrowej wykonywane są, o ile nie są przekroczone dopuszczalne poziomy napięć w poszczególnych węzłach sieci wewnętrznej farmy wiatrowej i nie zostały osiągnięte skrajne położenia przełącz- ników zacze- pów poszczególnych transformatorów.

Nastawione progi zadziałania (strefy nieczułości) i opóźnienia regulacji tak zostały dobrane, aby liczby zmian położeń prze- łączników zacze- pów poszczególnych transformatorów oraz załączeń lub wyłączeń dławików i baterii kondensatorów po stronie 30 kV była ograniczona ze względu na zużycie prze- łączników zacze- pów i wyłączników. Sterowanie wyłącznikami statycznych źródeł mocy biernej uwzględnia również, na tyle, ile jest to możliwe, liczbę wykonanych załączeń i wyłączeń zrealizowanych automatycznie tak, aby równomiernie zużywać aparaturę łączeniową.

Gdy farma wiatrowa Banie pracuje, statyczne źródła mocy biernej nadal są wykorzystywane do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej farmy. Zmianie ulega jednak zastosowanie transformatora TR1 220/110/30 kV, gdyż przy pracującej farmie nie ma już potrzeby prowadzenia precyzyjnej kompensacji. Wszystkie trzy transformatory odpowiedzialne są za utrzymanie stałych wartości napięć w odpowiednich węzłach 110 i 33 kV sieci wewnętrznej farmy i za niwelowanie wpływu zmian mocy biernej generowanej przez turbiny wiatrowe na poziomy napięć w sieci wewnętrznej farmy.

Turbiny wiatrowe w farmie Banie podczas pracy dysponują łącznie mocą bierną w zakresie ± 53 Mvar, o ile ich moce czynne są w przedziałach, w których dysponują najszerszym zakresem mocy biernej. Na rys. 4 przedstawiono charakterystykę PQ pojedynczej turbiny firmy Vestas [5]. Z przedstawionego rysunku wynika, że same turbiny nie w pełni spełniają wymaganie operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego dotyczące zdolności do generacji mocy biernej w zakresie określonym przez $\cos \varphi = 0,95$ [1, 4]. Mimo że w szerokim zakresie mocy czynnych udostępniają moc bierną z dużą nadwyżką w stosunku do wymagań, to dla mocy czynnych bliskich już mocy osiągalnej następuje wyraźne zawężenie zakresu dostępnej mocy biernej. W takim przypadku spełnienie wymagań dotyczących zdolności do generacji mocy biernej jest możliwe przy wsparciu ze strony dodatkowych źródeł mocy biernej, takich jak baterie kondensatorów czy dławiki.

Proces automatycznej regulacji wybranej wielkości w miejscu przyłączenia FW Banie (moc bierna, współczynnik mocy $\cos \varphi$, napięcie według charakterystyki statycznej), obejmujący statyczne źródła mocy biernej oraz turbiny wiatrowe, realizuje opisaną powyżej kompensację mocy biernej, gdy jest to konieczne. Wykorzystuje statyczne źródła do rozszerzania zakresu regulacyjnego mocy biernej farmy wiatrowej jako całości w warunkach dużej generacji mocy czynnej, bliskiej mocy osiągalnej, gdy turbiny wiatrowe notują zawężanie zakresu $< Q_{Tmin}$,



Rys. 4. Charakterystyka PQ turbiny wiatrowej FW Banie

$Q_{Tmax} >$ dostępnej mocy biernej zgodnie z rys. 4. Regulacja odbywa się według następujących zasad:

- Ze względu na szybkość reakcji i zakres dostępnej mocy biernej turbiny wiatrowe odgrywają pierwszorzędną rolę w procesie regulacji wybranej wielkości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej;
- Algorytm programu sprawdza, czy dla miejsca przyłączenia farmy wiatrowej zadana wartość mocy biernej (lub moc bierna niezbędna dla osiągnięcia zadanego $\cos \varphi$ lub napięcia zgodnie z charakterystyką statyczną) jest możliwa do uzyskania wyłącznie z użyciem mocy biernej pochodzącej od turbin wiatrowych. Jeżeli tak, to regulacja ogranicza się do zmiany zadanej generacji $Q_{Tzadane}$ turbin wiatrowych;
- Jeżeli osiągnięcie wartości zadanej w miejscu przyłączenia farmy jest niemożliwe ze względu na zbyt mały zapas mocy biernej w turbinach wiatrowych farmy, podejmowana jest decyzja o zmianie stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów, tak aby wspomóc proces regulacji mocą bierną ze statycznych źródeł oraz mocą bierną generowaną w sieci wewnętrznej farmy (sieć farmy zostaje celowo przekompensowana lub niedokompensowana);
- Transformatory w stacjach abonenckich farmy służą utrzymaniu stałej wartości napięć w rozdzielniach 110 i 33 kV. Pozwala to na zmniejszenie wpływu zmian generacji mocy biernej przez turbiny wiatrowe na napięcia we wspomnianych rozdzielniach.

4. Wnioski

Przedstawione w artykule charakterystyki obiektów Osieki oraz Banie oraz zastosowane algorytmy układów URST stanowią wybrane przykłady różnych rozwiązań zarówno projektowych po stronie farm wiatrowych, jak i różnego wykorzystania przez układy regulacji zainstalowanych w nich statycznych źródeł mocy biernej.

Farma wiatrowa Osieki wykorzystuje zainstalowane statyczne źródła mocy biernej przede wszystkim do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej w czasie postoju oraz w czasie pracy w zmieniających się warunkach i konfiguracji pracy długiej dwutorowej linii kablowej. Inwestor farmy wiatrowej położył duży nacisk na dokładność kompensacji w czasie postoju farmy, stąd obecność regulowanego dławika ze zmienną przekładnią oraz dodatkowych dławików i baterii kondensatorów małej mocy. Szeroki zakres dostępnej mocy biernej z turbin wiatrowych spowodował, że statyczne źródła mocy biernej nie są konieczne do spełnienia wymagania dotyczącego udostępnienia mocy biernej z przedziału określonego przez $\cos \varphi = 0,95$. Służą one natomiast poszerzeniu i tak już z nadmiarem szerokiego zakresu dostępnej mocy biernej w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej Osieki.

Farma wiatrowa Banie również wykorzystuje zainstalowane dławiki i baterię kondensatorów do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej w czasie postoju. Jednoczesne wykorzystanie transformatora do zmiany napięcia w wewnętrznej sieci farmy pozwala na zwiększenie dokładności kompensacji. Podczas pracy statyczne źródła odgrywają istotną rolę w poszerzeniu zakresu regulacyjnego mocy biernej i umożliwiają spełnienie wymagania dotyczącego dostępności mocy biernej w zakresie wyznaczonym przez $\cos \varphi = 0,95$.

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. [online] Wersja 2.1, Tekst obowiązujący od 1 lutego 2013. [dostęp: luty 2017], Dostępny w Internecie: http://www.pse.pl/uploads/kontener/IRiESPkorzystanie_tekst_jednolity_01022013.pdf.
2. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej farmy wiatrowej Osieki z 10 maja 2010.
3. Dokumentacja techniczna firmy Alstom (obecnie General Electric), 2014.
4. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej farmy wiatrowej Banie z 25 października 2011.
5. Dokumentacja techniczna firmy Vestas, 2014.

Jarosław Klucznik

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

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

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki (2007) oraz Wydziału Zarządzania i Ekonomii (2010) Politechniki Gdańskiej. Magister inżynier specjalności systemy elektroenergetyczne. Od 2007 roku zatrudniony w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki. Do obszaru jego zainteresowań naukowych należą: obliczenia rozpluwowe w systemie elektroenergetycznym oraz systemowa automatyka regulacyjna – układy regulacji transformatorowej ARST, układy regulacji farm wiatrowych URST.

Dariusz Kołodziej

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki Politechniki Gdańskiej (1990). Od 1991 roku jest zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Zajmuje się działalnością związaną z rozwojem i wdrażaniem w KSE układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stacji najwyższych napięć (ARST), układów regulacji dla farm wiatrowych (URST), koordynacją pracy układów regulacji ARST, a w ostatnim czasie z wykorzystaniem farm wiatrowych do regulacji napięć w powiązaniu z układami ARST.

Analiza warunków napięciowych w sieciach nn o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi

Autorzy

Paweł Pijarski
Piotr Kacejko
Sylwester Adamek

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

sieci nn, mikroinstalacje, przekroczenia napięciowe, fotowoltaika

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę napięciową sieci nn, w której nasycenie mikroinstalacjami PV przekracza moc znamionową transformatora SN/nn. Wykazano, że w niekorzystnych okolicznościach może dojść do efektu podbicia napięcia do wartości przekraczających napięcie znamionowe o więcej niż 10%. Przedstawiono metodykę oceny wystąpienia zagrożeń napięciowych w skali całego roku. Wskazano kierunki działań ograniczających negatywne zjawiska napięciowe związane z mikroinstalacjami PV.

1. Mikroinstalacje PV – potencjalne zagrożenia

Wzrost zainteresowania odbiorców energii elektrycznej własnymi źródłami energii na przestrzeni ostatnich lat jest coraz bardziej zauważalny. Najważniejsze przyczyny to ogólnoswiatowy trend do większego wykorzystania źródeł odnawialnych, rozwój technologii i jej coraz lepsza dostępność, spadek cen instalacji przy jednoczesnym wysokim koszcie energii elektrycznej, liczne programy preferencyjne ułatwiające pozyskanie środków na realizację inwestycji [2, 3].

Przyłączanie mikroinstalacji wytwórczych jest postrzegane jako zjawisko korzystne ze względu na zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym, zwiększenie świadomości społecznej wobec zagrożeń związanych z produkcją energii elektrycznej, rozwój technologii, zwiększenie liczby miejsc pracy, ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę nowych mocy wytwórczych i ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę infrastruktury sieciowej. Jednocześnie wśród operatorów sieci dystrybucyjnych zjawisko budzi obawy ze względu na zmniejszenie dochodów wynikających ze zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zmiany warunków technicznych pracy układu. Szczególnie warunki techniczne, ze względu na specyfikę generacji odnawialnych (głównie fotowoltaicznych) źródeł, budzą największe obawy.

Wśród zagrożeń wymienia się:

- pogorszenie jakości energii elektrycznej (migotania światła, wyższe harmoniczne) ze względu na pracę układów przekształtnikowych
- ryzyko przeciążenia linii i transformatorów ze względu na dużą, równoczesną generację mocy wielu źródeł
- podskoki napięcia ponad wartość dopuszczalną ze względu

na jednoczesną pracę wielu źródeł w czasie minimalnego zapotrzebowania odbiorców

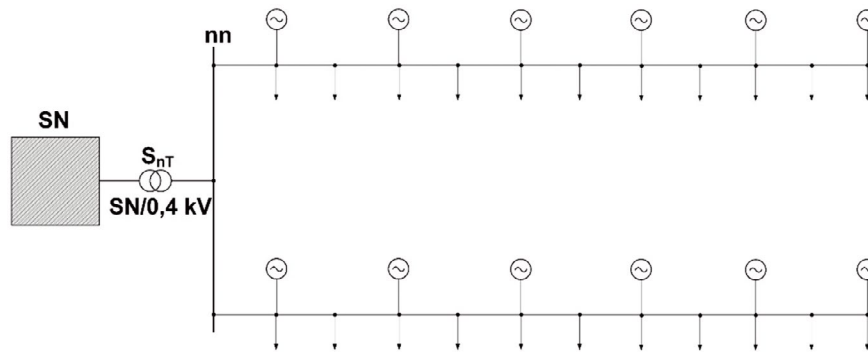
- niekontrolowana praca wyspowa układu.

Niektóre z tych zagrożeń zostały już zweryfikowane i okazały się nie być groźne. Chodzi tu m.in. o niekontrolowaną pracę wyspową czy pogorszenie jakości energii. Nowoczesne falowniki sieciowe posiadają skuteczne zabezpieczenia przed pracą wyspową oraz przed emisją zakłóceń pogarszających współczynniki migotania światła czy zawartość wyższych harmonicznych w napięciu sieci. Inne, jak możliwość przekroczenia dopuszczalnych prądów czy wywołanie podbicia napięcia, niestety, okazały się prawdziwe oraz stanowią realne zagrożenie dla pracy sieci i przyłączonych do niej odbiorników.

Szczególnie warunki napięciowe w sieciach budzą obawy operatorów sieci. Zjawisko to jest analogiczne do nadmiernych spadków napięć, które występują po zwiększeniu liczby odbiorców i mocy urządzeń odbiorczych. W przypadku instalacji wytwórczych przekroczenia napięciowe odnotowywano w sytuacji, gdy warunki pogodowe (nasłonecznienie) umożliwiały pracę mikroinstalacji z mocą bliską znamionowej, a jednocześnie moc pobierana w sieci była niewielka [1, 4, 7].

2. Modelowanie sieci badawczej – opis

Sieci niskiego napięcia w odróżnieniu od sieci wysokich napięć nie były dotychczas dokładnie modelowane i badane. Nie instalowano w nich układów rejestrujących kompleksowo profile obciążeń oraz napięcia w złączach odbiorców, w związku z powyższym trudno znaleźć dane do stworzenia dokładnego modelu układu na potrzeby obliczeń. Moce zamówione przez odbiorców są z reguły znacznie większe od rzeczywistych obciążeń i w praktyce nie są przydatne do opracowania wiarygodnych modeli matematycznych.



Rys. 1. Schemat sieci modelowej o równomiernie rozłożonym obciążeniu i równomiernie rozłożonej generacji

W pracach badawczych możliwe jest dokładne modelowanie sieci nn i stosunkowo dokładne określenie ich zdolności przyłączeniowych w zakresie generacji (ang. *hosting capa city* [6]). W praktyce energetycy preferują jednak podejście uproszczone i operowanie wskaźnikami, co pozwala im wyeliminować stosunkowo pracochłonne modelowanie sieci. Wychodząc naprzeciw tym oczekiwaniom, na Politechnice Lubelskiej opracowano arkusz obliczeniowy bazujący na koncepcji analizy sieci o równomiernie rozłożonym obciążeniu i równomiernie rozłożonej generacji. Korzystanie z arkusza wymaga znajomości tylko podstawowych parametrów sieci nn i mocy instalacji PV. Interfejs arkusza pokazano na rys. 2, a na kolejnych rysunkach przedstawiono uzyskane z jego pomocą wyniki.

3. Wyniki analiz warunków napięciowych w sieci nn

Pomimo prostoty interfejsu i uproszczonego modelu sieci arkusz umożliwił ocenę warunków napięciowych odniesioną do całego roku, z podziałem na poszczególne kwadranty. Tak dokładne

odzworowanie pracy mikroinstalacji PV opiera się na rzeczywistych (choć historycznych) rocznych pomiarach nasłonecznienia, a modelowanie obciążenia stacji transformatorowej na skalowanych pomiarach stacji wzorcowej. Do tego może być także dodany zbiór wartości napięć mierzonych po stronie SN, także bazujący na pomiarach zaczerpniętych z sieci rzeczywistej.

Na kolejnych rysunkach przedstawiono analizę przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodów zasilanych z analizowanej stacji (440 V). Liczbę przekroczeń oceniano na podstawie liczby kwadransów, w których wartość napięcia przekraczała $U_{dop} = 440$ V. Liczbę tę przeliczono na procentowy okres trwania, odniesiony do długości roku (35 040 kwadransów). Przekroczenia przedstawiono na rysunkach w funkcji mocy znamionowej zainstalowanych instalacji fotowoltaicznych. Badano także czas trwania przekroczeń mocy znamionowej transformatora stacji. Wyniki obliczeń przedstawiono przy założeniu mocy znamionowej transformatora równej 63 kVA i przekroju przewodów 25 mm² i 70 mm², dla dwóch obwodów o długości 0,7 km. Rozpatrywano dwie wartości współczynników

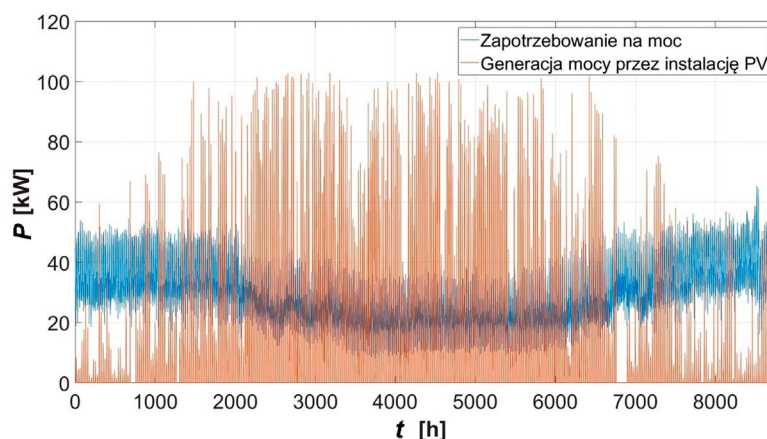
Analiza warunków napięciowych sieci niskiego napięcia zawierającej mikroinstalację PV

Obciążenie stacji trafo		Wg rzeczywistych pomiarów dla PGED	
Generacja		Wzorcowe pomiary nasłonecznienia PL	
Sieć SN		Napięcie	
		Dane z pomiarów PGED	
		Dane z pomiarów PGED	
		Energia odbierana	
		E odb = 236 722 kWh/rok	
Transformator SN/nn		Moc transformatora ST = 63 kVA	
		Zaczepek = 0,0%	
		Wsp. obciążenia transformatora = 1,00	
		Przekładania = 15,750/0,42 kV/kV	
		RT = 0,0533 Ω	
		XT = 0,1142 Ω	
Linia nn (żyła AL) równomiernie obciążona		Przekrój S = 50 mm ²	
		Długość l = 700 m	
		RL = 0,4118 Ω	
		XL = 0,1400 Ω	
Obciążenie		Liczba linii nn = 2	
		Współczynnik udziału linii w obciążeniu (α) = 0,50	
Generacja		Moc znamionowa instalacji PV P = 100 kW	
		Liczba linii = 2	
		Współczynnik udziału linii w generacji (β) = 0,5	
Redukcja mocy generowanej		Redukcja st. 1 = 5 %	
		Redukcja st. 2 = 10 %	
		Redukcja st. 3 = 30 %	

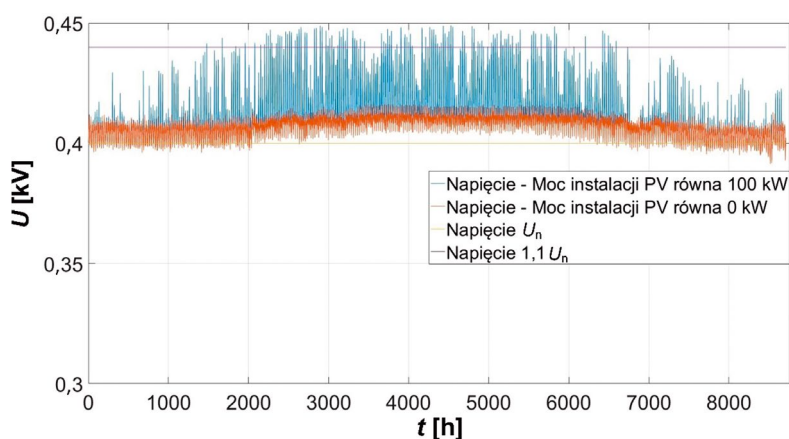
Praca sieci nn w ciągu roku		Bez redukcji	1 st. redukcji	2 st. redukcji	3 st. redukcji
Napięcie maksymalne	U _{max} [V]	449,0	448,0	446,2	440,0
Napięcie minimalne	U _{min} [V]	360,2	360,2	360,2	360,2
Napięcie średnie	U _{śr} [V]	405,2	405,1	405,1	405,1
Liczba przekroczeń MAX		296	173	90	0
Procent przekroczeń MAX		0,85%	0,50%	0,26%	0,00%
Liczba przekroczeń MIN		0	0	0	0
Procent przekroczeń MIN		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Liczba przebiegów linii		0	0	0	0
Liczba przeciążeń transformatora		749	725	694	636
Liczba redukcji mocy		0	296	173	90
Energia generowana	E _{gen} [kWh /rok]	108 555	108 266	108 002	105 591
Energia redukowana	E _{gen} [kWh /rok]	0	349	553	974
Energia redukowana w stopniu	E _{gen} [kWh /rok]	0	349	204	421

^{*)} badaniu podlega koniec linii nn

Rys. 2. Widok ekranu aplikacji służącej do oceny warunków napięciowych, przekroczeń oraz możliwości ograniczania przekroczeń w sieci niskiego napięcia poprzez redukcję mocy generowanej



Rys. 3. Przebieg rocznych zmian mocy obciążenia badanej stacji transformatorowej ($S_{nT} = 63$ kVA) oraz mocy generowanej w mikroinstalacjach PV o całkowitej mocy znamionowej 100 kW, przyłączonych do obwodów zasilanych z tej stacji, pomimo pozornie dużej generacji PV energia konsumowana jest dwukrotnie większa



Rys. 4. Przebieg rocznych zmian napięcia na końcu jednego z dwóch obwodów zasilanych z badanej stacji transformatorowej ($S_{nT} = 63$ kVA) oraz mocy generowanej w mikroinstalacjach PV o całkowitej mocy znamionowej 100 kW; dla porównania zamieszczono przebiegi napięć dla zerowej generacji mocy

mocy mikroźródeł ($\cos \varphi = 1$ oraz $\cos \varphi = 0,95$ pojemnościowy, dla wytwarzania oznacza to pobór mocy biernej). Dla wszystkich przypadków przyjmowano napięcie w sieci SN równe 15,75 kV oraz przekładnię transformatora 15,75/0,42 kV/kV.

Z uzyskanych wyników można wywnioskować, że roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia, począwszy od określonej wartości mocy mikroinstalacji PV, przyrasta z dużą dynamiką. Na każdym z zaprezentowanych rysunków widoczna jest wyraźnie granica tej mocy, poniżej której żadnych efektów negatywnych nie odnajdujemy. Pobór mocy biernej przez przekształtnik przesuwają tę granicę w górę, ale przyrost ten jest istotny tylko dla dużego przekroju przewodów, gdyż wtedy ich rezystancja jest porównywalna z reaktancją. Przy relatywnie małych wartościach reaktancji przewodów duży pobór mocy biernej prowadzi do przekroczeń mocy znamionowej transformatora.

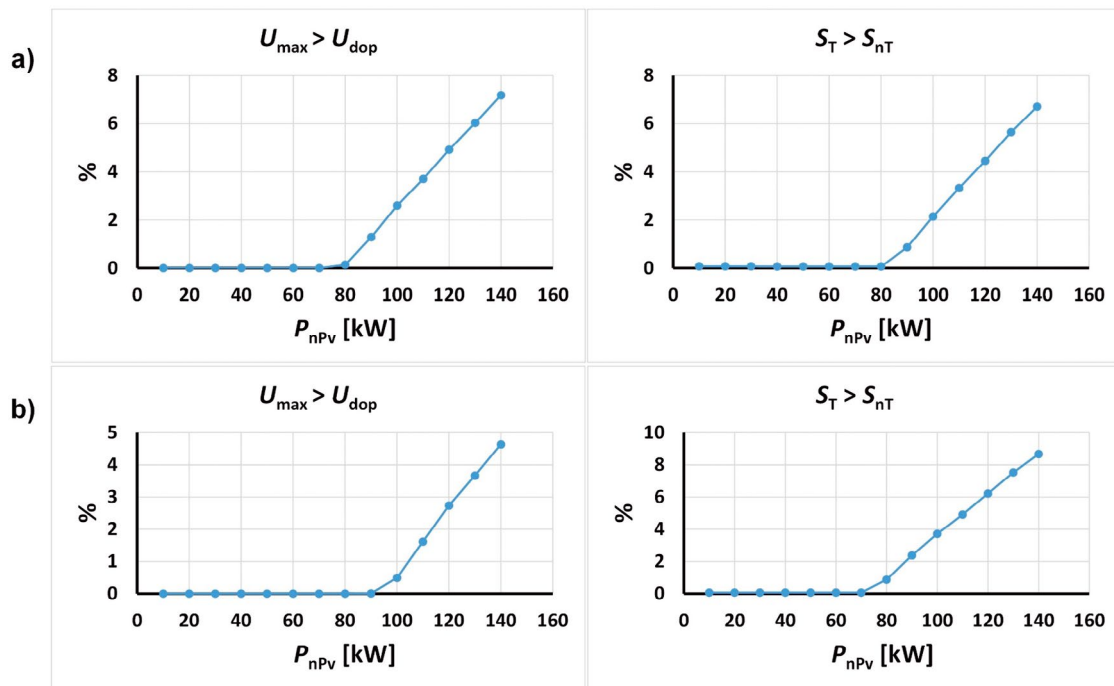
Uzyskane wyniki, zgodnie z intuicją inżynierską, wskazują na istotny wpływ przekrojów przewodów linii niskiego napięcia na dopuszczalną wartość mocy przyłączanych instalacji.

Układ modelowy (możliwe jest stworzenie kilku układów modelowych dla różnych specyficznych rodzajów sieci) wraz

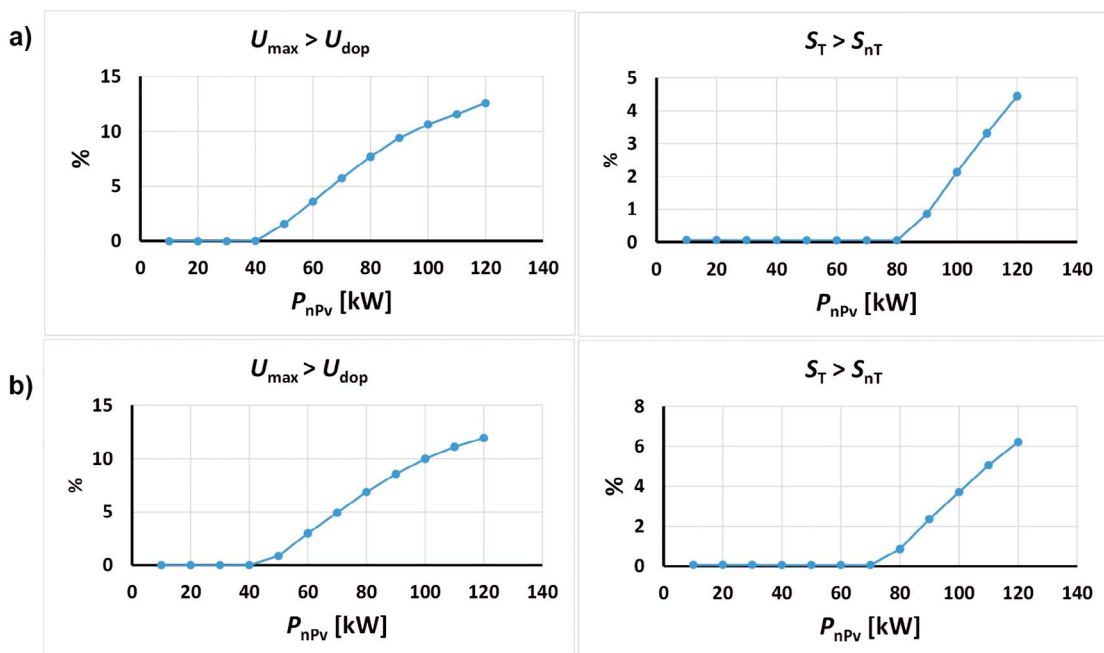
z zaproponowanym oprogramowaniem arkusza kalkulacyjnego może służyć do formułowania odpowiedzi na pytanie – jaka wartość mocy mikroźródeł może być przyłączona do danej stacji SN/nn bez przekraczania warunków napięciowych (określonych w normie PN-EN 50160) lub innych bardziej restrykcyjnych, określonych dla długotrwałego procesu monitorowania napięcia (np. przez okres roku).

4. Ocena wpływu napięcia sieci SN na liczbę dopuszczalnych przekroczeń napięciowych po stronie nn

W dotychczasowych analizach nie badano szerzej wpływu wartości napięcia po stronie SN na kształt profilu napięciowego po stronie nn. Zakładano ustaloną wartość (15,75 kV) i ustaloną wartość przekładni transformatora (15,75/0,42 kV). W rzeczywistości napięcie po stronie SN zmienia swoją wartość. Zakres tej zmienności zależy od jakości regulacji powadzonej pod obciążeniem dla transformatora 110/SN kV – [5, 8]. W dalszych badaniach politechnika przewiduje zaimplementowanie kilku rocznych profili napięciowych udostępnionych przez



Rys. 5. Roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodu o długości 0,7 km i przekroju 70 mm² oraz czas przekroczeń mocy znamionowej transformatora o mocy 63 kVA, w funkcji mocy znamionowej instalacji fotowoltaicznych a) $\cos \varphi = 1$; b) $\cos \varphi = 0,95$ poj.



Rys. 6. Roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodu o długości 0,7 km i przekroju 25 mm² oraz czas przekroczeń mocy znamionowej transformatora o mocy 63 kVA, w funkcji mocy znamionowej instalacji fotowoltaicznych a) $\cos \varphi = 1$; b) $\cos \varphi = 0,95$ poj.

operatorów sieci do badań sieci modelowej, dla badań prowadzonych do teraz pozyskano jeden taki model. W przypadku zmian topologii sieci SN, wynikających z przełączeń awaryjnych, wartości napięć po stronie SN mogą zmienić się znacząco (np. z 16 kV na 14 kV lub odwrotnie). W takich okolicznościach jakość napięcia po stronie nn może się dramatycznie pogorszyć. W takich przypadkach tylko zmiana przekładni transformatora SN/nn zapewni poprawę warunków napięciowych, co jednak jest trudne do realizacji ze względu na fakt, że przekładnia tych

transformatorów może być regulowana tylko ręcznie, w stanie beznapięciowym.

Pokazane poniżej wykresy zależności jakości napięcia (czas trwania przekroczeń wartości dopuszczalnej 440 V w ciągu roku) od wartości napięcia po stronie SN, potwierdzają przedstawione wyżej uwagi.

Jak można zauważyć, dla mikroinstalacji o mocy sumarycznej 60 kW, przy napięciu SN wynoszącym 15,5–16 kV, w rozpatrywanej sieci testowej przekroczenia wartości dopuszczalnej

na końcu obwodu o długości 0,7 km wcale nie występują. Wzrost wartości napięcia do 16,5 kV skutkuje wzrostem liczby przekroczeń do 10% okresu roku, a w przypadku instalacji o mocy 100 kW nawet do 16%! Oczywiście są to czasy przekroczeń całkowicie niemożliwe do zaakceptowania. Zmiany przekładni poprzez regulację zaczepową (+2,5%) dla mocy mikroinstalacji 60 kW prawie całkowicie przekroczenia te eliminują, utrzymując równocześnie odpowiednią wartość napięcia w stanach zerowej generacji (napięcie utrzymuje się powyżej 360 V). Dla mocy mikroinstalacji 100 kW taka regulacja nie jest wystarczająca, bowiem czas przekroczeń maleje, ale tylko z 16% do 7,5%. Przejście na zaczep +5% transformatora ogranicza czas przekroczeń do 2,3%, ale jeśli napięcie zmaleje do 15 kV, to niezależnie, czy z generacją, czy bez jej udziału, pojawia się czas przekroczeń dolnej wartości dopuszczalnej (360 V) przez 3% okresu roku. Generalny wniosek wynikający z przeprowadzonych analiz to możliwość występowania przekroczeń napięciowych nawet

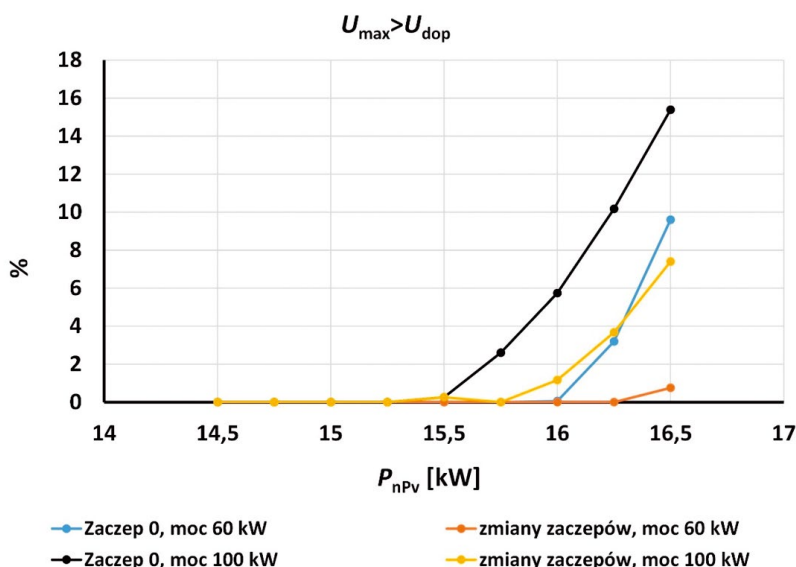
przy akceptowalnym poziomie mocy instalacji PV, w efekcie zmian napięcia po stronie SN i braku możliwości adaptacyjnej regulacji transformatora SN/nn.

5. Ocena zagrożenia, obrona, wnioski

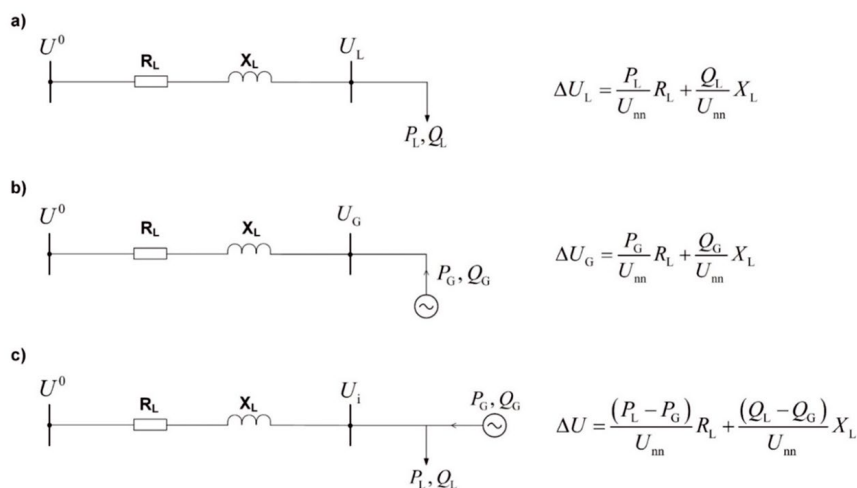
Możliwości redukcji negatywnego oddziaływania napięciowego mikroinstalacji wynikają wprost z podstawowych relacji, przedstawionych poniżej w syntetycznej formie.

Tak więc, patrząc na powyższy rysunek, by zredukować efekt podbicia napięcia można zastosować następujące rozwiązania:

1. Zmniejszyć trwale rezystancję i reaktancję elementów tworzących tor przesyłowy (transformator SN/nn i linie niskiego napięcia od stacji do miejsca zainstalowania mikroźródeł) poprzez ich modernizację – zwiększenie mocy transformatora oraz zwiększenie przekroju przewodów linii
2. Zmniejszyć wartość mocy generowanej w mikroźródłach i przesyłanej w kierunku stacji transformatorowej, albo



Rys. 7. Roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodu o długości 0,7 km i przekroju 70 mm² w funkcji napięcia w sieci SN (analiza dla transformatora 63 kVA o stałej wartości przekładni oraz dla zmian zaczepów -2,5%, 0%, +2,5%, dla dwóch różnych wartości mocy zainstalowanej układów PV)



Rys. 8. Ogólna charakterystyka warunków napięciowych w sieciach nn – podstawy oceny

w sposób trwały poprzez ograniczenia przyłączeniowe, albo przejściowo poprzez zdalne sterowanie ograniczające wartość tej mocy

3. Wystawiać mikroźródła tak, by pobierały moc bierną przy równoczesnej generacji mocy czynnej (według nazewnictwa stosowanego dla generatorów synchronicznych jest to praca pojemnościowa)
4. Dopasować przekładnię transformatora SN/nn tak, by obniżyć napięcie na szynach do granicy akceptowalnej dla odbiorców w stanie bez generacji (np. do wartości U_n), ale równocześnie ograniczać skutki podbicia (co najwyżej do wartości $1,1 U_n$) w stanie pełnej generacji mikroźródeł (najczęściej byłby to zaczepek +2,5%)
5. Zastosować dedykowane urządzenie regulacyjne w postaci transformatora SN/nn z podobciążeniową regulacją przekładni lub dławika specjalnego pobierającego moc bierną w warunkach narastania napięcia bądź to specjalnego urządzenia dodatkowego zainstalowanego w obwodach nasyconych mikroinstalacjami.

Na podstawie doświadczeń praktycznych i analiz obliczeniowych należy stwierdzić, że realne jest wystąpienie w sieci niskiego napięcia przekroczeń napięciowych w wyniku znacznej nadwyżki mocy generowanej nad pobieraną. Zagrożenie to jest uzależnione od warunków pogodowych, więc będzie miało charakter losowy. Likwidacja zagrożeń może być zrealizowana na kilka sposobów, przy czym każdorazowo wybór metody powinien być poprzedzony analizami technicznymi i ekonomicznymi. Zaproponowany w artykule sposób oceny zagrożeń w sieci niskiego napięcia umożliwia prostą i obiektywną ocenę ryzyka wystąpienia przekroczeń napięciowych. Opracowana aplikacja pozwala na oszacowanie wartości średnich 15-minutowych

napięć w najbardziej oddalonym od stacji węzle odbiorczym. Umożliwia to określenie ewentualnego stopnia przekroczenia napięcia oraz liczby przekroczeń w ciągu roku. Ponadto aplikacja pozwala na zbadanie wpływu wprowadzenia ograniczeń w produkcji energii elektrycznej na ograniczenie bądź likwidację przekroczeń napięciowych przy jednoczesnym oszacowaniu ilości energii elektrycznej, która nie zostanie wyprodukowana w wyniku wprowadzenia ograniczeń.

BIBLIOGRAFIA

1. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, 2004.
2. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta?, *Rynek Energii* 2014, nr 5 (114), vol. 114, s. 83–89.
3. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – krajobraz po bitwie, *Rynek Energii* 2015, nr 2, vol. 117, s. 40–44.
4. Hadjasaid N., Canard J.F., Dumas F., Dispersed generation impact on distribution networks, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 12, April 1999, pp. 22–28.
5. Kulczycki J. i in., Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych. Wyd. PTPIREE, Poznań 2009.
6. Informacje o pakiecie do analizy pracy sieci elektroenergetycznej PowerWorld, www.powerworld.com.
7. Jenkins N. i in., Embedded Generation, *Power & Energy Ser. 31*, IEEET 2000.
8. Kot A., Optymalna regulacja napięcia w sieciach średniego napięcia zawierających źródła generacji rozproszonej, praca doktorska, Kraków, kwiecień 2005.

Paweł Pijarski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Studia na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej ukończył w 2004 roku. Pracę doktorską obronił w 2012 roku. Od 2005 roku jest pracownikiem Politechniki Lubelskiej. Jego zainteresowania naukowe związane są obecnie z wpływem oddziaływania rozproszonego lokowania źródeł wytwórczych na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w poszczególnych źródłach wytwórczych, optymalizacją rozpyłów mocy biernej, a także heurystycznymi metodami optymalizacji.

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej i jej pracownikiem od 1979 roku. Habilitację uzyskał w 1999 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a tytuł profesora siedem lat później. Prowadzi badania z zakresu analiz systemu elektroenergetycznego. Jest autorem kilkudziesięciu prac naukowo-badawczych oraz publikacji z tej dziedziny. Aktualnie zajmuje się problematyką oddziaływania rozproszonych źródeł wytwórczych na sieć elektroenergetyczną.

Sylwester Adamek

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: s.adamek@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej. Od 2001 roku pracuje w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń macierzystej uczelni. Pracę doktorską obronił w 2010 roku. Zajmuje się pracą dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych oraz pracą jednostek wytwórczych energetyki rozproszonej.

Pseudolosowa symulacja napięć węzłowych w sieci średniego i niskiego napięcia z fotowoltaicznymi mikroinstalacjami

Autor

Marian Sobierajski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieć niskiego napięcia, mikroinstalacje fotowoltaiczne, liczby pseudolosowe, analiza statystyczna

Streszczenie

Wytwarzanie mocy przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych, dlatego na etapie planowania moce czynne wprowadzane do sieci przez mikroinstalacje fotowoltaiczne mogą być traktowane jako wielowymiarowa zmienna losowa o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Natomiast wytwarzane moce bierne mikroinstalacji zależą od zadanego współczynnika mocy i dlatego powinny być traktowane jako wielowymiarowa funkcja losowych wytwarzanych mocy czynnych. Podobnie mogą być traktowane moce odbierane. Losowe zmiany mocy generowanych i odbieranych mogą być symulowane z wykorzystaniem generatora liczb pseudolosowych. Napięcia węzłowe odpowiadające losowym generacjom i odbiorom wynikają z iteracyjnego rozwiązania równań węzłowych dla każdej pseudolosowej realizacji bilansów mocy. Otrzymane wartości napięć poddane są analizie statystycznej. Pozwala to oszacować rozkład prawdopodobieństwa, wartości oczekiwane i odchylenia standardowe oraz wyliczyć prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych odchylen napięć. Rozważania zostaną zilustrowane przykładem obliczeniowym.

1. Wprowadzenie

Do sieci niskiego napięcia coraz częściej przyłączane są mikroinstalacje fotowoltaiczne (PV). Na rys. 1 pokazano przykładową sieć zasilaną z GPZ 110 kV, w której w poszczególnych sieciach niskiego napięcia, połączonych z magistralami SN, występuje duża liczba mikroinstalacji PV. W rezultacie moc może płynąć zarówno z GPZ do punktów transformatorowych SN/nN, jak i odwrotnie. W konsekwencji moc w transformatorze w GPZ 110 kV/SN może zmieniać kierunek, zależnie od warunków pogodowych. Dzieje się tak, ponieważ w dowolnym węźle sieci niskiego napięcia z dużą liczbą mikroinstalacji może wystąpić zarówno moc odbierana, jak i generowana.

Moc wytwarzana przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych. Im dłuższy okres czasu wyprzedzający planowane warunki pracy sieci, tym większe błędy prognoz pogodowych i tym większa niepewność generacji. Pesymistyczne podejście nakazuje rozważać jako jednakowo prawdopodobne wartości między minimalną i maksymalną wartością. Zasadne wydaje się traktowanie na etapie planowania generowanych mocy w sieci niskiego napięcia jako wielowymiarowej zmiennej losowej o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Natomiast moce bierne wytwarzane przez mikroinstalacje zależą od zadanego współczynnika mocy. Z tego powodu mogą być traktowane jako wielowymiarowa funkcja losowych wytwarzanych mocy czynnych.

W sieci niskiego napięcia, obok mocy wytwarzanych przez mikroinstalacje, występują pobory mocy czynnych i biernych.

Na etapie planowania z dużym okresem wyprzedzenia moce czynne odbierane mogą być również traktowane jako wielowymiarowe zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa, natomiast moce bierne odbierane jako funkcja wielowymiarowej zmiennej losowej. Zwykle pobór mocy biernej nie powinien przekraczać dopuszczalnego tangensa mocy 0,4.

2. Deterministyczny rozptył mocy

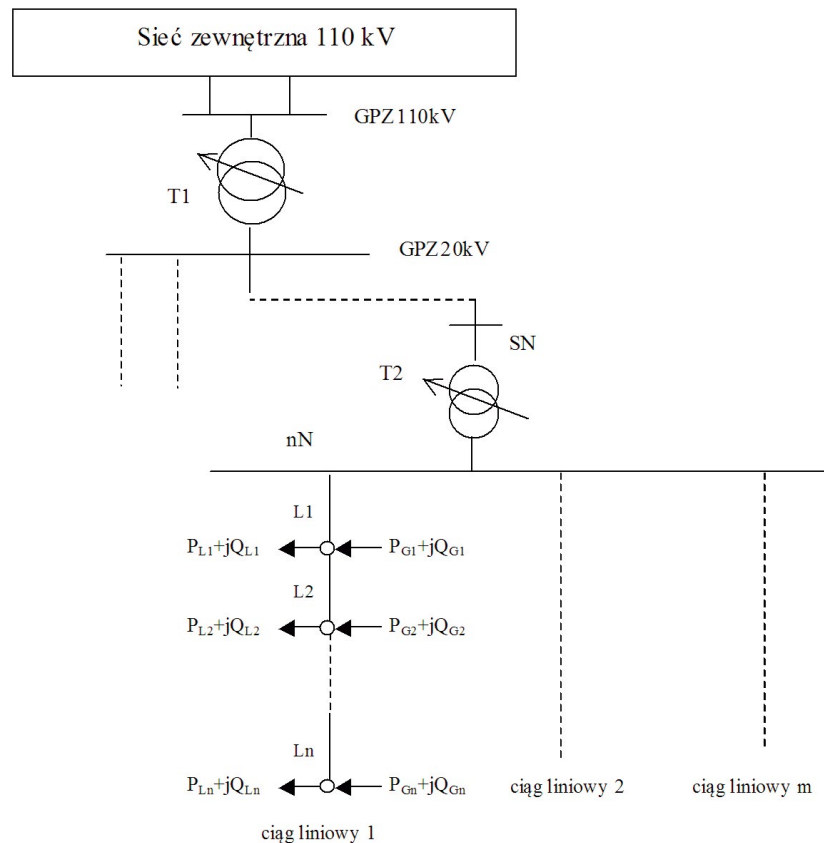
Między mocami i napięciami węzłowymi występują nieliniowe zależności wynikające z praw Ohma i Kirchhoffa. W układzie składowych prostokątnych napięć węzłowych są to zależności kwadratowe

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + \sum [G_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + B_{ij}(-e_i f_j + f_i e_j)] \quad (1)$$

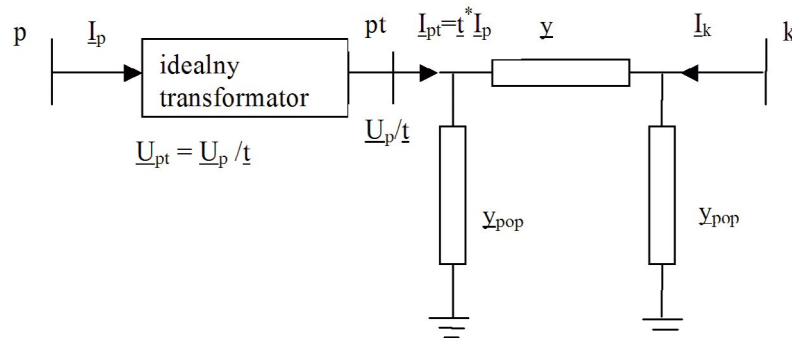
$$Q_i = -U_i^2 B_{ii} + \sum [-B_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + G_{ij}(-e_i f_j + f_i e_j)] \quad (2)$$

gdzie:

$P_i = P_{Gi} - P_{Li}$ – węzłowa moc czynna w węźle i ; $Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li}$ – węzłowa moc i bierna w węźle i ; $U_i = \sqrt{e_i^2 + f_i^2}$ – nieznana wartość skuteczna napięcia w węźle i ; e_i, f_i – składowa rzeczywista i urojona napięcia w węźle i ; G_{ij}, B_{ij} – konduktancja i susceptancja węzłowa wzajemna; G_{ii}, B_{ii} – konduktancja i susceptancja węzłowa własna.



Rys. 1. Schemat sieci zasilanej z GPZ 110 kV/SN z dużą liczbą mikroinstalacji w sieciach niskiego napięcia



Rys. 2. Schemat zastępczy transformatora z idealnym transformatorem modelującym zmianę przekładni zwojowej

Węzłem bilansującym sieci jest sieć zewnętrzna 110 kV. Układ równań dla całej sieci może być rozwiązany iteracyjnie dla zadanych węzłowych mocy czynnych i biernych generowanych oraz odbieranych. Wyliczone napięcia muszą się mieścić w dopuszczalnych przedziałach, zwykle $\pm 10\% U_n$. W przypadku szybkich zmian napięć powodowanych nagłym wyłączeniem mikroinstalacji zmiany napięć powinny być na ogół mniejsze od 3%.

W ogólności linie napowietrzne i kablowe średniego oraz niskiego napięcia mogą być modelowane w postaci dwójników bez pojemności poprzecznych lub czwórników z pojemnościami poprzecznymi, zależnie od dostępności danych. W przypadku linii kablowych wskazane jest uwzględnienie pojemności kabli, co oznacza, że linie te powinny być modelowane w postaci symetrycznych czwórników.

W stacji GPZ 110 kV/SN występuje transformator z regulowaną przekładnią pod obciążeniem. Również w punktach transformatorowych SN/nN z dużą liczbą przyłączonych mikroinstalacji instaluje się transformatory z regulowaną przekładnią pod obciążeniem, np. w Niemczech. Ze względu na występowanie kilku poziomów napięć konieczne jest prowadzenie obliczeń w jednostkach względnych odniesionych do wspólnej mocy bazowej, np. 100 MVA, oraz do napięć znamionowych poszczególnych sieci. Uwzględnienie wpływu zmiany przekładni zwojowej na parametry zastępcze transformatora uzyskuje się, wprowadzając do schematu zastępczego po stronie węzła początkowego idealny transformator o zmiennej przekładni t , rys. 2.

Przekładnia w jednostkach względnych nieobciążonego transformatora jest równa stosunkowi napięć znamionowych transformatora wyrażonych w jednostkach względnych:

$$t_0 = \frac{t_N}{t_{Ns}} = \frac{z_{N1}}{z_{N2}} \frac{1}{t_{Ns}} = \frac{U_{Np}}{U_{Nk}} \frac{1}{t_{Ns}} = \frac{U_{Np}}{U_{Nk}} \frac{U_{Nks}}{U_{Nps}} = \frac{U_{Np}}{U_{Nps}} \frac{U_{Nks}}{U_{Nk}} = \frac{U_{Np}}{U_{Nk}} \frac{U_{Nks}}{U_{Nps}} \quad (3)$$

W przypadku, gdy przekładnia transformatora jest regulowana pod obciążeniem, mamy:

$$t = \frac{t_{reg}}{t_{Ns}} = \frac{z_1}{z_{N2}} \frac{1}{t_{Ns}} = \frac{U_p}{U_k} \frac{1}{t_{Ns}} = \frac{U_p}{U_k} \frac{U_{Nks}}{U_{Nps}} = \frac{U_p}{U_{Nps}} \frac{U_{Nks}}{U_k} = \frac{U_p}{U_k} \frac{U_{Nks}}{U_{Nps}} \quad (4)$$

gdzie: $t_{reg} = \frac{z_1}{z_{N2}}$ – aktualna przekładnia zwojowa transformatora,

po zmianie zaczeput od strony górnego napięcia w węźle p .

Zmiana przekładni transformatora powoduje zmianę zespolonych impedancji (admitancji) transformatora. Jeżeli impedancja podłużna transformatora w jednostkach względnych po stronie węzła k wynosi:

$$\underline{Z}_{Tk} = R_T + jX_T \quad (5)$$

to po stronie węzła p zależy od aktualnej wartości przekładni transformatora:

$$\underline{Z}_{Tp} = R_{Tp} + jX_{Tp} = (R_T + jX_T)t^2 \quad (6)$$

W zapisie admitancyjnym mamy:

$$\underline{y}_k = \underline{y} = \frac{1}{\underline{Z}_{Tk}} \quad (7)$$

$$\underline{y}_p = \frac{1}{\underline{Z}_{Tp}} = \frac{1}{\underline{Z}_{Tk}t^2} = \frac{\underline{y}}{t^2} \quad (8)$$

W przypadku parametrów poprzecznych admitancja w jednostkach względnych wynosi odpowiednio:

$$y_{k\ pop} = \underline{y}_{pop} = G_T + jB_T \quad (9)$$

$$y_{p\ pop} = \underline{y}_{pop} / t^2 \quad (10)$$

Uwzględnienie wpływu zmiany przekładni na parametry transformatora w jednostkach względnych w obliczeniach komputerowych wymaga wprowadzenia schematu zastępczego transformatora pokazanego na rys. 3.

Zespolone admitancje własne węzłów czwórnika modelującego transformator z regulowaną przekładnią wynoszą:

$$\underline{Y}_{pp} = (\underline{y}_{pop} + \underline{y}) / t^2 \quad (11)$$

$$\underline{Y}_{kk} = \underline{y}_{pop} + \underline{y} \quad (12)$$

Zespolone admitancje wzajemne węzłów tego czwórnika są sobie równe:

$$\underline{Y}_{pk} = Y_{kp} = -\underline{y} / t \quad (13)$$

Należy zauważyć, że zmiana przekładni transformatora powoduje zmianę zespolonych admitancji własnych i wzajemnych w węzłach sieci łączących się węzłami początku oraz końca transformatora. Fakt ten musi być uwzględniony w trakcie iteracyjnego rozwiązywania układu równań węzłowych rozptywu mocy (1, 2).

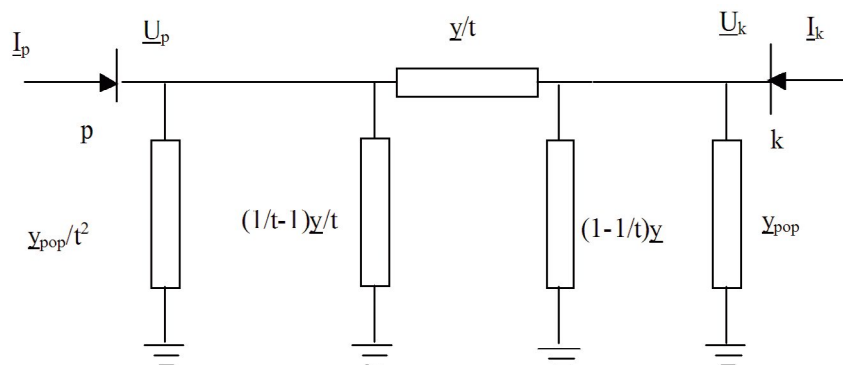
3. Model rozptywu mocy z losowymi zmianami mocy węzłowych

W dowolnym węźle badanej sieci zasilanej z GPZ 110 kV/SN mogą wystąpić zarówno odbierane, jak i generowane moce w przedziałach od minimalnej do maksymalnej wartości. W przypadku generacji mamy:

$$P_{G\ min} \leq P_G \leq P_{G\ max} \quad (14)$$

Moc bierna wynika z wartości generowanej mocy czynnej i zadanego tangensa mocy:

$$Q_G = P_G \tan \varphi_G \quad (15)$$



Rys. 3. Schemat zastępczy transformatora z regulowaną przekładnią

Podobnie moce czynne odbierane wynikają z maksymalnego i minimalnego zapotrzebowania:

$$P_{L\min} \leq P_L \leq P_{L\max} \quad (16)$$

Moc bierna odbioru węzłowego wynika z tangensa mocy odborników:

$$Q_L = P_L \operatorname{tg} \varphi_L \quad (17)$$

Na etapie planowania można przyjąć, że każda z wartości mocy czynnej jest jednakowo prawdopodobna w przedziale od min. do max., czyli moc czynna podlega prostokątnemu rozkładowi prawdopodobieństwa w przedziale od min. do max.

MATLAB pozwala generować liczby losowe, podlegające prostokątnemu rozkładowi prawdopodobieństwa w przedziale [0,1]. W tym celu wykorzystuje się funkcję rand. W celu wygenerowania liczby pseudolosowej o prostokątnym przedziale prawdopodobieństwa w przedziale [a, b] należy zastosować formułę:

$$x = a + (b - a)\operatorname{rand} \quad (18)$$

Zastosowanie formuły (18) dla mocy węzłowych generowanych i odbieranych daje następujące zależności:

- moc generowana w węźle przez mikroinstalację PV

$$P_G = P_{G\min} + (P_{G\max} - P_{G\min})\operatorname{rand} \quad (19)$$

$$Q_G = P_G \operatorname{tg} \varphi_G \quad (20)$$

- moc odbierana w węźle

$$P_L = P_{L\min} + (P_{L\max} - P_{L\min})\operatorname{rand} \quad (21)$$

$$Q_L = P_L \operatorname{tg} \varphi_L \quad (22)$$

Wyznaczenie dystrybuanty empirycznej wymaga rosnącego posortowania realizacji napięcia w danym węźle. W konsekwencji otrzymujemy próbę składającą się z liczby n_{sym} posortowanych rosnąco symulacji:

$$(Y_1, Y_2, \dots, Y_{n_{sym}}) \quad (23)$$

Dystrybuanta empiryczna jest funkcją określoną wzorem:

$$F_e(y) = \frac{1}{n_{sym}} \left| \{i : Y_i < y\} \right| \quad (24)$$

gdzie:

$$\left| \{i : Y_i < y\} \right| - \text{liczba elementów spełniających nierówność} \quad (25)$$

Dystrybuanta empiryczna $F_e(y)$ jest przedziałami stała i ma skoki o wartości $1/n_{sym}$ w punktach y_i . Jest statystycznym przybliżeniem nieznanego dystrybuanty teoretycznej i ma zbliżony do niej

kształt. Im większa liczba symulacji n_{sym} , tym dystrybuanta empiryczna stanowi lepsze przybliżenie dystrybuanty teoretycznej. Mając wartości dystrybuanty empirycznej, możemy ją aproksymować wielomianem n -tego stopnia. Uzyskujemy w ten sposób ciągłą funkcję opisującą dystrybuantę empiryczną. W tym celu dokonujemy najpierw standaryzacji zmiennej losowej

$$y_{sr} = \frac{1}{n_{sym}} \sum_{i=1}^{n_{sym}} Y_i - \text{średnia} \quad (26)$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{n_{sym}-1} \sum_{i=1}^{n_{sym}} (Y_i - y_{sr})^2} - \text{odchylenie standardowe} \quad (27)$$

$$t = (y - y_{sr}) / s - \text{zmienna losowa standaryzowana} \quad (28)$$

$$t_{\min} = (y_{\min} - y_{sr}) / s \quad (29)$$

$$t_{\max} = (y_{\max} - y_{sr}) / s \quad (30)$$

$$t_{dop} = (y_{dop} - y_{sr}) / s \quad (31)$$

Następnie dokonujemy aproksymacji dystrybuanty empirycznej wielomianem n -tego stopnia:

$$F_{ea}(t) = p_n t^n + p_{n-1} t^{n-1} + \dots + p_1 t + p_0 \quad (32)$$

Funkcja opisująca dystrybuantę empiryczną musi być funkcją niemalejącą, spełniającą z zadaną dokładnością następujące ograniczenia:

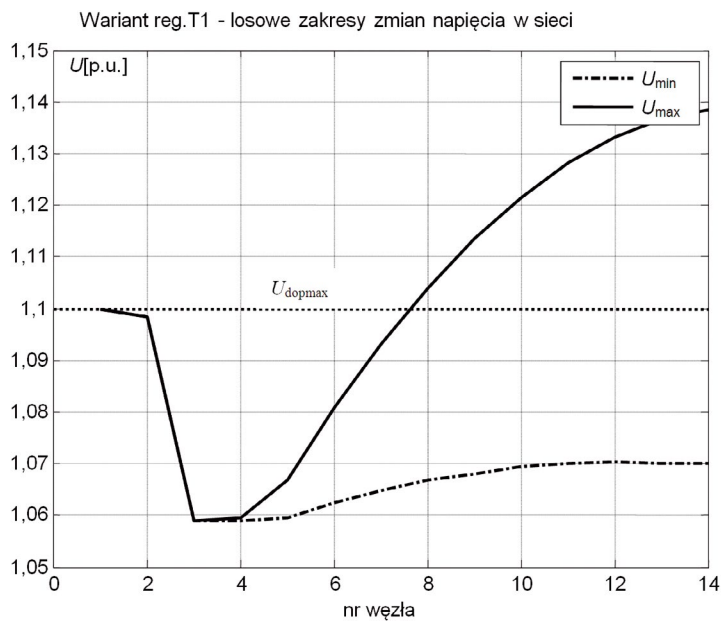
$$F_{ea}(t_{\min}) = 0, F_{ea}(t_{\max}) = 1 \quad (33)$$

Po znalezieniu wielomianu aproksymującego dystrybuantę empiryczną można oszacować prawdopodobieństwo zdarzenia, że rozchyl kątowy nie przekroczy dopuszczalnej wartości:

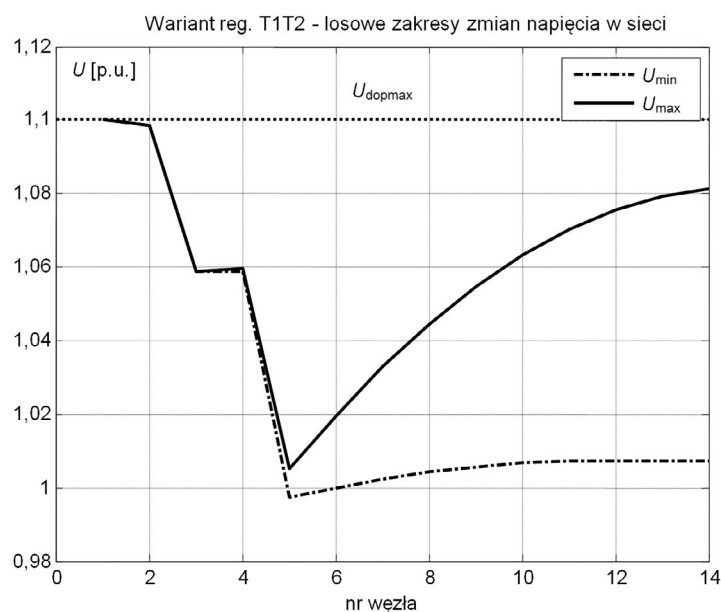
$$\Pr(Y < y_{dop}) = F_{ea}(t_{dop}) \quad (34)$$

4. Symulacja rozptyłów mocy w przykładowej sieci elektroenergetycznej z mikroinstalacjami fotowoltaicznymi

Schemat analizowanej sieci pokazano na rys. 1. Moc zwarciowa systemu zewnętrznego wynosi 1500 MVA. Transformator T1 z regulowaną przekładnią ma następujące parametry: $S_N = 40$ MVA; $U_{NH} = 115$ kV +/- 16%, +/- 12 stopni regulacyjnych; $U_{NL} = 22$ kV; $u_k = 11\%$; $P_{cu} = 205$ kW; $P_{Fe} = 33$ kW; $I_0 = 0,5\%$. Parametry zastępcze linii 20 kV AFL6 70 są następujące: $R = 4 \Omega$, $X = 3,6 \Omega$, $B = 32 \mu S$. Sieć niskiego napięcia jest połączona linią średniego napięcia za pomocą transformatora T2 z regulowaną przekładnią o następujących parametrach: $S_N = 100$ kVA; $U_{NH} = 21$ kV +/- 10%, +/- 8 stopni regulacyjnych; $U_{NL} = 0,42$ kV; $u_k = 4,5\%$; $P_{cu} = 1,7$ kW; $P_{Fe} = 0,22$ kW; $I_0 = 2\%$. Linia nN składa się z 9 odcinków AFL 70 mm², po 100 m każdy ($R_{odcinka} = 0,0436 \Omega$, $X_{odcinka} = 0,0309 \Omega$).



Rys. 4. Losowe zmiany napięcia w sieci z mikroinstalacjami fotowoltaicznymi przekraczają dopuszczalny poziom napięcia $U_{dopmax} = 1,1 U_n$



Rys. 5. Zastosowanie regulacji przekładni transformatora SN/nN zapobiega przekroczeniu dopuszczalnego poziomu napięcia $U_{dopmax} = 1,1 U_n$ w sieci

Sumaryczny odbiór z szyn 20 kV GPZ wynosi $(5 + j2)$ MVA. Odbiory i generacje w węzłach sieci nN scharakteryzowane są przez minimalne i maksymalne moce czynne oraz tangensy mocy: $P_{Gmin} = 1$ kW, $P_{Gmax} = 10$ kW, $tg\varphi = -0,3$, $P_{Lmin} = 1$ kW, $P_{Lmax} = 2$ kW, $tg\varphi = 0,4$.

Analizie poddano dwa warianty pracy sieci z mikroinstalacjami. Wyniki zestawiono w tab. 1.

- Wariant reg.T1 – układ regulacji przekładni transformatora T1 utrzymuje napięcie $1,05 U_n$ po stronie SN, brak regulacji przekładni transformatora T2.

Nr węzła	Nazwa	Wariant	mU	sU	U_{dopmin}	U_{dopmax}	$p\{U_{dopmin} < U < U_{dopmax}\}$
1	SEE	reg.T1	1,1	0	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,1	0	0,9	1,1	1
2	GPZ110kV	reg.T1	1,0985	0	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,0985	0	0,9	1,1	1
3	GPZ20kV	reg.T1	1,0589	0	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,0589	0	0,9	1,1	1
4	SN	reg.T1	1,0592	0,0001	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,0589	0,0001	0,9	1,1	1
5	nN	reg.T1	1,0632	0,0012	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,0011	0,0013	0,9	1,1	1
6	wL1	reg.T1	1,0716	0,0031	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,0098	0,0033	0,9	1,1	1
7	wL2	reg.T1	1,0789	0,0047	0,9	1,1	1
		reg.T1T2	1,0176	0,0051	0,9	1,1	1
8	wL3	reg.T1	1,0853	0,0062	0,9	1,1	0,99
		reg.T1T2	1,0243	0,0067	0,9	1,1	1
9	wL4	reg.T1	1,0909	0,0076	0,9	1,1	0,89
		reg.T1T2	1,0301	0,0082	0,9	1,1	1
10	wL5	reg.T1	1,0954	0,0087	0,9	1,1	0,7
		reg.T1T2	1,0349	0,0094	0,9	1,1	1
11	wL6	reg.T1	1,099	0,0097	0,9	1,1	0,54
		reg.T1T2	1,0386	0,0105	0,9	1,1	1
12	wL7	reg.T1	1,1017	0,0105	0,9	1,1	0,44
		reg.T1T2	1,0415	0,0114	0,9	1,1	1
13	wL8	reg.T1	1,1034	0,0111	0,9	1,1	0,38
		reg.T1T2	1,0434	0,012	0,9	1,1	1
14	wL9	reg.T1	1,1043	0,0114	0,9	1,1	0,35
		reg.T1T2	1,0443	0,0124	0,9	1,1	1

Tab. 1. Wyniki symulacji rozplywów mocy: mU – wartość oczekiwana, sU – odchylenie standardowe, U_{dopmin} , U_{dopmax} – dopuszczalny minimalny i maksymalny poziom napięcia w sieci, $p\{U_{dopmin} < U < U_{dopmax}\}$ – prawdopodobieństwo pozostawania losowych zmian napięcia w dopuszczalnym przedziale

- Wariant reg.T1T2 – układ regulacji przekładni transformatora T1 utrzymuje napięcie $1,05 U_n$ po stronie SN i jednocześnie układ regulacji przekładni transformatora T2 utrzymuje napięcie U_n po stronie nN.

Losowe zmiany napięcia przedstawiono na rys. 4 i 5, przy czym $U_{min} = mU - 3sU$, $U_{max} = mU + 3sU$. Widać, że w wariantcie pracy sieci bez regulacji przekładni transformatora SN/nN w sieci naruszone zostają dopuszczalne poziomy napięcia. Zastosowanie regulacji przekładni napięcia w transformatorze SN/nN zapobiega takiemu naruszeniu dopuszczalnych poziomów napięcia przez losowe zmiany napięć w sieci.

5. Podsumowanie

Wytwarzanie mocy przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych, dlatego na etapie planowania

moce czynne wprowadzane do sieci przez mikroinstalacje fotowoltaiczne mogą być traktowane jako zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa.

Wytwarzane moce bierne mikroinstalacji zależą od zadanego współczynnika mocy i dlatego powinny być traktowane jako funkcje losowych wytwarzanych mocy czynnych.

W sieci niskiego napięcia, obok mocy wytwarzanych przez mikroinstalacje, występują pobory mocy czynnych i biernych. Na etapie planowania moce odbierane, podobnie jak wytwarzane, mogą być również traktowane jako wielowymiarowa zmienna losowa o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa.

Losowe zmiany wektora mocy węzłowych w sieci mogą być symulowane z wykorzystaniem generatora liczb pseudolosowych. Po iteracyjnym rozwiązaniu równań napięciowo-węzłowych otrzymuje się losowe realizacje napięć w poszczególnych węzłach sieci.

Po przeprowadzeniu analizy statystycznej otrzymuje się empiryczną dystrybucję prawdopodobieństwa napięcia w dowolnym węźle sieci, co pozwala oszacować prawdopodobieństwo pozostawania losowych zmian napięcia w dopuszczalnym przedziale.

Zastosowanie regulacji przekładni transformatora SN/nN pozwala zapobiegać przekroczeniu przez losowe napięcia dopuszczalnych poziomów napięć w sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1996.
2. Plucińska A., Pluciński E., Rachunek prawdopodobieństwa. Statystyka matematyczna. Procesy stochastyczne, WNT, Warszawa 2000.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej oraz współpracy rozproszonych źródeł z sieciami przesyłowymi. Ostatnie badania związane są z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, współpracą mikroinstalacji i małych instalacji fotowoltaicznych z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia oraz regulacją częstotliwości w czasie pracy wyspowej.

Pseudolosowa symulacja synchronicznych łączeń polskiej i niemieckiej sieci 110 kV

Autorzy

Marian Sobierajski
Wilhelm Rojewski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieci 110 kV, łączenie synchroniczne, symulacja pseudolosowa, statystyka matematyczna

Streszczenie

Przedmiotem rozważań jest zasilanie wydzielonego obszaru sieci 110 kV po stronie polskiej z niemieckiej sieci 110 kV. Obydwa systemy elektroenergetyczne, polski i niemiecki, połączone są liniami wymiany tylko na poziomie 400 kV i 220 kV, w tych warunkach wydzielenie wyspy 110 kV bez przerwy w zasilaniu odbiorców wymaga dodatkowego krótkotrwałego połączenia do synchronicznej współpracy obu systemów linią 110 kV. Rozchył kątowy napięć w łączonych węzłach 110 kV zależy od zastępczej reaktancji połączenia sąsiednich systemów na poziomie sieci przesyłowych oraz od przesyłanej mocy liniami wymiany.

Na etapie planowania, w uproszczonych analizach takiej współpracy, zastępcza reaktancja oraz moc wymiany mogą być traktowane jako zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Losowe wartości reaktancji i mocy wymiany w zadanych przedziałach mogą być wygenerowane z wykorzystaniem generatora liczb pseudolosowych, a rozchyły kątowe dla losowych reaktancji i losowych mocy wymiany mogą być obliczone z funkcyjnej zależności. Tak określone losowe wartości rozchyłu kątowego są poddane analizie statystycznej, która pozwala oszacować prawdopodobieństwo przekroczenia dopuszczalnej wartości rozchyłu kątowego. Rozważania są zilustrowane przykładem obliczeniowym.

1. Wprowadzenie

Współpraca polskiego i niemieckiego systemu elektroenergetycznego odbywa się na poziomie sieci przesyłowych 220 kV i 400 kV. Bliskość obszarów zasilanych z sieci 110 kV po obu stronach granicy polsko-niemieckiej skłania do podjęcia współpracy także na poziomie sieci dystrybucyjnych 110 kV. Z inicjatywy TAURON Dystrybucja SA zostały podjęte badania możliwości współpracy sieci 110 kV, należących do operatorów TAURON Dystrybucja SA i ENSO [1]. Inicjatywa spotkała się z zainteresowaniem operatora ENSO, który zlecił wykonanie dalszych analiz [2]. Zakłada się, że wydzielony i izolowany galwanicznie obszar jednej sieci 110 kV będzie czasowo zasilany z pracującej w normalnym układzie (połączonej z własnym systemem elektroenergetycznym) drugiej sieci. Role sieci zasilanej i zasilającej będą się zmieniać – raz oznacza to import, a drugi raz eksport energii elektrycznej na poziomie 110 kV między ENSO i TAURON.

Istotnym ograniczeniem technicznym w możliwości połączenia obu sieci 110 kV może być wystąpienie, przed synchronizacją (bezprzerwowym połączeniem) obu sieci, zbyt dużego rozchyłu kątowego napięć. Strona niemiecka nie dopuszcza synchronizacji przy rozchyłach kątowych napięć większym od 10 stopni. Inne ważne ograniczenia, np. zagrożenia związane ze zwarzeniami 1-fazowymi, przedstawiono w pracy [1].

2. Model matematyczny układu do wyznaczania rozchyłu kątowego

O rozchyłach kątowych napięć na wyłączniku łączącym obie sieci 110 kV decyduje rozchył kątowy w sieci przesyłowej 400 kV (rys. 1). Rozważmy połączenie dwóch systemów A i B, wymieniających moc czynną i bierną poprzez gałąź o reaktancji X_{AB} (rys. 2). Po stronie systemu A występuje faza napięcia o module U_A i argumente δ_A a po stronie B – o module U_B i argumente δ_B . Niech moc czynna i bierna dopływająca do systemu B z systemu A wynoszą P_B, Q_B . Wówczas z równań węzłowych mocy mamy

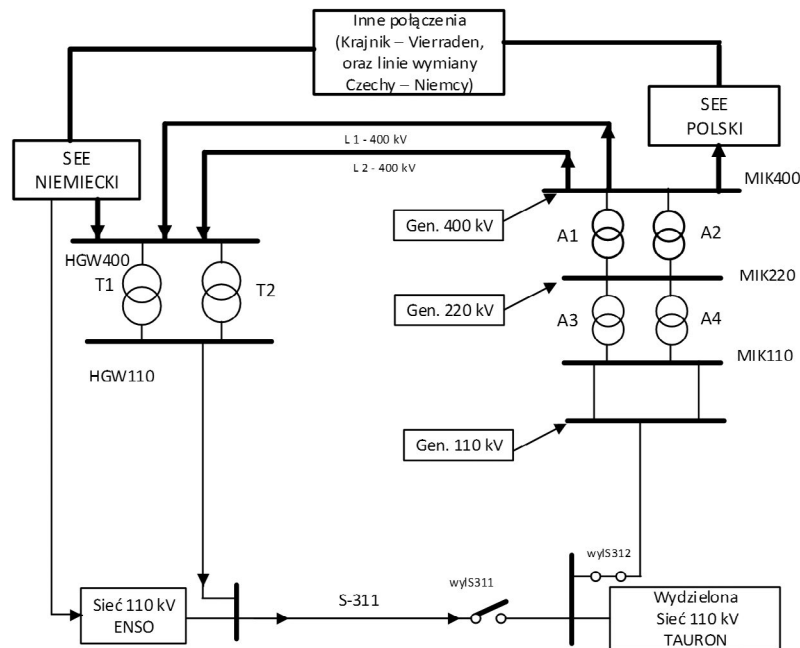
$$P_B = \frac{U_A U_B}{X_{AB}} \sin \delta_{AB} \quad (1)$$

$$Q_B + \frac{U_B^2}{X_{AB}} = \frac{U_A U_B}{X_{AB}} \cos \delta_{AB} \quad (2)$$

Po podzieleniu stronami wyrażeń (1) i (2) oraz dokonaniu prostych przekształceń otrzymujemy:

$$\operatorname{tg} \delta_{AB} = \frac{P_B}{Q_B + U_B^2 / X_{AB}} \quad (3)$$

Rozchył kątowy δ_{AB} fazy napięcia w systemach A i B zależy od mocy czynnej i biernej dopływającej do systemu B z systemu



Rys. 1. Elektryczne połączenie analizowanych obszarów sieci 110 kV, przy zasilaniu wydzielonego obszaru sieci 110 kV po stronie polskiej z sieci niemieckiej

A, reaktancji X_{AB} zastępczej gałęzi łączącej systemy A i B oraz modułu fazora napięcia po stronie systemu B. Każda z wielkości decydujących o wartości rozchyłu kąтового podlega losowym zmianom między swoją wartością maksymalną i minimalną:

$$P_{B \min} \leq P_B \leq P_{B \max} \quad (4)$$

$$Q_{B \min} \leq Q_B \leq Q_{B \max} \quad (5)$$

$$U_{B \min} \leq U_B \leq U_{B \max} \quad (6)$$

$$X_{AB \min} \leq X_{AB} \leq X_{AB \max} \quad (7)$$

Najbardziej pesymistyczne podejście nakazuje przyjąć założenie, że wartości w przedziałach podlegają niezależnym prostokątnym rozkładom prawdopodobieństwa. Matlab pozwala generować liczby losowe, podlegające prostokątnemu rozkładowi prawdopodobieństwa w przedziale $[0,1]$ za pomocą funkcji *rand*.

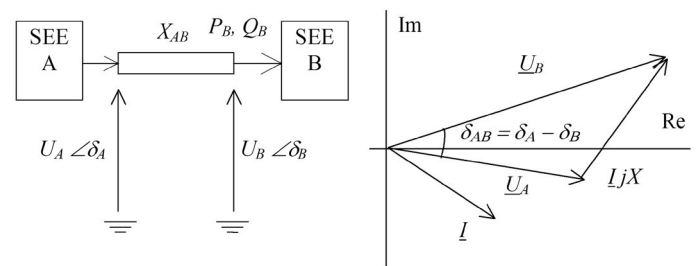
3. Analiza statystyczna pseudolosowych zmian rozchyłu kąтового

Wylosowane wartości reaktancji połączenia X_{ABi} , napięcia U_B oraz przesyłanej mocy czynnej P_B i biernej Q_B są podstawiane do zależności:

$$y_i = \delta_{ABi} = \arctg \left(P_{Bi} (Q_{Bi} + U_{Bi}^2 / X_{ABi})^{-1} \right) \quad (8)$$

gdzie i oznacza kolejne losowanie.

Wyznaczenie dystrybuanty empirycznej wymaga rosnącego posortowania obliczonych wartości rozchyłów kątowych. W konsekwencji otrzymujemy próbę składającą się z liczby *nsym* posortowanych rosnąco symulacji:



Rys. 2. Wymiana mocy czynnej i biernej między systemami A i B połączonymi przez reaktancję X_{AB}

$$(Y_1, Y_2, \dots, Y_{nsym}) \quad (9)$$

Dystrybuanta empiryczna jest funkcją określoną wzorem:

$$F_e(y) = \frac{1}{nsym} \left\{ \left\{ i : Y_i < y \right\} \right\} \quad (10)$$

gdzie $\left\{ \left\{ i : Y_i < y \right\} \right\}$ oznacza liczba i elementów spełniających nierówność $Y_i < y$.

Dystrybuanta empiryczna $F_e(y)$ jest przedziałami stała i ma skoki o wartości $1/nsym$ w punktach y_i . Jest statystycznym przybliżeniem nieznanego dystrybuanty teoretycznej i ma zbliżony do niej kształt. Im większa jest liczba symulacji *nsym*, tym dystrybuanta empiryczna jest lepszym przybliżeniem dystrybuanty teoretycznej.

Mając wartości dystrybuanty empirycznej, możemy ją aproksymować wielomianem n -tego stopnia. Uzyskujemy w ten sposób ciągłą funkcję opisującą dystrybuantę empiryczną. W tym celu dokonujemy najpierw standaryzacji zmiennej losowej:

$$y_{sr} = \frac{1}{nsym} \sum_{i=1}^{nsym} Y_i \quad - \text{średnia} \quad (11)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{nsym-1} \sum_{i=1}^{nsym} (Y_i - y_{sr})^2} \quad - \text{odchylenie standardowe} \quad (12)$$

$$t = (y - y_{sr}) / \sigma \quad - \text{zmienna losowa standaryzowana} \quad (13)$$

$$t_{min} = (y_{min} - y_{sr}) / \sigma \quad (14)$$

$$t_{max} = (y_{max} - y_{sr}) / \sigma \quad (15)$$

$$t_{dop} = (y_{dop} - y_{sr}) / \sigma \quad (16)$$

Następnie dokonujemy aproksymacji dystrybuanty empirycznej wielomianem n -tego stopnia:

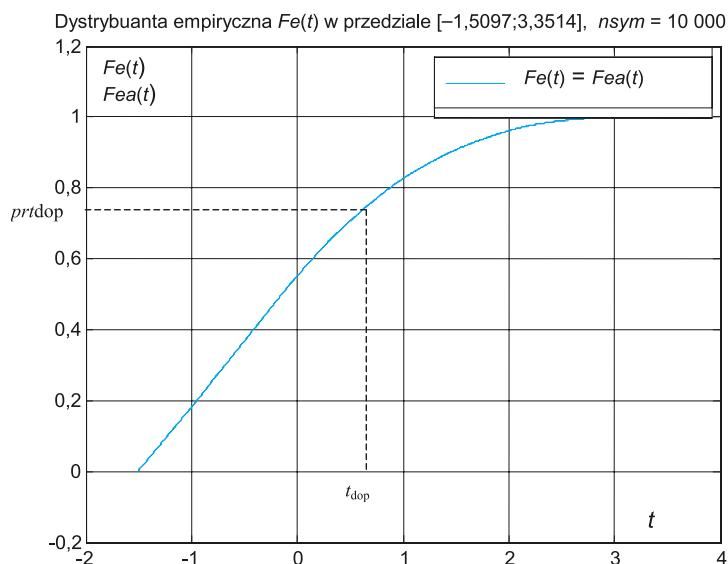
$$F_{ea}(t) = p_n t^n + p_{n-1} t^{n-1} + \dots + p_1 t + p_0 \quad (17)$$

Funkcja opisująca dystrybuantę empiryczną musi być funkcją niemalejącą zmiennej t , spełniającą zadaną dokładnością następujące ograniczenia:

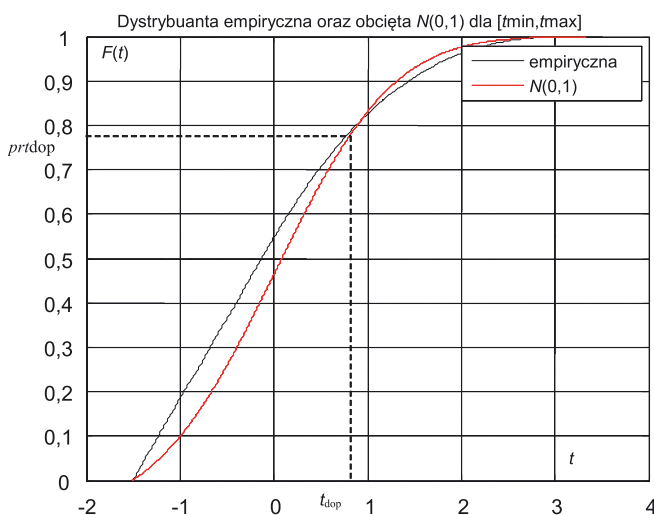
$$F_{ea}(t_{min}) = 0, \quad F_{ea}(t_{max}) = 1 \quad (18)$$

Po znalezieniu wielomianu aproksymującego dystrybuantę empiryczną można oszacować prawdopodobieństwo takiego zdarzenia, że rozchyl kątowy nie przekroczy dopuszczalnej wartości:

$$\Pr(Y < y_{dop}) = F_{ea}(t_{dop}) \quad (19)$$



Rys. 3. Dystrybuanta empiryczna prawdopodobieństwa standaryzowanego rozchyłu kątowego



Rys. 4. Dystrybuanta prawdopodobieństwa empiryczna oraz obcięta normalna standaryzowanego rozchyłu kątowego

4. Obliczenie prawdopodobieństwa nieprzekroczenia dopuszczalnej wartości rozchyłu kąowego na połączeniu systemów polskiego i niemieckiego

Reaktancja połączenia obu systemów na poziomie 400 kV – pomiędzy węzłem MIK400 i HGW400 (rys. 1) – obejmuje 2-torową linię 400 kV o długości ok. 75 km i wynosi ok. 30 Ω. Uwzględniając pracę 2-torową oraz występowanie innych połączeń na poziomie europejskiej sieci przesyłowej, można przyjąć nawet trzykrotne zmniejszenie tej reaktancji do ok. 10 Ω. Przesyłane moce czynne nie mogą przekroczyć obciążalności termicznej przewodów, czyli ok. 2000 MW. Ze względu na straty przesyłowe unika się przesyłania mocy biernej między systemami, dlatego można przyjąć stosunkowo małe wartości tej mocy, $Q_{Bmin} = -100$ Mvar, $Q_{Bmax} = 100$ Mvar. Napięcia w normalnych układach pracy są bliskie wartościom znamionowym i na ogół ich odchylenia wartości skutecznych nie przekraczają na ogół $-5\%/+10\%$ w stosunku do wartości znamionowej.

Obliczenia rozptyłów mocy prowadzi się zwykle w jednostkach względnych odniesionych do mocy bazowej $S_b = 100$ MVA i napięcia bazowego $U_b = U_N = 400$ kV. W takim przypadku impedancja bazowa wynosi:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{400^2}{100} = 1600 \Omega \quad (20)$$

W konsekwencji mamy:

$$P_{Bmin} = 0, P_{Bmax} = 2000/100 = 20 \quad (21)$$

$$Q_{Bmin} = -100/100 = -1, Q_{Bmax} = 100/100 = 1 \quad (22)$$

$$U_{Bmin} = 0,95, U_{Bmax} = 1,1 \quad (23)$$

$$\begin{aligned} X_{ABmin} &= 10/1600 = 0,0063 \\ X_{ABmax} &= 30/1600 = 0,0187 \end{aligned} \quad (24)$$

Powyższym danym odpowiadają następujące wyniki obliczeń uzyskane w Matlabie

Statystyki próby:

xsr = 0,117236, sigma = 0,0790441, xmin = 5,04521e-05, xmax = 0,384633, xdop = 0,174533

dkdop = 10 st, xdop = 0,174533 rad, tdop = 0,724872

Pr($X < xdop$) = 0,765774 – wg $Fea(t)$

Pr($X < xdop$) = 0,765774 – wg $Fe(x)$

Zrealizowano 10 000 losowań, dla poszczególnych zmiennych losowych

Dopuszczalny rozchyl kąowy 10 stopni

Prawdopodobieństwo nieprzekroczenia dopuszczalnego rozchyłu kąowego: 0,7648

Na rys. 3 pokazano dystrybuantę empiryczną i wielomian stopnia siódmego aproksymujący tę dystrybuantę.

Na rys. 4 przedstawiono dystrybuantę empiryczną i dystrybuantę rozkładu normalnego obciążonego.

Dopuszczalny rozchyl kąowy w sieci 400/380 kV, wynoszący 10 stopni, nie zostanie przekroczony z prawdopodobieństwem ok. 0,8. Faktyczny rozchyl kąowy napięć 110 kV na zaciskach wyłącznika synchronizującego może być większy wskutek strat napięcia przy przesyłce mocy w sieci niemieckiej przez transformatory T1, T2 i w sieci polskiej – przez transformatory A1, A2, A3, A4.

Dokładne obliczenie rozchyłu kąowego na wyłączniku synchronizującym wymaga symulowania rozptyłów mocy w połączonych sieciach przesyłowych, polskiej 400/220/110 kV i niemieckiej 380/220/110 kV. Taka analiza została wykonana na zlecenie ENSO z uwzględnieniem przesuwników fazowych po stronie polskiej. Uzyskane wyniki pokazują, że rozchyl kąowy na wyłączniku synchronizującym na ogół jest mniejszy od 10 stopni i nie przekracza 15 stopni [2].

Pewniejszym sposobem oszacowania rozchyłu kąowego napięć jest zainstalowanie PMU po obu stronach wyłącznika synchronizującego, a następnie analiza statystyczna zarejestrowanych w czasie 1 roku zmian wartości rozchyłów kąowych.

5. Podsumowanie

Synchroniczne połączenie polskiej i niemieckiej sieci 110 kV jest możliwe, jeżeli rozchyl kąowy napięć w łączonych systemach nie przekracza 10 stopni. Rzeczywisty rozchyl kąowy napięć na wyłączniku synchronizującym musi być ciągle kontrolowany. Symulacja rozchyłu kąowego napięć w systemie polskim i niemieckim, z uwzględnieniem losowości połączeń elektrycznych, losowości mocy wymiany oraz losowości poziomu napięć, pozwala wnosić, że z prawdopodobieństwem 0,8 rozchyl kąowy nie przekroczy 10 stopni. Należy liczyć się z przypadkami przekroczenia tego rozchyłu kąowego i wtedy możliwość połączenia sieci zostanie zablokowana.

BIBLIOGRAFIA

1. Sobierajski M., Rojewski W., The Effect of Phase-to-earth Faults on the Operating Conditions of a Separated 110 kV Grid Normally Operated with Effectively Earthed Neutral, and Temporarily Supplied from a Compensated 110 kV Grid, *Acta Energetica* 2015, No. 2/23, s. 114–124.
2. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1996.
3. Plucińska A., Pluciński E., Rachunek prawdopodobieństwa. Statystyka matematyczna. Procesy stochastyczne, WNT, Warszawa 2000.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej oraz współpracy rozproszonych źródeł z sieciami przesyłowymi. Ostatnie badania związane są z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, współpracą mikroinstalacji i małych instalacji fotowoltaicznych z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia oraz regulacją częstotliwości w czasie pracy wyspowej.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki macierzystej uczelni (1977), gdzie pracuje na stanowisku adiunkta. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Określanie zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu *black-box* – studium przypadku

Autor

Andrzej Wędzik

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

optymalizacja, *black-box*, zdolności przyłączeniowe

Streszczenie

Obowiązujące przepisy prawne narzucają na operatorów systemu elektroenergetycznego obowiązek cyklicznego wyznaczania i publikowania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci: przesyłowej i dystrybucyjnych. Obecnie do wyznaczania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci przesyłowej i dystrybucyjnych wykorzystuje się metodę węzłów koherentnych. Metoda ta ma jednak pewne ograniczenia, które nie pozwalają w sposób jednoznaczny wyznaczyć poszukiwanych wartości mocy, określających zdolności przyłączeniowe węzłów analizowanej sieci. W artykule zaproponowano metodę określania zdolności przyłączeniowych węzłów dowolnej sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu *black-box*. Obliczenia i analizy zostały wykonane dla pełnego nieliniowego modelu polskiego KSE. Otrzymane wyniki pokazują możliwość wykorzystania tej metody dla dowolnej konfiguracji węzłów poddawanych analizie, bez konieczności przeprowadzania podziałów na grupy koherentne. Zaproponowana metoda pokazuje możliwości uwzględniania w obliczeniach wszelkich ograniczeń istotnych z punktu widzenia poprawnej pracy systemu, takich jak: dopuszczalne poziomy napięć, dopuszczalne obciążenia linii, maksymalne moce zwarciove w węzłach sieci czy stany awaryjne ($n-1$) pracy systemu.

1. Wprowadzenie

Zgodnie z zapisami art. 7, pkt 8l, ustawy *Prawo energetyczne* [1] przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące: „... wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym”. Informacje te powinny być aktualizowane co najmniej raz na kwartał i umieszczane na stronie internetowej danego operatora. Przykładem takiego dokumentu jest opracowanie [2], sporządzone dla PGE Dystrybucja SA przez Instytut Energetyki, Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk.

Analizy i obliczenia, przeprowadzane w tym dokumencie, oparte są na wyznaczaniu grup węzłów koherentnych, czyli identyfikacji grup węzłów wzajemnie ze sobą skorelowanych pod względem współczynników wrażliwości. Dla zidentyfikowanych w ten sposób grup węzłów wyznacza się maksymalne wartości mocy możliwej do przyłączenia bez powodowania zagrożenia bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. Moce te określane są poprzez zwiększanie generacji w grupach aż do momentu pojawienia się przeciążeń niewystępujących w stanie bez

dotychczasowej generacji lub zwiększenia wartości istniejących przeciążeń. Jest to obecnie praktycznie jedyna zaakceptowana przez energetykę zawodową metoda określania dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł.

Podobne podejście do rozwiązania problemu określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN prezentuje Bajor w swoich pracach [3, 4].

Słabosz i inni [5] oraz Kocot [6] proponują zastosowanie metod liniowych do określania maksymalnych mocy i zdolności przyłączeniowych węzłów sieci NN. Metody te w zamyśle autorów upraszczają i przyspieszają wykonanie niezbędnych obliczeń symulacyjnych. Jednak ze względu na linearyzację modeli w metodach tych nie jest możliwe uwzględnienie wszystkich zjawisk zachodzących w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym.

Korab [7], Kacejko i Pijarski [8] oraz Przygodzki i inni [9] wykorzystują w swoich pracach metody optymalizacji nieliniowej. W pracy [7] autor wykorzystuje metodę optymalizacji rozptyłów mocy w klasycznym wariacie Ekonomicznego Rozdziału Obciążeń (ERO). W pracy [8] autorzy zastosowali metodę „symulowanego wyżarzania”, opartą na wykorzystaniu programów: MATLAB oraz „silnika” SimAuto programu PowerWorld. W pracy [9] autorzy wykorzystali program rozptyłowy, wyposażony dodatkowo w moduł optymalizacyjny. Funkcją celu był koszt funkcjonowania

krajowego systemu przesyłowego (koszt wytwarzania i energii niedostarczonej).

Zaprezentowane powyżej metody w większości przypadków opierają się jednak na wielu uproszczeniach (np. linearyzacja modelu), wykorzystaniu metod mało przydatnych w praktyce działania rynku energii elektrycznej (np. ERO) lub mało przejrzystych kryteriach przyjmowanych w obliczeniach (np. metoda węzłów koherentnych).

W prezentowanym artykule proponowana jest nowa metoda określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN, w której analizie i obliczenia mogą być wykonywane przy użyciu pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE, bez konieczności wprowadzania jakichkolwiek uproszczeń czy linearyzacji stosowanego modelu. Proponowana metoda jest również bardzo tania w implementacji. Opiera się ona na algorytmach optymalizacyjnych typu *open source* lub *freeware*, a jedynym warunkiem jej poprawnego działania jest możliwość uzyskiwania obliczeń pośrednich z programu rozplwowego, dla którego metoda ta może stać się w pełni niezależnym, darmowym narzędziem obliczeniowym, rozszerzającym jego funkcjonalność.

2. Opis problemu

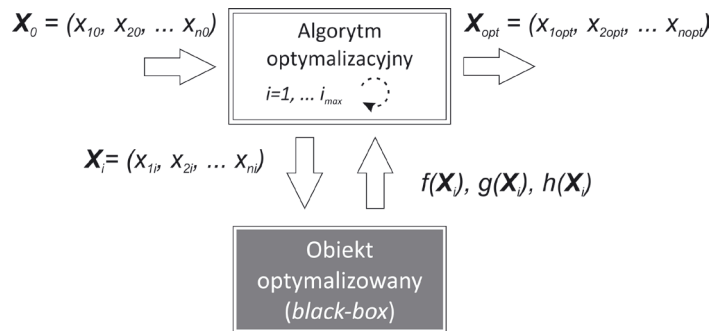
Optymalizacja pracy systemu elektroenergetycznego jest problemem znanym i dobrze opisanym w literaturze [10, 11]. Głównym celem tych działań jest najczęściej minimalizacja kosztów funkcjonowania lub poprawa parametrów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego (np. minimalizacja strat mocy czynnej lub biernej). Obecnie również komercyjne programy rozplwowe często posiadają moduły optymalizacyjne. Podstawową wadą i niedogodnością tych modułów jest jednak to, że użytkownik nie może w dowolny sposób sformułować problemu optymalizacyjnego i w praktyce może wykorzystać jedynie któryś z modeli zaproponowanych przez autorów programu. Główną przeszkodą jest w tym przypadku brak dostępu do wszystkich zmiennych i wielkości obliczeniowych pełnego modelu matematycznego analizowanego systemu elektroenergetycznego. Problem ten można rozwiązać w różnorodny sposób:

- opracowując własny, w pełni funkcjonalny model badanego systemu
- wykorzystując dostępne oprogramowanie typu *open source* lub *freeware*.

W obu przypadkach można wykonać obliczenia dla systemu elektroenergetycznego z jednoczesnym dostępem do wszystkich wielkości niezbędnych w procesie optymalizacji. Metody te bywają jednak w praktyce pracochłonne, wymagają długiego czasu i wielokrotnej weryfikacji tworzonego modelu. Samo oprogramowanie stworzone w ten sposób częstokroć nie spełnia wszystkich wymagań stawianych profesjonalnym obliczeniom. Brak np. możliwości regulacji przekładni transformatorów czy regulacji mocy biernej znacznie ograniczają pole zastosowań takich programów.

W przypadku wykorzystywania oprogramowania komercyjnego, zapewniającego dużą pewność, skuteczność i wiarygodność przeprowadzanych analiz, użytkownik otrzymuje

wyniki obliczeń w postaci ciągów liczb, przedstawiających sobą wartości podstawowych wielkości charakteryzujących stan pracy systemu, takich jak: wartości prądów linii, obciążenia transformatorów czy poziomy napięć w węzłach sieci. Aby otrzymywane w ten sposób wielkości wykorzystać do rozwią-



Rys. 1. Ogólny schemat działania metody optymalizacji typu *black-box*

zania dowolnie określonego problemu optymalizacyjnego, można wykorzystać optymalizację typu *black-box* [12–14]. Ogólny schemat działania tej metody został określony na rys. 1. Algorytm optymalizacyjny stosowany w tej metodzie oparty jest zazwyczaj na algorytmie poszukiwań prostych. Związane jest to głównie z trudnościami lub wręcz niemożliwością obliczenia gradientów czy macierzy drugich pochodnych, wykorzystywanych przez bardziej wydajne metody gradientowe czy newtonowskie.

Algorytm optymalizacyjny w każdej iteracji $i = 1, \dots, i_{\max}$ oblicza wartość bieżącą poszukiwanego wektora zmiennych \mathbf{X}_i na podstawie danych (liczbowych!) uzyskiwanych bezpośrednio (w każdej iteracji) z programu obliczającego rozplwy mocy dla aktualnej wartości wektora \mathbf{X}_i . Program rozplwowy dla danego wektora \mathbf{X}_i oblicza rozplwy mocy i przekazuje do algorytmu optymalizacyjnego wartości liczbowe określające: funkcję celu $f(\mathbf{X}_i)$, ograniczenia nierównościowe $g(\mathbf{X}_i)$, czy ograniczenia równościowe $h(\mathbf{X}_i)$. Opis matematyczny poszczególnych wielkości, np. ograniczeń, nie jest konieczny i w praktyce najczęściej nie jest znany. Należy jedynie określić granice dolne i górne zakresu zmienności tych ograniczeń. Wynikiem działania metody jest wektor zmiennych \mathbf{X}_i realizujący opisany problem optymalizacyjny, przy spełnieniu sformułowanych wcześniej warunków brzegowych dla ograniczeń.

Jedynym warunkiem prawidłowego i niezawodnego działania opisywanej metody jest możliwość uzyskiwania wyników obliczeń pośrednich z programu rozplwowego.

3. Model matematyczny

Podstawowym celem zaprezentowanej metody jest znalezienie sumarycznej, maksymalnej mocy jednostek wytwórczych, jaką można przyłączyć do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów. Zmiennymi problemu optymalizacyjnego są poszukiwane moce źródeł wytwórczych, przyłączanych do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów. Wymiar problemu równy jest liczbie

węzłów wybranych do analizy. W praktyce każde nowe przyłączone źródło powoduje powstanie dodatkowych strat mocy czynnej w sieci, do której jest przyłączane. Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej najkorzystniejsza będzie sytuacja, gdy moc netto, o którą powiększy się bilans mocy tej sieci, osiągnie wartość największą. Wartość tej mocy można obliczyć jako różnicę pomiędzy sumaryczną mocą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci i strat mocy czynnej w sieci, wywołanych przyłączeniem tych jednostek.

Sformułowane w ten sposób zadanie można zapisać jako:

$$\max \left(\sum_{i=1}^n P_{di} - \Delta P_{dTotal} \right) \quad (1)$$

gdzie:

P_{di} – moc przyłączanego źródła wytwórczego do węzła i , n – liczba węzłów, do których przyłączane są źródła wytwórcze, ΔP_{dTotal} – sumaryczne straty mocy czynnej w sieci, wywołane przyłączeniem n jednostek wytwórczych.

Równanie (1) pełni rolę funkcji celu. Dodatkowo, dzięki takiemu zapisowi, w trakcie optymalizacji minimalizowane będą również straty mocy czynnej w sieci, wywołane przyłączeniem n jednostek wytwórczych.

Dla prawidłowego procesu optymalizacji niezbędne jest sformułowanie zależności matematycznych, opisujących ograniczenia techniczne występujące w sieci rzeczywistej. Do najistotniejszych ograniczeń należą:

3.1. Ograniczenia przepustowości linii i transformatorów w sieci elektroenergetycznej

$$0 \leq I_j \leq I_{jdd} \quad \forall j = 1 \dots mi \quad (2)$$

gdzie:

I_j – prąd obciążenia danej linii lub transformatora, I_{jdd} – dopuszczalny prąd obciążenia linii lub transformatora, mi – sumaryczna liczba linii i transformatorów dla rozpatrywanej sieci.

3.2. Ograniczenia dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach sieci elektroenergetycznej

$$U_{kmin} \leq U_k \leq U_{kmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (3)$$

gdzie:

U_k – wartość napięcia w węźle k sieci elektroenergetycznej, U_{kmin} – minimalna wartość napięcia w węźle k sieci elektroenergetycznej [15–17], U_{kmax} – maksymalna wartość napięcia w węźle k sieci elektroenergetycznej [15–17], mu – liczba węzłów dla rozpatrywanej sieci.

W praktycznych obliczeniach stanów pracy systemu elektroenergetycznego bardzo często zdarza się, że sieć dystrybucyjna danego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) nie spełnia warunku $n-1$ również dla przypadku pracy tej sieci bez przyłączonych,

dodatkowych mocy wytwórczych. Z tego powodu już przed rozpoczęciem obliczeń optymalizacyjnych nie jest spełniony jeden (lub oba) z warunków opisanych równaniami (2) i (3). W takim przypadku konieczna jest korekta ograniczeń używanych w procesie optymalizacji. Odpowiednie elementy równań (2) i/lub (3) przyjmą wówczas postać:

$$0 \leq I_{jp} \leq I_{jp(n-1)} \quad (4)$$

$$\forall jp \subset \{\text{Przekroczenia } I \text{ dla } (n-1)\}$$

gdzie:

I_{jp} – prąd obciążenia danej linii lub transformatora w stanach I_{jp} , $I_{jp(n-1)}$ – dopuszczalny, skorygowany prąd obciążenia linii lub transformatora w stanach $(n-1)$ {Przekroczenia I dla $(n-1)$ } – zbiór linii i transformatorów, dla których wystąpiły przekroczenia wartości dopuszczalnych obciążeń w stanach awaryjnych pracy sieci, bez przyłączonych, dodatkowych mocy wytwórczych.

$$U_{kp(n-1)min} \leq U_{kp} \leq U_{kp(n-1)max} \quad (5)$$

$$\forall kp \subset \{\text{Przekroczenia } U \text{ dla } (n-1)\}$$

gdzie:

U_{kp} – wartość napięcia w węźle k sieci elektroenergetycznej w stanach $(n-1)$, $U_{kp(n-1)min}$ – minimalna, skorygowana wartość napięcia w węźle k sieci elektroenergetycznej w stanach $(n-1)$ [15–17], $U_{kp(n-1)max}$ – maksymalna, skorygowana wartość napięcia w węźle k sieci elektroenergetycznej w stanach $(n-1)$ [15–17], {Przekroczenia U dla $(n-1)$ } – zbiór węzłów, dla których wystąpiły przekroczenia wartości dopuszczalnych napięć w stanach awaryjnych pracy sieci, bez przyłączonych dodatkowych mocy wytwórczych.

Dzięki korektom ograniczeń, opisanym równaniami (4) i (5), proces obliczeniowy sprowadza się do znalezienia sumarycznej, maksymalnej mocy jednostek wytwórczych, jaką można przyłączyć do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów, bez pogorszenia istniejącego stanu sieci. Z przeprowadzonych praktycznych obliczeń wynika, że lokalne przyłączenie dodatkowych jednostek wytwórczych ogranicza lub wręcz likwiduje opisane wcześniej przeciążenia sieci w stanach awaryjnych $(n-1)$.

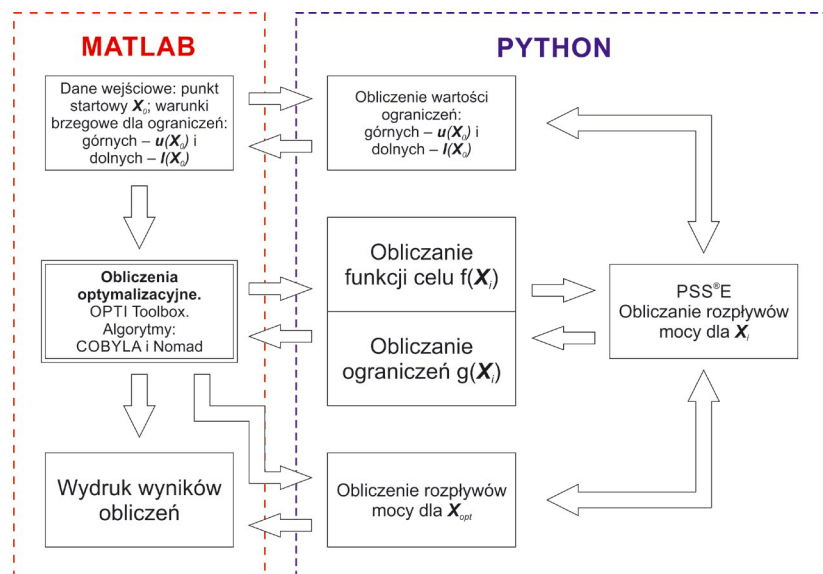
3.3. Ograniczenia dopuszczalnych poziomów prądów zwarciowych w węzłach sieci elektroenergetycznej

$$0 \leq I_{kzw} \leq I_{kzwmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (6)$$

gdzie:

I_{kzw} – wartość prądu zwarciowego w węźle k sieci elektroenergetycznej, I_{kzwmax} – maksymalna wartość prądu zwarciowego w węźle k sieci elektroenergetycznej.

W celu zachowania na niezmiennym poziomie bilansu mocy wytwórczych w całym systemie elektroenergetycznym moc wyznaczonych jednostek regulowanych korygowana jest o moc nowych, przyłączanych źródeł wytwórczych. Suma mocy



Rys. 2. Schemat blokowy metody określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu black-box

nowych, przyłączanych źródeł wytwórczych odejmowana jest od mocy wyznaczonych jednostek regulowanych równomiernie, w proporcji do mocy tych jednostek. W praktyce, ze względu np. na mechanizmy rynkowe, nie należy jednak dopuszczać do całkowitego wyłączenia jednostek regulowanych. Ich regulacja powinna odbywać się w przedziale $\langle P_{gen}, P_{min} \rangle$. Dzięki temu zapewnione zostaną między innymi minimalne wymagania dotyczące regulacji napięć i stabilności całego systemu elektroenergetycznego.

Warunki 3.1–3.3 [równania (2) – (6)] oraz korekta bilansu mocy sprawdzane są w każdym kroku obliczeniowym proponowanej metody. Schemat blokowy zaprezentowanej metody obliczeniowej, został przedstawiony na rys. 2.

4. Studium przypadku – przykłady obliczeniowe

W celu praktycznego przetestowania zaproponowanej metody zostały wykonane obliczenia na rzeczywistym, pełnym, nieliniowym modelu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Do rozważań wybrano wariant reprezentujący układ systemu dla szczytu letniego 2016 roku. Jest to model najbardziej reprezentatywny dla rozpatrywanego problemu, gdyż obciążalności elementów systemu (linii i transformatorów) przyjmują w tym modelu wartości najmniejsze, czyli przedstawiają sobą najgorsze warunki pracy systemu.

Analizę przeprowadzono w Spółce Dystrybucyjnej – PGE Dystrybucja SA, Oddział Łódź-Teren.

W ramach rozpatrywanej spółki do porównań zostały wybrane dwie grupy węzłów koherentnych, dla których określono wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja SA [2]:

1. Grupa Poddębice (Poddębice 1, Poddębice 2, Szadek)
2. Grupa Sochaczew (Sochaczew, Boryszew, Widok, Teresin, Bielnik, Żyrardów).

Do obliczeń został wykorzystany pełny, nieliniowy model Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Obliczenia wykonano na komputerze klasy PC, o następujących parametrach: procesor INTEL Core i7-4790K, 4GHz, 32GB RAM, system Windows 10. Obliczenia przeprowadzono za pomocą następujących programów obliczeniowych (licencje akademickie):

1. PSS®E v33.7 firmy Siemens PTI (program obliczający rozpiętości mocy)
2. MATLAB R2015b (jako interfejs obliczeniowy) oraz oprogramowań typu *open source* lub *freeware*:
 1. OPTI Toolbox (zestaw algorytmów optymalizacyjnych dla MATLAB-a) [18]:
 - NLOPT v2.4.2 – algorytm COBYLA (**C**onstrained **O**ptimization **B**y **L**inear **A**pproximations)
 - NOMAD v3.7.3 (**M**esh **A**daptive **D**irect **S**earch **A**lgorithm) [19–21]
 2. Język programowania Python v2.7.10 (jako interfejs obliczeniowy).

Wszystkie algorytmy obliczeniowe były uruchamiane z wykorzystaniem ustawień domyślnych, zaproponowanych i standardowo ustawionych przez producenta oprogramowania. Do wszystkich obliczeń zastosowano dwa kryteria przerwania obliczeń:

- osiągnięcie dokładności obliczeń $\varepsilon = 10^{-6}$ lub
- maksymalny czas obliczeń wynoszący 3600 s.

Obliczenia, których celem było znalezienie sumarycznej, maksymalnej mocy jednostek wytwórczych, jaką można przyłączyć do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów, były przeprowadzane dla następującej konfiguracji sieci:

- dla układu normalnego pracy sieci ($n0$)
- dla układów awaryjnych pracy sieci ($n-1$).

Jako wynik końcowy przyjęto najmniejszą wartość mocy dołączanej, wynikającej z obu powyższych stanów pracy sieci.

Obliczenia w stanach awaryjnych ($n-1$) zostały wykonane dla dwóch poziomów dopuszczalnych przeciążeń elementów systemu elektroenergetycznego (linii i transformatorów):

Węzeł	Moc przyłączeniowa			Stan pracy systemu	Element decydujący o wartości mocy minimalnej	
	Wg [2]	Obliczenia				
		COBYLA	Nomad			
[-]	[MW]	[MW]	[MW]	[-]	[-]	
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%						
PDB	-	44,102	44,102	(n-1)	Wyłączony trafo 400/110 kV w stacji Trębaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 2 – Poddębice 1
POD	-	69,217	69,217	(n-1)	Wyłączona linia Poddębice 1 – Szadek	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1 – Adamów
SDE	-	72,406	72,406	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1 – Adamów
Cała grupa	0	72,454	72,454	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1 – Adamów
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%						
PDB	-	44,250	44,250	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 2 – Poddębice 1
POD	-	82,006	82,006	(n-1)	Wyłączona linia Poddębice 1 – Szadek	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Poddębice 1 – Adamów
SDE	-	85,103	85,103	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Poddębice 1 – Adamów
Cała grupa	0	85,232	85,233	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Poddębice 1 – Adamów

Tab. 1. Wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do węzłów grupy Poddębice

Węzeł	Moc przyłączeniowa			Stan pracy systemu	Element decydujący o wartości mocy minimalnej	
	Wg [2]	Obliczenia				
		COBYLA	Nomad			
[-]	[MW]	[MW]	[MW]	[-]	[-]	
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%						
BIE	-	128,145	128,145	(n-1)	Wyłączona linia Grodzisk – Sochaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Bielnik – Teresin
BRS	-	71,777	71,777	(n-1)	Wyłączona linia Boryszew – Widok	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Boryszew – Sochaczew
SOC	-	206,123	206,123	(n-1)	Wyłączona linia Błonie – Sochaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew
TER	-	134,285	134,285	(n-1)	Wyłączona linia Bielnik – Teresin	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Sochaczew – Teresin
WDK	-	73,130	73,130	(n-1)	Wyłączona linia Skierniewice – Widok	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Boryszew – Widok
ZYR	-	46,863	46,863	(n-1)	Wyłączona linia Sochaczew – Żyrardów	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Mszczonów – Żyrardów
Cała grupa	120	220,994	221,714	(n-1)	Wyłączona linia Błonie – Sochaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew i Mszczonów – Żyrardów
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%						
BIE	-	129,123	129,123	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Bielnik – Teresin
BRS	-	84,492	84,492	(n-1)	Wyłączona linia Boryszew – Widok	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Boryszew – Sochaczew
SOC	-	263,137	263,137	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew
TER	-	144,581	144,581	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Sochaczew – Teresin
WDK	-	81,661	81,661	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Boryszew – Widok
ZYR	-	54,929	54,928	(n-1)	Wyłączona linia Sochaczew – Żyrardów	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Mszczonów – Żyrardów
Cała grupa	120	279,135	277,962	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew i Mszczonów – Żyrardów

Tab. 2. Wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do węzłów grupy Sochaczew

Element bilansu mocy przyłączeniowych		COBYLA	Nomad
		[MW]	[MW]
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%			
Moc netto dodana do sieci		71,618	71,618
ΔP wynikająca z przyłączenia źródeł		0,836	0,836
Suma mocy przyłączanych		72,454	72,454
Węzły grupy	PDB	4,446	3,904
	POD	64,826	65,361
	SDE	3,181	3,189
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%			
Moc netto dodana do sieci		83,701	83,700
ΔP wynikająca z przyłączenia źródeł		1,531	1,533
Suma mocy przyłączanych		85,232	85,233
Węzły grupy	PDB	4,311	8,376
	POD	77,651	73,298
	SDE	3,270	3,558

Tab. 3. Rozkład mocy źródeł wytwórczych pomiędzy węzłami grupy Poddębice

Element bilansu mocy przyłączeniowych		COBYLA	Nomad
		[MW]	[MW]
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%			
Moc netto dodana do sieci		219,287	219,287
ΔP wynikająca z przyłączenia źródeł		1,707	2,427
Suma mocy przyłączanych		220,994	221,714
Węzły grupy	BIE	32,604	71,030
	BRS	33,707	30,589
	SOC	33,249	21,035
	TER	36,641	30,220
	WDK	35,851	19,897
	ZYR	48,942	48,942
Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%			
Moc netto dodana do sieci		276,14	276,14
ΔP wynikająca z przyłączenia źródeł		2,996	1,822
Suma mocy przyłączanych		279,135	277,962
Węzły grupy	BIE	44,749	15,422
	BRS	44,017	15,710
	SOC	47,889	172,73
	TER	48,172	14,624
	WDK	45,283	10,450
	ZYR	49,027	49,027

Tab. 4. Rozkład mocy źródeł wytwórczych pomiędzy węzłami grupy Sochaczew

- brak przeciążenia elementów sieci (obciążenia max = 100% wartości znamionowych)
- dopuszczone 20-proc. przeciążenie elementów w stanach awaryjnych ($n-1$) (obciążenia max = 120% wartości znamionowych).

Wszystkie obliczenia zostały wykonane dla dwóch wariantów:

- osobno dla każdego węzła wchodzącego w skład danej grupy
- łącznie dla całej grupy, czyli wszystkich węzłów wchodzących w skład grupy.

Dla przedstawionych powyżej założeń wykonano obliczenia, których wyniki zostały zestawione w tabelach:

5. Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzone obliczenia i analizy wykazały możliwości wykorzystania metody optymalizacji typu *black-box* do określania zdolności przyłączeniowych węzłów dowolnej sieci zamkniętej NN. Zaprezentowane w artykule wyniki pozwalają na wyciągnięcie następujących wniosków szczegółowych:

- Analizy i obliczenia zdolności przyłączeniowych mogą być wykonywane przy użyciu pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE bez konieczności wprowadzania jakichkolwiek uproszczeń czy linearyzacji stosowanego modelu
- Metoda może być użyta dla dowolnej konfiguracji węzłów poddawanych analizie. Operator może sam określić skład takich grup węzłów, kierując się przy tym własnymi wytycznymi czy potrzebami
- Zaproponowana metoda pokazuje możliwości uwzględniania w obliczeniach wszelkich ograniczeń istotnych z punktu widzenia poprawnej pracy systemu, takich jak: dopuszczalne poziomy napięcie, dopuszczalne obciążenia linii, maksymalne moce zwarciove w węzłach sieci czy stany awaryjne ($n-1$) pracy systemu
- Dzięki zastosowaniu proponowanej metody możliwe jest określenie newralgicznych elementów sieci, których niedostateczna obciążalność stanowi największą przeszkodę w przyłączeniu dodatkowych mocy wytwórczych. Dzięki temu operator może w prosty sposób określić „wąskie gardła” swojej sieci
- Wyniki uzyskiwane z wykorzystaniem zaproponowanej metody pokazują bardziej realne możliwości przyłączenia nowych mocy wytwórczych przy aktualnej konfiguracji KSE i są znacznie korzystniejsze dla potencjalnych inwestorów niż wyniki otrzymane za pomocą metody węzłów koherentnych. Wykazane niezgodności co do wartości mocy, podawanych oficjalnie przez operatora w [2], potwierdzały wielokrotnie ekspertyzy wykonywane w ramach przeprowadzanych procedur przyłączeniowych dla OZE
- W przypadku posiadania przez operatora programu rozplwowego (co w praktyce często ma miejsce) zaproponowana metoda jest bardzo tania w implementacji. Opiera się ona na algorytmach optymalizacyjnych typu *open source* lub *freeware*, a jedynym warunkiem jej poprawnego działania jest możliwość uzyskiwania obliczeń pośrednich z programu rozplwowego. Zastosowany program MATLAB (jako interfejs obliczeniowy) może zostać w pełni zastąpiony procedurami napisanymi np. w języku Python.

Uwagi dotyczące interpretacji wyników obliczeń:

- Oba testowane algorytmy optymalizacyjne potwierdziły swoją przydatność do rozwiązania zaprezentowanego problemu
- W przypadku określania mocy maksymalnych dla pojedynczych węzłów wyniki otrzymane za pomocą obu algorytmów są jednakowe
- W przypadku określania mocy maksymalnych dla grup węzłów wyniki dla danej grupy, otrzymane za pomocą obu algorytmów, są jednakowe, jednak rozkład mocy pomiędzy poszczególne węzły danej grupy może być inny. W obecnej formie, przy zastosowaniu jedynie ograniczeń opisanych równaniami (2)–(6), nie jest możliwy jednoznaczny, jednakowy

rozdział mocy pomiędzy węzły danej grupy, przy stosowaniu obu algorytmów obliczeniowych

- Przeprowadzone obliczenia potwierdziły, że moc netto, o którą powiększa się bilans mocy rozpatrywanej sieci, jest w niektórych przypadkach większa dla mniejszych wartości mocy przyłączanych jednostek wytwórczych. Dzieje się tak za sprawą lepszej alokacji mocy pomiędzy rozpatrywane węzły i uzyskaniu dzięki temu mniejszych strat mocy czynnej, wywołanych przyłączeniem tych jednostek.

6. Kierunki przyszłych badań

Zaproponowana metoda, dzięki swojej otwartej strukturze, może być w przyszłości rozwijana i udoskonalana bez konieczności ingerowania np. w skomplikowane programy rozplwowe. Do najistotniejszych kierunków dalszych prac rozwojowych można zaliczyć:

- Testowanie nowych algorytmów obliczeniowych zwiększających prędkość działania i dokładność opisywanej metody
- Określenie dodatkowych warunków ograniczających, które doprowadzą do jednoznacznego rozdziału mocy pomiędzy węzły rozpatrywanego obszaru
- Wyeliminowanie oprogramowania komercyjnego (MATLAB) z procesu obliczeniowego, poprzez stworzenie procedur w języku Python i realizacja całej metody w oparciu o to środowisko.

Wszystkie przyszłe prace, również te wymienione powyżej, powinny koncentrować się na stworzeniu w pełni niezależnego, darmowego narzędzia obliczeniowego, które mogłoby być zintegrowane z dowolnym programem obliczania rozplwów.

BIBLIOGRAFIA

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348, z późn. zm.
- Informacja o dostępnych mocach przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym powyżej 1 kV (zaktualizowana za III kw. 2016 r.), PGE Dystrybucja S.A., Biuro Zarządzania Rozwojem Sieci, Lublin [online], <http://www.pgedystrybucja.pl/dystrybucja/dla-klenta/procedury-przylaczeniowe/informacje-o-dostepnych-mocach-przylaczeniowych> [dostęp: 13.03.2017].
- Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, 8–10 czerwca 2011, t. IV, s. 11–15.
- Bajor M., Jankowski R., Widelski G., Area-Wide Management of a Significant Wind Generation as a Way to Ensure a Safe Grid Operation, *Acta Energetica* 2014, No. 3/20, s. 17–22.
- Sobierajski M., Rojewski W., Słabosz S., Metoda liniowej optymalizacji dopuszczalnej generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej, *Acta Energetica* 2011, No. 2/7, s. 55–55.
- Kocot H., Zdolności przyłączeniowe węzłów dystrybucyjnej sieci 110 kV, Konferencja Electrical Power Networks – EPNet 2016, 19–21 września 2016, Szklarska Poręba.

7. Korab R., Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV, *Elektroenergetyka: Współczesność i Rozwój* 2010, nr 2–3 (4–5), s. 46–54.
8. Kacejko P., Pijarski P., Ocena możliwości przyłączeniowych krajowej sieci przesyłowej planowanej na lata 2020–2025 w kontekście prawdopodobnych scenariuszy budowy nowych jednostek wytwórczych, *Rynek Energii* 2013, nr 2, s. 42–47.
9. Przygodzki M. i in., Ocena zdolności przyłączeniowych Krajowego Systemu Przesyłowego w perspektywie długoterminowej, *Przeгляд Elektrotechniczny* 2014, nr 7, s. 123–126.
10. Momoh J.A., *Electric Power System Applications of Optimization*, Second Edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009.
11. Soliman S.A.-H., Mantawy A.-A.H., *Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems*, Springer, doi: 10.1007/978-1-4614-1752-1, 2012.
12. Wędzik A., Siewierski T., Szypowski M., The use of „Black-box” optimization method for determination of connection capacity in electric power grid, *Applied Energy* 2017 [w recenzji].
13. Davis E.F., Modeling and optimization of process engineering problems containing black-box systems and noise, PhD dissertation, New Brunswick, New Jersey, October 2008.
14. Schaul T., *Studies in Continuous Black-box Optimization*, Technische Universität München, PhD dissertation, 2011.
15. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. z 2007 r., nr 93, poz. 623, z późn. zm.
16. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, PSE – Operator S.A., Wersja 2.0. z 15 grudnia 2011 r. [Tekst obowiązujący od dnia: 1 maja 2016 r.].
17. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, PGE S.A., 2013 [Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 1 października 2016 r.].
18. Currie J., Wilson D.I., OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimizers and the Industrial MATLAB User, Savannah, Georgia, USA, 8–11 January 2012.
19. Abramson M.A. i in., The NOMAD project [online], <https://www.gerad.ca/nomad/> [dostęp: 13.03.2017].
20. Audet C., Dennis Jr. J.E., Mesh Adaptive Direct Search Algorithms for Constrained Optimization, *SIAM Journal on Optimization* 2006, No. 17/1, doi: 10.1137/040603371, s. 188–217.
21. Digabel Le S., Algorithm 909: NOMAD: Nonlinear Optimization with the MADS algorithm, *ACM Transactions on Mathematical Software* 2011, No. 37/4, s. 1–15.

Andrzej Wędzik

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

Absolwent Politechniki Łódzkiej. Od 1986 roku pracuje na swojej macierzystej uczelni w Instytucie Elektroenergetyki, obecnie na stanowisku adiunkta. Jego działalność naukowo-badawcza koncentruje się na zagadnieniach związanych z energetyką odnawialną, prawem energetycznym, rynkiem energii i optymalizacją. Od 2007 roku jest przewodniczącym Centralnej Sekcji Energetyki Odnawialnej i Ochrony Środowiska SEP.

Koncepcja zwiększenia elastyczności pracy KSE poprzez realokację pasma rezerwy wtórnej na elektrownie wiatrowe

Autor

Bogdan Czarnecki

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

dobowe bilansowanie KSE, siłownie wiatrowe, uruchomienia JWCD

Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcję realokacji w godzinach pozaszczytowych półpasma regulacji wtórnej, w kierunku zmniejszania generacji z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych na elektrownie wiatrowe. Omówiono mechanizm działania proponowanej nowej usługi regulacyjnej oraz wskazano na potencjalne korzyści z jej wdrożenia w postaci:

- poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE
- unikania odstawień i ponownych uruchomień JWCD ze względu na niedostatek rezerwy wirującej w systemie
- unikania głębokiego prewencyjnego zaniżania mocy elektrowni wiatrowych
- a w konsekwencji obniżenia kosztów funkcjonowania KSE i zwiększenia długookresowej dyspozycyjności JWCD.

1. Zapotrzebowanie KSE na usługi regulacyjne

Analiza trendów zmian średniodobowych wielkości maksymalnego i minimalnego zapotrzebowania na moc w KSE dla poszczególnych miesięcy w roku wykazuje większą dynamikę wzrostu zapotrzebowania na moc w szczytach dobowej krzywej zapotrzebowania w stosunku do doliny nocnej oraz większą dynamikę wzrostu zapotrzebowania na moc latem w stosunku do miesięcy zimowych. Wskazuje to na narastanie problemów związanych z dobowym bilansowaniem KSE i dodatkowymi uruchomieniami JWCD w szczycie krzywej obciążenia i odstawieniami w dolinie.

Obserwowany jest również wzrost maksymalnych rejestrowanych 15-min. gradientów zmian zapotrzebowania odbiorców na moc, zarówno dla wzrostu, jak i spadku zapotrzebowania. Zauważalna jest również tendencja wzrostu prawdopodobieństwa występowania dużych 15-min. zmian zapotrzebowania na moc. Wskazuje to na rosnącą rangę zasobów regulacyjnych, pozwalających w szerokim zakresie mocy oddawanej do sieci na nadążanie za szybkimi zmianami zapotrzebowania na moc.

Na podstawie dokumentów i opracowań strategiczno-planistycznych, w perspektywie do 2025 roku przewiduje się:

- średnioroczny wzrost zapotrzebowania na moc szczytową na poziomie ok. 1,2–1,8%
- szczytowe zapotrzebowanie na moc ok. 30 GW.

A w perspektywie do 2050 roku zakłada się, że:

- średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię na poziomie ok. 5%

- zapotrzebowanie na energię elektryczną w zakresie 220–240 TWh.

W perspektywie najbliższych lat spodziewany jest również znaczący rozwój energetyki odnawialnej, w tym energetyki opartej na wykorzystaniu biomasy, wiatru i energii słonecznej (PV). Przewiduje się, że fotowoltaika w przyszłości nie będzie stanowiła zagrożenia z punktu widzenia dobowego bilansowania KSE. Generowanie mocy do sieci w godzinach dziennych, w korelacji ze szczytowym obciążeniem w KSE (w okresie letnim), będzie wspomagać pokrycie szczytowego zapotrzebowania i ułatwi dobowe bilansowanie KSE. Wpłynie to na zmniejszenie zapotrzebowania na moc interwencyjną w miesiącach maj – sierpień. W miesiącach zimowych nie występuje korelacja pomiędzy generacją PV i szczytem zapotrzebowania na moc, co przy zwiększonej w okresie zimowym generacji wiatrowej będzie powodowało wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne.

Wzrost mocy zainstalowanej generacji wiatrowej pogłębi problemy związane z dobowym bilansowaniem KSE. Z punktu widzenia zapotrzebowania na usługi regulacyjne i bilansujące wzrost mocy zainstalowanej generacji wiatrowej będzie powodował następujące sytuacje:

- w okresie niskiego obciążenia w dolinie, przy wysokim poziomie generacji wiatrowej, zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących JWCD konwencjonalnych ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE. Można oczekiwać, że w przyszłości zwiększy się zapotrzebowanie na zasoby umożliwiające zwiększenie obciążenia

w dolinie krzywej obciążenia (praca pompowa ESP, a w przyszłości m.in. zasobniki energii)

- w horyzoncie 10–15 lat w dolinie obciążenia sumaryczna moc generacji nJWCD (wynikająca przede wszystkim ze wzrostu mocy zainstalowanej OZE) może w szczególnych przypadkach przekroczyć wielkości zapotrzebowania na moc w KSE, co spowoduje brak możliwości pracy odpowiedniej ilości jednostek JWCD, wynikającej z zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE (JWCD tzw. *must run* określane przez OSP na ~3 GW latem i ~4 GW zimą).

Do powyższego należy dodać wzrost błędów prognoz na dobę następną. Dotyczy to przede wszystkim prognoz generacji OZE, ale również zapotrzebowania odbiorców na moc, co w konsekwencji będzie prowadziło do powstawania błędów zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD:

- Ze względu na sezonową zmienność produkcji GW błędy prognozy generacji wiatrowej na dobę następną będą zdecydowanie większe w miesiącach zimowych niż letnich. Z punktu widzenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE istotne są błędy polegające na niedoszacowaniu generacji wiatrowej w nocy i przeszacowaniu w szczycie;
- Maksymalny zarejestrowany dotychczas błąd prognozy generacji wiatrowej wyniósł ok. 1200 MW, zarówno w szczycie, jak i w dolinie obciążenia przy mocy zainstalowanej GW na poziomie 5000 MW. Z dużym prawdopodobieństwem obecnie błędy te mogą przyjmować wartości w przedziałach: w dolinie obciążenia w granicach 900–1200 MW i w szczycie 500–1200 MW. W miarę wzrostu mocy zainstalowanej GW bezwzględna wartość błędu prognozy będzie rosła;
- Statystycznie błędy prognozy zapotrzebowania na moc na następną dobę są większe w miesiącach zimowych niż letnich. Z punktu widzenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE istotne są błędy polegające na przeszacowaniu zapotrzebowania na moc w dolinie nocnej i niedoszacowaniu w szczycie;
- Analiza danych historycznych wskazuje, że błędy prognozy zapotrzebowania na moc w dolinie obciążenia mogą się wahać w granicach 500–1000 MW, a w szczycie 700–1300 MW. Widoczna jest również tendencja do zwiększania się błędów prognoz zapotrzebowania na moc;
- Błędy prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD mogą się kumulować. Największe błędy prognoz zapotrzebowania do pokrycia przez JWCD, a w związku z tym największe zapotrzebowanie na usługi rezerwy mocy, zarówno w kierunku zwiększenia, jak i zmniejszenia generacji JWCD, występowało w miesiącach zimowych, a skrajne wartości błędów wyniosły 2150 MW w szczycie obciążenia oraz ok. 1750 MW w dolinie obciążenia.

Przywołane czynniki przyczynią się do utrudnień w dobowym bilansowaniu KSE. Na podstawie danych historycznych można stwierdzić, że z prawdopodobieństwem ok. 95% błąd prognozy GW wyniósł do 10% mocy zainstalowanej generacji wiatrowej. Oznacza to, że na każdy 1 GW zainstalowanej generacji wiatrowej wymagane jest dodatkowo ok. 100 MW rezerwy mocy. W przypadku, gdyby OSP chciał podnieść poziom ufności w zakresie dostępności rezerwy interwencyjnej (np.: 97%), wymagany

poziom rezerwy interwencyjnej na każdy 1 GW mocy zainstalowanej GW drastycznie rośnie.

Wzrost mocy źródeł OZE o dużej zmienności mocy oddawanej do sieci zwiększy również zapotrzebowanie na szybką rezerwę interwencyjną, pozwalającą na bilansowanie gwałtownych zmian mocy oddawanej do sieci przez te źródła (zarówno w kierunku zwiększenia, jak i zmniejszenia generacji). Do 2030 roku planowana moc zainstalowana generacji OZE będzie wynosiła ok. 18,5 GW. Tak znaczny przyrost mocy przyczyni się do zwiększenia gradientów zmian oddawanej mocy i zwiększy wymagany zakres mocy interwencyjnej w KSE.

Jak wspomniano, dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc jest większa w szczytach niż w dolinach krzywej obciążenia. Będzie to prowadziło do wzrostu różnicy pomiędzy dolinowym i szczytowym zapotrzebowaniem na moc w KSE w obrębie doby, co z kolei będzie powodowało konieczność uruchamiania dodatkowych JWCD w szczycie i odstawiania w godzinach nocnych, co już w chwili obecnej przyczynia się do wzrostu kosztów funkcjonowania KSE.

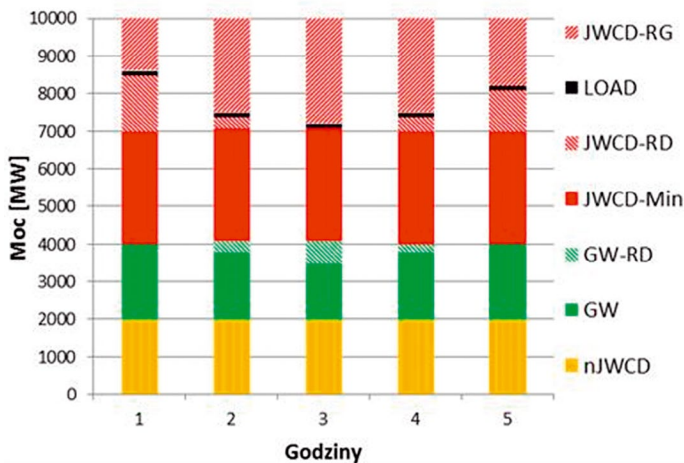
2. Realokacja pasma rezerwy wtórnej na elektrownie wiatrowe

Jak już wspomniano, dobowy zmienność zapotrzebowania na moc wymusza odstawienia i uruchomienia JWCD w cyklu dobowym. Liczba odstawień rośnie na skutek konieczności zapewnienia rezerwy regulacyjnej w kierunku zmniejszania generacji JWCD. Jednocześnie znaczna część pasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji nie jest wykorzystywana w typowych warunkach prowadzenia ruchu sieci.

Farmy wiatrowe mogą realizować zmianę mocy czynnej w kierunku zmniejszania generacji, lecz nie mają możliwości jej realizowania „w górę”, przy standardowej pracy (bez wcześniejszego zaniżenia mocy oddawanej do sieci w stosunku do chwilowego potencjału wiatru). Zakłada się, że korzyści z realokacji części pasma rezerwy wtórnej na elektrownie wiatrowe z wykorzystaniem regulatora LFC będą wynikały z:

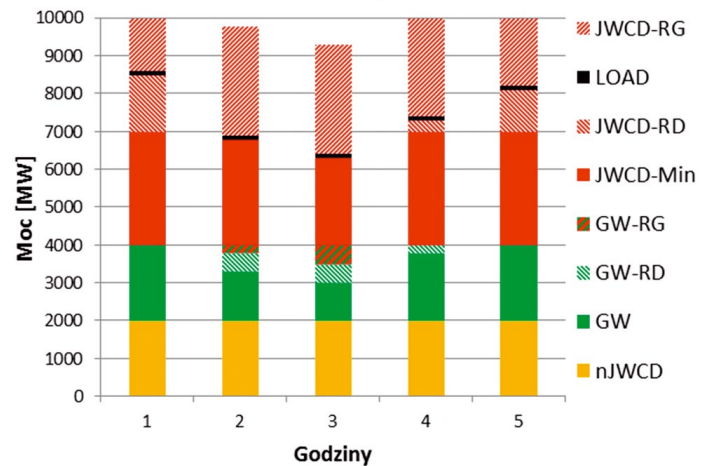
1. umożliwienia pracy większej liczby JWCD z mocą minimum technicznego w nocnej dolinie obciążenia, a co za tym idzie uniknięcia interwencyjnych odstawień JWCD, które generują dodatkowe koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, związane z ponownymi uruchomieniami w szczycie zapotrzebowania na moc (koszty uruchomień plus koszty przyspieszonego zużycia bloków)
2. unikania sytuacji, w których moc oddana do sieci przez elektrownie wiatrowe będzie ograniczana (alokacja rezerwy, która zazwyczaj nie jest wykorzystywana, lecz niezbędna z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE)
3. umożliwienia automatycznej redukcji generacji OZE w sytuacji naruszenia warunków bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE (JWCD *must run*)
4. unikania głębokich, prewencyjnych redukcji mocy OZE ze względu na domniemanie zagrożenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu sieci, zastąpione przez ograniczenia mocy OZE o dokładnie zadaną wielkość i czas, a następnie zniesienie ograniczeń niezwłocznie po ustąpieniu przyczyn zaburzenia.

Alokacja rezerwy wtórnej pomiędzy JWCD i GW



Rys. 1. Planowanie alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i GW

Wykorzystanie rezerwy wtórnej alokowanej na GW



Rys. 2. Wykorzystanie rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji alokowanej na GW

3. Planowanie pracy KSE na dobę następną

Algorytm podziału pasma regulacji wtórnej „w dół” przez LFC pomiędzy JWCD i OZE w dolinie obciążenia powinien, w zależności od warunków bilansowania KSE w kolejnych kwadransach doby:

A. $\Sigma_{JWCD} (BPP) > \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH} + P_{wmax_red})$, (suma bieżących punktów pracy JWCD jest większa od sumy ich minimów technicznych powiększonych o pasmo regulacji w kierunku zmniejszania generacji)

- całe pasmo regulacji w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji alokowane na JWCD
- brak alokacji pasma regulacji wtórnej na GW

B. $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH}) < \Sigma_{JWCD} (BPP) < \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH} + P_{wmax_red})$, (suma BPP JWCD znajduje się pomiędzy sumą ich minimów technicznych i sumą ich minimów technicznych powiększoną o wymaganą rezerwę w kierunku zmniejszania generacji)

- całe półpasmo regulacji w kierunku zwiększania generacji alokowane na JWCD
- fragment półpasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na JWCD w ilości $P_{wmax_red_JWCD} = \Sigma_{JWCD} (BPP) - \Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH})$, (suma BPP i suma minimów technicznych) priorytet wykorzystania tego fragmentu półpasma regulacji w dół
- fragment półpasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW w ilości $P_{wmax_red_GW} = P_{wmax_red} - P_{wmax_red_JWCD}$ (pozostała część wymaganego zakresu regulacji w kierunku zmniejszania generacji, która nie została alokowana na JWCD)

C. $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH}) = \Sigma_{JWCD} (BPP)$, w kwadransie doby, w którym zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD jest najmniejsze, cała rezerwa w kierunku zmniejszania alokowana jest na GW

- całe półpasmo regulacji w kierunku zwiększania generacji alokowane na JWCD
- całe półpasmo regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW.

Zasadę podziału alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i generację wiatrową przedstawiono na rys. 1. Przyjęto następujące oznaczenia:

- nJWCD – moc oddawana do sieci przez JWCD konwencjonalne
- GW – moc oddawana do sieci przez generację wiatrową
- GW-RD – rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji alokowana na GW
- GW-RG – rezerwa wtórna w kierunku zwiększania generacji alokowana na GW¹
- JWCD-Min – suma minimów technicznych JWCD
- JWCD-RD – rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji alokowana na JWCD
- LOAD – zapotrzebowanie odbiorców na moc
- JWCD-RG – rezerwa wtórna w kierunku zwiększania generacji alokowana na JWCD.

Suma $(GW - RD + JWCD - RD)$ jest wartością stałą, natomiast obydwie składowe mogą się zmieniać z kwadransa na kwadrans. Na rys. 1 w godzinach od 2 do 4 rezerwa wtórna jest alokowana na elektrownie wiatrowe, przy czym o godzinie 3, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD jest równe sumie ich minimów technicznych, rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji jest w całości alokowana na elektrownie wiatrowe. Zakłada się, że rezerwa pierwotna może być świadczona przez JWCD w paśmie 2,5% P_N poniżej minimum technicznego.

¹ Występuje wyłącznie w przypadku operacyjnego wykorzystania GW-RD (tylko rys. 2).

Jeżeli w trakcie planowania pracy systemu przyjąć, że w dolinie, w kwadransie o najmniejszym planowanym obciążeniu „do pokrycia przez JWCD” będą one pracowały z mocami minimum technicznych, powyższy algorytm:

1. Umożliwia pracę większej liczby JWCD w dolinie obciążenia, co wpływa na obniżenie kosztów związanych z koniecznością odstawiania części bloków w dolinie oraz ponownego uruchamiania w celu pokrycia zapotrzebowania w szczycie
2. Pozwala na unikanie prewencyjnego ograniczania mocy GW w celu zapewnienia regulacyjności systemu.

Co do zasady, planując pracę KSE, nie powinno się planować zaniżania mocy nJWCD, jeżeli nie wynika to z generacji JWCD wymuszonej ograniczeniami systemowymi.

4. Prowadzenie ruchu KSE

Należy założyć, że prowadzenie ruchu KSE będzie odbiegało od planu ze względu na błędy prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD. Wykorzystanie pasma regulacji wtórnej w kolejnych przedziałach 15-min. będzie związane z realizacją następującego algorytmu:

D. $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN_TECH}) > \Sigma_{JWCD} (BPP) > \Sigma_{JWCD} (JWCD_{MustRun})$ – zapotrzebowanie do pokrycia przez JWCD jest mniejsze od sumy ich minimum technicznych, ale większe od generacji JWCD wymuszonej ograniczeniami systemowymi²

- godziny 2 i 3. Częściowo półpasma w kierunku zwiększania generacji alokowane na GW; priorytet wykorzystania (GW-RG na rys. 2)
- całość półpasma w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW (GW-RD).

W rozważanym przykładzie GW świadczy usługę rezerwy wtórnej w kierunku zwiększania generacji. W paśmie zaniżonej mocy oddawanej do sieci przez GW pracują JWCD z mocami minimum technicznego. W przypadku częściowego lub całkowitego wykorzystania zaplanowanego pasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowanego na GW technicznie możliwe jest utrzymanie na niezmiennym poziomie wielkości tego pasma.

W przypadku nieprzewidzianych (i niezaplanowanych) zdarzeń w KSE, takich jak m.in. błędy prognoz zapotrzebowania na moc, generacji OZE, gdy:

- JWCD pracują z mocą minimum technicznych
- moc do pokrycia przez JWCD będzie mniejsza od sumy ich minimum technicznych
- pasmo regulacji w dół alokowane na GW zostało całkowicie wykorzystane, oraz
- odstawienie JWCD lub nJWCD konwencjonalnych jest utrudnione technicznie lub związane z nadmiernymi kosztami możliwe jest zaniżenie generacji wiatrowej poniżej założonego na etapie planowania pasma regulacji w dół z zachowaniem przez GW zdolności do świadczenia usługi rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji. Graficznie przedstawiono taką sytuację na rys. 2.

Zakres regulacji mocy czynnej na farmie wiatrowej zależy jest od możliwości technicznych poszczególnych turbin wiatrowych oraz aktualnych warunków pogodowych. Sterowanie mocą czynną w zależności od wymaganej wartości zniżenia odbywa się w zależności od rozwiązań zaimplementowanych przez producentów turbin:

1. Redukcja jest realizowana na kolejnych pojedynczych turbinach do osiągnięcia ich mocy minimalnej
2. Redukcja jest realizowana na wszystkich turbinach równocześnie do osiągnięcia ich mocy minimalnej, po czym następują kaskadowe wyłączenia turbin do osiągnięcia mocy zadanej farmy.

Zasadniczo nowym zagadnieniem z punktu widzenia OSP byłby sposób sterowania mocami poszczególnych farm wiatrowych. Regulator LFC (dawniej ARCM) przekazuje sygnał sterowania mocą JWCD bezpośrednio do tych jednostek, a OSP może obserwować w trybie online zmiany mocy oddawanej do sieci przez poszczególne jednostki. Regulator centralny LFC umożliwia indywidualne załączanie lub wyłączanie JWCD udziału w regulacji pierwotnej oraz wtórnej na poszczególnych JWCD. Ponieważ moc zainstalowana większości z farm, które mogłyby uczestniczyć w regulacji, jest zbyt mała z punktu widzenia OSP, być może będą musiały być agregowane obszarowo, a możliwości regulacyjne wynikające z parametrów technicznych i lokalnych warunków pogodowych byłyby oferowane dla OSP zbiorczo przez podmioty odpowiedzialne za agregację. Mielibyśmy zatem do czynienia z hierarchiczną strukturą sterowania rezerwą wtórną, w której OSP obserwowałby jedynie zbiorczo grupę farm wiatrowych, natomiast praca poszczególnych farm, a tym bardziej turbin wchodzących w ich skład, byłaby dla OSP znana powykonańczo.

5. Podsumowanie i wnioski

Ograniczanie mocy jednostek nJWCD w dolinie obciążenia może wynikać z konieczności utrzymania minimalnej wymaganej liczby pracujących JWCD i równocześnie zapewnienia pasma regulacji mocy czynnej w kierunku zmniejszania generacji (JWCD pracują z mocą powyżej minimum technicznego, w związku z czym są w stanie automatycznie lub na polecenie OSP obniżyć moc oddawaną do sieci). Rezerwa wirująca w kierunku zmniejszenia generacji jest niezbędna dla niezawodnego prowadzenia ruchu sieci, ale nie jest tożsama ze zmniejszaniem generacji. Jest to rodzaj opcji, którą OSP może wykorzystać, jeżeli zajdzie taka potrzeba. OSP, zamiast alokacji rezerwy w kierunku zmniejszania generacji w dolinie na JWCD, mógłby ją alokować na nJWCD. Zagrożenie ograniczania mocy nJWCD występuje wyłącznie w warunkach bardzo dużej mocy oddawanej przez nie do sieci. W związku z tym, z punktu widzenia OSP nie ma zagrożenia, że usługa ta będzie się charakteryzowała niedostateczną dyspozycyjnością. Korzyści takiego rozwiązania są następujące:

1. Pozwoliłoby na uniknięcie dużych redukcji mocy nJWCD w warunkach, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD w dolinie (powiększone o rezerwę w kierunku zmniejszania

² Brak zagrożenia bezpieczeństwa KSE, trudności techniczne lub wysokie koszty odstawienia nJWCD konwencjonalnych i JWCD.

- generacji) jest mniejsze od minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD wymuszonego bezpieczeństwem pracy KSE. Rezerwa wtórna alokowana na jednostkach nJWCD (w odróżnieniu od prewencyjnego redukowania mocy) powoduje, że ewentualne ograniczanie mocy FW byłoby ściśle związane z chwilowymi warunkami pracy KSE i po ustąpieniu zagrożenia automatycznie byłoby anulowane. Centralny regulator, śledząc w trybie online generację na terenie całego kraju, precyzyjnie określa chwilowe wartości redukcji – stosownie do warunków panujących w KSE i anuluje redukcje w momencie, gdy ustępuje przyczyna zaniżania mocy FW;
2. Produkcja utracona w związku z pracą w regulacji jednostek nJWCD byłaby znacznie mniejsza niż w przypadku prewencyjnego ograniczania ich mocy o dużą wartość w całej dolinie nocnej, ze względu na zagrożenie bezpieczeństwa pracy KSE. Poprawiłoby to bilans produkcji energii z OZE;
 3. OSP otrzymałby dodatkowe narzędzie regulacyjne, które pod względem technicznym byłoby identyczne z regulacją na blokach ciepłych. Centralny regulator LFC automatycznie po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych na JWCD uruchamiałby regulację polegającą na zaniżeniu mocy elektrowni wiatrowych;
 4. Zdolności regulacyjne elektrowni wiatrowych byłyby wykorzystywane do poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE;
 5. Obniżone zostałyby koszty funkcjonowania KSE. Pozwoliłoby to na unikanie nocnych odstawień JWCD i ponownych porannych uruchomień ze względu na małe dolinowe pasmo zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD. Alokacja znacznej części rezerwy wtórnej na nJWCD z jednej strony

pozwołyłaby na pracę dodatkowych JWCD z mocą równą minimum technicznemu bloków, a z drugiej strony minimalizowałaby ryzyko ograniczania mocy nJWCD;

6. Zwiększenie mocy zainstalowanej bloków JWCD pracujących w dolinie obciążenia umożliwiłoby pokrycie większego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, bez potrzeby uruchamiania dodatkowych JWCD w szczycie.

Czynniki wymienione powyżej przyczyniają się do obniżenia łącznych kosztów funkcjonowania KSE ze względu na zmniejszenie produkcji utraconej GW oraz unikanie kosztów odstawień i ponownych uruchomień JWCD. Warunkiem bezwzględnie koniecznym jest zapewnienie przez nJWCD standardów technicznych i komunikacyjnych świadczenia usług regulacyjnych identycznych z tymi, które oferują JWCD.

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od 1.01.2015 [online], www.pse-operator.pl [dostęp: 17.02.2017].
2. Bućko P., Regulowane usługi systemowe w zakresie mocy czynnej, Politechnika Gdańska, Monografie 109, Gdańsk 2011.
3. Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrożenia systemu LFC, PSE-Operator SA, Konstancin-Jeziorna 4.08.2011.
4. Krzywa wytwarzania mocy biernej przez siłownię wiatrową G8x, Gamesa, 2009.
5. Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps; Technical Report NREL/TP-5D00-60574.

Bogdan Czarnecki

mgr inż., MBA

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Uniwersytetu Elektrotechnicznego w Petersburgu (1990), absolwent studiów MBA Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów (2002).

Od 2000 roku jest kierownikiem Zakładu Strategii i Rozwoju Systemu w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się m.in. zagadnieniami związanymi z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Warunki napięciowe w sieci niskiego napięcia z przyłączoną mikrogeneracją

Autor

Robert Kowalak

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

generacja rozproszona, sieć niskiego napięcia, poziomy napięć, mikrogeneracja

Streszczenie

Wprowadzenie generacji rozproszonej do sieci niskiego napięcia może spowodować w niej problemy natury napięciowej. W artykule zaprezentowano wpływ mikrogeneracji na poziomy napięć w sieci niskiego napięcia. Do przeprowadzenia analizy wytypowano rzeczywistą sieć niskiego napięcia o znacznej długości. Sieć zasilą przede wszystkim budynki mieszkalne zlokalizowane na terenie wiejskim. Dla analizowanej sieci zaprezentowano również wyniki badań uwzględniające potencjalne środki, które można w tej sieci zastosować, aby poprawić warunki napięciowe.

1. Wstęp

Obserwowany na przestrzeni ostatnich lat wzrost zaangażowania ze strony rządów oraz licznych organizacji w promowanie wśród społeczeństw świadomości ekologicznej przyczynił się do dynamicznego rozwoju gałęzi energetyki, jakim jest generacja rozproszona. Również w naszym kraju widoczny jest rozwój generacji rozproszonej, opartej przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii (OZE). OZE uważane są za istotne dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, gdyż ich praca przyczynia się do zmniejszenia zależności od importowanych paliw kopalnych. Z punktu widzenia ekologii mają też wpływ na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Czynnikiem mającym wpływ na wzrost zainteresowania tą technologią są również ponoszone przez odbiorcę koszty wytwarzania i przesyłu energii pochodzącej z konwencjonalnych elektrowni, przy równocześnie obniżających się kosztach technologii OZE [1].

W miarę rozwoju technologii w sieci niskiego napięcia będzie się pojawiać coraz więcej źródeł energii elektrycznej o małych mocach, w szczególności OZE. Źródła rozproszone współpracujące z siecią niskiego napięcia przyczyniły się do powstania pojęć mikrogeneracji i mikroźródeł. Oznaczają one wytwarzanie energii elektrycznej na małą skalę. Do mikroźródeł zalicza się mikroturbiny gazowe i wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne i paliwowe oraz mikroturbiny na biopaliwa [2]. Odbiorcy energii elektrycznej, podłączeni do sieci niskiego napięcia, którzy dokonają inwestycji w mikrogenerację ukierunkowaną na własny użytek, stają się prosumentami, czyli jednocześnie producentami i konsumentami energii elektrycznej. Prosumenci wykorzystują wytworzoną energię elektryczną głównie na własny użytek, a jej ewentualne nadwyżki mogą sprzedawać do sieci zasilającej. Prosumentami mogą więc być gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne lub małe przedsiębiorstwa.

W Polsce energetyka prosumencka jest powiązana z wykorzystaniem OZE. Udział źródeł odnawialnych w rynku energetycznym ma stanowić 20%, z czego przyjmuje się, że 10% energii będą generować prosumenci [3].

W sieci niskiego napięcia największą popularnością jako mikroźródła cieszą się instalacje fotowoltaiczne i małe elektrownie wiatrowe, o mocach rzędu pojedynczych kilowatów. Ich praca w sieci niskiego napięcia oprócz korzyści może, niestety, nieść też pewne zagrożenia. Z jednej strony źródła te wymagają obecności elementów energoelektronicznych, których praca przyczynia się do pojawienia wyższych harmonicznych prądów, a więc tym samym wywołuje odkształcenia przebiegów napięciowych. Z drugiej strony praca tych źródeł może przyczynić się do znaczących mian wartości napięcia w tej sieci, co nie jest korzystne dla pracujących tam urządzeń, a związane może być ze znaczącym obciążeniem tej sieci, czy wręcz z odwróceniem kierunku przepływu mocy. To właśnie na tym zagadnieniu koncentruje się niniejszy artykuł.

Należy zdawać sobie sprawę z tego, że w miarę wzrostu świadomości społeczeństwa i rozwoju technologii, przy równoczesnym obniżaniu się kosztów instalacji mikroźródeł, coraz więcej odbiorców energii może chcieć zostać posiadaczem takiego mikroźródła. W efekcie nasycenie tymi elementami w sieci niskiego napięcia może stać się na tyle znaczne, że może doprowadzić do nieprawidłowej pracy takiej sieci.

2. Mikroźródła i ich przyłączanie do sieci

Podłączenie nawet małego źródła energii do systemu elektroenergetycznego nie jest sprawą dowolną, ale regulowane jest odpowiednimi przepisami. Aktami prawnymi w naszym kraju, które określają warunki pracy i przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci są: ustawa *Prawo Energetyczne* z 10 kwietnia 1997 roku wraz z późniejszymi zmianami [4], ustawa o OZE

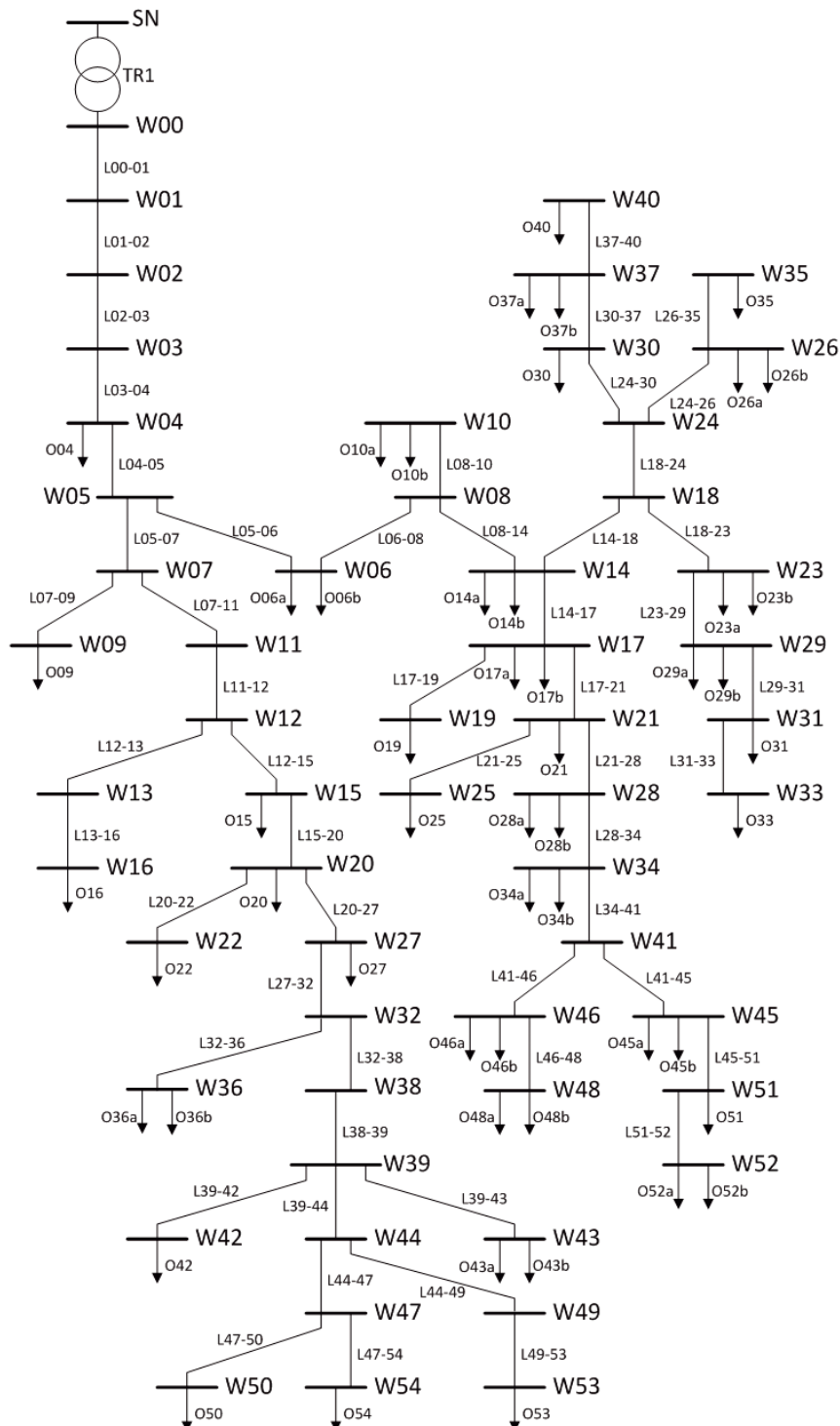
wraz ze zmianami [5] oraz Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku [6].

Źródła o mocy znamionowej nieprzekraczającej 40 kW mogą być podłączane w sieci nn bezpośrednio w każdym punkcie sieci. Warunki, które muszą być jednak przy tym spełnione, określone są w IRiESD odpowiednich operatorów (np. [7]), do których sieci taka instalacja ma zostać podłączona.

Jak już wspomniano, największą popularnością jako mikroźródła cieszą się małe elektrownie wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne. Wynika to w pewnej mierze z ceny tych instalacji, która ulega

ciągłemu obniżaniu, przez co stają się one dostępne dla coraz większej liczby potencjalnych inwestorów. Ponadto rośnie też ekologiczna świadomość społeczeństwa.

Turbina wiatrowa dokonuje zamiany energii kinetycznej strumienia powietrza na energię mechaniczną, która w generatorze zamieniana jest na energię elektryczną. Rozróżnia się dwa typy turbin, ze względu na położenie osi wirnika: z poziomą osią obrotu – HAWT (ang. *Horizontal Axis Wind Turbines*) oraz z pionową osią obrotu – VAWT (ang. *Vertical Axis Wind Turbines*) [8]. Pierwsze wykorzystywane są częściej i mają większą



Rys. 1. Struktura analizowanej sieci nn

sprawność. Natomiast drugie charakteryzują się pracą niezależną od kierunku wiatru, ale posiadają mały moment rozruchowy [9]. Podział turbin wiatrowych może być wykonany także na podstawie innych kryteriów, np. ze względu na wyróżnik szybkobieżności (wolno, średnio i szybkobieżne).

Ogniwa fotowoltaiczne przekształcają energię promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Za to przekształcenie jest odpowiedzialne zjawisko fotoelektryczne zachodzące w półprzewodnikowej strukturze fotoogniwa. Ogniwa te wytwarzane są w postaci modułów, które łączy się ze sobą w celu uzyskania pożądanej mocy. Praca ogniw zależna jest od warunków atmosferycznych (nasłonecznienie, temperatura) oraz zastosowanego materiału półprzewodnikowego (krzem, german, selen). Z siecią zasilającą łączone są za pomocą falownika, dostosowującego parametry energii pochodzącej z ogniw do warunków sieciowych [2].

3. Charakterystyka obiektu i jego model

Jako obiekt badań wytypowano sieć wiejską położoną na terenie województwa pomorskiego o znacznej długości (najdalej położony odbiór znajduje się w odległości 713 metrów od stacji transformatorowej SN/nn). Strukturę analizowanej sieci zaprezentowano na rys. 1. Jest to sieć napowietrzno-kablowa promieniowa z rozgałęzieniami zasilana z transformatora SN/nn o mocy znamionowej 160 kVA, w skład której wchodzi 20 odcinków napowietrznych wykonanych za pomocą przewodów typu AsXSn o przekrojach 70, 35, 25 i 16 mm² oraz 34 odcinków kablowych wykonanych kablami YAKY i YAKXS (jeden odcinek) o przekroju 120 mm². Do sieci przyłączeni są odbiorcy o mocach przyłączeniowych 10,5; 12,5 i 16,5 kVA odpowiednio w liczbie – 14, 23 i 15. W ramach badań wykonano sprawdzenie kształtowania się poziomów napięć dla kilku wariantów obciążenia i generacji. Na podstawie profili obciążenia dla 2017 roku, zawartych w załączniku nr 5 do IRIESD [7], oraz znanych wartości mocy przyłączeniowych określono spodziewane obciążenia w modelowanej

sieci, przyjmując, że na danym terenie przeważają odbiorcy charakteryzujący się profilami obciążenia typu A i B. Na rys. 2 zaprezentowano maksymalne i minimalne wartości obciążenia dla poszczególnych godzin doby, wynikające z podanych profili obciążenia. Na ich podstawie przyjęto, że przy obciążeniu maksymalnym każdy z odbiorców pracuje z 20,0% wartości swojej mocy przyłączeniowej, a dla obciążenia minimalnego z wartością 4,7%.

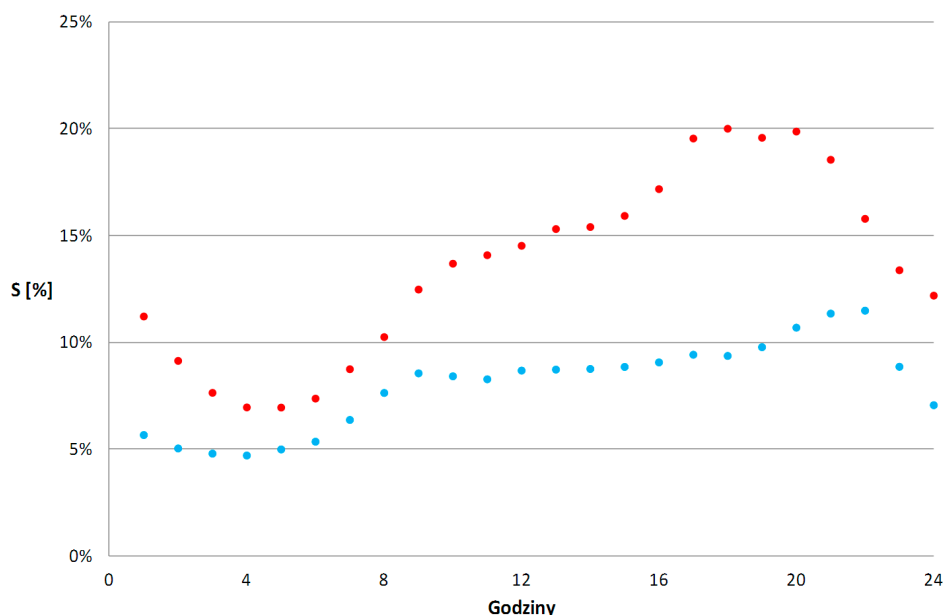
Natomiast dla okresu najsilniejszego nasłonecznienia w czasie doby przyjęto odpowiednio wartości: jako największe obciążenie poziom 15,3%, a jako najmniejsze – 8,3%.

Przy rozpatrywaniu wariantów generacji w badanej sieci przyjęto, że rozpatrywane będą oba z najczęściej spotykanych typów mikroźródeł: przydomowe elektrownie wiatrowe oraz ogniwa fotowoltaiczne.

Elektrownie wiatrowe charakteryzują się dużą zmiennością i tym samym pewną nieprzewidywalnością generacji, wynikającą z warunków wietrznych. Elektem tego jest to, że np. maksymalna generacja może wystąpić praktycznie w dowolnej godzinie doby, podobnie jak całkowity jej brak. Przykładowe przebiegi zmienności generacji elektrowni wiatrowej można znaleźć w [10, 11].

Ogniwa fotowoltaiczne również charakteryzują się dużą zmiennością generacji, ale są nieco bardziej przewidywalne. Wiadomo bowiem, że w okresie nocnym występuje w przypadku tych źródeł brak generacji. Natomiast największą moc można uzyskać w tych źródłach w czasie dnia w godzinach 11–13 [3, 10, 12, 13] przy założeniu, że będzie odpowiednie nasłonecznienie (brak zachmurzenia).

Na potrzeby badań przyjęto, że moc znamionowa rozpatrywanych źródeł pracujących w sieci nn będzie na poziomie 5 kW. Rozpatrzono dla układu dwa warianty OZE: tylko źródła wiatrowe oraz tylko ogniwa fotowoltaiczne. Dla analizy pracy źródeł wiatrowych przyjęto poziomy generacji 30% i 100% oraz rozpatrywano maksymalne i minimalne obciążenie sieci. Natomiast dla źródeł fotowoltaicznych uwzględniono tylko generację na poziomie 100% oraz najmniejsze i największe spodziewane obciążenie



Rys. 2. Przyjęte wartości obciążenia w czasie doby na podstawie profili obciążenia dla roku 2017: • maksymalne obciążenie, • minimalne obciążenie

w sieci dla tego przedziału czasowego doby, gdy taka generacja jest możliwa. Przyjęto w miarę równomierne rozłożenie lokalizacji mikroźródeł w sieci – w węzłach W06, W14, W17, W23, W27, W30, W35, W40, W45, W50, W54.

Badania przeprowadzono przy wykorzystaniu oprogramowania DlgSILENT PowerFactory®.

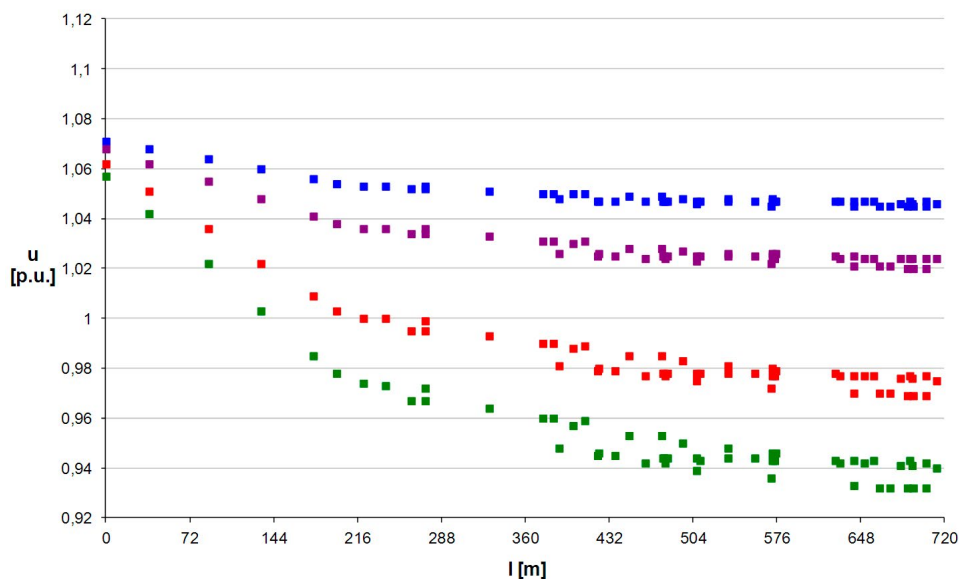
4. Wyniki badań

W pierwszej kolejności przeprowadzono badania pozwalające na określenie poziomów napięć w badanej sieci przy założeniu braku jakiegokolwiek generacji, natomiast dla różnych poziomów obciążenia. Badania te pozwoliły również na odpowiednie ustawienie napięć zasilających (przekładnia transformatora), tak aby

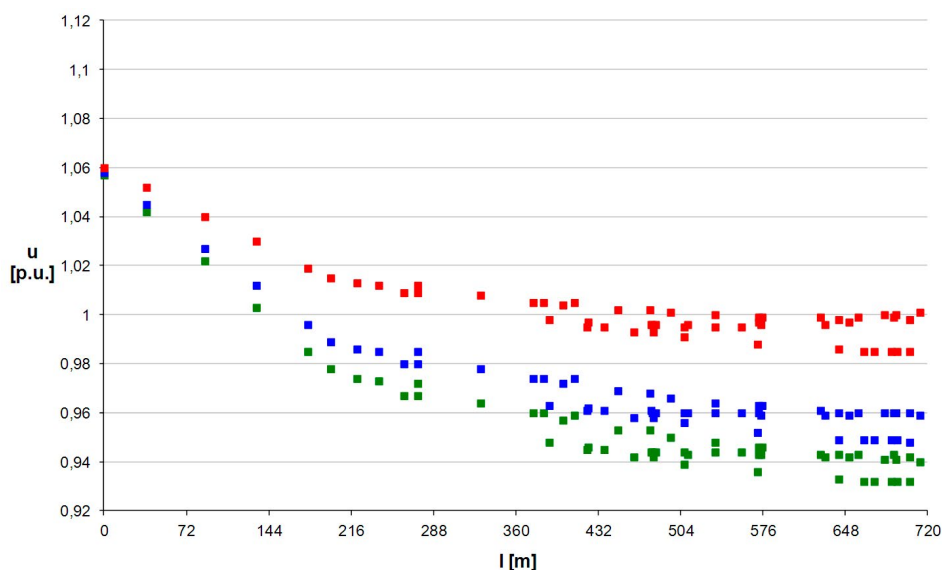
w sieci nie występowały przekroczenia napięciowe. Stanowiło to punkt wyjściowy do kolejnych analiz. Należy bowiem pamiętać, że pracujące transformatory SN/nn nie prowadzą regulacji napięcia za pomocą przełącznika zaczerpów w sposób automatyczny.

Wyniki obrazujące rozkład napięć w sieci bez generacji zaprezentowano na rys. 3.

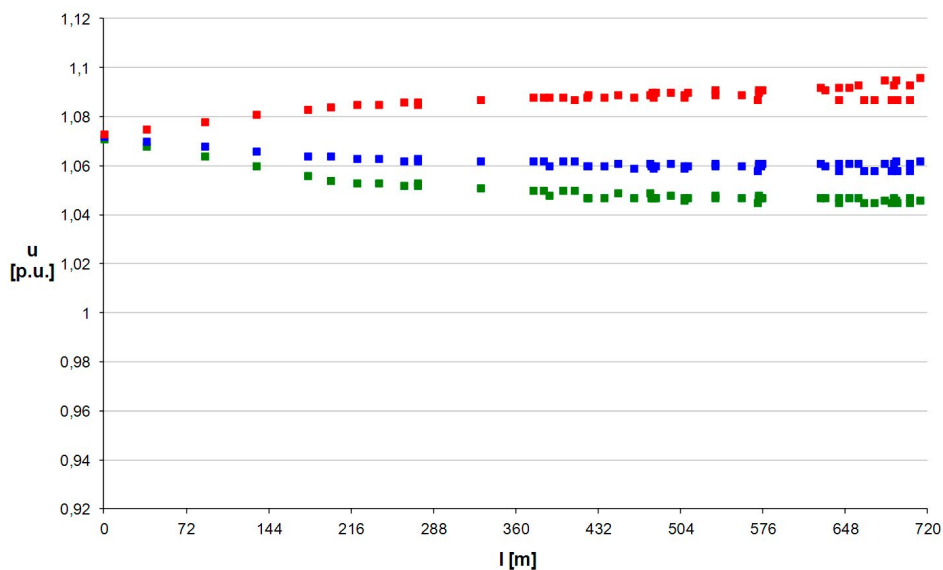
Dla analizowanej sieci, jak należało oczekiwać, zaobserwowano znaczący zakres zmienności napięć. Dla maksymalnego obciążenia sieci napięcia znajdują się w zakresie wartości 0,932–1,057 p.u., natomiast największy zakres napięć jest obserwowany dla najmniejszego obciążenia: 1,045–1,071 p.u. Największe zmiany napięć dotyczą najdalej położonych od transformatora zasilającego węzłów.



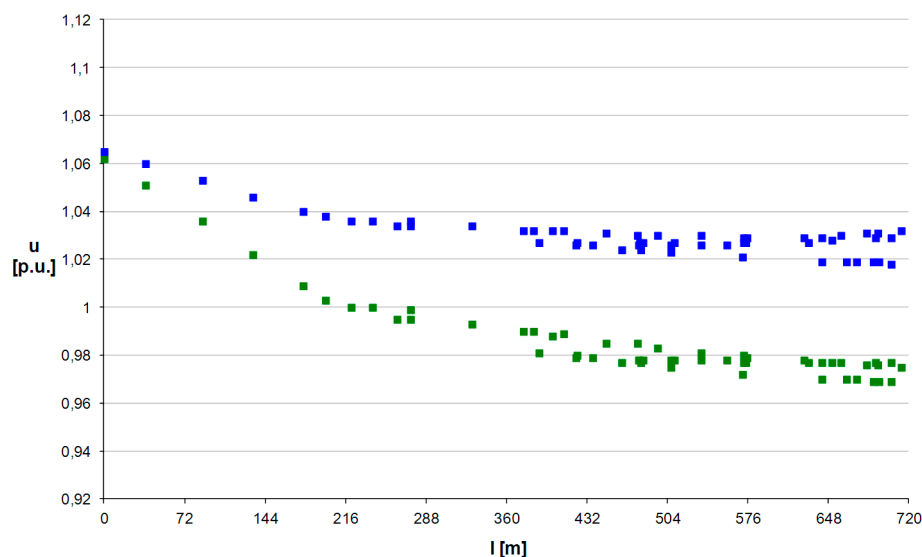
Rys. 3. Poziomy napięć przy różnych wartościach obciążenia systemu: ■ maksymalne obciążenie sieci, ■ największe obciążenie w godzinach 11–13, ■ najmniejsze obciążenie w godzinach 11–13, ■ minimalne obciążenie sieci



Rys. 4. Poziomy napięć przy maksymalnym obciążeniu systemu: ■ brak generacji, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą równą 30% mocy znamionowej, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą znamionową



Rys. 5. Poziomy napięcie przy minimalnym obciążeniu systemu: ■ brak generacji, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą równą 30% mocy znamionowej, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą znamionową



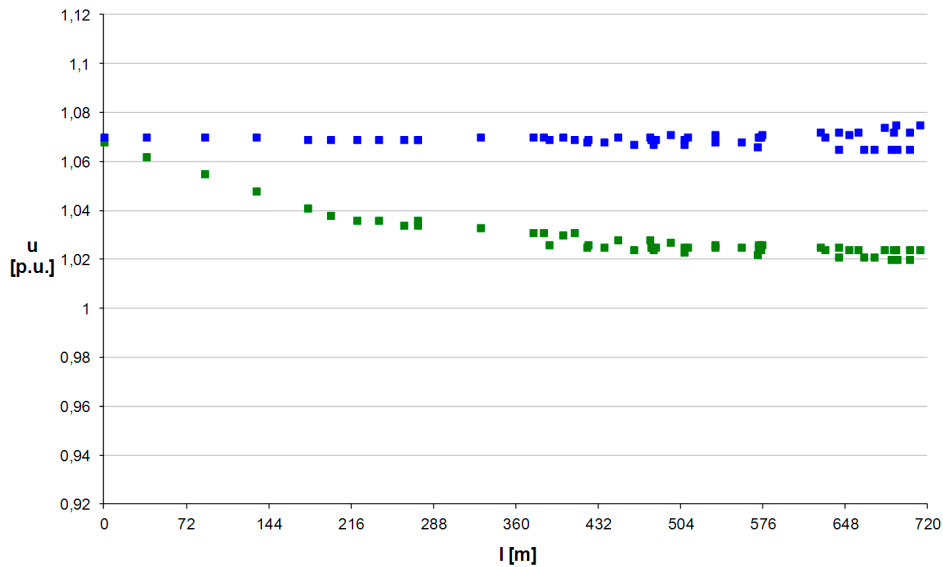
Rys. 6. Poziomy napięcie przy największym obciążeniu systemu w godzinach 11–13: ■ brak generacji, ■ praca ogniw fotowoltaicznych z mocą znamionową

W kolejnym etapie badań sprawdzono, jak na kształtowanie się poziomów napięć wpłynąć będzie praca w sieci mikroźródeł. Na kolejnych wykresach (rys. 4–6) zaprezentowano wyniki uzyskane dla zdefiniowanych wcześniej stanów obciążenia sieci.

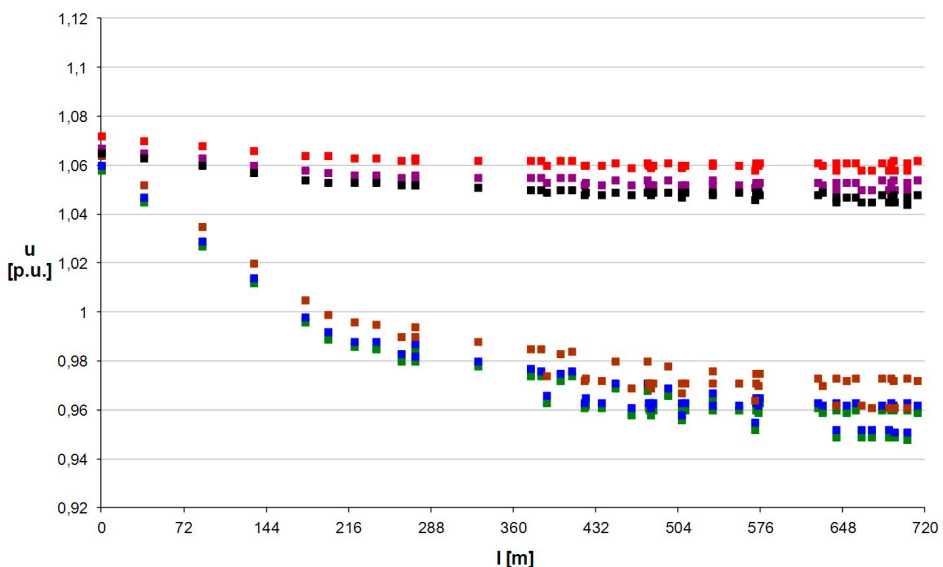
W przypadku zakładanej pracy w sieci tylko mikroźródeł w postaci elektrowni wiatrowych przy maksymalnej wartości obciążenia sieci widać poprawę poziomów napięciowych. W przypadku generacji z mocą na poziomie 30% mocy znamionowej najniższa wartość napięcia w sieci zmienia się z poziomu 0,932 p.u. do wartości 0,948 p.u. Natomiast przy pełnej generacji najmniejsza wartość napięcia utrzymuje się na poziomie 0,985 p.u. Najwyższy potencjał utrzymywany jest w węźle, do którego dołączony jest transformator SN/nn i jest praktycznie stały (1,057–1,06 p.u.).

Sytuacja wygląda nieco inaczej dla minimalnego obciążenia sieci. Wzrost generacji do pewnego momentu powoduje wyrównywanie się poziomów napięć we wszystkich węzłach, ale dalszy jej przyrost odwraca przepływy w sieci i przyczynia się do wzrostu napięć w węzłach odbiorczych powyżej wartości napięcia w punkcie zasilania. W analizowanej sieci najwyższy poziom napięcia osiągnął wartość 1,096 p.u., czyli blisko wartości dopuszczalnej wynoszącej 1,1 p.u. Pełna generacja w takich warunkach obciążenia może więc doprowadzić do wystąpienia zbyt wysokich wartości napięć w sieci nn.

W przypadku generacji opartej na ogniwach fotowoltaicznych rozpatrywany zakres zmienności napięć jest mniejszy, gdyż wynika z innego zakresu zmienności obciążenia sieci, który w takim przypadku należy rozpatrywać. Związane jest to z tym,



Rys. 7. Poziomy napięć przy najmniejszym obciążeniu systemu w godzinach 11–13: ■ brak generacji, ■ praca ogniw fotowoltaicznych z mocą znamionową

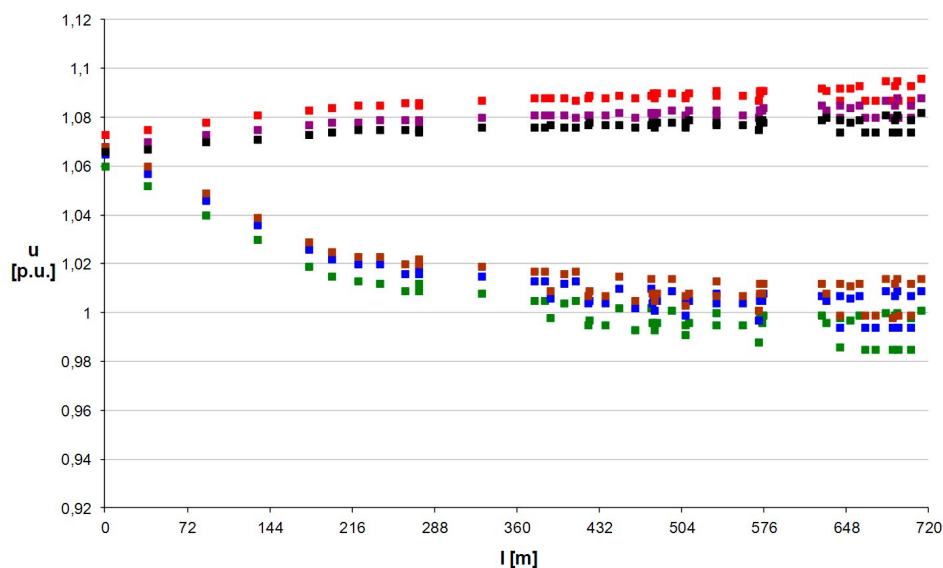


Rys. 8. Poziomy napięć przy różnych sposobach regulacji napięcia, generacja elektrowni wiatrowych na poziomie 30% mocy znamionowej: maksymalne obciążenie w sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory; minimalne obciążenie sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory

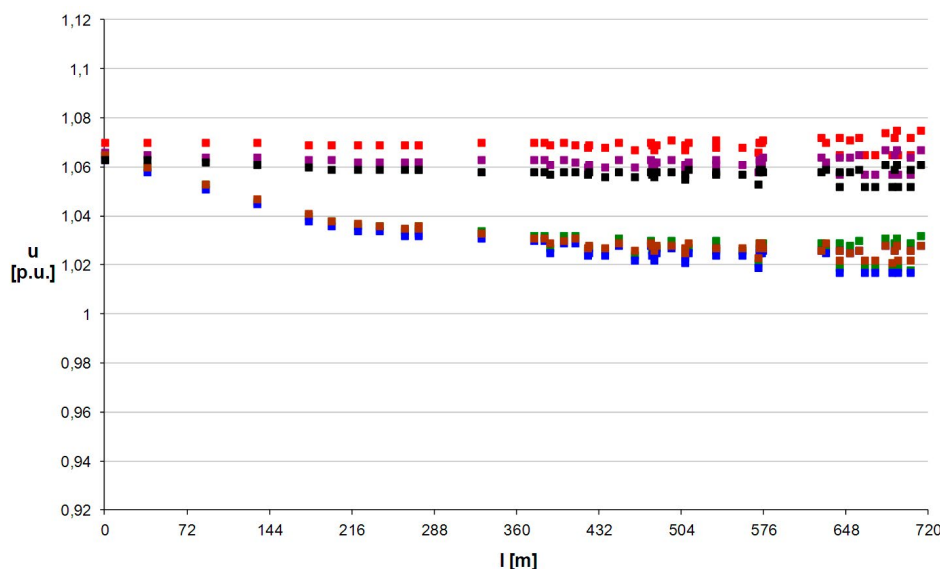
że maksymalna generacja fotowoltaiczna możliwa jest tylko w określonym przedziale czasowym doby. Ponadto nie pokrywa się ona z okresami zarówno najmniejszego, jak i największego obciążenia w sieci. Obserwacje dotyczące sytuacji napięciowej są tu jednak zbieżne z tymi, jakie dotyczyły generacji wiatrowej. Także dla niej, przy najmniejszym obciążeniu w sieci, obserwujemy odwrócenie przepływów i tym samym wzrost napięcia, w niektórych węzłach odbiorczych powyżej wartości napięcia w węzle zasilającym.

W kolejnym kroku rozpatrzono dwa sposoby, za pomocą których można zredukować zakres zmian napięć w sieci powodowany mikrogeneracją. Pierwszy sposób polegał na wprowadzeniu w źródłach regulacji współczynnika mocy w zakresie

0,95 ind. – 0,95 poj., wymagany np. dla farm wiatrowych. Wymóg regulacji mocy biernej dotyczy większych źródeł od tych analizowanych [7]. Pozwala to jednak na częściową kontrolę wartości napięć w węzłach podłączenia źródeł. Drugi z analizowanych sposobów sprowadzał się do zainstalowania w dwóch węzłach najbardziej oddalonych od transformatora zasilającego (W52, W54) kompensatora z regulacją automatyczną napięcia. Moc każdego z rozpatrywanych kompensatorów wyniosła 12,5 kVA, co odpowiadało mocy przyłączeniowej przeciętnych odbiorców w analizowanej sieci. Jako napięcie odniesienia dla układów regulacji przyjęto 1,025 p.u. Zobrazowanie uzyskanych wyników przedstawiają rys. 8–10.



Rys. 9. Poziomy napięć przy różnych sposobach regulacji napięcia, generacja elektrowni wiatrowych równa mocy znamionowej: maksymalne obciążenie w sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory; minimalne obciążenie sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory



Rys. 10. Poziomy napięć przy różnych sposobach regulacji napięcia, generacja elektrowni fotowoltaicznych równa mocy znamionowej: maksymalne obciążenie w sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory; minimalne obciążenie sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory

Wprowadzenie do rozpatrywanej sieci regulacji mocy biernej, a tym samym możliwości wpływania, choćby częściowego, na poziomy napięć, w pewnym stopniu poprawia warunki napięciowe. Prowadzona regulacja pozwala na odsunięcie wartości napięć od wartości skrajnych dopuszczalnych dla danej sieci. Tym samym stanowi to w pewnym stopniu zabezpieczenie przed pojawieniem się niedopuszczalnych dla takiej sieci wartości napięć. Takie oddziaływanie widoczne jest na wszystkich wykresach, gdzie przy działającej kompensacji obserwowane jest przesunięcie wartości napięć w całej sieci w kierunku przyjętej w badaniach wartości zadanej 1,025 p.u.

W przypadku wyników zaprezentowanych na rys. 10, dotyczących największego obciążenia, należy zwrócić uwagę, że wartości napięć w poszczególnych węzłach są zbliżone do poziomu 1,025 p.u., czyli wartości zadanej do utrzymywania zarówno w mikroźródłach, jak i w kompensatorach. Dlatego uzyskany tu rozkład napięć ma nieco inny charakter niż w pozostałych przypadkach, kiedy napięcia w węzłach różniły się od wartości zadanych.

5. Wnioski końcowe

Wprowadzenie do sieci zasilającej nn generacji w postaci mikroźródeł może w zasadniczy sposób zmienić warunki jej

pracy. Jednym z aspektów tych zmian może być pojawianie się w węzłach napięć ze znacznie szerszego przedziału, niż miałyby to miejsce w przypadku braku generacji. Mogłoby to prowadzić do sytuacji, kiedy w sieci napięcia osiągną wartości niedopuszczalne dla takiej sieci. Ponadto zmienność tych napięć byłaby procesem w dużej mierze nieprzewidywalnym, gdyż silnie powiązany z nieprzewidywalnością generacji omawianych mikroźródeł.

Aby uniknąć problemów napięciowych w takich sieciach, należałoby wprowadzić do nich elementy odpowiedzialne za regulację napięcia. Spośród dwóch rozważanych sposobów pierwszy, czyli wprowadzenie wymogu regulacji mocy biernej w pewnym zakresie przez mikroźródło, nie wymuszałyby żadnych dodatkowych inwestycji ze strony operatora sieci zasilającej, ale mógłby w pewnym stopniu wpłynąć na koszty instalacji OZE. Ponadto kwestią do rozwiązania pozostałoby, jak określać poziom napięcia zadanego dla takiego źródła w konkretnym punkcie podłączenia instalacji, a także wzajemne uzależnienie nastaw napięć dla wielu takich źródeł pracujących w tej samej sieci.

Drugie z rozważanych rozwiązań jest korzystniejsze dla właścicieli OZE, dlatego że koszty instalacji i eksploatacji kompensatora musiałby wziąć na siebie operator sieci. Aby kompensator wpływał najlepiej na stabilizację poziomów napięciowych, powinien pracować w węzle, dla którego obserwowana jest największa zmienność napięć, czyli w praktyce należy się spodziewać, że w większości przypadków będą to węzły końcowe sieci. Ustalenie wartości napięcia, które powinno być punktem odniesienia dla regulacji, wydaje się w takim przypadku nieco łatwiejsze.

BIBLIOGRAFIA

1. Przygrocki M., Generacja rozproszona jako aktywny uczestnik zarządzania pracą KSE, *Logistyka* 2015, nr 3.
2. Parola M. i in., Mikro sieci niskiego napięcia, Warszawa 2013.
3. Horyń M., Zautomatyzowane systemy budynkowe w energetyce prosumenckiej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, rok 92, nr 6.
4. Dziennik Ustaw 2017, poz. 220, z dnia 6.02.2017.
5. Dziennik Ustaw 2015, poz. 478, z dnia 3.04.2015.
6. Dziennik Ustaw 2007, nr 93, poz. 623, z dnia 29.05.2007.
7. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, ENERGA Operator SA, 1 stycznia 2014.
8. Nalepa K. i in., Poradnik małej energetyki wiatrowej, Olsztyn 2011.
9. Wasiak I., Pawełek R., Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną, Warszawa 2015.
10. Hyrzyński R. i in., Complementarity of Wind and Photovoltaic Power Generation in Conditions Similar to Polish, *Acta Energetica* 2013, No. 4/17.
11. Mazur M., Partyka J., Marcewicz T., Analiza zastosowania hybrydowego systemu zasilania odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, r. 92, nr 8.
12. Sobierajski M., Rojewski W., Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro installation Interconnected with a Low Voltage Grid, *Acta Energetica* 2015, No. 4/25
13. Dąbrowski J., Krac E., Górecki K., Analysis of long-time efficiency of photovoltaic installation, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, r. 93, nr 2.

Robert Kowalak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2000). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (2005). Obecnie pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: układy energoelektroniczne dużych mocy (FACTS, HVDC), modelowanie pracy układów energoelektronicznych w systemie elektroenergetycznym, współpracę układów zasilania z elektroenergetyką trakcyjną, zagadnienia związane z lokalizacją kompensatorów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym oraz regulacja poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym. Autor lub współautor ponad 50 publikacji.

System do zarządzania stacją transformatorową z magazynem energii

Autorzy

Przemysław Angielczyk
Łukasz Sosnowski
Anna Kołtun
Maciej Rup
Łukasz Sapuła

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

magazyn energii, stacja transformatorowa, cewka Rogowskiego, sterownik modułowy, prosument, Prosument Eco Smart, PES, ELF

Streszczenie

Zakłady energetyczne stoją przed koniecznością włączenia do sieci energetycznej coraz większej liczby rozproszonych źródeł energii, a jednocześnie są odpowiedzialne za zapewnienie ciągłości dostaw oraz odpowiedniej jakości energii. Wdrożone rozwiązanie integruje funkcjonalność w zakresie pomiarów, monitoringu oraz sterowania, wraz z transmisją danych na potrzeby sieci Smart Grid. System składa się z jednostki centralnej, modemu GSM, układu UPS, czujników temperatury, czujnika nasłonecznienia, przetworników prądowych typu CR/CRR, czujnika drgań oraz oprogramowania. W systemie realizowane są pomiary prądów i napięć zmiennych, natomiast wartości pomiarów prądów i napięć stałych pobierane są bezpośrednio z magazynu energii. System – który może być wyposażony w panel operatorski – wykorzystuje dane z zainstalowanych czujników, aby realizować dodatkowe funkcje zabezpieczeniowe. Proponowane rozwiązanie jest kierowane dla operatorów sieci elektroenergetycznych oraz zakładów przemysłowych wykorzystujących energię odnawialną. Może ono znaleźć zastosowanie w inteligentnych budynkach i w energetyce prosumenckiej, szczególnie w gospodarstwach rolnych i małych zakładach produkcyjno-usługowych, które są zainteresowane produkcją energii elektrycznej na własne potrzeby.

1. Wstęp

Włączenie do sieci energetycznej rozproszonych źródeł energii i zapewnienie ciągłości dostaw odbiorcom narzuca zakładom energetycznym konieczność rekonfiguracji sieci energetycznej. Podejmowanie właściwych decyzji przełączeniowych wymaga zastosowania technologii Smart Grid, w tym gromadzenia przesyłanych zdalnie danych oraz ich analizy z zastosowaniem elementów sztucznej inteligencji. Do realizacji tych celów został opracowany system do zarządzania stacją transformatorową z magazynem energii o nazwie Prosument Eco Smart (PES), integrujący funkcjonalność w zakresie pomiarów, monitoringu oraz sterowania wraz z transmisją danych na potrzeby sieci Smart Grid.

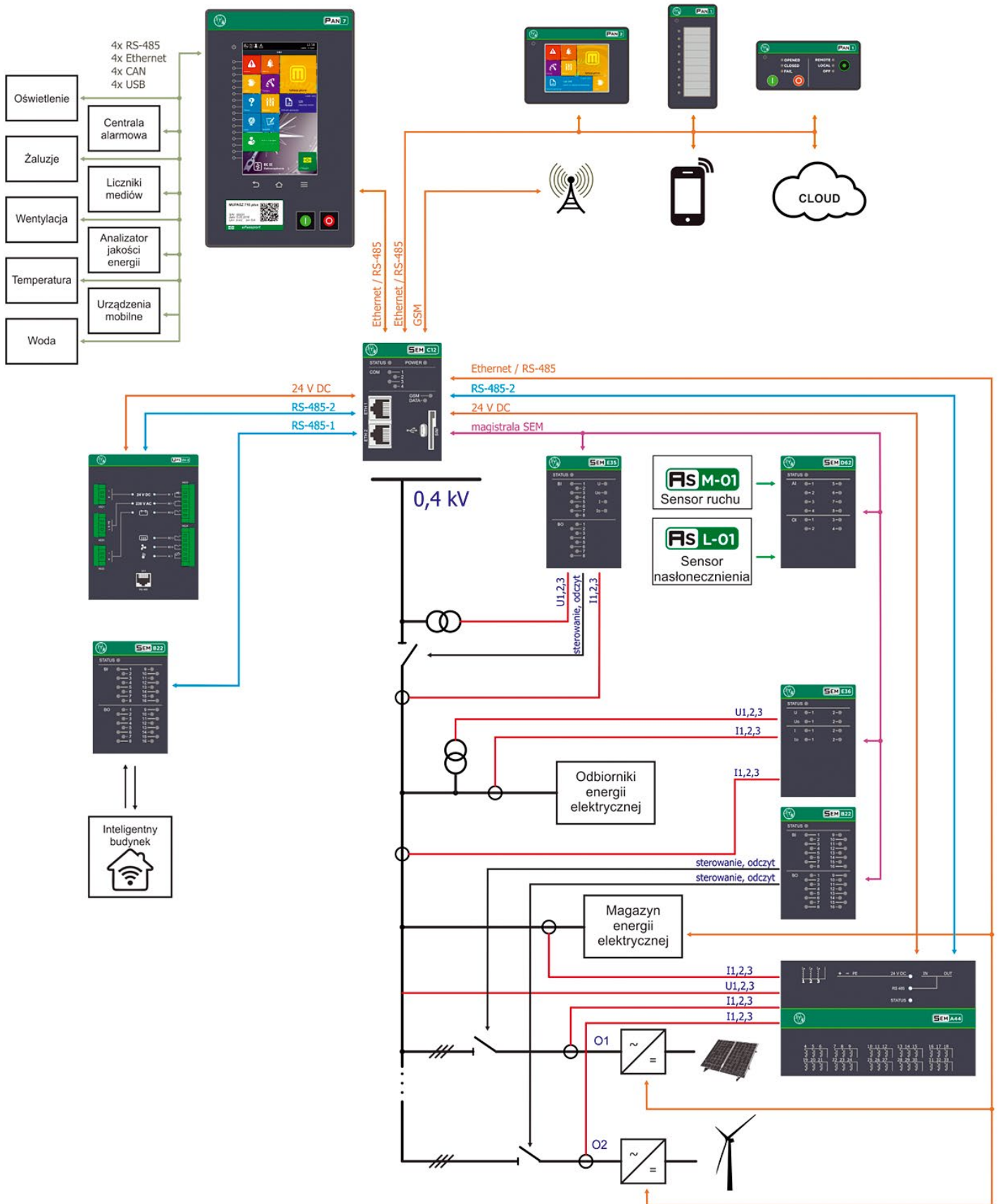
2. Architektura systemu i podstawowe cechy funkcjonalne

System dedykowany jest do zarządzania stacją transformatorową wyposażoną w magazyn energii lub jako element nadzorujący stan systemu elektroenergetycznego na styku zakład energetyczny – prosument wytwarzający energię elektryczną

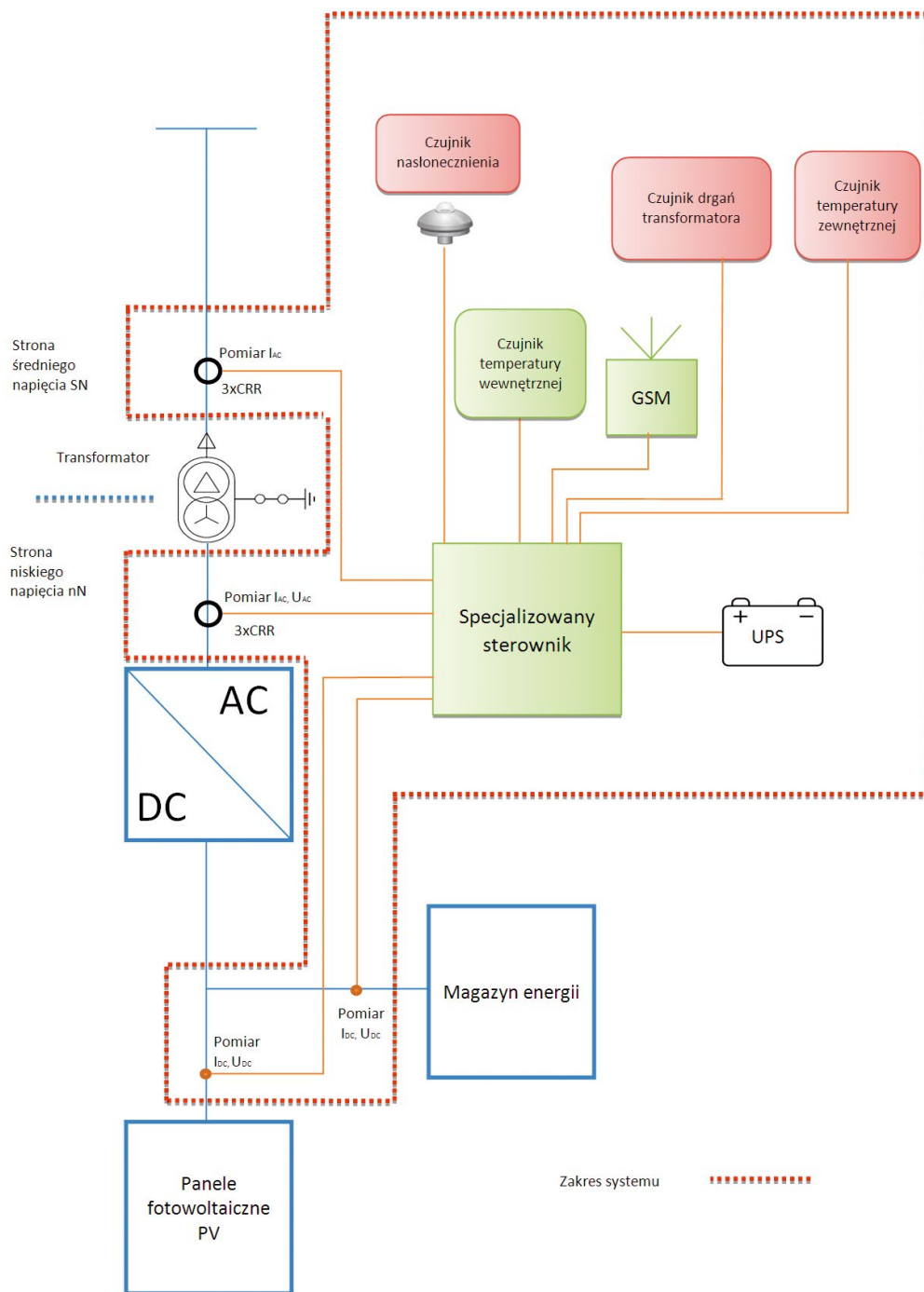
z własnych źródeł. Proponowane rozwiązanie integruje potrzeby związane z zarządzaniem stacją transformatorową SN/nN w warstwie pomiarowej i transmisyjnej zgodnej z modelem Smart Grids, Smart Metering oraz OZE. Schemat blokowy systemu przedstawiono na rys. 1.

Podstawowa funkcjonalność systemu:

- realizacja algorytmów monitorowania, zarządzania i sterowania zgodnie z zaprojektowaną logiką działania
- archiwizacja danych pobieranych z sensorów i przetworników
- generacja raportów zużycia energii z podziałem na źródła dostaw
- analiza danych
- bezobsługowość, skalowalność, elastyczność rozbudowy
- integracja z innymi systemami, np.: SCADA, EMS, GIS lub GIT SEM
- realizacja pomiaru wielkości analogowych, m.in.: prądu, napięcia, częstotliwości, temperatury, nasłonecznienia
- odwzorowywanie stanu położenia łączników oraz kontrola stanu wkładek bezpiecznikowych w rozdzielnicach
- sygnalizacja zwarcia w sieci SN/nN



Rys. 1. Schemat blokowy systemu Prosument Eco Smart (PES) z przykładowym zastosowaniem



Rys. 2. Schemat blokowy systemu do zarządzania stacją transformatorową zastosowany na obiekcie innogy Stoen Operator

- dziennik z cechą czasu oraz generacją sekwencji zdarzeń (SOE)
- funkcje odczytu oraz transmisji danych z liczników energii, analizatora jakości energii, licznika bilansującego
- kontrola temperatury, sterowanie ogrzewaniem i chłodzeniem
- realizacja funkcji zdalnej parametryzacji, wymiany oprogramowania i konfiguracji, kontroli dostępu do obiektów energetycznych.

- C12 moduł główny
- E31 moduł wejść, wyjść binarnych oraz pomiaru prądów
- E35 moduł wejść, wyjść binarnych oraz pomiaru prądów i napięć
- A41 wielokanałowy moduł pomiaru prądów na odpływach po stronie Nn.

W skład systemu zlokalizowanego na stacji operatora innogy Stoen Operator, oprócz sterownika SEM, wchodzi jeszcze następujące moduły:

- magazyn energii o pojemności 30 kW
- bateria słoneczna o mocy 580 W
- czujnik nasłonecznienia

3. Opis poszczególnych modułów systemu

Jednostka centralna systemu Prosumant Eco Smart bazuje na specjalizowanym sterowniku modułowym SEM (fot. 1), składającym się z czterech modułów:



Fot. 1. Sterownik modułowy SEM

- UPS do niezależnego zasilania systemu SEM
- przetworniki prądowe CR oraz CRR
- czujnik drgań transformatora (opcjonalnie).

Moduł C12 pełni funkcję koncentratora danych pochodzących ze wszystkich modułów oraz huba komunikacyjnego obsługującego różne protokoły i zbierającego informacje o stanie wszystkich elementów znajdujących się w obrębie stacji. Za jego pośrednictwem można przeprowadzić zdalną konfigurację modułów oraz aktualizować ich oprogramowanie.

Moduł ma wbudowany mechanizm obsługi logiki użytkownika, dzięki któremu można w prosty sposób dostosować sterownik do lokalnych potrzeb obiektu, za pomocą oprogramowania narzędziowego o nazwie Edytor Funkcji Logicznych (ELF). Oprogramowanie to umożliwia tworzenie własnych systemów zabezpieczeń, na podstawie gotowych algorytmów zabezpieczeń i automatyki oraz za pomocą znanych elementów elektroniki cyfrowej, takich jak: bramki logiczne, przerzutniki, de/multiplexery, timery i liczniki, komparatory, porty wejść i wyjść binarnych, zdarzenia oraz gotowe algorytmy zabezpieczeń prądowych,

napięciowych, częstotliwościowych i układy do kontroli stanu oraz sterowania łącznikami, a także wielu innych typów bloków funkcjonalnych. ELF stanowi narzędzie do zarządzania systemem w zakresie konfiguracji, modyfikacji nastaw, reprogramowania logiki cyfrowej, sterowania dostępnymi łącznikami, personalizacji. Jedno z okien programu, dotyczące programowalnej logiki, zostało przedstawione na rys. 3.

Poprzez łącze GSM moduł C12 komunikuje się z systemem SCADA, zlokalizowanym w centralnej dyspozytorni operatora, przekazując mu wszystkie zebrane w stacji informacje.

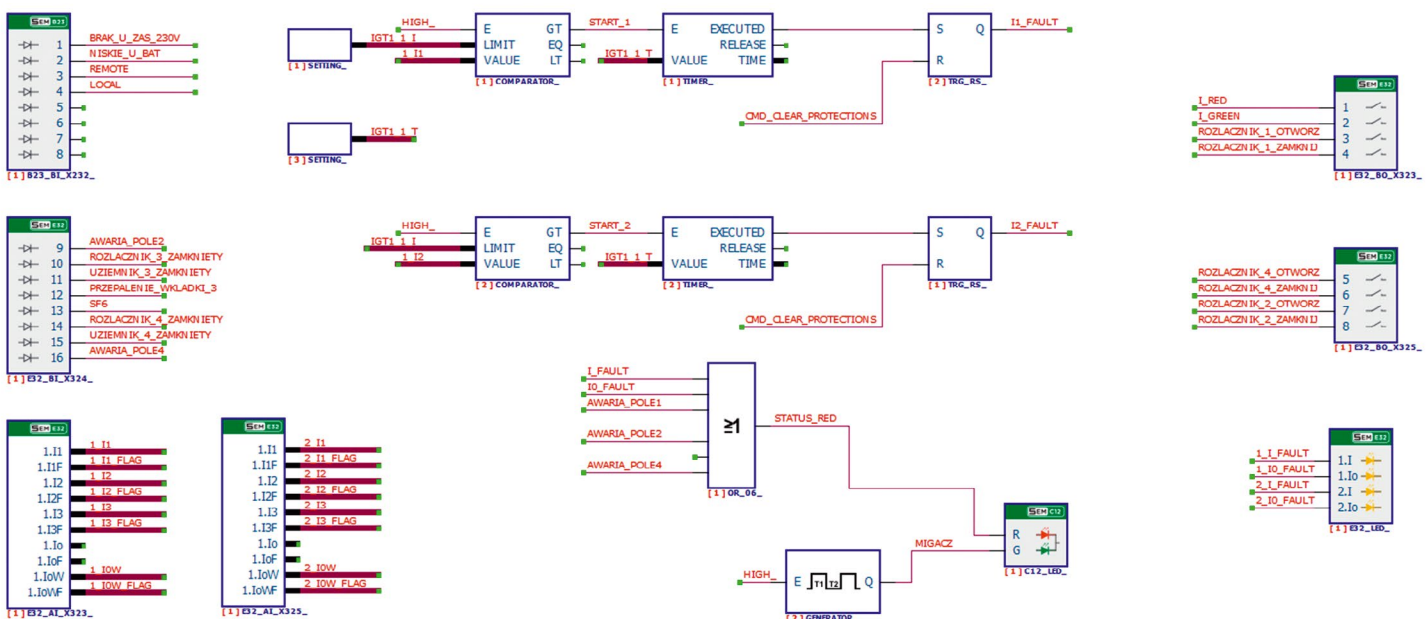
W urządzeniu zaimplementowano następujące protokoły:

- DNP 3.0
- IEC 60870-5-104
- MODBUS-TCP
- MODBUS-RTU
- obsługa modemu GSM.

Moduły E31 i E35 służą do:

- zbierania informacji pomiarowych z przetworników prądowych CR/CRR
- zbierania informacji pomiarowych o napięciu po stronie nN
- zbierania informacji pomiarowych o składowej zerowej prądu i napięcia
- zbierania informacji dwustanowych o stanie łączników, blokadach
- sterowania łącznikiem głównym oraz sygnalizacji alarmów.

W celu odseparowania głównego elementu systemu, czyli sterownika SEM, od zasilania stacyjnego i zwiększenia niezawodności pracy całego systemu sterownik SEM zasilany jest za pośrednictwem zasilacza buforowego UPS 24-2, współpracującego z dwoma akumulatorami 12 V. Gwarantuje on kilkugodziną stabilną pracę systemu w przypadku utraty napięcia zasilania. Dodatkowo UPS 24-2 przy użyciu czujnika PT100 mierzy temperaturę wewnątrz szafy. Ma on wbudowany mechanizm pozwalający na stabilizację temperatury, tak by zapewnić optymalne



Rys. 3. Ekran tworzenia logiki użytkownika



Fot. 2. Jednostka centralna systemu zawierająca: specjalizowany sterownik, zasilacz buforowy UPS, czujniki temperatury wewnętrznej oraz łącze GSM



Fot. 3. Jednostka pomiarowa systemu Prosument Eco Smart zawierająca moduły A41 do pomiaru prądów z przekładników CR/CRR

parametry termiczne zarówno dla systemu, jak i dla akumulatorów. Do wyjść zasilacza buforowego podłączony jest ogrzewacz półprzewodnikowy o mocy 30 W oraz wentylator zapewniający wymianę powietrza w szafie.

Do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego jest wykorzystywany sensor AS L-01.

Sensor umożliwia określenie natężenia oświetlenia w bardzo szerokim zakresie, dla pasma widzialnego i dla pasma

podczerwieni. Sensor służy do oceny skuteczności działania ogniw fotowoltaicznych w zależności od poziomu nasłonecznienia. Na sprawność działania ogniw fotowoltaicznych mają wpływ czynniki zewnętrzne, takie jak temperatura, poziom zabrudzenia ogniw czy opad atmosferyczny. Kontrola mocy generowanej przez ogniwo w stosunku do poziomu nasłonecznienia ma dostarczyć obsłudze stacji informacji umożliwiających odpowiednią eksploatację ogniw.

Do pomiarów prądów przemiennych sieci nN i SN użyto przetworników prądowych typu CR2-25 oraz CRR1-50. Pomiar prądu jest realizowany w kilku punktach, tak by można było skutecznie ocenić sprawność działania całego systemu. Tak więc pomiar prądu wykonywany jest:

- po stronie SN na dojeździe kablowym do stacji
- zbiorczy po stronie niskiego napięcia za transformatorem
- na wyjściu z baterii fotowoltaicznej
- na wyjściu z magazynu energii
- na wszystkich 12 odpyłkach zasilających odbiorców końcowych.

Przetworniki prądowe działające na zasadzie cewki Rogowskiego zdobywają obecnie dużą popularność ze względu na bardzo dobre parametry elektryczne, małą masę, niewielkie gabaryty oraz niską cenę. Małe gabaryty umożliwiają optymalizację pod względem mechanicznym pól rozdzielczych. Nie bez znaczenia jest również cena kilkukrotnie niższa od ceny klasycznych przekładników prądowych.

Pomiar na odpyłkach do klientów końcowych realizowany jest w oddzielnej szafie wyposażonej w moduły pomiarowe SEM_A41, a informacja o pomiarach jest przesyłana do jednostki centralnej SEM_C12 po łączu transmisyjnym. Dzięki temu zoptymalizowano odległości pomiędzy przetwornikami pomiarowymi a urządzeniem pomiarowym. Zdecydowanie łatwiejsze jest przesłanie zbiorczej informacji o pomiarach za pomocą medium transmisyjnego niż przewodami z kilkudziesięciu przetworników pomiarowych. Ponadto takie podejście zmniejsza koszty materiałów, robocizny oraz zwiększa ergonomię samej stacji.

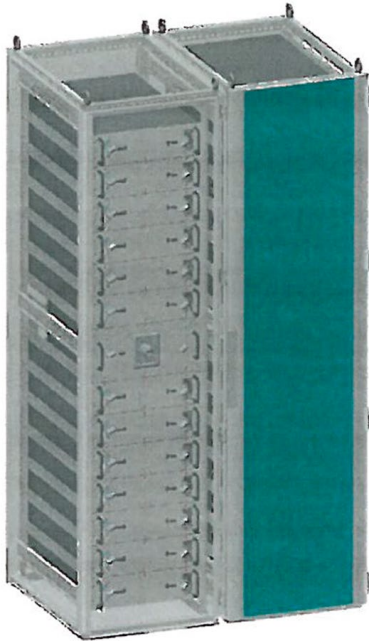
Pomiar napięć i prądów stałych odbywa się w zlokalizowanym w stacji magazynie energii, a wyniki są przekazywane do systemu za pomocą protokołu MODBUS.

System może być rozbudowywany o panele operatorskie typu PAN 7. Panel PAN 7 służy do wizualizacji stacji, wyświetlania wartości pomiarowych oraz umożliwia sterowanie łącznikami zlokalizowanymi na stacji.

4. Układ magazynu energii

W ramach prac badawczo-rozwojowych innogy Stoen Operator (innogy SO) opracowało i wdrożyło pierwszy w Warszawie magazyn energii w stacji SN/nN (stacja elektroenergetyczna średniego napięcia). Układ o pojemności ponad 30 kWh został zbudowany w oparciu o baterie litowo-jonowe.

Realizacja projektu implementacji układu magazynowania w stacji SN/nN jest wynikiem dążenia innogy SO do poszukiwania nowych technologii, które pozwolą w bezpieczny i dynamiczny sposób odpowiadać na zmienne zapotrzebowanie nie tylko odbiorców energii elektrycznej, ale również prosumentów. Odbiorca zlokalizowany blisko prosumenckiego źródła energii



Fot. 4. Magazyn energii

oczekuje stabilnego napięcia, a prosument pewności odbioru energii – tę mogą zapewnić m.in. magazyny energii zlokalizowane w pobliżu prosumenckich instalacji wytwórczych.

Wdrożenie układu magazynowania energii w stacji SN/nN w Warszawie jest projektem badawczo-rozwojowym, który ma dać odpowiedź m.in. na pytania dotyczące możliwości poprawy pewności zasilania dla klientów, realizacji nowych usług systemowych i techniczno-ekonomicznych uwarunkowań implementacji takich instalacji na szeroką skalę. Pilotażowa instalacja zostanie poddana wielu testom, w tym próbie wydzielenia wyspy (odłączenie stacji SN/nN od sieci zasilającej SN i podtrzymanie kluczowych klientów zasilanych z tej stacji), oraz sprawdzeniu współpracy układu magazyn – sieć elektroenergetyczna.

5. Podsumowanie

Opisane rozwiązanie jest skierowane do operatorów sieci elektroenergetycznych oraz zakładów przemysłowych wykorzystujących energię odnawialną. Ponadto proponowane rozwiązanie może znaleźć zastosowanie w inteligentnych budynkach i w energetyce prosumenckiej, szczególnie w gospodarstwach rolnych i małych zakładach produkcyjno-usługowych, które będą zainteresowane produkcją energii elektrycznej na własne potrzeby. Dużą korzyścią realizowanego projektu jest rozszerzenie oferty rozwiązań dla sieci Smart Grid oraz możliwość integracji systemu z innymi rozwiązaniami wykorzystującymi sterownik modułowy SEM, np. z systemem lokalizacji i izolacji miejsca zwarcia lub systemem inspekcji przyrostów temperatur. Skalowalność rozwiązania pozwala na jego rozbudowę o dodatkową funkcjonalność, taką jak kontrola zwarć po stronie SN, kontrola obciążalności transformatora (pomiar prądów i temperatury), nieautoryzowany dostęp do obiektu. Duża swoboda w doborze modułów, łatwa rekonfiguracja liczby i typów obsługiwanych modułów, mechanizm obsługi logiki użytkownika, możliwości komunikacyjne oraz panele operatorskie z nowoczesnym GUI (z 7-calowym ekranem z funkcją multi-touch), pozwalają dostosować system do potrzeb wymagających klientów.

BIBLIOGRAFIA

1. Przybysz R., Wlazło P., System zarządzania mikroelektrowniami OZE, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 6.
2. Kowalski G. i in., Układy pomiarowe z bezrdzeniowymi przetwornikami w sieciach energetycznych, *Elektronika* 2015, nr 11.
3. Lisowiec A., Kowalski G., Bezrdzeniowe przetworniki prądowe o konstrukcji rozłączalnej, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 9.
4. Andrzejewski M., Przybysz R., Wlazło P., SEM – modułowy sterownik Smart Grid do węzłowych stacji transformatorowych SN/nn, *elektro.info* 2015, nr 9.
5. Michalski P., Przybysz R., Wlazło P., Aplikacje modułowego sterownika SEM w sieciach Smart Grid, *Urządzenia dla Energetyki* 2016, nr 6.
6. Andrzejewski M., Wlazło P., Logika programowalna w urządzeniach EAZ dla sieci Smart Grid, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, nr 11.

Przemysław Angielczyk

mgr

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: przemyslaw.angielczyk@itr.org.pl

Ukończył studia na Politechnice Warszawskiej. Specjalista badawczo-techniczny zajmujący się zagadnieniami związanymi z wdrożeniami, logiką użytkownika w sterownikach polowych oraz sieciami Smart Grid.

Łukasz Sosnowski

mgr inż.

innogy Stoen Operator

e-mail: lukasz.sosnowski@innogy.com

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2009). Specjalista innogy Stoen Operator zajmujący się tematyką Smart Grid, pracami R&D oraz wdrażaniem nowych technologii.

Anna Kołtun

inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: anna.koltun@itr.org.pl

Studentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektronika przemysłowa. Jej zainteresowania zawodowe obejmują: zagadnienia związane z logiką użytkownika w sterownikach polowych oraz sieciami Smart Grid.

Maciej Rup

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: maciej.rup@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2001), kierunku elektroenergetyka, oraz Wydziału Inżynierii Produkcji Politechniki Warszawskiej (2005), kierunku zarządzanie i marketing. Sprawuje funkcję kierownika Zakładu Komercjalizacji i Wdrożeń. Autor ok. 30 publikacji.

Łukasz Sapuła

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: lukasz.sapula@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2006), kierunku elektrotechnika, specjalność Automatyka Elektroenergetyczna. Asystent zajmujący się zagadnieniami związanymi z wdrożeniami sterowników polowych.

Współpraca instalacji ORC z kotłem gazowym jako perspektywiczny układ kogeneracyjny dla gospodarstw domowych

Autorzy

Jan Wajs
Dariusz Mikielwicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikrokogeneracja, ORC, technologia prosumencka

Streszczenie

W artykule przedstawiono badania innowacyjnej prototypowej jednostki micro-CHP, składającej się z tradycyjnego kotła gazowego i organicznego obiegu Rankine'a (ORC), w skład którego wchodzi oryginalne elementy układu, jak osiowa mikroturbina parowa, parownik i skraplacz. System umożliwia kogeneracyjne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej na potrzeby pojedynczego gospodarstwa domowego lub grupy gospodarstw domowych. Podczas produkcji ciepła energia elektryczna jest wytwarzana jako produkt uboczny. W trakcie badań prototypu zebrano robocze temperatury czynnika roboczego ORC oraz wody chłodzącej skraplacz, oszacowano strumień ciepła, wytwarzaną energię elektryczną i efektywność całego systemu. Wykazano, że badany układ jest zdolny wygenerować moc elektryczną na poziomie 1 kW_e, a typowy domowy kocioł gazowy może równocześnie stanowić autonomiczne źródło ciepła dla celów grzewczych i produkcji pary nasyconej / pary przegrzanej etanolu w systemie ORC. W opinii autorów komercyjnie osiągalny kocioł gazowy, dodatkowo wyposażony w moduł ORC z ekologicznym czynnikiem roboczym, może być uważany za perspektywiczną jednostkę kogeneracyjną dla przyszłych gospodarstw domowych, zlokalizowanych poza siecią ciepła systemowego.

1. Wprowadzenie

Już w 2008 roku Rada Unii Europejskiej wyraziła aprobatę dla pakietu energetyczno-klimatycznego „3x20”, który kładzie nacisk na zwiększenie efektywności energetycznej, a co za tym idzie, skumulowaną oszczędność w konsumpcji paliw (przede wszystkim kopalnych) i kontrolowany wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w systemach energetycznych krajów członkowskich. W ślad za pakietem podąża strategia *Europa 2020* [1] na rzecz inteligentnego, zrównoważonego rozwoju. W niej również wyeksponowano efektywność energetyczną jako ważny element europejskiej polityki energetycznej. Potwierdza to jeden z głównych celów ukierunkowany na redukcję do 2020 roku zużycia energii pierwotnej o 20%. Ponieważ emisje związane z generacją energii użytkowej (elektrycznej i cieplnej) stanowią ok. 80% całkowitej emisji gazów cieplarnianych, zwiększanie efektywności energetycznej niewątpliwie przyczyni się do osiągnięcia celu w postaci gospodarki niskoemisyjnej i spowolni zmiany klimatyczne.

Najważniejszy z priorytetów strategii polityki energetycznej Polski do 2030 roku to dążenie do poprawy efektywności energetycznej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego (zaopatrzenie odbiorców w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe) oraz dywersyfikacja mocy wytwórczych [2]. Pozwala to przypuszczać,

że w najbliższych latach polski rząd będzie w coraz większym stopniu podejmował działania mające na celu zwiększenie świadomości obywateli co do konieczności oszczędzania energii i traktowania jej jako dobro wspólne. Od kilku lat prowadzone są także intensywne dwutorowe prace nad rozwojem czystych technologii węglowych oraz aplikacją układów do zagospodarowania ciepła odpadowego w zawodowych blokach energetycznych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), jak również poszukuje się nowych kierunków produkcji energii w systemie rozproszonym – wspomagających pracę systemu scentralizowanego. Pojęcie generacji w systemie rozproszonym obejmuje jednostki o zainstalowanej mocy do 50 MW, niepodlegające centralnej dyspozycji mocy. Współpracują one z siecią dystrybucyjną niskiego napięcia (nN), średniego napięcia (SN) i siecią 110 kV [3] lub bezpośrednio zaopatrują odbiorcę. O postępie w rozwoju systemu rozproszonego świadczą m.in. liczne kompleksy energetyczne lub agroenergetyczne bazujące na lokalnych, często odnawialnych źródłach energii (OZE). Rozwój tych instalacji jest wspomagany polityką prosumencką, w której założeniu użytkownik instalacji może być zarówno konsumentem wytworzonej energii elektrycznej, jak też sprzedawcą tej energii do sieci elektroenergetycznej. Dzięki ustawie o odnawialnych źródłach energii [4] uprzywilejowane pod tym

względem są tzw. mikroźródła (również kogeneracyjne), czyli jednostki o zainstalowanej mocy elektrycznej do 40 kW. Daje to ogromną szansę rozwoju jednostek wytwórczych micro-CHP, instalowanych w celu pokrycia potrzeb gospodarstw domowych. Liczba gospodarstw domowych w Polsce stanowi ok. 6,5% ogólnej liczby gospodarstw w Unii Europejskiej (UE) [5]. Na przestrzeni ostatnich 15 lat w sektorze tym odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej o ok. 25%, a obecnie zagospodarowuje on ok. 20% rocznej produkcji tej energii [5]. Zgodnie z danymi ARE i GUS, przytoczonymi w [6], zapotrzebowanie na energię elektryczną w gospodarstwach domowych wyniosło w 2015 roku 34,3 TWh, a prognozowane zapotrzebowanie na 2020 rok wynosi 38,3 TWh. Sektor ten jest trzecim w kolejności odbiorcą energii elektrycznej – poprzedzają go przemysł i sektor usług, przy czym prognozuje się, że w kolejnych latach popyt na energię elektryczną nieznacznie spadnie w przemyśle i transporcie, natomiast wzrośnie w sektorze gospodarstw domowych i usług. Wśród odbiorników energii elektrycznej w gospodarstwach domowych znajdują się przede wszystkim urządzenia do ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania wody użytkowej, urządzenia klimatyzacyjne, kuchnie elektryczne, sprzęt AGD i RTV. Elektryczne urządzenia grzewcze stanowią właściwie uzupełniające źródła ciepła w budownictwie mieszkaniowym, ale mogą również przejąć funkcję autonomicznego źródła ciepła w przypadku niewralgicznych lokalizacji obiektów. Według danych ARE i GUS łączne zapotrzebowanie na ciepło w gospodarstwach domowych (obejmujące ogrzewanie pomieszczeń i przygotowanie ciepłej wody użytkowej) wyniosło w 2015 roku – 474,3 PJ. Prognozuje się wzrost tego zapotrzebowania do 478,2 PJ w 2020 roku. Pod tym względem sektor gospodarstw domowych góruje nad przemysłem i sektorem usług, dla których w 2015 roku zapotrzebowanie na ciepło użytkowe wyniosło odpowiednio 313,2 i 178,6 PJ [5]. W 2013 roku liczba gospodarstw domowych wynosiła w Polsce 13,3 mln, przy czym na pojedyncze gospodarstwo przypada średnie zużycie ok. 2150 kWh energii elektrycznej [5]. Produktem, który w najbliższej przyszłości może zyskać atrakcyjność w sektorze gospodarstw domowych, jest kogeneracyjne mikroźródło oparte na technologii obiegu parowego z organicznym czynnikiem roboczym. Technologia ORC (*Organic Rankine Cycle*) znajduje się wśród technologii promowanych w *Dyrektywie 2012/27/UE* [7]. Propozycję autorów w tym zakresie stanowi prototypowa monoblokowa jednostka mikrokogeneracyjna, składająca się z tradycyjnego kotła gazowego sprzężonego z modułem ORC. W formie przedstawionej w niniejszym artykule przeznaczona jest ona głównie do zastosowań w gospodarstwach domowych na obszarach podmiejskich lub wiejskich, gdzie rozwija się budownictwo głównie jednorodzinne, a istniejąca infrastruktura nie pozwala na wykorzystanie ciepła systemowego. Warto podkreślić, że w większości takich obiektów instalowane są monowalentne systemy grzewcze z kotłem jako źródłem ciepła, co sprzyja aplikacji kotła kogeneracyjnego. Prezentowana jednostka stanowi pierwszy w Polsce prototyp mikrośilowni w skali domowej.

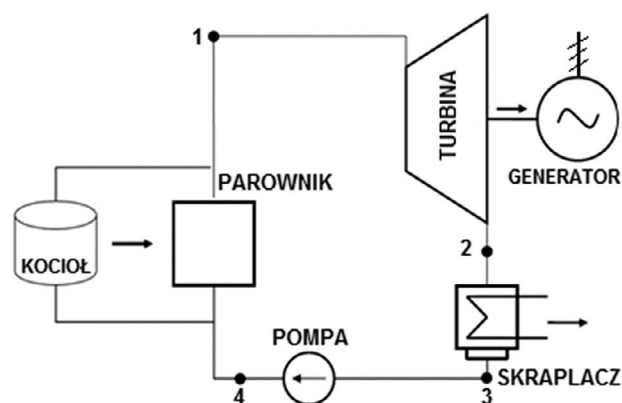
2. Idea technologii ORC

Zasada działania układu pracującego z wykorzystaniem organicznego obiegu Rankine'a nie odbiega od fundamentalnej zasady działania klasycznej siłowni parowej, gdzie czynnikiem roboczym jest woda. W przypadku układu ORC źródło ciepła (klasyczne w postaci kotła, niskotemperaturowe lub tzw. odpadowe) przekazuje energię cieplną niskowrzącemu czynnikowi roboczym, który z kolei zostaje izobarycznie podgrzany i odparowany (w uzasadnionych przypadkach osiągając też stan pary przegrzanej). Proces ten realizowany jest w podstawowym wymienniku układu ORC, zwanym parownikiem lub wytwornicą pary. Wytworzona para trafia do turbiny, w której ulega adiabaticznemu rozprężaniu, napędzając wirnik turbiny i sprzężony z nim generator prądu elektrycznego. Po ekspansji czynnik podlega kondensacji w skraplaczu i pompą, w procesie izochorycznego podnoszenia ciśnienia, kierowany jest do ponownego odparowania. Uszeregowanie głównych elementów w obiegu ORC pokazano schematycznie na rys. 1.

Mając za tło klasyczny obieg C-R, łatwo zauważyć, że zasadniczą różnicę w obiegu ORC stanowi fakt zastosowania czynnika niskowrzącego jako czynnika roboczego. Dzięki temu do przygotowania pary nasyconej/przegrzanej czynnika można również wykorzystać niskotemperaturowe źródło energii odpadowej. W praktyce oznacza to zastąpienie kotła i odbywającego się w nim procesu spalania wymiennikiem ciepła, w którym odparowanie czynnika roboczego układu ORC następuje kosztem zmiany entalpii fizycznej nośnika energii odpadowej.

Technologia ORC ma swoją genezę w binarnych systemach geotermalnych, ale obecnie znajduje również zastosowanie w układach do konwersji energii z biomasy, promieniowania słonecznego, czy też zagospodarowania ciepła odpadowego z procesów technologicznych i energetycznych. Potentatami w budowie jednostek wielkoskalowych są firma Ormat® [8] z siedzibą w Nevadzie oraz włoski Turboden [9]. Równolegle w wielu ośrodkach naukowych prowadzone są m.in. badania nad właściwym doбором czynników roboczych [10, 11] oraz dywagacje nad nowymi, bardziej efektywnymi energetycznie koncepcjami układów ORC [12, 13, 14].

Trudnym wyzwaniem technologicznym jest praktyczna realizacja domowego kogeneracyjnego mikroźródła w technologii ORC. Problem stanowi już sam dobór czynnika roboczego dla



Rys. 1. Schemat ideowy parowej jednostki ORC

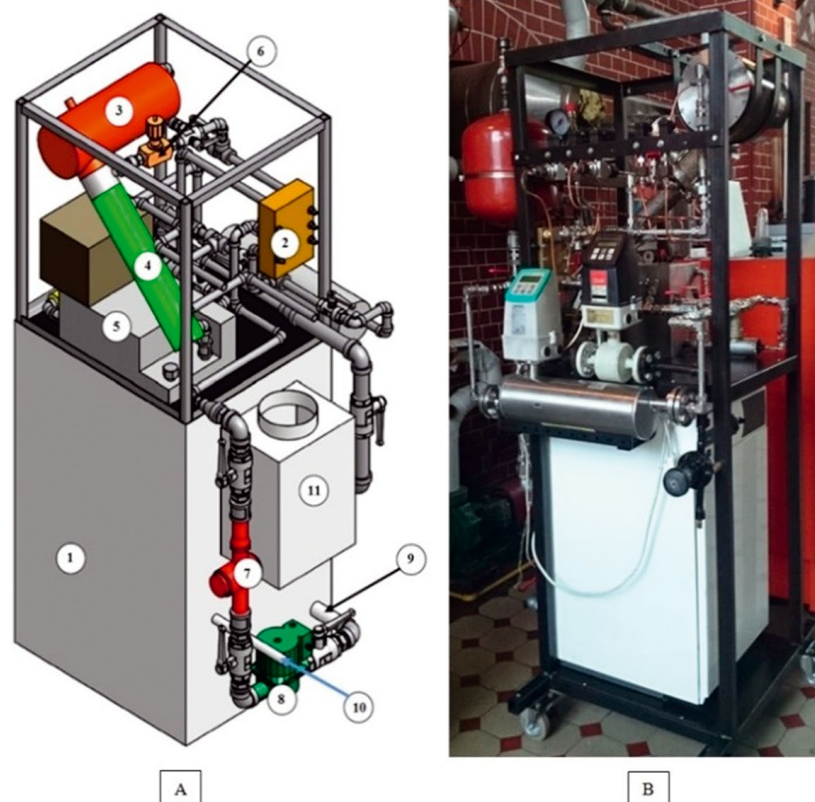
modułu ORC, ponieważ poza własnościami fizyko-chemicznymi, w kontekście eksploatacji instalacji w budynku mieszkalnym szczególnego znaczenia nabiera wybuchowość i toksyczność czynnika w wypadku awarii/rozszczelnienia układu. Dominującym problemem technicznym jest wykonanie małego gabarytowego urządzenia ekspansyjnego (turbiny) o mocy efektywnej rzędu kilku kW, gwarantującej 100-procentową szczelność w obecności organicznego medium roboczego siłowni. Należy w tym miejscu podkreślić, że na rynku brak jest takich rozwiązań. W literaturze przedmiotu z kolei można dostrzec ogromną liczbę prac studialnych, poświęconych adaptacji znanych maszyn objętościowych (sprężarek śrubowych i spiralnych, silników pneumatycznych) do pracy w warunkach ekspansji par czynników niskowrzących [15, 16]. Do znaczącego postępu w zakresie turbin dedykowanych mikrośiłowniom ORC przyczyniły się też prace Kosowskiego i in. [17]. W badaniach prototypowego jednostopniowego mikroturbozespołu osiowego z HFE7100 odnotowano sprawności wewnętrzne na poziomie ok. 85%, co jest światowym osiągnięciem w przypadku maszyn wirnikowych o mocy efektywnej w zakresie do 3 kW [18]. Inny kierunek prac nad rozwojem mikrośiowni ORC dotyczy wdrażania nowatorskich rozwiązań wymienników ciepła (parownika, skraplacza, regeneratora). Jest to też główny obszar działalności naukowej autorów niniejszej pracy [19, 20, 21]. Oczekuje się w tym przypadku wysokiej efektywności procesu rekuperacji przy jednoczesnym zachowaniu kompaktowości konstrukcji.

Wśród producentów jednostek ORC w zakresie mocy elektrycznej do 10 kW można wskazać dwie firmy, a mianowicie Infinity Turbine [22] oraz Enogię [23]. Oferowane przez nie produkty są jednak znacząco różne w porównaniu z rozwijaną przez autorów koncepcją mikrośiowni ORC z kotłem gazowym [24].

3. Mikrośiownia ORC z kotłem gazowym

Prototypową jednostkę mikro-CHP z technologią ORC pokazano w formie fotografii i widoku aksjonometrycznym na rys. 2. Zaprojektowano ją w oparciu o kocioł gazowy DTG X 23 N, który w wersji komercyjnej stanowi ofertę firmy De Dietrich dla gospodarstw domowych. Na podstawie doświadczeń z innych ośrodków badawczych, jak i badań własnych [10, 25], do pracy w obiegu wybrano bezwodny alkohol etylowy. Wiele analiz wykazuje, że pod względem termodynamicznym jest to najbardziej korzystny czynnik. Pewne ograniczenia stosowania wiążą się z jego wybuchowością i własnościami smarnymi.

Jak już wcześniej zaakcentowano, kocioł gazowy (1) jest autonomicznym źródłem ciepła dla mikrośiowni ORC. Ciepło wydzielane kosztem spalania paliwa jest odbierane za pomocą oleju termalnego Mobiltherm. Olej ten jest pośrednim nośnikiem ciepła cyrkulującym w zamkniętej pętli pomiędzy kotłem i parownikiem (2) modułu ORC. Charakteryzuje się wysoką trwałością termiczną i odpornością na utlenianie, brakiem toksyczności, a także dobrymi własnościami w instalacjach ogrzewania pośredniego, w temperaturach pracy do ok. 315°C. Cyrkulację



Rys. 2. Mikrośiownia ORC; (A) rysunek aksjonometryczny: 1 – kocioł gazowy, 2 – parownik, 3 – turbogenerator, 4 – skraplacz, 5 – zbiornik etanolu, 6 – zawór dławiący, 7 – przepływomierz oleju, 8 – pompa oleju, 9 – króciec powrotu oleju do kotła, 10 – króciec gazowy, 11 – czopuch, (B): widok stanowiska

oleju zapewnia pompa (8) Wilo (model IPH-O-32/170-0,37/4) o maksymalnej wydajności 3,5 m³/h i maksymalnej wysokości podnoszenia 6 m. Do pomiaru wydatku objętościowego oleju wykorzystano przepływomierz skrzydełkowy (7). Cyrkulację alkoholu etylowego w zamkniętym obiegu modułu ORC zapewnia hermetyczna pompa zębata ze sprzęgłem magnetycznym firmy Tuthill (model TXS2.6). Jej nominalna wydajność wynosi 430 l/h przy ciśnieniu różnicowym 10,3 bara. Regulacja wydajności odbywa się poprzez zmianę częstotliwości w zakresie 0–60 Hz w układzie zasilania silnika elektrycznego pompy za pośrednictwem falownika bądź dzięki wykorzystaniu zaworu dławiącego sterowanego ręcznie – zainstalowanego na tzw. boczniku. Alkohol, przepływając przez parownik, pobiera ciepło od oleju termalnego, na skutek czego odparowuje, przechodząc również przy odpowiednio dużej gęstości strumienia ciepła w stan pary przegrzanej. Para nasycona/przegrzana jest docelowo kierowana do turbiny (3), gdzie się rozpręża, a następnie płynie do skraplacza (4). Podczas rozruchu stanowiska i w fazie jego nagrzewania do ekspansji czynnika służy zawór dławiący (6). Skraplacz modułu ORC jest chłodzony wodą sieciową. Po procesie kondensacji etanol jest kierowany do zbiornika (5). Wstępne nadciśnienie w układzie olejowym zapewnia naczynie wyrównawcze wypełnione azotem – w zimnym układzie wygenerowano nadciśnienie 0,5 bara. Układ olejowy wyposażony jest w zawór bezpieczeństwa o ciśnieniu otwarcia 4,5 bara.

Kluczowym elementem w instalacji jest osiowa mikroturbina parowa zaprojektowana do współpracy z alkoholem etylowym [17]. Generator prądu posadowiony jest na wale turbiny, bezpośrednio za jej częścią niskoprężną – zespół turbina i generator mają w związku z tym wspólny kadłub. Mikroturbina wyposażona jest w pojedynczy stopień turbinowy naddźwiękowy (liczba Macha na wlocie z palisady kierowniczej wynosi 2,4, obliczeniowa prędkość obrotowa wirnika to 36 tys. obr./min). Stopień turbinowy zaprojektowano pod kątem współpracy z parą alkoholu etylowego. Obliczeniowy wydatek masowy alkoholu wynosi 25 g/s, ciśnienie jego pary na wlocie do turbiny 7 barów, a ciśnienie pary po ekspansji w turbinie 1 bar. Widok turboszespołu pokazano na fot. 1. Smarowanie łożysk tej turbiny odbywa się za pomocą par etanolu.



Fot. 1. Widok turboszespołu parowego

Parownikiem w prototypowej mikrośilowni jest nowatorski minikanałowy, płaszczowo-rurowy wymiennik ciepła z przegrodami turbulizującymi przepływ, umieszczonymi wewnątrz płaszczka [26]. Wymiennik ten zaprojektowano do współpracy z olejem termalnym w warunkach wysokich temperatur oleju (do 300°C) i wysokich ciśnień po stronie czynnika niskowrzącego, odparowującego w rurach pęku (do 30 barów). Skraplacz modułu ORC jest kompaktowym płaszczowo-rurowym wymiennikiem ciepła o konstrukcji bliźniaczej do parownika. Wykonano go również na potrzeby mikrośilowni ORC na podstawie obliczeń o charakterze cieplno-przepływowym [27].

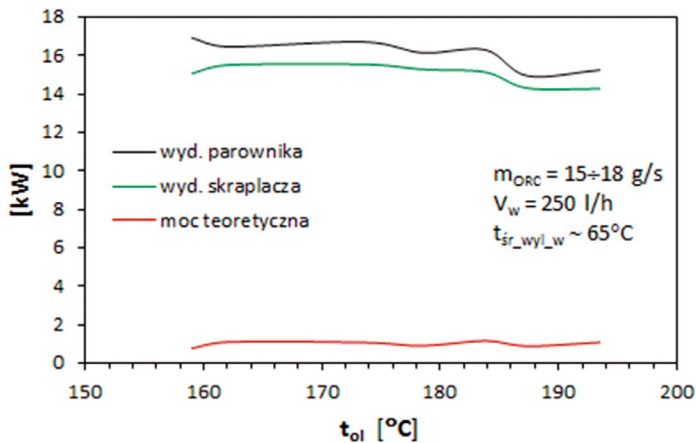
4. Wyniki badań prototypu

Systematyczne badania eksperymentalne prototypu mikrośilowni ORC z bezwodnym alkoholem etylowym były już wcześniej publikowane przez autorów [28, 29]. W przywołanych artykułach opisano szczegółowo zastosowane przyrządy pomiarowe, metodykę badawczą i algorytmy obliczeniowe. Na potrzeby rozważań prowadzonych w niniejszym artykule skonstruowano natomiast wykresy przedstawiające osiągnięte moce cieplne, temperatury nośników ciepła i sprawność termiczną realizowanego obiegu parowego. Wykresy opracowano na podstawie przeprowadzonych pomiarów cieplno-przepływowych i analizy termodynamicznej. W opinii autorów są one istotne dla podkreślenia potencjału technologii oraz wstępnej weryfikacji idei funkcjonowania węzła cieplnego gospodarstwa domowego z proponowanym kogeneracyjnym mikroźródłem.

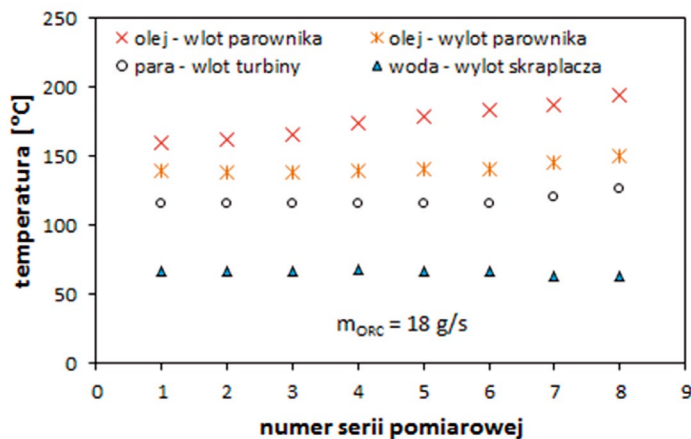
Na rys. 3 pokazano charakterystyki mocy cieplnych parownika i skraplacza oraz mocy teoretycznej związanej z ekspansją pary alkoholu w zakresie ciśnień parowanie/skraplanie. Przebiegi wykreślono w funkcji temperatury oleju termalnego. Jak już wspomniano w rozdziale 3, parownik modułu ORC jest zasilany w ciepło za pośrednictwem obiegu pośredniego z olejem termalnym, a zatem wydajność cieplna tego wymiennika może być w przybliżeniu rozumiana jako użytkowa moc cieplna kotła. Odnotowana wydajność cieplna skraplacza (ok. 15 kW) pozwoli w opinii autorów na pokrycie obciążenia cieplnego typowego domu jednorodzinnego w Polsce z niskotemperaturowym systemem grzewczym. Średnia temperatura wody opuszczającej skraplacz wynosi ok. 65°C (rys. 4), co daje również możliwość przygotowania wody użytkowej (wymagana temperatura zasilania 55°C), choć w tym przypadku należy przeprowadzić dodatkowe obliczenia, uwzględniając m.in. wpływ liczby mieszkańców na pobór ciepłej wody. Moc teoretyczna obiegu parowego kształtuje się na poziomie 1 kW. Sprawność termiczna obiegu, wykreślona na rys. 5, pozostaje na stosunkowo niskim poziomie (ok. 5%), niemniej należy pamiętać, że generacja energii elektrycznej w tym przypadku jest produktem ubocznym. Nie ma tu zastosowania metoda karnotyzacji obiegu, polegająca na obniżeniu temperatury skraplania pary czynnika roboczego, ponieważ podjęto próbę dopełnienia podstawowej funkcji kotła – zaopatrzenia odbiorcy w ciepło.

5. Podsumowanie

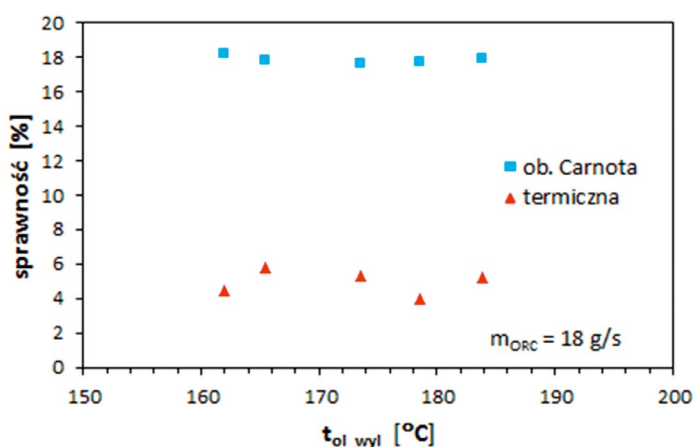
W artykule omówiono prototypowe mikroźródło z technologią ORC, przeznaczone do aplikacji w sektorze gospodarstw



Rys. 3. Charakterystyka mocy dla modułu ORC



Rys. 4. Poziomy temperaturowe nośników energii w mikrośilołni ORC



Rys. 5. Charakterystyka sprawności dla obiegu parowego z alkoholem etylowym

i są przesłanką do kontynuacji prac nad rozwojem proponowanej koncepcji. Autorzy mają świadomość potrzeby rozbudowy układu o magazyn ciepła, układ automatycznej regulacji pracą turbiny i synchronizacji parametrów elektrycznych z parametrami sieci elektroenergetycznej lokalnego operatora. To elementy obecnie prowadzonych prac. Otwarta pozostaje również sprawa doboru czynnika roboczego dla modułu parowego. Prowadzone są aktualnie prace nad wdrożeniem wody jako czynnika roboczego, a pierwsze rezultaty zostały opublikowane w literaturze [29].

W opinii autorów domowy kocioł gazowy doposażony w moduł generujący energię elektryczną zasługuje na miano tzw. kotła III generacji. Urządzenia tego typu mogą spotkać się z zainteresowaniem w indywidualnych gospodarstwach domowych, pod warunkiem że zostanie potwierdzona ich żywotność, wysoka niezawodność, a także możliwość bezobsługowej i cichej pracy. Proponowane rozwiązanie doskonale wpisuje się również w krajowe ramy inteligentnych specjalizacji w obszarze systemów energetycznych budynków.

BIBLIOGRAFIA

1. Komunikat Komisji [online], http://ec.europa.eu/eu2020/pdf/1_PL_ACT_part1_v1.pdf [dostęp: 21.03.2017].
2. Polityka energetyczna Polski do 2030, *Monitor Polski* 2010, nr 2, s. 28–149.
3. Bargiel J. i in., Rola generacji rozproszonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na przykładzie gminy Gierałtowiec, *Acta Energetica* 2014, No. 4/21, s. 31–37.
4. Ustawa z dnia 20.02.2015 o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r., poz. 478.
5. Kott M., Efektywność wykorzystania energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w kontekście europejskiej polityki energetycznej, *Acta Energetica* 2015, No. 3/25, s. 54–59.
6. Analiza potencjału rynkowego dla technologii – Wysokosprawny płaszczowo-rurowy wymiennik ciepła z techniką mikrostrugową w rurach pęku, Ekspertyza dla CTWT PG, 2015.
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady, 2012/27/UE, 25.10.2012.
8. Ormat Technologies [online], <http://www.ormat.com/> [dostęp: 21.03.2017].
9. Turboden [online], <http://www.turboden.eu/en/home/index.php> [dostęp: 21.03.2017].
10. Mikielawicz D., Mikielawicz J., A thermodynamic criterion for selection of working fluid for subcritical and supercritical domestic micro CHP, *Applied Thermal Engineering* 2010, Vol. 30, s. 2357–2362.
11. Rayegan R., Tao Y.X., A procedure to select working fluids for Solar Organic Rankine Cycles (ORCs), *Renewable Energy* 2011, Vol. 36, s. 659–670.
12. Jradi M., Riffat S., Modelling and testing of a hybrid solar-biomass ORC-based micro-CHP system, *International Journal of Energy Research* 2014, Vol. 38, s. 1039–1052.
13. Mikielawicz D., Mikielawicz J., Wajs J., Układ turbiny parowej z organicznym obiegiem Rankine'a (ORC) do wykorzystania ciepła odpadowego, patent PL 224462, 2013.

domowych, wraz z analizą termodynamiczną, przeprowadzoną na podstawie wyników badań eksperymentalnych. Przedstawione charakterystyki potwierdziły skuteczność współpracy kotła gazowego z modułem ORC w skali domowej

14. Mikielwicz D., Wajs J., Organic flash cycle as an alternative to organic rankine cycle for application in domestic heat and power supply system, materiały IV Konferencji WTiUE, Kraków 2016.
15. Mikielwicz D., Mikielwicz J., Wajs J., Experiences from operation of different expansion devices for application in domestic micro CHP, *Archives of Thermodynamics* 2010, Vol. 31, No. 4, s. 3–13.
16. Ziviani D. i in., Characterizing the performance of a single-screw expander in a small-scale organic Rankine cycle for waste heat recovery, *Applied Energy* 2016, Vol. 181, s. 155–170.
17. Kosowski K. i in., Mikroturbiny. Badania numeryczne i eksperymentalne, Fundacja Promocji Przemysłu Okrętowego i Gospodarki Morskiej, Gdańsk 2016.
18. Włodarski W., Badania eksperymentalne mikroturbozespołów, Fundacja Promocji Przemysłu Okrętowego i Gospodarki Morskiej, Gdańsk 2016.
19. Wajs J., Mikielwicz D., Influence of metallic porous microlayer on pressure drop and heat transfer of stainless steel plate heat exchanger, *Applied Thermal Engineering* 2016, Vol. 93, s. 1337–1346.
20. Wajs J., Mikielwicz D., Fornalik-Wajs E., Strugowy wymiennik ciepła o budowie cylindrycznej, zwłaszcza do odzysku energii cieplnej z niskotemperaturowych źródeł odpadowych, patent PL 224494, 2013.
21. Wajs J., Mikielwicz D., Fornalik-Wajs E., Thermal performance of a prototype plate heat exchanger with minichannels under boiling conditions, *Journal of Physics, Conference Series* 2016, Vol. 745.
22. Infinity Turbine [online], <http://www.infinityturbine.com/> [dostęp: 21.03.2017].
23. Enogia [online], <http://www.enogia.com/> [dostęp: 21.03.2017].
24. Mikielwicz D., Wajs J., Mikielwicz J., Gas boiler as a heat source for a domestic micro-CHP, *Journal of Power Technologies* 2014, Vol. 94, No. 4, s. 317–322.
25. Mikielwicz D., Mikielwicz J., Analytical method for calculation of heat source temperature drop for the Organic Rankine Cycle application, *Applied Thermal Engineering* 2014, Vol. 63, s. 541–550.
26. Wajs J., Mikielwicz D., Minikanałowy płaszczowo-rurowy wymiennik ciepła, *Technika Chłodnicza i Klimatyzacyjna* 2010, nr 6–7, s. 255–259.
27. Wajs J., Mikielwicz D., Jakubowska B., Performance of shell-and-tube condenser with minichannels for the micro domestic ORC, *Applied Thermal Engineering* [w recenzjach].
28. Wajs J., Mikielwicz D., Woźnowska M., Gazowy kocioł kogeneracyjny – badania prototypu, *Instal* 2016, nr 1 (369), s. 11–17.
29. Wajs J. i in., Experimental investigation of domestic micro-CHP based on the gas boiler fitted with ORC module, *Archives of Thermodynamics* 2016, Vol. 37, No. 3, s. 79–93.

Podziękowania

Autorzy kierują szczególne podziękowania do prof. Jarosława Mikielwicza, członka rzeczywistego PAN, inicjatora i promotora idei mikrośilowni domowej z technologią ORC, za opiekę merytoryczną nad jej ewolucyjnym rozwojem.

Jan Wajs

dr inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: janwajs@pg.gda.pl
Adiunkt w Katedrze Energetyki i Aparatury Przemysłowej na Wydziale Mechanicznym Politechniki Gdańskiej. Członek Sekcji Termodynamiki Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN.

Dariusz Mikielwicz

prof. dr hab. inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: Dariusz.Mikielwicz@pg.gda.pl
Kierownik Katedry Energetyki i Aparatury Przemysłowej na Wydziale Mechanicznym Politechniki Gdańskiej. Członek Prezydium Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN oraz Komitetu Problemów Energetyki przy prezydium PAN.

Możliwości techniczne i aspekty ekonomiczne wykorzystania zasobników energii dla bilansowania zmiennej generacji OZE

Autor

Tomasz Pakulski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektrochemiczny magazyn energii, generacja wiatrowa, kompensowanie zmienności OZE

Streszczenie

Rozwój generacji wiatrowej oprócz pozytywnych aspektów związanych z wykorzystaniem energii odnawialnej stanowi wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa i ekonomiki funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Niepewny i zmienny charakter źródeł generacji wiatrowej (GW) pociąga za sobą konieczność zapewnienia przez OSP odpowiednich rezerw mocy, niezbędnych dla zachowania stabilnej pracy sieci. Podmioty zaangażowane w handel energią z tych źródeł ponoszą dodatkowe koszty bilansowania nieplanowanych odchyleń produkcji. Ciągły wzrost mocy zainstalowanej GW powoduje nasilenie problemów związanych z bilansowaniem systemu, a rozwiązaniem mogą być zasobniki energii.

W artykule przedstawiono wyniki analiz dotyczących możliwości wykorzystania elektrochemicznych zasobników energii do bilansowania zmienności GW jako narzędzia wspomagającego planowanie pracy systemu i służącego obniżeniu kosztów funkcjonowania KSE. Zaprezentowano sposób wyznaczania preferowanych typów elektrochemicznych zasobników energii, określanych na podstawie techniczno-ekonomicznych wskaźników optymalizacyjnych.

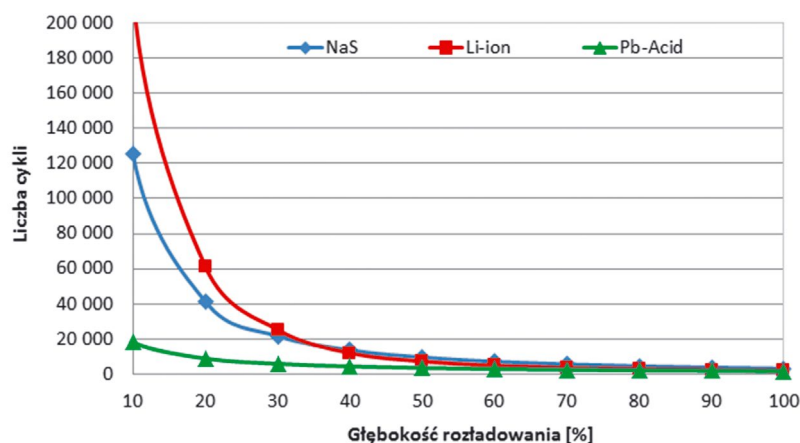
1. Wstęp

Na świecie dostępnych jest wiele rodzajów elektrochemicznych magazynów energii elektrycznej, które są wykorzystywane do współpracy ze źródłami odnawialnymi. Za dominujące można uznać trzy typy zasobników elektrochemicznych: sodowo-siarkowy (NaS), litowo-jonowy (Li-ion) oraz kwasowo-ołowiowy (Pb-Acid). Magazyny w zależności od wykonania mogą posiadać dosyć zróżnicowane parametry. Generalnie można by je sprowadzić do kategorii *high power* (Pb-Acid, Li-ion) oraz *high capacity* (NaS, Pb-Acid).

Wielkość zastosowanego magazynu energii, wymagania eksploatacyjne, wiodąca strategia wykorzystania mogą być różne w zależności m.in. od lokalizacji i wymagań użytkownika.

Głównym celem przeprowadzonych badań było określenie sposobu wyznaczania preferowanych typów oraz pożądanych parametrów technicznych elektrochemicznych zasobników energii określonych na podstawie techniczno-ekonomicznej optymalizacji uwzględniającej, m.in.:

- charakterystyki czasu życia zasobnika wynikające z liczby cykli ładowania/rozładowania oraz stopnia rozładowania DOD (ang. *depth of discharge*)



Rys. 1. Liczba cykli w zależności od głębokości rozładowania [1–5]

- sprawności cyklu ładowanie/rozładowanie
- wielkość nakładów inwestycyjnych.

Na rys. 1 przedstawiono charakterystyki czasu życia wybranych typów elektrochemicznych zasobników energii.

W założonym okresie czasu n -lat, w przypadku gdy zasobnik będzie pracować w niskim zakresie DOD – oznacza to, że będzie miał on wystarczającą pojemność – wydłuży się jego żywotność, ale poniesione zostaną znacznie wyższe wydatki na jego zakup. W sytuacji odwrotnej zasobnik będzie miał niewystarczającą pojemność, niższe byłyby koszty jego instalacji, ale skróci się jego żywotność, co spowoduje konieczność wielokrotnej wymiany akumulatorów w założonym okresie czasu. Przeprowadzona analiza umożliwi znalezienie rozwiązania optymalnego z technicznego oraz finansowego punktu widzenia.

W tab. 1 przedstawiono wybrane parametry techniczne oraz finansowe przyjęte jako założenia do przeprowadzenia symulacji pracy zasobników energii w strategiach kompensowania:

- błędów prognoz GW w horyzoncie krótko- oraz średnioterminowym
- 15-minutowych gradientów zmian mocy GW.

2. Bilansowanie zmienności generacji odnawialnej

2.1. Kompensowanie błędów prognoz w horyzoncie krótkoterminowym

Strategia zakłada wykorzystanie zasobników energii do kompensacji odchyłeń pomiędzy prognozowaną a rzeczywistą wielkością produkcji źródeł, które cechują się dużymi wahaniami produkcji w czasie (generacja wiatrowa, fotowoltaika). Zadaniem magazynu jest uzupełnienie do zadanego (zgrafikowanego) poziomu generacji ze źródeł odnawialnych lub przejęcie nadmierowej produkcji w stosunku do wartości prognozy zgłoszonej w grafiku pracy w horyzoncie godziny. Od zasobnika wymagana jest stosunkowo niewielka pojemność i znaczna moc oraz gradient zmiany mocy pobieranej/oddawanej do sieci, wynikające ze znacznych wahań mocy oddawanej do sieci przez źródła. Niewielka pojemność wynika z założenia, że w dłuższym horyzoncie czasu energia pobrana i oddana do sieci będą się wzajemnie kompensowały.

Parametr	NaS	Li-ion	Pb-Acid
Stosunek pojemność zasobnika/moc rozładowania	7,2	2,0	2,5
Sprawność cyklu magazynowania energii [%]	90	95	85
Czas życia [cykle] przy 80% DOD	4500	5000	1500
Czas życia [cykle] przy 100% DOD	3000	4000	1000
Nakład inwestycyjny, mln USD/MW	3,2	1,8	1,2

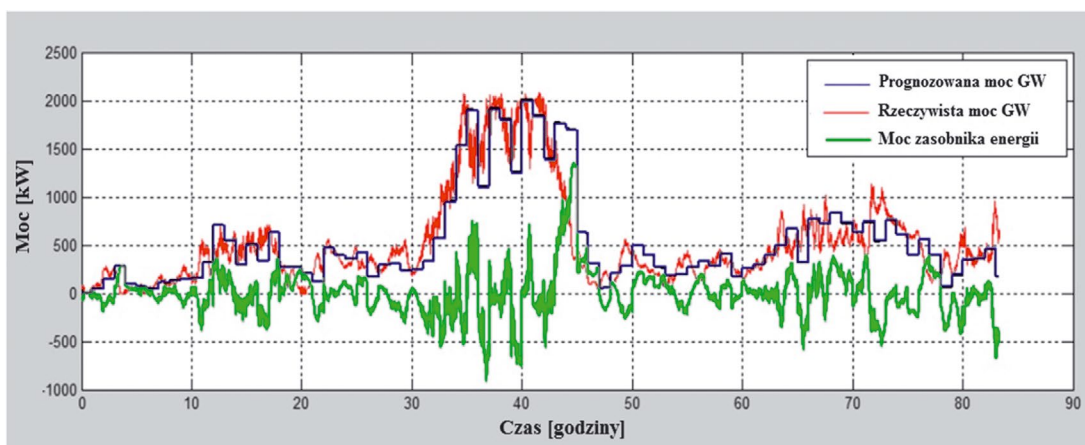
Tab. 1. Parametry technologii magazynowania energii z zasobnikiem elektrochemicznym

2.2. Kompensowanie błędów prognoz w horyzoncie średnioterminowym

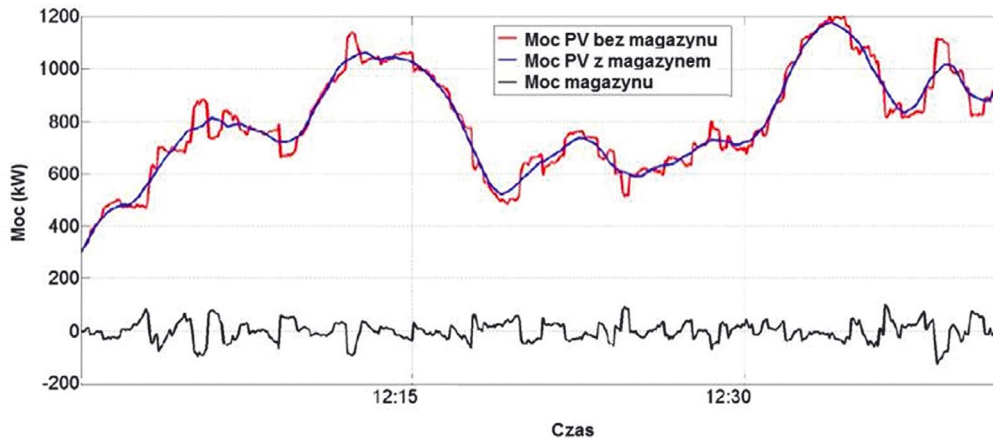
Błędy prognoz generacji odnawialnej w średnim horyzoncie czasowym (na dobę następną) mogą wynikać z systematycznego błędu prognoz lub być efektem niedoszacowania lub przeszacowania numerycznych prognoz pogody. Wykorzystanie magazynów energii do kompensacji błędów prognozy generacji wiatrowej pozwoli wspomagać prowadzenie ruchu w sieci, w szczególności optymalizować dobór do pracy jednostek wytwórczych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu oraz koszty wytwarzania energii elektrycznej. Od zasobnika wymagana jest większa pojemność niż w przypadku kompensowania krótkoterminowych błędów prognoz oraz mniejsze: moc nominalna i gradient zmiany mocy pobieranej lub oddawanej do sieci. Wynika to z faktu, że nawet niewielki systematyczny błąd prognozy generacji popętniony w dłuższym horyzoncie czasu prowadzi do stosunkowo dużych wolumenów błędnie zgrafikowanej produkcji. Ideę wykorzystania zasobnika energii do kompensowania błędów prognoz, w celu utrzymania założonego profilu produkcji energii, przedstawiono na rys. 2.

2.3. Kompensowanie gradientów zmian generacji wiatrowej

Zadaniem zasobników energii jest ograniczenie lub wyeliminowanie problemu związanego z szybkimi wahaniami mocy wyjściowej oraz umożliwienie skutecznego bilansowania mocy



Rys. 2. Wykorzystanie zasobnika energii do kompensacji błędów generacji odnawialnej [6]



Rys. 3. Wykorzystanie zasobnika energii do kompensacji wahań produkcji odnawialnej [7]

w danym obszarze sieci. Efektem działań jest uniknięcie kosztów związanych z uruchomieniem rezerwy wtórnej w sieci oraz ze świadczeniem innych usług regulacyjnych mających na celu bilansowanie chwilowej podaży i popytu. Zadaniem systemu sterowania zasobnikiem jest kompensowanie 15-minutowej zmienności generacji odnawialnej z uwzględnieniem aktualnego zapotrzebowania na moc w systemie. Ideę przedstawiono na rys. 3.

3. Wskaźniki techniczno-ekonomicznej optymalizacji

W celu oceny i optymalizacji doboru wielkości oraz parametrów technicznych zasobnika posłużono się następującymi wskaźnikami:

- wskaźnik techniczny W_T – określa koszt magazynowania 1 MWh energii w całym okresie życia zasobnika. Dla rozwiązania optymalnego wskaźnik osiąga wartość minimalną.

$$W_T = \frac{K_i}{\left(\frac{E_o}{E_o + E_n}\right)^2 \cdot E_o \cdot T_r} \quad [\text{PLN/MWh}]$$

gdzie:

K_i – nakład inwestycyjny [PLN], E_o – wolumen energii obsłużonej przez zasobnik energii w ciągu roku [MWh/rok], T_r – okres czasu życia zasobnika dla wymaganej liczby cykli [lata], E_n – wolumen energii nieobsłużonej przez zasobnik w ciągu roku [MWh/rok].

Przez energię nieobsłużoną rozumiane są żądania pracy zasobnika w trybie ładowania lub rozładowania, które nie zostały zrealizowane ze względu na:

- niedostateczną moc zasobnika w trybie generacji lub poboru mocy
- brak zdolności magazynowania (całkowite rozładowanie lub naładowanie zasobnika)
- wskaźnik finansowy W_F – określa koszt zmagazynowania 1 MWh energii w założonym n -letnim okresie życia zasobnika (z uwzględnieniem wielokrotnej instalacji zasobnika w przypadku krótszego czasu życia). Dla rozwiązania optymalnego wskaźnik osiąga wartość minimalną.

$$W_F = \frac{K_i + n \cdot s \cdot K_i}{E_o \cdot T_{sk}} \quad [\text{PLN/MWh}]$$

gdzie:

K_i – nakład inwestycyjny [PLN], n – liczba wymian akumulatorów w ciągu przyjętego okresu analizy, s – udział kosztów zakupu akumulatorów w całkowitych nakładach inwestycyjnych na budowę systemu magazynowania energii, E_o – wolumen energii obsłużonej przez zasobnik energii [MWh], T_{sk} – współczynnik korygujący rzeczywisty czas życia zasobnika w sposób analogiczny do współczynnika dyskontującego wartość pieniądza w czasie [lata].

Optymalnego doboru podstawowych parametrów technicznych zasobników elektrochemicznych dokonywano według wskaźnika techniczno-finansowego, zdefiniowanego jako:

$$W = \sqrt{W_T \cdot W_F} \quad [\text{PLN/MWh}]$$

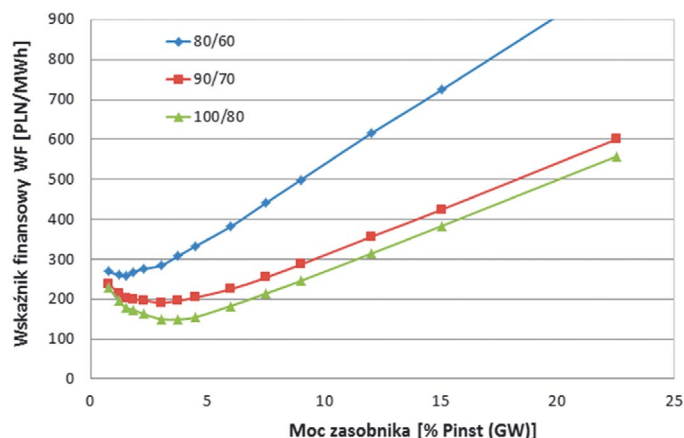
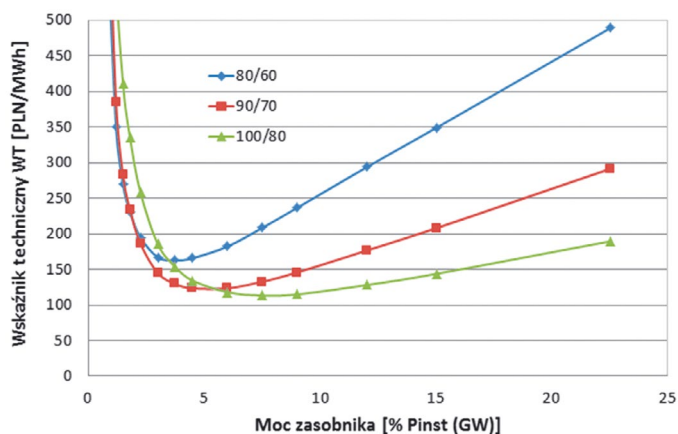
Wyniki symulacji pozwoliły wyznaczyć wymaganą moc i pojemność zasobnika oraz określić ich czas życia w funkcji zrealizowanej liczby cykli oraz głębokości rozładowania zasobnika (DOD).

4. Wyniki symulacji

4.1. Kompensowanie błędów prognoz

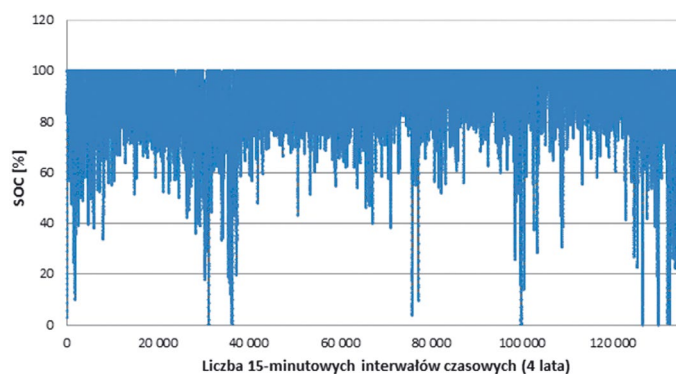
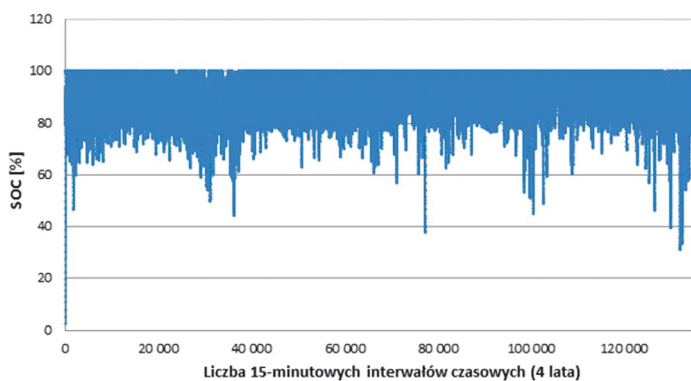
Do przeprowadzenia analiz pracy zasobnika energii zastosowanego do kompensowania błędów prognoz w horyzoncie krótko- oraz średnioterminowym wykorzystano historyczne dane opisujące zmienność GW w danym obszarze sieci. Dla poszczególnych przedziałów czasu obliczono błąd prognozy oraz określono reżim pracy zasobnika, zakładając, że błąd prognozy jest w całości kompensowany przez zasobnik energii.

Badania wykazały, że w analizowanym okresie rzeczywista moc oddawana do sieci była statystycznie wyższa od planowanej, co w przypadku zasobnika będzie skutkowało zwiększeniem czasu pracy w trybie ładowania. Tego typu błąd systematyczny prognozy może doprowadzić do przewymiarowania pojemności zasobnika, gdyby odchyłki o jednakowym znaku występowały



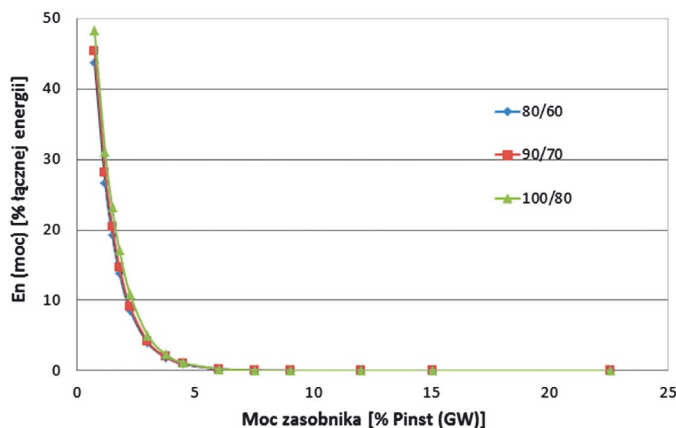
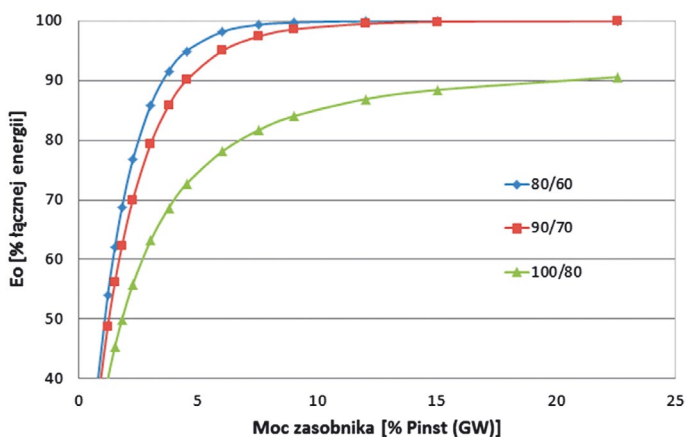
Rys. 4. Wskaźnik techniczny W_T (NaS)

Rys. 5. Wskaźnik finansowy W_F (NaS)



Rys. 6. Poziom SOC dla optymalizacji mocy zasobnika wg wskaźnika W_T (NaS)

Rys. 7. Poziom SOC dla optymalizacji mocy zasobnika wg wskaźnika W_F (NaS)



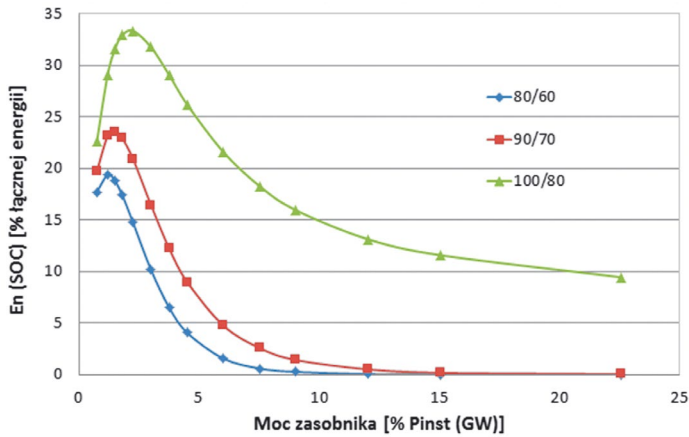
Rys. 8. Energia obsłużona przez zasobnik - % łącznej energii żądań (NaS)

Rys. 9. Energia nieobsłużona - przekroczenie mocy nominalnej zasobnika (NaS)

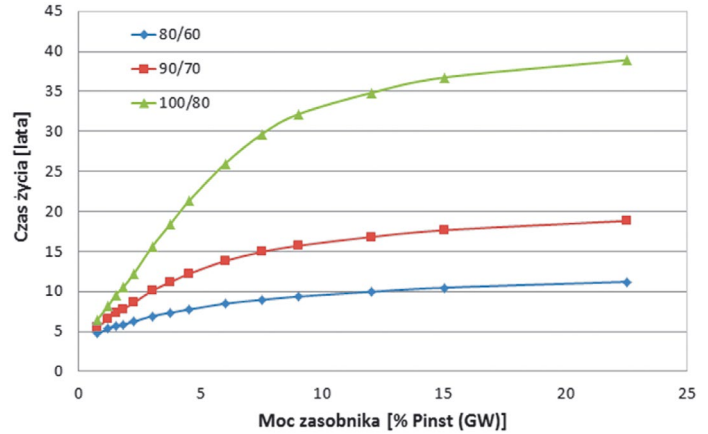
przez dłuższy okres. W celu skompensowania tego niekorzystnego zjawiska zastosowano w algorytmie symulacyjnym korekcyjne rozładowanie/ladowanie zasobnika po osiągnięciu ustalonego poziomu SOC (np. 80/60). Za optymalne wskazano rozwiązanie, dla którego uzyskano minimalną wartość wskaźników optymalizacyjnych.

Na rys. 4-7 przedstawiono dla zasobnika sodowo-siarkowego (NaS) charakterystyki wskaźników optymalizacyjnych oraz poziomów naładowania magazynu SOC (ang. *state of charge*) w rozpatrywanym okresie.

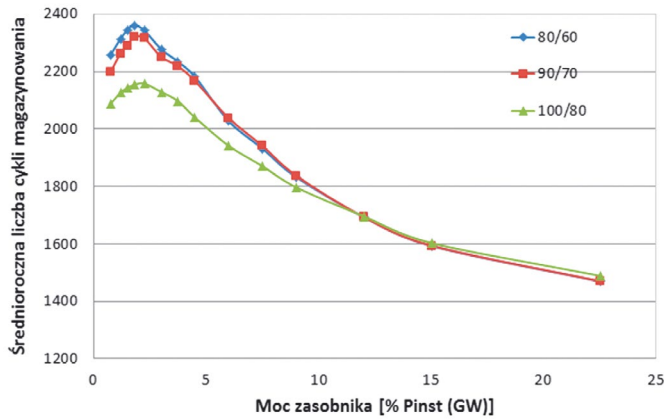
Na rys. 8-13 oraz w tab. 2 przedstawiono pożądane parametry zasobnika NaS do kompensowania błędów prognoz



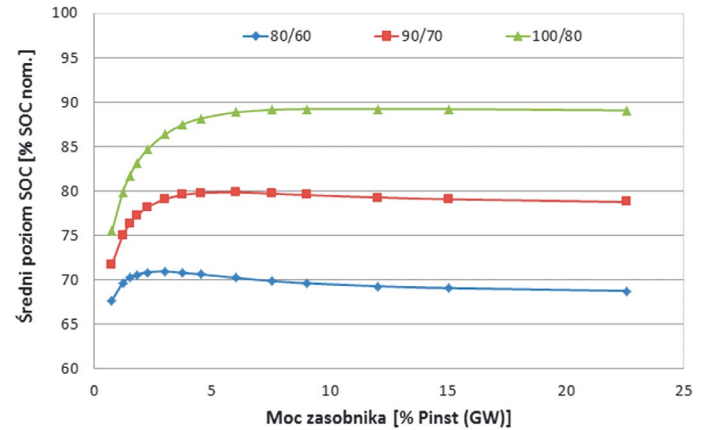
Rys. 10. Energia nieobsłużona – przekroczenie pojemności nominalnej zasobnika (NaS)



Rys. 11. Czas życia zasobnika (NaS)



Rys. 12. Średnioroczna liczba cykli magazynowania (NaS)



Rys. 13. Średni poziom SOC (NaS)

Parametr		NaS	Li-ion	Pb-Acid
Moc zasobnika [MW/100 MW GW]	kryterium techniczne	5–8	44–61	8–12
	kryterium finansowe	3–4	13–17	2–8
	kryterium techniczno-finansowe	4–5	25–30	5–10
Pojemność	krotność P rozł.	7,2	2,0	2,5
Energia	% energii żądań	80	79	80
Żywotność	lata	11–20	>20	3–5
Średni poziom SOC	% pojemności nominalnej	84	92	84

Tab. 2. Pożądane parametry techniczne poszczególnych zasobników wykorzystanych do kompensowania krótkoterminowych błędów prognoz GW

Parametr		NaS	Li-ion	Pb-Acid
Moc zasobnika [MW/100 MW GW]	kryterium techniczne	33–51	142–214	45–53
	kryterium finansowe	6–7	35–41	23–30
	kryterium techniczno-finansowe	14–16	69–75	37–45
Pojemność	krotność P rozł.	7,2	2,0	2,5
Energia	% energii żądań	81	86	73
Żywotność	lata	>20	>20	8–12
Średni poziom SOC	% pojemności nominalnej	84	85	88

Tab. 3. Pożądane parametry techniczne poszczególnych zasobników wykorzystanych do kompensowania średnioterminowych błędów prognoz GW

krótkoterminowych według kryterium techniczno-finansowego. W tab. 3 przedstawiono pożądane parametry techniczne wybranych typów zasobników do kompensowania błędów prognoz generacji wiatrowej w horyzoncie średnioterminowym.

4.2. Kompensowanie zmienności generacji wiatrowej

Celem symulacji była analiza możliwości wykorzystania magazynów energii do świadczenia usługi kompensowania zmienności GW, która miałaby charakter rezerwy wtórnej. Założono, że zadaniem magazynu będzie pokrywanie 15-minutowych

Parametr		NaS	Li-ion	Pb-Acid
Moc zasobnika [MW/100 MW GW]	kryterium techniczne	3–6	13–21	3–8
	kryterium finansowe	1–2	5–6	4–6
	kryterium techniczno-finansowe	2–3	8–12	3–6
Pojemność	krotność P rozł.	7,2	2,0	2,5
Energia	% energii żądań	81	80	78
Żywotność	lata	>20	>20	6–9
Średni poziom SOC	% pojemności nominalnej	91	93	91

Tab. 4. Pożądane parametry techniczne poszczególnych zasobników wykorzystanych do kompensowania zmienności generacji wiatrowej

gradientów zmian bilansu wytwarzania i zużycia energii, jeżeli przekraczają one wartości obserwowane bez udziału generacji wiatrowej w pokrywaniu zapotrzebowania odbiorców na moc. W przeprowadzonej symulacji założono więc, że magazyn energii będzie wykorzystany wyłącznie w sytuacjach, w których zmienność generacji wiatrowej będzie miała negatywny wpływ na pracę sieci, tj. zwiększała wielkość rezerwy wtórnej wymaganej do utrzymywania w systemie, zgodnie z zależnością:

$|\Delta PL| < |\Delta PL + \Delta GW|$ (równoczesny spadek zapotrzebowania na moc i wzrost generacji wiatrowej lub wzrost zapotrzebowania na moc i spadek generacji wiatrowej), przy czym:

- $\Delta GW > 0$ – ładowanie zasobnika
- $\Delta GW < 0$ – rozładowanie zasobnika, gdzie:
 ΔPL – zmiana zapotrzebowania na moc odbiorców, MW
 ΔGW – zmiana mocy generacji wiatrowej, MW.

W tab. 4 zestawiono pożądane parametry techniczne zasobników w strategii kompensowania zmienności generacji wiatrowej.

5. Podsumowanie i wnioski

W referacie zaprezentowano sposób wyznaczania preferowanych typów elektrochemicznych zasobników energii w oparciu o: wskaźnik mocy zasobnika energii do mocy zainstalowanej GW (MW_{ES}/MW_{GW})

wymaganą pojemność zasobnika energii (Q) w relacji do jego mocy (P)

określonych na podstawie techniczno-ekonomicznej optymalizacji uwzględniającej m.in.:

- charakterystyki czasu życia zasobnika wynikającego z liczby i głębokości cykli ładowania/rozładowania
- sprawności cyklu ładowanie/rozładowanie
- wielkość nakładów inwestycyjnych.

Symulacje pozwoliły w przybliżony sposób określić wymaganą moc i pojemność zasobnika oraz wyznaczyć ich czas życia przy określonej liczbie cykli i stopniu rozładowania DOD.

W tab. 5 przedstawiono pożądane parametry techniczne zasobników wykorzystanych do poszczególnych strategii ich zastosowania.

Parametr	Strategia kompensowania	NaS	Li-ion	Pb-Acid
Moc zasobnika [MW/100 MW GW]	krótkoterminowych błędów prognoz GW	4–5	25–30	5–10
	średnioterminowych błędów prognoz GW	14–16	69–75	37–45
	gradientów zmian generacji wiatrowej	2–3	8–12	3–6
Czas życia, lata	krótkoterminowych błędów prognoz GW	16	>20	4
	średnioterminowych błędów prognoz GW	>20	>20	10
	gradientów zmian generacji wiatrowej	>20	>20	8

Tab. 5. Pożądane parametry techniczne poszczególnych zasobników wykorzystanych do bilansowania zmienności generacji wiatrowej

Badania wykazały, że preferowanym typem elektrochemicznego magazynowania energii do zastosowań kompensowania zmienności generacji OZE (w szczególności generacji wiatrowej) jest zasobnik, którego pojemność magazynowania stanowi wielokrotność mocy ładowania/rozładowania. Biorąc pod uwagę technologie dostępne na rynku, mogą to być przede wszystkim zasobniki sodowo-siarkowe (NaS) oraz litowo-jonowe o wyższej pojemności (Li-ion High Capacity). Dla wymienionych technologii uzyskano najniższe wartości wskaźników technicznego oraz finansowego (PLN/MWh), co wskazuje na najwyższą efektywność przedsięwzięcia spośród wszystkich rozpatrywanych i analizowanych technologii elektrochemicznego magazynowania energii.

Efektywność przedsięwzięcia pogarsza się wraz ze zmniejszeniem pojemności zasobnika w stosunku do jego mocy nominalnej. W przypadku zasobnika litowo-jonowego w celu osiągnięcia wymaganej pojemności niezbędne jest wielokrotne przewymiarowanie jego mocy w stosunku do mocy wymaganej dla świadczenia usługi.

Przeprowadzone symulacje zakładały kompensowanie zmienności GW rozmieszczonej na rozległym obszarze. W przypadku FW rozmieszczonych na mniejszym geograficznie obszarze ze względu na brak efektu wygładzania (ang. *smoothing effect*) należy oczekiwać większych względnych (procentowych) błędów prognoz oraz gradientów zmian produkcji [8]. Będzie to wymagało instalacji większej mocy i pojemności zasobnika na jednostkę mocy farm wiatrowych.

Intensywny rozwój energetyki odnawialnej oraz zmniejszające się nakłady inwestycyjne na budowę zasobników energii powodują, że magazyny energii mogą w przyszłości stać się ważnym dostawcą usług regulacji w KSE, pozwalając na kompensowanie zmian GW w danym obszarze sieci, zmniejszając udział klasycznych źródeł wytwórczych.

BIBLIOGRAFIA

1. Battery storage for renewables: Market status and technology outlook, International Renewable Energy Agency, styczeń 2015.
 2. Renewables and electricity storage: A technology roadmap for REmap 2030, International Renewable Energy Agency, czerwiec 2015.
 3. Commercialization of energy storage in Europe: A fact-based analysis of the implications of projected development of the European electric power system towards 2030 and beyond for the role and commercial viability of energy storage, marzec 2015.
 4. Liu N., Wimar M., The wide-area energy storage and management system – battery storage evaluation, US DOE, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington 2009
 5. Kintner-Meyer M., Balducci P., Energy storage for power systems applications: A regional assessment for the Northwest Power Pool (NWPP) US DOE, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington, kwiecień 2010.
 6. Vikelgaard H., Vestas & Energy Storage 2012, Vestas, kwiecień 2012.
 7. Johnson J., Initial Operating Experience of the La Ola 1,2 MW Photovoltaic System, Sandia Report, październik 2011.
 8. Nørgaard P., Holttinen H., A multi-turbine power curve approach, RISØ National Laboratory, Denmark, VTT, Finland 2005.
-

Tomasz Pakulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, kierunek elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty inżynierijno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, prognozowanie, działania i inicjatywy Smart Grid.

Problem elastyczności bloków ciepłych w warunkach dynamicznego rozwoju OZE

Autorzy

Janusz Badur
Tomasz Kowalczyk
Paweł Ziółkowski
Sebastian Kornet
Kamil Banaś
Piotr Józef Ziółkowski
Michał Stajnke
Mateusz Bryk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

magazyn energii, elastyczność pracy, turbina parowa, turbina gazowa, SOEC, technologie wodoro-
we, monitoring maszyn

Streszczenie

W artykule zaprezentowano przegląd wybranych sposobów zwiększania elastyczności pracy bloków parowych, które stanowią największą siłę wytwórczą w polskim systemie elektroenergetycznym. Motywacją do podjęcia prac w tym kierunku są dynamiczne zmiany w strukturze mocy zainstalowanej i energii wytwarzanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), związane ze wzrostem liczby siłowni wiatrowych na terenie kraju.

Metody poprawy elastyczności pracy bloków ciepłych podzielono na dwie grupy. Pierwszą grupę stanowią rozwiązania wykorzystujące magazyny ciepła i masy oraz magazyny energii chemicznej, które pozwalają kształtować obciążenie potrzeb własnych bloku niezależnie od obciążenia systemu. Druga grupa to metody pozwalające na pozaprojektowe wyężdżanie konstrukcji maszyn ciepłych. Rozwój narzędzi numerycznych wykorzystujących złożone metody wyznaczania naprężeń ciepłych, takie jak np. teoria Burzyńskiego-Pęcherskiego, w połączeniu z zaawansowanymi systemami diagnostyki maszyn online umożliwiają wychodzenie z pracą maszyn poza granice tzw. bezpiecznej pracy bez ryzyka uszkodzeń lub utraty żywotności.

1. Wstęp

Intensywny rozwój siłowni wiatrowych w Polsce prowadzi do coraz bardziej widocznych zmian w strukturze mocy zainstalowanej w KSE. Jak raportują Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA [1] na koniec 2015 roku moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym wyniosła 40 445 MW, z czego elektrownie wiatrowe i inne źródła odnawialne, z wyłączeniem zawodowych elektrowni wodnych, osiągnęły moc zainstalowaną równą 5687 MW, co stanowi 14% udziału w mocy systemu. Natomiast wytworzona przez nie energia elektryczna na poziomie 10 114 GWh, stanowi 6% produkcji krajowej (161 772 GWh).

Na latach 2013–2015 moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wzrosła o 2 183 MW, co stanowiło ponad 62-proc. przyrost. W tym czasie ilość wyprodukowanej rocznie energii w tych obiektach wzrosła o 4219 GWh, co stanowiło blisko 72-proc. przyrost. Niestety, w tym okresie w energetyce zawodowej odnotowano 1,5-proc. spadki mocy zainstalowanej w KSE. Zagrożenia, jakie to ze sobą niesie, można przedstawić na przykładzie dnia największego i najmniejszego zapotrzebowania na moc w 2015 roku.

26 grudnia 2015 roku, kiedy wystąpiło najmniejsze zapotrzebowanie na moc, równe 11 242 MW, elektrownie wiatrowe były obciążone na poziomie 2000 MW, co stanowiło 100% ich mocy dyspozycyjnej, ok. 35% mocy osiągalnej i blisko 18% obciążenia systemu. Natomiast 10 lipca 2015 roku, kiedy wystąpiło największe zapotrzebowanie systemu, równe 25 101 MW, obciążenie elektrowni wiatrowych wyniosło 1484 MW, co stanowiło 100% ich mocy dyspozycyjnej, blisko 40% mocy osiągalnej i niespełna 6% zapotrzebowania systemu. Jak wynika z przytoczonych danych, elektrownie wiatrowe są obciążane niezależnie od zapotrzebowania systemu, a o ich dyspozycyjności decydują korzystne warunki pogodowe w danym okresie. Z tego powodu muszą być one zabezpieczone rezerwą mocy gwarantowaną przez elektrownie ciepłe.

Jest to sytuacja powodująca wiele problemów przy bilansowaniu mocy systemu, ponieważ elektrownie tego typu są w pewnym stopniu nieprzewidywalne i trudno prognozowalne, a nagłe ich załączenia lub wyłączenia, uwarunkowane występowaniem wiatru, muszą być kompensowane przez elektrownie ciepłe,

co zwiększa w znacznym stopniu koszty utrzymania bloków, obniża ich żywotność oraz sprawność wytwarzania energii elektrycznej, gdyż bloki często pracują na swoich minimach technicznych określonych przez PSE. Dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszą również operatorzy systemu dystrybucyjnego i przesyłowego, modernizując swoje sieci elektroenergetyczne, dostosowując je do potrzeb przyłączenia źródeł OZE.

Wprowadzenie do KSE tak dużej liczby elektrowni wiatrowych wymaga od elektrowni ciepłych zwiększonej elastyczności pracy w celu zapewnienia stabilnej pracy całego systemu elektroenergetycznego. Pod pojęciem elastyczności pracy należy rozumieć tu możliwości szybkiej reakcji bloku cieplnego na deficyty mocy związane z nagłym zmniejszeniem prędkości wiatru, co dodatkowo może nakładać się z nagłym wzrostem zapotrzebowania sieci. Drugim problemem jest obniżenie minimalnej mocy elektrycznej oddawanej do sieci, z jaką elektrownia może długotrwale pracować bez negatywnego wpływu na sprawność konwersji energii czy żywotność elementów obiegu cieplnego. Celem takiego podejścia jest uniknięcie konieczności odstawiania bloku do gorącej rezerwy mocy.

Istnieją dwa obszary możliwych modernizacji bloków ciepłych w celu zwiększania ich elastyczności. Pierwszy obejmuje magazynowanie energii, co pozwala dociążyć jednostki wytwórcze w okresach małego zapotrzebowania sieci i oddawać moc w okresach szczytowego zapotrzebowania. Ponieważ jednak energia elektryczna jest trudna do magazynowania na skalę przemysłową, stosowane są magazyny masy i ciepła, a w ostatnich latach rozważa się również magazynowanie energii chemicznej paliw, szczególnie wodoru [2]. Drugim obszarem działań w tym kierunku jest modernizacja maszyn ciepłych, przede wszystkim kotłów i turbin parowych. W tym obszarze autorzy proponują rozwój systemów monitoringu maszyn z uwzględnieniem sprężysto-plastycznej adaptacji materiału, pozwalających znacząco poprawić elastyczność maszyn ciepłych bez utraty żywotności [3].

2. Magazynowanie energii

Bilansowanie produkcji i zużycia energii poprzez jej magazynowanie jest najbardziej intuicyjnym podejściem do problemu. Z powodów trudności bezpośredniego magazynowania energii elektrycznej, na przestrzeni lat rozwinięto wiele metod pośrednich polegających na magazynowaniu masy czynnika o odpowiednich właściwościach i parametrach [4].

Obecnie najbardziej rozpowszechnioną metodą jest magazynowanie energii potencjalnej wody w elektrowniach szczytowo-pompowych. Rozwiązania te umożliwiają magazynowanie dużych ilości energii przy zachowaniu wysokich sprawności cyklu ładowania-rozładowania. Największa elektrownia szczytowo-pompowa w Polsce dysponuje mocą regulacyjną 1516 MW (do 800 MW poboru energii elektrycznej z sieci i 716 MW dla generacji energii), przy sprawności cyklu na poziomie 73%. Jednak z powodów ograniczeń terenowych i środowiskowych obecnie rozwijane są metody mniej ingerujące w zmiany krajobrazu, wymagające mniejszych nakładów inwestycyjnych i często umożliwiające magazynowanie energii już na etapie jej generacji.

3. Magazynowanie sprężonego powietrza w obiegu turbiny gazowej

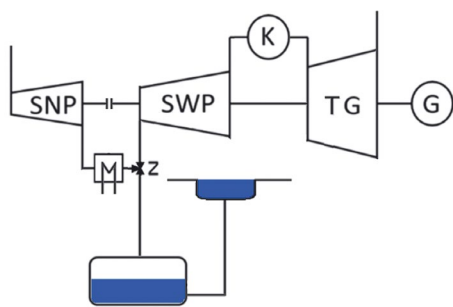
Przykładami rozwiązań opisanych w poprzednim punkcie są układy CAES (ang. *Compressed Air Energy Systems*) magazynujące sprężone powietrze. Jeśli układy takie współpracują z turbinami gazowymi, to charakteryzują się korzystniejszym bilansem ekonomicznym niż układy jedynie sprężające i rozprężające powietrze. Wynika to z kalkulacji zysków, które nie wynikają jedynie z różnicy pomiędzy kupnem i sprzedażą energii w różnych cenach, w zależności od obciążenia sieci, ale pozwalają w większym stopniu obciążać jednostkę wytwórczą, z którą współpracują. Wpływa to korzystnie na okres zwrotu inwestycji, ponadto dzięki takiemu sposobowi prowadzenia maszyn ciepłych mogą one dłużej pracować w bardziej korzystnych warunkach i być rzadziej odstawiane, co zwiększa ich sprawność i żywotność. Straty sprawności cyklu ładowania i rozładowania takich systemów zależą od przyjętych rozwiązań technicznych, a wynikają z trzech zjawisk: strat ciśnienia i strat ciepła w czasie magazynowania powietrza oraz zmiany sprawności maszyn przepływowych w funkcji obciążenia.

Rozwiązaniem problemu strat ciepła jest np. rozdzielanie sprężarki na dwa kadłuby z chłodnicą międzystopniową, pozwala to na magazynowanie zimnego powietrza i eliminuje problem stosowania izolacji termicznej na zbiornikach. Ewentualne ochłodzenie powietrza w czasie magazynowania jest nawet korzystne energetycznie, ponieważ zmniejsza to moc mechaniczną pobieraną przez sprężarkę wysokiego ciśnienia, co w efekcie zwiększa moc netto turbozespołu.

Największe straty ciśnienia wynikają z izochorycznego magazynowania powietrza w zbiornikach o stałej pojemności, co powoduje spadek sprawności obiegu w czasie rozładowywania zbiorników. Rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie zbiorników izobarycznych [5, 6]. Zbiorniki tego typu posiadają zmienną objętość i są umieszczone na dużej głębokości pod powierzchnią wody, wykorzystując ciśnienie hydrostatyczne. Mogą to być balony umieszczone w zbiornikach wodnych lub różnego rodzaju formacje geologiczne zalane wodą, połączoną ze zbiornikiem powierzchniowym.

Natomiast zmniejszenie strat przepływowych maszyn wirnikowych w czasie różnych trybów pracy można osiągnąć, odpowiednio konfigurując obieg termodynamiczny. Przykład systemu integrującego opisane wyżej rozwiązania przedstawiono na rys. 1. Eliminując całkowicie powyższe straty energii, cykl takiego systemu posiadałby 100% sprawności.

Regulacja mocy takiego układu polega na załączaniu sprężarki niskiego ciśnienia w trakcie małego zapotrzebowania na moc. W tym trybie pracy część powietrza kierowana jest do turbozespołu, a druga część do zbiornika. W trakcie rozładowywania zbiornika, w okresie szczytowego zapotrzebowania sieci, sprężarka niskiego ciśnienia jest rozprężana, a turbina zasilana jest ze zbiornika. Powoduje to przyrost mocy netto turbozespołu o wartość mocy potrzebnej do napędu sprężarki niskiego ciśnienia. W niniejszej analizie bazowano na parametrach termodynamicznych turbozespołu gazowego GE LMS100 [7], przy założeniu jednakowego przyrostu ciśnienia w obu sprężarkach. Odłączenie sprężarki niskiego ciśnienia powoduje 50-proc.



Rys. 1. Schemat poglądowy systemu magazynowania wody w obiegu turbiny gazowej. Przyjęte oznaczenia: kolorem niebieskim oznaczono wodę w zbiorniku izobarycznym na dużej głębokości pod powierzchnią ziemi oraz zbiornik powierzchniowy, K – komora spalania, SWP – sprężarka wysokoprężna, SNP – sprężarka niskoprężna, TG – turbina gazowa, G – generator elektryczny, Z – trójdrożny zawór regulacyjny

przyrost mocy netto turbosespołu (z 96 MW do 144 MW). Zapewnienie 10-minutowej pracy turbosespołu, przy obciążeniu nominalnym z wyłączoną sprężarką niskiego ciśnienia, wymaga nieizolowanej przestrzeni magazynowej o objętości 6600 m³, zdolnej wytrzymać ciśnienie 6,5 bara. Zbiornik izobaryczny wypełniany wodą, musiałby się znajdować na głębokości ok. 65 m poniżej lustra wody górnego zbiornika.

4. Magazynowanie gorącej wody w obiegu turbiny parowej

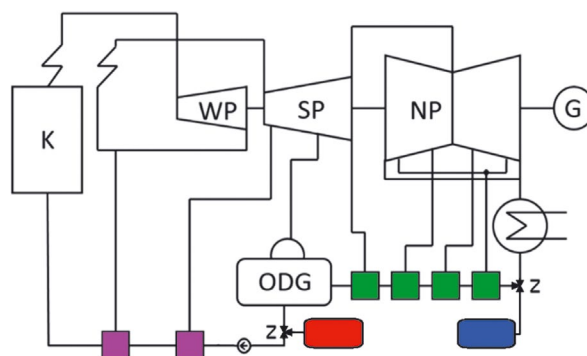
Podobnym rozwiązaniem mającym zastosowanie w obiegach turbin parowych jest magazynowanie energii termicznej wody zasilającej kocioł. Schemat przykładowego rozwiązania przedstawiono na rys. 2.

Regulacja mocy w tym przypadku polega na sterowaniu ilości pary kierowanej na regenerację niskoprężną. W czasie niskiego zapotrzebowania sieci maksymalny strumień pary upustowej jest kierowany na regenerację niskoprężną i podgrzewa wodę pompowaną ze zbiornika zimnego do gorącego. W trakcie szczytu zapotrzebowania upusty pary są zamykane, strumień pary świeżej nie ulega zmianie, a moc netto bloku parowego wrasta.

Jak wykazano w pracy [8], powyższe rozwiązanie może osiągać bardzo wysokie sprawności cyklu, ponieważ jedyna istotna strata energii wynika z przenikania ciepła przez izolację termiczną gorącego zbiornika, w którym panuje ciśnienie 1,0–1,5 MPa i temperatura w granicach 180–200°C. Z drugiej strony metoda ta wymaga dużych objętości magazynowych, ponieważ jednostkowa energia zgromadzona w gorącej wodzie jest stosunkowo niewielka, dla podanych parametrów wody zawiera się w przedziale 4,4–4,5 kJ/(kg·K). Zmiana mocy turbosespołu klasy 400 MW o 50 MW na 10 minut wymaga objętości każdego zbiornika na poziomie 180 m³.

5. Magazynowanie wodoru

Najnowszym podejściem do problemu magazynowania energii jest magazynowanie energii chemicznej wodoru lub węglowodorów. Najprostsze systemy składają się z turbin wiatrowych lub paneli fotowoltaicznych i elektrolizerów typu PEM, które



Rys. 2. Schemat poglądowy systemu magazynowania ciepłej wody w układzie regeneracji termicznej wody zasilającej. Przyjęte oznaczenia: kolorem czerwonym oznaczono magazyn gorącej wody, kolorem niebieskim zbiornik skroplin, wymienniki ciepła regeneracji wysokoprężnej oznaczono kolorem fioletowym, a niskoprężnej zielonym, K – kocioł, WP – część wysokoprężna turbosespołu, SP – część średnioprężna, NP – część niskoprężna, G – generator elektryczny, ODG – odgazowywacz, Z – trójdrożne zawory regulacyjne

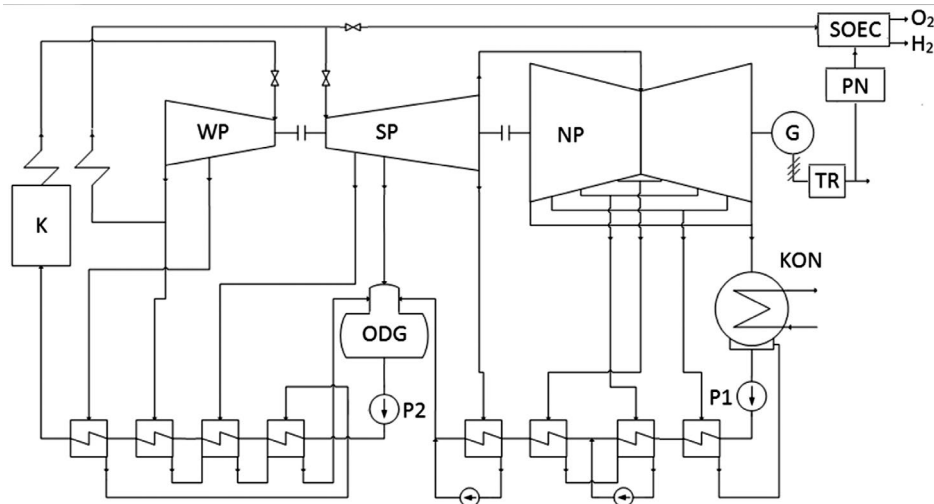
zasilone wodorem i tlenem mogą pracować jako ogniwa paliwowe. Rozwiązania takie charakteryzują się stosunkowo niską sprawnością cyklu, na poziomie 25–45% [9]. Wynika to ze sprawności pracy w trybie ogniwa paliwowego, na poziomie 40–60%, która jest niższa niż dla pracy w trybie elektrolizera, 67–87% [10]. Rozważając cały system, należy dodatkowo uwzględnić straty związane ze sprężaniem magazynowanego wodoru, ponieważ sam proces elektrolizy w urządzeniach PEM jest zazwyczaj przeprowadzany pod ciśnieniem do ok. 30 barów.

Bardziej sprawnym rozwiązaniem magazynowania energii w postaci wodoru przy użyciu ogniwa odwracalnych jest zastosowanie wysokotemperaturowych elektrolizerów SOEC (ang. *Solid Oxide Electrolyser Cell*), które mogą pracować w trybie ogniwa paliwowego jako SOFC (ang. *Solid Oxide Fuel Cell*). Rozwiązanie to różni się od elektrolizerów PEM tym, że stopy ogniwa SOEC mogą pracować pod wysokim ciśnieniem i są zasilane parą o temperaturze 500–900°C. Sprawia to, że w stosunku do udziału energii elektrycznej rośnie udział energii termicznej potrzebnej do zajścia procesu elektrolizy. Schemat bloku parowego z dobudowanym członem SOEC zasilanym parą z przegrzewu wtórnego przedstawiono na rys. 3.

W proponowanym rozwiązaniu w stanach niskiego obciążenia sieci część pary przegrzanej jest kierowana do elektrolizera. Udział pobieranej pary jest niewielki w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej do jej elektrolizy. Zakładając sprawność elektrolizera na poziomie 85%, do wyprodukowania 0,44 kg/s wodoru potrzeba 4 kg/s pary wodnej o temperaturze 550°C i aż 47,6 MW energii elektrycznej. Skojarzenie produkcji wodoru z wytwarzaniem energii elektrycznej pozwala zutilizować w całości powstające w czasie cyklu ładowania i rozładowania ciepło odpadowe.

OGólny bilans procesu elektrolizy wody opisuje równanie:

$$\Delta H = T\Delta S + \Delta G \quad (1)$$



Rys. 3. Obieg parowy z układem zasilania ogniwa SOEC, gdzie: K – kocioł, WP, SP, NP – odpowiednio część wysokoprężna, średnioprężna i niskoprężna turbiny, ODG – odgazowywacz, KON – kondensator pary, P1 – główna pompa kondensatu, P2 – główna pompa zasilająca, G – generator elektryczny, TR – transformator blokowy, PN – przetwornica napięcia

gdzie: ΔH – zmiana entalpii, $T\Delta S$ – ciepło przemiany wyrażone iloczynem temperatury bezwzględnej i przyrostu entropii, ΔG – zmiana energii swobodnej Gibbsa.

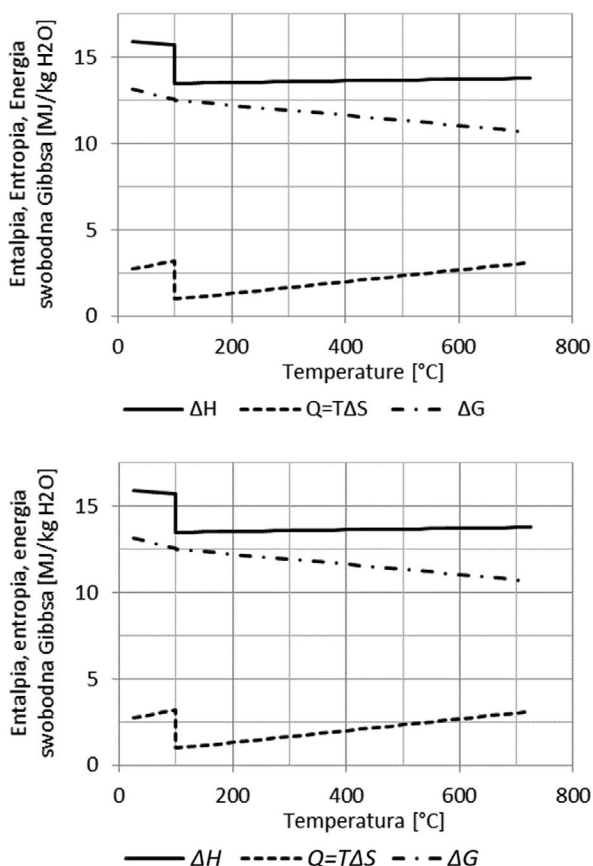
Zmiana energii swobodnej Gibbsa reprezentuje udział energii elektrycznej, a zmiana entropii zapotrzebowanie na ciepło procesu. Zmiana entalpii określa zapotrzebowanie energetyczne

przemiany. Na rys. 4 przedstawiono zależność wyżej opisanych parametrów od temperatury.

Jak wynika z wykresu przedstawionego na rys. 4, bilans energetyczny produkcji wodoru jest bardziej korzystny dla pary niż dla wody. Wynika to z bilansu energii swobodnej Gibbsa, entropii substratów oraz produktów reakcji elektrolizy wody. Wraz ze wzrostem temperatury (dla temperatur powyżej 100°C) nieznacznie wzrasta energochłonność procesu. Wynikać by więc mogło z tego, że najbardziej opłacalne jest przeprowadzanie elektrolizy dla pary w granicach 100–150°C. Jednak biorąc pod uwagę duży udział energii elektrycznej w tym procesie i sprawność jej generacji w obiegach cieplnych, bardziej korzystne w polskim systemie elektroenergetycznym jest przeprowadzanie elektrolizy przy wysokiej temperaturze. Wtedy udział energii termicznej napędzającej proces odniesiony do udziału energii elektrycznej wzrasta od 0,08 dla 200°C do 0,40 dla 900°C.

Można więc wnioskować, że w stanach niskiego obciążenia systemu elektroenergetycznego bardziej sprawne energetycznie jest produkowanie wodoru w elektrowniach cieplnych niż przy wykorzystaniu elektrowni wiatrowych. W takim rozwiązaniu elektrownie wiatrowe mogą być w pełni obciążone na potrzeby systemu elektroenergetycznego, a obciążenie elektrowni cieplnych wynika z zapotrzebowania sieci i obciążenia produkcją wodoru.

Gęstość energii zmagazynowanej w wodorze jest najwyższa z opisywanych metod i wynosi 141,8 MJ/kg, jednak ze względu na małą gęstość wodoru ciepło spalania na jednostkę objętości w warunkach normalnych wynosi 11,6 MJ/Nm³. Z tego powodu wódor przechowuje się pod wysokim ciśnieniem lub tłoczy się do sieci gazu ziemnego. Wytwarzanie mocy 50 MW przez 10 minut wymagałoby zużycia 352 kg lub 4083,2 Nm³ wodoru.



Rys. 4. Bilans entalpii, entropii i energii swobodnej Gibbsa procesu elektrolizy wody w funkcji temperatury

6. Wyťažanie konstrukcji maszyn cieplnych

Odmianym podejściem do problemu elastyczności pracy maszyn cieplnych jest kontrolowane wyťažanie ich konstrukcji. Wymaga to zastosowania kilku punktów pomiarowych

stosunkowo łatwo dostępnych w korpusie, na bazie których będzie następowała weryfikacja systemu kontrolno-pomiarowego z zaimplementowanymi algorytmami sterowania złożonych, nieliniowych zjawisk oddziaływania termicznego pomiędzy płynem i konstrukcją maszyny, tzw. Thermal-FSI (ang. *Fluid Solid Interaction*). W celu określenia wytrzymałości danej konstrukcji w warunkach dynamicznych zmian temperatury niezbędne jest precyzyjne modelowanie 3D oparte na jednoczesnych obliczeniach przepływu pary i wynikającej z tego rozkładu temperatury, jak i na wyznaczaniu naprężeń, a następnie zliczaniu żywotności przy danym cyklu obciążenia. To rozwiązanie szybsze, tańsze i dające znacznie więcej informacji niż przeprowadzanie prób niszczących. Należy wspomnieć, że istnieją sprawdzone modele oparte na eksperymentach benchmarkowych, które zawierają wiele zjawisk zachodzących w ciele stałym. Takim sprawdzonym i stosowanym modelem uwzględniającym między innymi zakres plastyczny, wzmocnienie izotropowe i kinematyczne jest model Chaboche'a.

Metody Thermal-FSI rozwijane są w Zakładzie Konwersji Energii IMP PAN od wielu lat, owocem tych badań są liczne publikacje naukowe oraz wdrożenia przemysłowe [3, 11, 12]. Jak wykazano w pracy [13] możliwe jest skrócenie czasu rozruchu turbiny parowej ze stanu zimnego o 40%. Innym istotnym zagadnieniem jest również zbadanie warunków pracy kotła, ze względu na proces spalania [14], jak i obciążenia termiczne [15, 16].

7. Wnioski

Struktura wytwarzania energii w systemach elektroenergetycznych ulega obecnie znacznej ewolucji. Dotyczy to zarówno zmian proporcji w miksie energetycznym, jak i warunków pracy jednostek wytwórczych, również tych pracujących w podstawie obciążenia. Przyłączanie do systemu elektroenergetycznego OZE wymaga od cieplnych jednostek wytwórczych większej elastyczności pracy, tzn. możliwości szybkich startów i zmian obciążenia w celu zapewnienia rezerwy mocy oraz pracy pod bardzo małym obciążeniem.

Powyzsze wymogi można spełnić poprzez magazynowanie energii oraz zwiększanie wyężanie konstrukcji maszyn cieplnych. Z rozwiązań nastawionych wyłącznie na magazynowanie energii najbardziej sprawnymi są elektrownie szczytowo-pompowe. Jednak jak wykazano, magazynowanie energii najlepiej jest prowadzić na etapie jej produkcji, systemy takie charakteryzują się bardzo wysoką sprawnością cyklu, problemem natomiast jest gęstość zmagazynowanej energii.

Od strony wyężania konstrukcji bardzo dobre efekty przynosi zastosowanie nowych modeli wyznaczania naprężeń termicznych. Zastosowanie modelu adaptacji sprężysto-plastycznej materiału czy hipotezy Burzyńskiego-Pęcherskiego daje ogromne możliwości w kierunku skracania czasów rozruchów i odstawień maszyn cieplnych.

BIBLIOGRAFIA

1. Raport KSE 2015, PSE SA [online], <http://www.pse.pl/index.php?did=2870> [dostęp: 10.02.2017].
2. Lepczyński S., Chmielniak T., Technical and economic analysis of energy storage system using hydrogen underground reservoirs with covering of peak electricity demand, materiały konferencyjne CPOTE 2016, Katowice 2016, s. 14–16.
3. Badur J. i in., Pozaprojektowe ograniczenia mające na celu utrzymanie dyspozycyjności turbiny parowej dużej mocy, *Energetyka* 2016, t. 749, s. 652–654.
4. Luo X. i in., Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy* 2015, t. 137, s. 511–536.
5. Mas J., Rezola J.M., Tubular design for underwater compressed air energy storage, *Journal of Energy Storage* 2016, t. 8, s. 27–34.
6. Kim Y.M., Shin D.G., Favrat D., Operating characteristics of constant-pressure compressed air energy storage (CAES) system combined with pumped hydro storage based on energy and exergy analysis, *Energy* 2011, t. 36, s. 6220–6233.
7. Reale M.J., New high efficiency simple cycle gas turbine – GE's LMS100TM, General Electric Company 2004.
8. Badur J., Kowalczyk T., Poprawa elastyczności bloków parowych poprzez magazynowanie ciepła i masy, *Nowa Energia* 2017, t. 55, s. 60–62.
9. Ceran B., Analiza energetyczna hybrydowego systemu wytwórczego z odwracalnym ogniwem paliwowym jako magazynem energii, *Logistka* 2015, nr 4, s. 8627–8635.
10. Carmo M. i in., A comprehensive review on PEM water electrolysis, *International Journal of Hydrogen Energy* 2013, t. 38, nr 12, s. 4901–4934.
11. Badur J. i in., An advanced Thermal-FSI approach to flow heating/cooling, *Journal of Physics: Conference Series* 2014, t. 530, s. 12 039.
12. Badur J., Sławiński D., Rozruchy maszyn energetycznych we współpracy z odnawialnymi źródłami energii, *Nowa Energia* 2016, t. 51, s. 78–80.
13. Sławiński D., Rozruch maszyn energetycznych z uwzględnieniem sprężysto-plastycznego dostosowania się konstrukcji, rozprawa doktorska, IMP PAN, 2016.
14. Badur J., Ziółkowski P., Sławiński D., Kornet S., An approach for estimation of water wall degradation within pulverized-coal boilers, *Energy* 2015, t. 92, s. 142–152.
15. Taler J. i in., Identification of local heat flux to membrane water-walls in steam boilers, *Fuel* 2009, t. 88, s. 305–311.
16. Madejski P., Taler D., Analysis of temperature and stress distribution of superheater tubes after attemperation or sootblower activation, *Energy Conversion and Management* 2013, t. 71, s. 131–137.

Janusz Badur

prof. dr hab. inż.

Polska Akademia Nauk, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego

e-mail: janusz.badur@imp.gda.pl

Absolwent Politechniki Krakowskiej, wieloletni pracownik IMP PAN, twórca Zakładu Konwersji Energii. Od wielu lat zajmuje się termodynamiką i numeryczną termomechaniką, specjalizując się w modelowaniu przepływów podlegających mieszaniu, przemianom fazowym i reakcjom chemicznym w warunkach silnej turbulencji mechanicznej i cieplnej. Autor ponad 200 publikacji i 3 monografii, promotor 30 doktoratów. Staże naukowe w Ruhr-Universität Bochum (1989–1993), Université de Poitiers (1994), University of Manchester (1995), Universität Karlsruhe (1996). Od lat współpracuje z przemysłem w zakresie turbin parowych i gazowych, kotłów oraz pokrewnych zagadnień związanych z pracą elektrowni. Kierował wykonaniem ponad 80 ekspertyz.

Tomasz Kowalczyk

mgr inż.

Polska Akademia Nauk, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego

e-mail: tkowalczyk@imp.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej na kierunku energetyka, doktorant i pracownik IMP PAN (2013). Autor licznych artykułów naukowych i prelegent na krajowych i zagranicznych konferencjach naukowych. Jego zainteresowania skupiają się na integracji różnych systemów energetycznych, w tym technologii wodorowych.

Paweł Ziółkowski

mgr inż.

Polska Akademia Nauk, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego

e-mail: pawel.ziolkowski@imp.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej na kierunku mechanika i budowa maszyn. Od 2011 roku pracownik IMP PAN. Autor lub współautor ponad 70 publikacji naukowych oraz prelegent na krajowych i zagranicznych konferencjach naukowych oraz naukowo-technicznych. Jego zainteresowania są związane z modelowaniem tradycyjnych obiegów cieplnych, jak i tych nowoczesnych z zastosowaniem oksypalania i CCS oraz nakierowanych na wzmoczoną konwersję energii.

Sebastian Kornet

mgr inż.

Polska Akademia Nauk, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego

e-mail: sebastian.kornet@imp.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Mechanicznym Politechniki Gdańskiej (2011). Od 2012 roku jest doktorantem i pracownikiem IMP PAN w Zakładzie Konwersji Energii. Odbił półroczny staż zagraniczny w firmie Alstom Power w Baden, Szwajcaria (2015/2016). Autor licznych artykułów naukowych oraz prelegent na krajowych i zagranicznych konferencjach naukowych. Obszar jego zainteresowań to modelowanie numeryczne kondensacji i odparowania w turbinach parowych dużej mocy.

Kamil Banas

mgr inż.

Polska Akademia Nauk, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego

e-mail: kamil.banas@imp.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na kierunku matematyka na Uniwersytecie Rzeszowskim (2009), następnie zdobył stopień inżyniera na Wydziale Budowy Maszyn i Lotnictwa na Politechnice Rzeszowskiej (2012), gdzie ukończył również podyplomowe studia: Silniki Lotnicze (2015). Pracuje jako inżynier projektant w Pratt & Whitney Rzeszów SA. Doktorant w Zakładzie Konwersji Energii IMP PAN.

Piotr Józef Ziółkowski

inż.

Polska Akademia Nauk, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego

e-mail: piotr.ziolkowski@imp.gda.pl

Student Politechniki Gdańskiej, od 2015 roku specjalista w Zakładzie Konwersji Energii IMP PAN. Jego obszarem zainteresowania są zagadnienia oddziaływania między płynem a ciałem stałym (Fluid-Solid Interaction).

Michał Stajnke

inż.

Politechnika Gdańska, Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa

e-mail: michal.stajnke@imp.gda.pl

Student Politechniki Gdańskiej na kierunku energetyka, specjalizacja: maszyny przepływowe. Pracownik IMP PAN na stanowisku specjalisty. Jego zainteresowania obejmują obliczenia przepływowe CFD oraz modelowanie złożonych mechanizmów reakcji spalania.

Mateusz Bryk

inż.

Politechnika Gdańska, Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa

e-mail: mateusz.bryk@imp.gda.pl

Student Politechniki Gdańskiej na kierunku energetyka, specjalizacja: maszyny przepływowe. Pracownik IMP PAN na stanowisku specjalisty. Zainteresowania w dziedzinie cieplnego oddziaływania pomiędzy płynem a ciałem stałym (Thermal-Fluid-Solid Interaction).

Problemy gospodarki mocą bierną źródeł energetyki rozproszonej

Autorzy

Paweł Pijarski
Piotr Kacejko
Karolina Gałązka
Michalina Gryniewicz-Jaworska

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

moc bierna, mikroinstalacje PV, źródła energetyki rozproszonej

Streszczenie

Powszechnie znane ograniczenia dalszego rozwoju energetyki wiatrowej (ustawa [1], skromny wymiar aukcji) spowodowały, że obecnie w sensie ilościowym bardzo rozpowszechnione stają się instalacje fotowoltaiczne, zarówno w skali mikro, jak też w odniesieniu do mocy kilkuset kilowatów i większych. Nieoczekiwanie dla inwestorów, oprócz różnych problemów technicznych i ekonomicznych, pojawił się problem opłat za przepływ mocy biernej od źródeł PV do sieci. Finansowe konsekwencje tego pozornie niewielkiego przepływu mogą być dla inwestorów PV dotkliwe z uwagi na restrykcyjne zapisy taryf dystrybucyjnych. W artykule poddano analizie ten problem z punktu widzenia mikroinstalacji prosumenckich. Przeanalizowane zostały potencjalne obciążenia finansowe wynikające z właściwości układów PV, równocześnie oceniono techniczne uzasadnienie zapisów taryfowych, poddając je w wątpliwość. Przedstawione zostały również wnioski w zakresie zmiany podejścia operatorów do kwestii generacji mocy biernej przez źródła rozproszone.

1. Wstęp

Źródła energetyki rozproszonej przyłączone do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) muszą spełniać wymagania określone przez operatorów sieci, m.in. w zakresie gospodarki mocą bierną oraz układów regulacji napięcia. Dynamika wzrostowa energetyki wiatrowej doprowadziła do blisko 6000 MW mocy zainstalowanej, jednakże ustawa o OZE, która zastąpiła system certyfikatów mechanizmem aukcyjnym o bardzo skromnych parametrach oraz wejście w życie w 2016 roku tzw. ustawy antywiatrakowej [1], spowolniły tę dynamikę na dłuższy okres. Wyszczególnione powyżej ograniczenia spowodowały, że aktualnie w sensie liczby instalacji najbardziej rozpowszechnione stają się źródła fotowoltaiczne.

Krajowy rynek elektrowni fotowoltaicznych na przestrzeni trzech ostatnich lat rozwija się bardzo dynamicznie, według Polskiego Towarzystwa Fotowoltaiki [2] w połowie 2016 roku moc zainstalowana w 11 500 elektrowniach fotowoltaicznych wyniosła ponad 150 MW. Z punktu widzenia struktury źródeł wytwórczych jest to wciąż moc znikoma, ale liczba instalacji robi wrażenie. Ogromną ich większość ustawa o OZE [3] definiuje jako mikroinstalacje (do 40 kW), dla których wymagania przyłączeniowe sprowadzają się właściwie do wymagań skierowanych pod kątem producentów układów przekształtnikowych [4, 5] oraz najnowszych wymagań określonych przez UE [6] (typ źródeł A). Przyłączenia te są na tzw. zgłoszenie (o ile moc mikroinstalacji

nie przekracza mocy umownej dostarczanej w związku z pracą odbiorczą), a rola OSD sprowadza się do formalnego sprawdzenia certyfikatów fabrycznych urządzeń i wymiany licznika. Wymiana licznika jest istotna z punktu widzenia systemu wsparcia, bowiem główną ideą tego systemu jest opust przy zakupie energii (liczydło A+) odpowiadający 80% lub 70% energii oddanej do sieci (liczydło A-). Jednak odpowiedni do tych pomiarów licznik daje równocześnie możliwość zidentyfikowania „energii biernej” (liczydła R+ oraz R-). Cudzyśłów przy słowie energia sygnalizuje świadomość autorów artykułu, że całkowanie w czasie mocy biernej dokonywane przez licznik nie ma wymiaru energetycznego w sensie fizycznym, ale zwyczajowo termin „energia bierna” jest powszechnie używany. Dla odbiorcy w grupie taryfowej G, a często także i w grupie C, znajomość pojęcia mocy i energii biernej jest zupełnie zbędna do zaspokojenia potrzeb konsumenckich w zakresie zakupu energii elektrycznej. Dopuszczalna najczęściej wartość mocy biernej pobieranej na poziomie do 40% mocy czynnej ($\text{tg } \varphi = 0,4$) jest bowiem wystarczająca przy eksploatacji zwykłych urządzeń bytowo-komunalnych, a ewentualny przepływ do sieci mocy biernej pochodzącej od pracujących w instalacji odbiorczej kondensatorów jest znikomy. Dlatego też dla takich instalacji odbiorczych liczniki energii biernej w ogóle nie są instalowane. Także mikroinstalacje PV są dla problemu mocy biernej neutralne, bowiem ich współczynnik mocy najczęściej nastawiony jest na wartość

równą jeden (wyłącznie generacja mocy czynnej). Rzeczywistość przynosi jednakże niespodziewane problemy wynikające z trzech faktów:

- falowniki układów PV w stanie pracy jałowej (zerowa generacja mocy czynnej lub generacja mocy na poziomie do 5% mocy znamionowej) mogą (w zależności od konstrukcji) wprowadzać do instalacji prosumenta prąd pojemnościowy o nieznacznej wartości np. 2–6% prądu znamionowego; dla instalacji 10 kW może to być wartość 0,5 A, dla wyższej generacji mocy czynnej prąd pojemnościowy zanika
- prąd ten może zostać skompensowany mocą bierną urządzeń odbiorczych, ale może też wpłynąć do sieci, przy czym po drodze zarejestruje to dedykowany licznik główny (liczniki takie do pomiaru dwukierunkowego energii czynnej, ale też do jednoczesnego dwukierunkowego pomiaru energii biernej, noszą nazwę czterokwadrantowych)
- operator sieci dystrybucyjnej, stwierdzając przepływ mocy do sieci, powinien zastosować zasadę *dura lex, sed lex* (twarde prawo, ale prawo) wynikającą z zapisów taryfowych, choć do tej pory przepływy mocy biernej od instalacji odbiorczych były całkowicie poza jego zainteresowaniami jako szcztakowe.

2. Wprowadzanie mocy biernej do sieci elektroenergetycznej w ocenie taryfy

W dokumencie [7] określony jest sposób naliczania opłat dla odbiorców za ponadumowny (tego terminu próżno szukać w słownikach języka polskiego) pobór energii biernej. Punkt 3.4.1.c definiuje: „przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą...” i dalej po punktach a) i b), c) – „pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie) zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru”.

Można przyjąć stanowisko, że przy zerowej generacji mocy czynnej prosument powinien być traktowany po prostu jako odbiorca podlegający sformułowanemu wyżej taryfowaniu, tyle że odbiorca ten (na własne życzenie) uzyskał licznik rejestrujący m.in. pomiar określony jako A+R. Tak też rozumiały to niektóre spółki operatorskie, wysyłając podmiotom, które zainstalowały układy PV, rachunki za przekompensowanie (w domyśle za produkcję mocy biernej i wprowadzanie jej do sieci). Wysokość tych rachunków wprowadziła prosumentów w zadziwienie, bowiem zgodnie z punktami 3.4.8 i 3.4.9 dokumentu taryfy [7] ich wartość netto naliczana jest zgodnie z zależnością:

$$O_b = k_{nN} C_{rk} A_b \quad (1)$$

gdzie:

A_b – jest energią bierną wprowadzoną do sieci zmierzoną przez licznik główny jako A+R; C_{rk} – jest ceną energii czynnej ogłoszoną przez prezesa URE, zgodnie art. 23, ust. 2, pkt 18, lit. b) ustawy Prawo energetyczne [8], k_{nN} – jest mnożnikiem zdefiniowanym w taryfie równym dla sieci niskiego napięcia.

Gwałtowna reakcja środowisk popierających OZE i prosumentów protestujących przeciwko zastosowaniu formuły (1)

spowodowały zaniechanie naliczeń opłat taryfowych za moc bierną wprowadzaną do sieci przez układy falownikowe w stanie jałowym. Rezygnacja ta miała charakter nagłośnionego medialnie gestu. Była prawdopodobnie poprzedzona oceną prawną, która wskazała, że w ewentualnym sporze sądowym prosumenci nie byłiby bez szans na udowodnienie, że nie powinni być oni przedmiotową opłatą obciążani automatycznie. Dalsza część artykułu zawiera ocenę istotności obaw i protestów środowisk prosumenckich.

3. Ocena skutków ekonomicznych pobierania opłaty za moc bierną wprowadzaną do sieci przez mikroinstalacje PV

Analizy efektywności inwestycji w sektorze paliw i energii zalecają, aby przeprowadzać je zgodnie ze standardami Banku Światowego, np. wykorzystując podstawową formułę UNIDO określającą wartość zaktualizowaną netto inwestycji NPV [11, 12]. Zaktualizowana wartość netto jest obliczana jako suma zdyskontowanych, oddzielnie dla każdego roku, różnic pomiędzy wpływami a wydatkami pieniężnymi, zrealizowanych przez cały okres istnienia obiektu, przy określonym stałym poziomie stopy dyskontowej. Wartość tej sumy wyraża więc zaktualizowaną na moment dokonywania oceny wielkość korzyści, jakie rozpatrywane przedsięwzięcie rozwojowe może przynieść inwestorowi. Warunkiem rentowności projektu jest dodatnia wartość NPV. Do realizacji wybiera się projekt, który daje największą wartość zaktualizowaną netto. W przypadku prosumenckich mikroinstalacji PV przez efektywność ekonomiczną rozumie się zmniejszenie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci, w stosunku do wartości przedsięwzięcia inwestycyjnego.

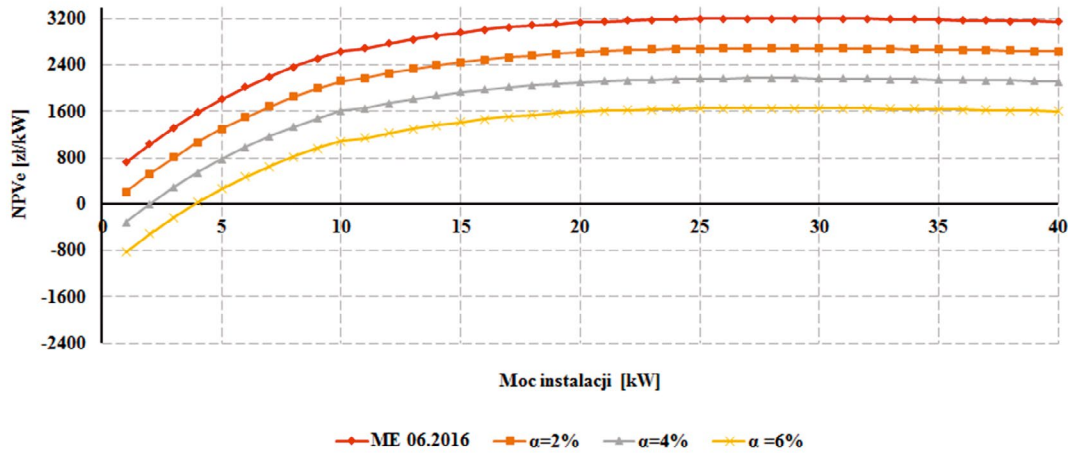
W odróżnieniu od większości publikowanych artykułów i materiałów informacyjnych [13, 14], w których jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej mikroinstalacji przyjmowany jest prosty okres zwrotu, w dokonanych badaniach autorzy już po raz kolejny [9, 10] zastosowali własną koncepcję wartości zaktualizowanej netto inwestycji – NPV, odniesioną do jednostki mocy zainstalowanej źródła (1 kW). Tak zdefiniowany wskaźnik określono jako NPVe (zł/kWh), a następnie dokonano oceny sensowności inwestowania w mikroinstalacje PV o różnych mocach, przy uwzględnieniu opłaty za wprowadzenie do sieci energii biernej. Przy naliczaniu opłaty za ponadumowny pobór energii biernej przyjęto optymistycznie czas roczny zerowej lub minimalnej generacji mikroinstalacji wynoszący 4000 h, cenę średnią energii elektrycznej, ogłoszoną zgodnie z ustawą PE przez prezesa URE, oznaczoną jako C_{rk} , równą 0,16 zł/kWh. Wartość pojemnościowej mocy biernej mikroinstalacji prosumenckiej w stanie zerowej generacji mocy czynnej przyjęto alternatywnie na poziomie 2%, 4%, 6% mocy znamionowej tej instalacji. Istotą badań było sprawdzenie, czy kara za wprowadzanie niewielkiej ilości mocy biernej wpływa istotnie na pogorszenie wskaźnika NPV w odniesieniu do jednostki mocy źródła. Warto bowiem zauważyć, że dla mikroinstalacji 10 kW ta moc to zaledwie 0,2–0,6 kvar.

Przedmiotem szczegółowej analizy był obiekt użyteczności publicznej (zespół szkół na Lubelszczyźnie), w którym całkowite roczne zużycie energii rozliczanej w taryfie C11 wynosiło

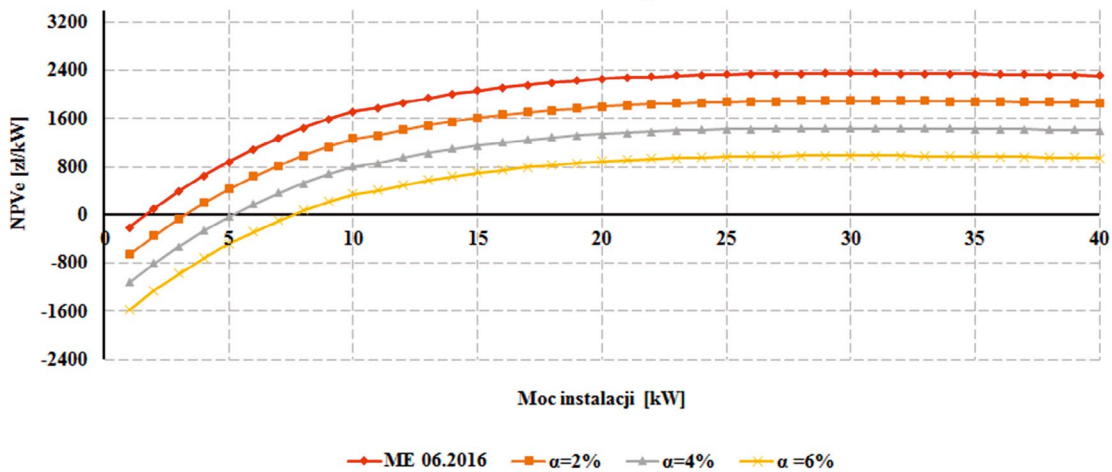
85 657 kWh, przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc wynoszącym 36 kW. Czas użytkowania mocy szczytowej kształtował się zatem na poziomie 2300 h. Rozpatrywano zainstalowanie instalacji fotowoltaicznej w zakresie od 1 kW do 40 kW. Moc uzyskiwaną z instalacji fotowoltaicznej określano poprzez

odpowiednie skalowanie danych uzyskiwanych z instalacji doświadczalnej zainstalowanej na dachu jednego z obiektów Politechniki Lubelskiej.

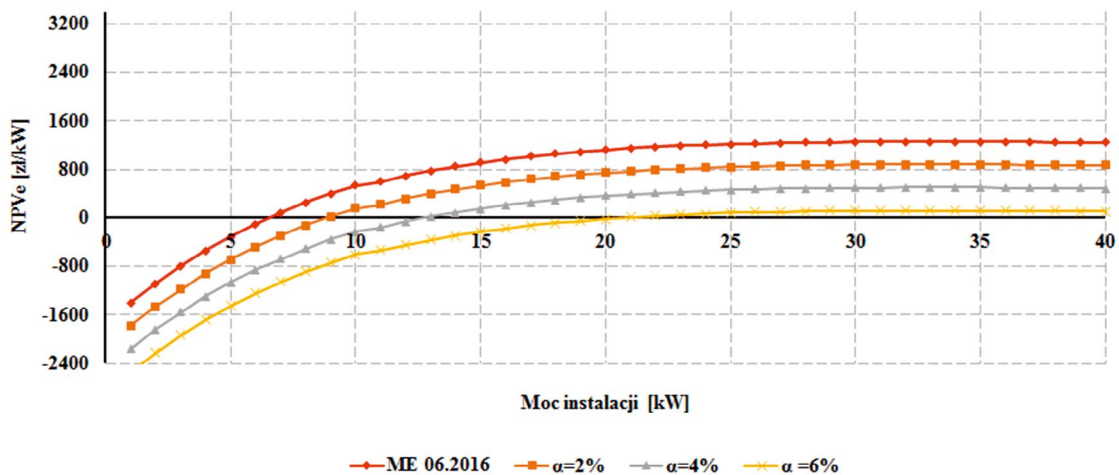
Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono dla okresu równego 15 lat. Cały ten okres został potraktowany jako czas



Rys. 1. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej, wariant: 30% kapitału własnego, 70% dotacji, $T_{j,r} = 4000$ h



Rys. 2. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej, wariant: 100% kapitału własnego, $T_{j,r} = 4000$ h



Rys. 3. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej, wariant: 30% kapitału własnego, 70% kredyt, $T_{j,r} = 4000$ h

eksploatacji instalacji. Koszt kapitału własnego został określony na poziomie oprocentowania 3-letnich obligacji skarbu państwa. Uwzględniono zróżnicowane finansowanie inwestycji – w 100% ze środków własnych, w 70% z kredytu przy udziale 30% środków własnych oraz z dotacji 70% przy analogicznej wysokości wkładu własnego. W ramach określonego wariantu finansowania mikroinstalacji policzono wskaźnik NPVe (zł/kW). Analizowaną instalację rozpatrywano, uwzględniając fakt, że właściciel mikroinstalacji do 10 kW może liczyć na opust w zakupie energii w stosunku 1 do 0,8, a większych na 1 do 0,7 (powyżej 10 kW) – zgodnie z ustawą o OZE z czerwca 2016 roku [3] (oznaczenie „ME 06.2016”).

Sumaryczne wyniki obliczeń wartości wskaźnika NPVe (zł/kW) przedstawiono na kolejnych rysunkach (1–3).

Analizując otrzymane rezultaty, można stwierdzić, że niezależnie od sposobu finansowania obciążenie prosumenta opłatą za energię bierną wprowadzaną do sieci w stanie jałowym mikroinstalacji PV skutkuje bardzo znaczącym pogorszeniem efektywności ekonomicznej inwestycji, gdyż wskaźnik NPVe zmniejsza swoją wartość o 20–50%, a w przypadku dużego obciążenia spłatą kredytu spada nawet do zera.

Kluczem do zrozumienia tego faktu jest długi okres jałowej pracy mikroinstalacji (ponad 4000 h w roku, wg dokładnych obliczeń dla badanego obiektu było to aż 5800 h). Także przeliczenie zawarte w taryfie: opłata za 1 kvarh = $3 \times 0,16 \text{ zł/kWh} = 0,48 \text{ zł/kvarh}$ może być uznane za drakońską sankcję w stosunku do prosumenta (a także w stosunku do odbiorcy). Jak wskazano w dalszej części artykułu techniczne uzasadnienie dla wysokości tej sankcji jest wysoce wątpliwe.

4. Ocena skutków technicznych przepływu mocy biernej do sieci

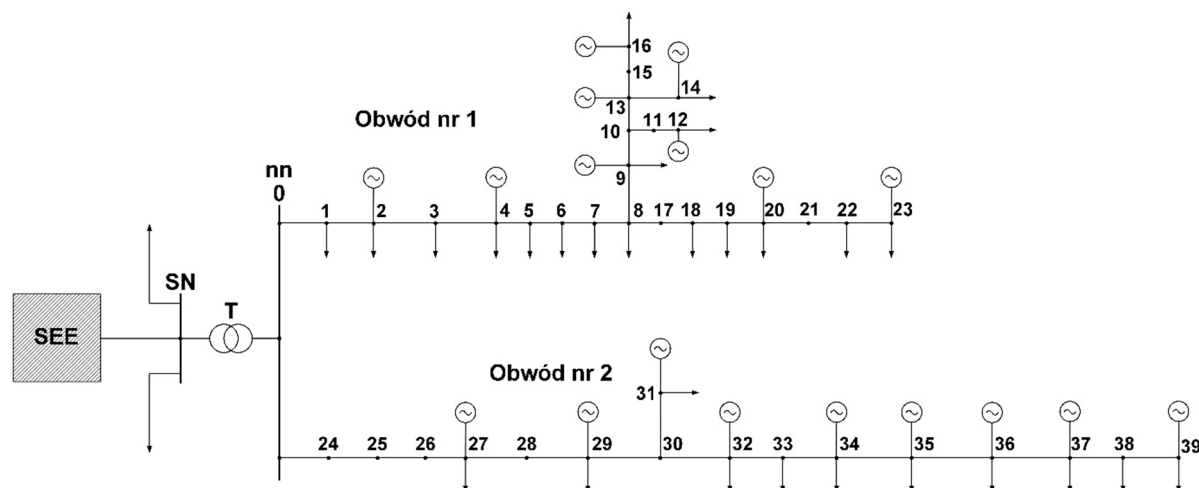
W celu zbadania, czy oddziaływanie mocy biernej wprowadzonej do sieci uzasadnia stosowanie (lub groźbę stosowania) drakońskich opłat rujnujących ekonomikę mikroinstalacji prosumenckich, przeanalizowano sieć testową niskiego napięcia składającą się z dwóch ciągów liniowych zasilanych ze stacji transformatorowej SN/nn o mocy 63 kVA (rys. 4). Jest to sieć niskiego napięcia o bardzo typowym kształcie. Jej oryginalność wynika z faktu

przyłączenia do niej aż 16 mikroinstalacji PV, o łącznej mocy 70 kW. Badana sieć odpowiada rzeczywistej sieci, którą autorzy napotkali w gminie oferującej szerokie wsparcie dla inwestycji prosumenckich, bazujące na środkach Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska. Moc najmniejszej instalacji wynosiła 3 kW, największej 10 kW. Jeśli chodzi o odbiory, pomimo dużej wartości mocy przyłączeniowej jednego z nich (30 kW), zmierzona moc szczytowa stacji transformatorowej nie przekroczyła 48 kW.

Analiza miała na celu wykazanie wpływu mocy biernej wprowadzanej do sieci przez źródła PV (wartość tę wynoszącą, jak wskazano w rozdziale 2, 2–6% mocy znamionowej mikroinstalacji PV przyjmowano wariantowo) na kształt profilu napięciowego sieci oraz wartość strat mocy.

W celu uzyskania możliwie szerokiego poglądu na warunki pracy sieci dokonano jej analizy rozplwykowej dla opisanych poniżej ośmiu stanów pracy:

1. obciążenie w węzłach ustalono za pomocą współczynnika wyznaczonego tak, aby suma mocy odbieranych była równa mocy transformatora SN/nn; źródła PV nie są brane pod uwagę, moc bierna pobierana zgodnie z $\text{tg } \varphi = 0,4$
2. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy szczytowej stacji SN/nn; źródła PV nie są brane pod uwagę, moc bierna pobierana zgodnie z $\text{tg } \varphi = 0,4$
3. obciążenia w węzłach jak w punkcie 1, źródła PV generują moc czynną równą ich mocy znamionowej
4. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy wszystkich odbiorów była równa mocy 30 kW (szczyt letni); źródła PV generują moc czynną równą ich mocy znamionowej
5. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nn równej 8 kW; źródła PV nie są brane pod uwagę
6. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nn równej 8 kW; źródła nie generują mocy czynnej, następuje wprowadzanie mocy biernej do sieci o wartości równej 2% ich mocy znamionowej



Rys. 4. Schemat sieci testowej

7. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nN równej 8 kW; źródła nie generują mocy czynnej, następuje wprowadzanie mocy biernej do sieci o wartości równej 4% ich mocy znamionowej
8. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nN równej 8 kW, źródła nie generują mocy czynnej, następuje wprowadzanie mocy biernej do sieci o wartości równej 6% ich mocy znamionowej.

Poniżej przedstawiono wykresy zmian napięcia w poszczególnych węzłach sieci, oznaczonych tak jak na rys. 4, z podziałem na dwa obwody: pierwszy i drugi.

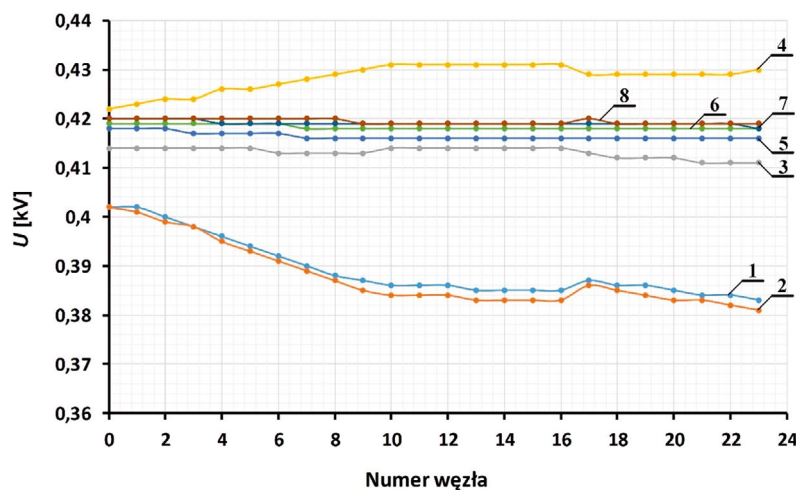
Jak widać na rysunkach, zmienność stanów obciążenia i generacji prosumenckiej w rozpatrywanych obwodach lokuje profil napięciowy węzłów w obszarze ograniczonym obwiedniami: górną (maksymalna generacja, maksymalne podbicie napięcia) oraz dolną (maksymalne obciążenie, maksymalny spadek napięcia).

Stan	1	2	3	4	5	6	7	8
ΔP , kW	4,202	3,890	0,830	2,034	0,164	0,157	0,162	0,171

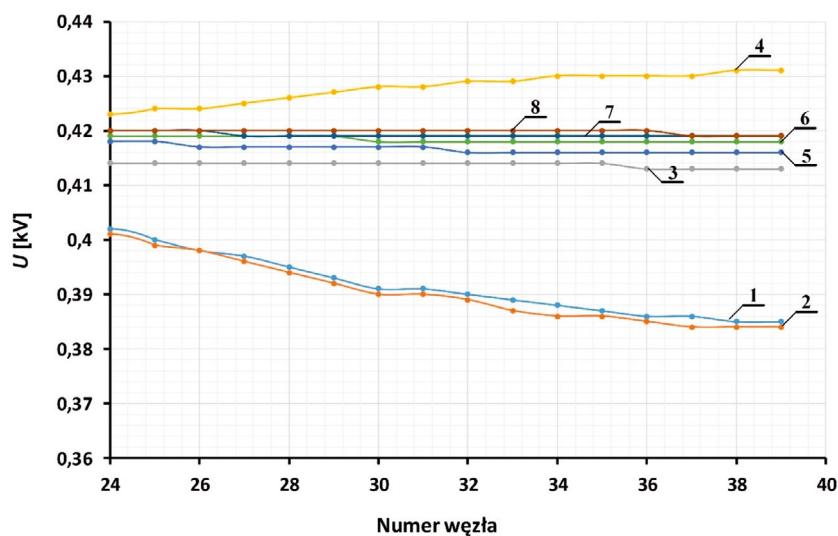
Tab. 1. Zestawienie strat mocy dla rozpatrywanych stanów pracy sieci

Generacja mocy biernej pojemnościowej w żaden sposób nie wpływa negatywnie na ten profil, co więcej – zapewnia stabilizację wartości napięcia na poziomie bliskim 420 V. Ewentualny wpływ tej generacji na poziom strat mocy w sieci wyjaśnia tabela przedstawiona poniżej.

Jak łatwo zauważyć, niezależnie od poziomu generacji mocy biernej generowanej w stanie jałowym źródeł (2–6%) straty mocy wywołane ich aktywnością są minimalne. Tym samym brak jakiegokolwiek uzasadnienia dla stosowania drakońskiego w swoim wymiarze i dotkliwego dla prosumentów systemu naliczania opłat za ponadumowny pobór energii biernej zgodnie z p. 3.4.1 c taryfy [7].



Rys. 5. Zmiany napięcia w obwodzie 1



Rys. 6. Zmiany napięcia w obwodzie 2

5. Podsumowanie

Przeprowadzone badania wskazały, że technicznie możliwy przepływ prądu pojemnościowego z mikroinstalacji do sieci może być powodem obciążania prosumentów bardzo dotkliwymi opłatami, naliczanymi zgodnie z obowiązującymi taryfami dystrybucyjnymi i wskazaniem liczników czterokwadrantowych. Opłaty te mogą w bardzo istotny sposób pogorszyć efektywność ekonomiczną źródeł prosumenckich, ponieważ pomimo znikomej wartości prądu pojemnościowego czas pracy jałowej tych źródeł jest stosunkowo długi, a jednostkowa opłata karna na poziomie 0,5 zł za 1 kvarh jest niezmiernie wysoka. Analiza rozptyłowa sieci nie pozwoliła na znalezienie uzasadnienia dla tak wysokiej opłaty, bowiem przedmiotowe prądy pojemnościowe poprawiają profil napięciowy sieci nn, a ich wpływ na straty mocy jest pomijalnie mały. Rezygnacja z pobierania opłat deklарowana przed operatorów sieci nie powinna być z ich strony aktem dobrej woli, ale wynikać z zapisów taryfy, w której powinna znaleźć się adnotacja: przepływ do sieci mocy biernej pojemnościowej na poziomie do 5% mocy zainstalowanej mikroinstalacji prosumenckiej, przy równoczesnym poborze mocy czynnej, nie podlega opłacie taryfowej.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. z 2016, poz. 961.
2. Pietruszko S.M., Rozwój rynku PV to nie tylko wzrost zainstalowanej mocy [wywiad], SOLARPROJEKT Construction, 17.10.2016 [online], <http://solarprojekt.pl/2016/10/17/s-m-pietruszko-rozwoj-rynku-pv-to-nie-tylko-wzrost-zainstalowanej-mocy-wywiad/> [dostęp: 1.04.2017].
3. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015, poz. 478, z późn. zm.
4. Polska norma PN-EN 50483, Maj 2010. Wymagania dotyczące równoległego przyłączenia mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych.
5. Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji przyłączonych do sieci niskiego napięcia [opracowanie PTPIREE przyjęte także przez krajowych operatorów sieci dystrybucyjnej] [online], http://www.energa-operator.pl/upload/wysiwyg/dokumenty_do_pobrania/uslugi/przylaczenie_do_sieci/wytworcy/mozliwosci_wymagania_tech_mikroinstalacji_malych_instalacji_przylaczanych_do_sieci_nnOSD.pdf [dostęp: 1.04.2017].
6. Network Code Requirements for Generators [dokument przyjęty w formie rozporządzenia Komisji UE 2016/631 z dnia 14.04.2016] [online], <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj> [dostęp: 1.04.2017].
7. Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja SA Lublin 2017.
8. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348, z późn. zm.
9. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – krajobraz po bitwie, *Rynek Energii* 2015, nr 2 (117), s. 40–44.
10. Gałązka K., Kacejko P., Pijarski P., Wykluczeni – jednostki sektora finansów publicznych na straconej pozycji wśród wytwórców OZE?, *Rynek Energii* 2016, nr 2 (123), s. 40–45.
11. Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, OWPW, Warszawa 2007, s. 93–95.
12. Ligus M., *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii – Analiza kosztów i korzyści*, CeDeWu, Warszawa 2012, s. 181–182.
13. Popczyk J., *Prosumenctwo – innowacja przełomowa*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2014, nr 2.
14. Zapałowicz Z., Szyszka D., *Stopień wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje fotowoltaiczne*, *Rynek Energii* 2010, nr 6 (91), s. 77–82.

Paweł Pijarski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Studia na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej ukończył w 2004 roku. Pracę doktorską obronił w 2012 roku. Od 2005 roku jest pracownikiem Politechniki Lubelskiej. Jego zainteresowania naukowe związane są obecnie z wpływem oddziaływania rozproszonego lokowania źródeł wytwórczych na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w poszczególnych źródłach wytwórczych, optymalizacją rozptyłów mocy biernej, a także heurystycznymi metodami optymalizacji.

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej i jej pracownikiem od 1979 roku. Habilitację uzyskał w 1999 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a tytuł profesora siedem lat później. Prowadzi badania z zakresu analiz systemu elektroenergetycznego. Jest autorem kilkudziesięciu prac naukowo-badawczych oraz publikacji z tej dziedziny. Aktualnie zajmuje się problematyką oddziaływania rozproszonych źródeł wytwórczych na sieć elektroenergetyczną.

Karolina Gałązka

mgr inż.

Politechnika Częstochowska

e-mail: kg4@interia.pl

Studia na Wydziale Zarządzania Politechniki Lubelskiej ukończyła w 2009 roku. W trakcie studiów na Politechnice Lubelskiej rozpoczęła studia w Wyższej Szkole Przedsiębiorczości i Administracji w Lublinie na kierunku finanse i bankowość, które ukończyła we wrześniu 2009 roku w specjalności rachunkowość i finanse. W 2015 roku rozpoczęła studia doktoranckie na Wydziale Zarządzania Politechniki Częstochowskiej. Całość jej dotychczasowej aktywności naukowo-badawczej oraz publikacyjnej skupia się wokół dwóch obszarów: problematyki analizy ekonomiczno-finansowej oraz rozwoju sektora OZE w zakresie fotowoltaiki, a zwłaszcza systemów wsparcia i oceny ich opłacalności.

Michalina Gryniewicz-Jaworska

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: michalina.gryniewicz.jaworska@vp.pl

Absolwentka Wydziału Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej na kierunku informatyka. Aktualnie jest doktorantką w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej. W swoich pracach zajmuje się zagadnieniami związanymi z optymalizacją wielokryterialną oraz heurystycznymi metodami optymalizacji.

Ekonomiczny aspekt wykorzystania generacji rozproszonej i odnawialnych źródeł w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Autor

Konrad Zuchora

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kogeneracja, odnawialne źródła energii, koszty energii

Streszczenie

Referat prezentuje zgromadzone doświadczenia i wnioski na temat odnawialnych źródeł energii i generacji rozproszonej funkcjonującej w strukturach systemu elektroenergetycznego. Wnioski wypracowane z wpływem kogeneracji i źródeł energii różnego pochodzenia uwzględniają konieczność przystosowania systemów generacji rozproszonej do funkcjonowania w systemie elektroenergetycznym. Referat uwzględnia perspektywy funkcjonowania energetyki prosumenckiej i akcentuje sposoby zagospodarowania systemów mikroenergetycznych. Skojarzone wytwarzanie energii, przy współdziałaniu źródeł odnawialnych, jest opiniowane w poszczególnych rozdziałach referatu, a zauważone problemy i możliwe rozwiązania powstałe w wielowymiarowej energetyce są w publikacji dyskutowane.

1. Wstęp

Energetyka odnawialna zwiększa udziały w międzynarodowych systemach elektroenergetycznych [1, 2, 3].

W systemach elektroenergetycznych idee wytwarzania energii mogą rywalizować w kwestiach energetycznych a efekty rywalizacji sposobów wytwarzania energii mogą być trudne do przewidzenia.

Za jedną z głównych przyczyn wspierania mikroenergetyki w Europie można uważać potrzebę osiągnięcia samowystarczalności energetycznej w kwestiach związanych z zużyciem ropy naftowej i gazu ziemnego. W Europie zależność od gazu w roli paliwa może być uznana za międzynarodowy argument polityczny oraz czynnik, który mógł spowodować społeczną niepewność w kwestii wysokości cen paliw. Świadomość zależności energetycznej w Europie mogła wywołać zainteresowanie mikroenergetyką oraz technikami efektywnego użycia i wytwarzania energii. Za przyczyny, które mogły przyczynić się do wzrostu zainteresowania proekologicznymi aspektami i mikroinstalacjami energetycznymi na skalę narodowych systemów elektroenergetycznych można uznać również koszty przesyłu energii oraz programy proekologiczne wspierane przez budżety, dotacje celowe oraz programy finansowane przy współdziałaniu środków pochodzących ze Wspólnoty Europejskiej. Czynniki odpowiedzialne za reorganizację energetyki konwencjonalnej, uważa się również w znaczącym stopniu zobowiązania wynikające z aktualnie kontynuowanego w Europie traktatu z Kioto [4, 5]. W konsekwencjach postanowień z Kioto modernizacja energetyki konwencjonalnej zmierza w kierunku zwiększenia udziału w systemie elektroenergetycznym odnawialnych źródeł

energii (OZE) oraz poprawy efektywności energetycznej [6]. Postanowienia wprowadzenia do systemu elektroenergetycznego energii pochodzącej z odnawialnych źródeł i poprawy efektywności energetycznej mogą wynikać również z potrzeby zmniejszenia zużycia paliw kopalnych i redukcji emisji gazów cieplarnianych [7]. Oszczędność energii w systemie elektroenergetycznym można uznać zatem, za cel strategiczny.

2. Użytkowanie zasobów rozproszonych

Systemy generacji rozproszonej można zdefiniować jako instalacje, które mogą korzystać z odnawialnych źródeł energii i paliw kopalnych oraz w infrastrukturze mogą dysponować zasobnikami energii [8, 9, 10, 11].

Struktury energetyki rozproszonej można usystematyzować ze względu na sposób pracy lub aspekt kosztowy [12, 13]. W aspektach kosztowych energetyki odnawialnej i rozproszonej można zauważyć, że w skali mikro koszty inwestycyjne mogą osiągać wartość akceptowalną dla inwestorów należących do grupy tak zwanych prosumentów. Ze względu na trudności, jakie wywołuje użycie odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym w skali aktualnie funkcjonujących systemów elektroenergetycznych, odnawialne źródła energii w sposób swobodny odnajdują zastosowanie w tak zwanej mikrogeneracji i systemach rozproszonych. Dzięki ustawodawcy i dostępności modułów mikroenergetycznych współcześni prosumenci mają również sposobność wytwarzania energii na własne potrzeby [14, 15].

Autor referatu, korzystając z doświadczeń, uważa, że mikroenergetyka dążąc do wyższej sprawności ma w naturze silną

skłonność do hybrydyzacji struktur. Systemy hybrydowe mogą obejmować jednostki wytwarzające energię oraz zasobniki, które mogą magazynować energię przetworzoną lub w pierwotnej postaci. Mikrosystemy mogą wytwarzać energię na własne potrzeby lub eksportować energię do połączonych sieci elektroenergetycznych.

Przyłączenie do sieci elektroenergetycznych niesterowalnych źródeł energii jednakże może stwarzać operatorom sieci utrudnienia w pracy. Z powodu utrudnień lokalni operatorzy sieci elektroenergetycznych mogą wymagać od wnioskodawców chcących połączyć swoje źródło energii z siecią elektroenergetyczną spełnienia dostosowanych do lokalnych potrzeb tzw. warunków przyłącza. Z perspektywy czasu można podkreślić, że stan infrastruktury elektroenergetycznej może ulegać modernizacji i w konsekwencji mogą w systemie elektroenergetycznym zaistnieć lokalne warunki przystosowane bezpośrednio do funkcjonowania generacji rozproszonej.

W skali geograficznej w systemie elektroenergetycznym funkcjonującym ze źródłami energii odnawialnej, zagospodarowanie zasobów energii może być ściśle związane z efektywnością ich użycia. Uwarunkowania środowiskowe energetyki odnawialnej charakteryzuje regionalizacja zasobów energii. Regionalizacja zasobów w systemie elektroenergetycznym może oznaczać, że instalacje energetyki rozproszonej w skali geograficznej mogą w strukturach systemu elektroenergetycznego specjalizować sposoby przetwarzania energii oraz że wykorzystanie odnawialnych zasobów energii w strukturach systemu może ze względu na efektywność użycia zasobów energetycznych być skojarzone z regionami geograficznymi.

2.1. Zalety generacji rozproszonej

Energetyka rozproszona może zaferować w konfiguracji uniwersalność i możliwość zagospodarowania lokalnych zasobów energii. Integracja zasobników energii i generatorów energii odnawialnej może poprawić charakterystyki eksploatacyjne instalacji i systemów, a zasobniki energii użytkowane w mikroenergetyce mogą wykonywać zadania gromadzenia energii i pełnić funkcję buforowe łagodzące incydentalny charakter energii odnawialnej. Odnawialne źródła energii dzięki funkcjonowaniu w skali generacji rozproszonej oferują w systemie elektroenergetycznym lepszą efektywność dystrybucji energii oraz możliwość sprawowania w systemie elektroenergetycznym usług systemowych. Zwiększenie udziału źródeł odnawialnych i użycie generacji rozproszonej może w systemie elektroenergetycznym zredukować ilość energii wytwarzanej z paliw kopalnych i w konsekwencji zmniejszyć emisję dwutlenku węgla.

Elektroenergetyczne sieci rozproszone ze względu na uniwersalność w kwestiach wykorzystania energii pierwotnej mają sposobność adaptacji do różnych warunków pracy oraz łatwość dopasowania do lokalnych potrzeb. Stosując techniki kryterialnego zarządzania można w generacji rozproszonej z udziałem zasobników energii oraz źródeł odnawialnych zwiększyć efektywność całego systemu elektroenergetycznego.

W energetyce rozproszonej koszty wytwarzania energii ze względu na możliwość użycia w pracy systemów kogeneracji w skali mikroenergetycznej mogą być mniejsze. Użycie

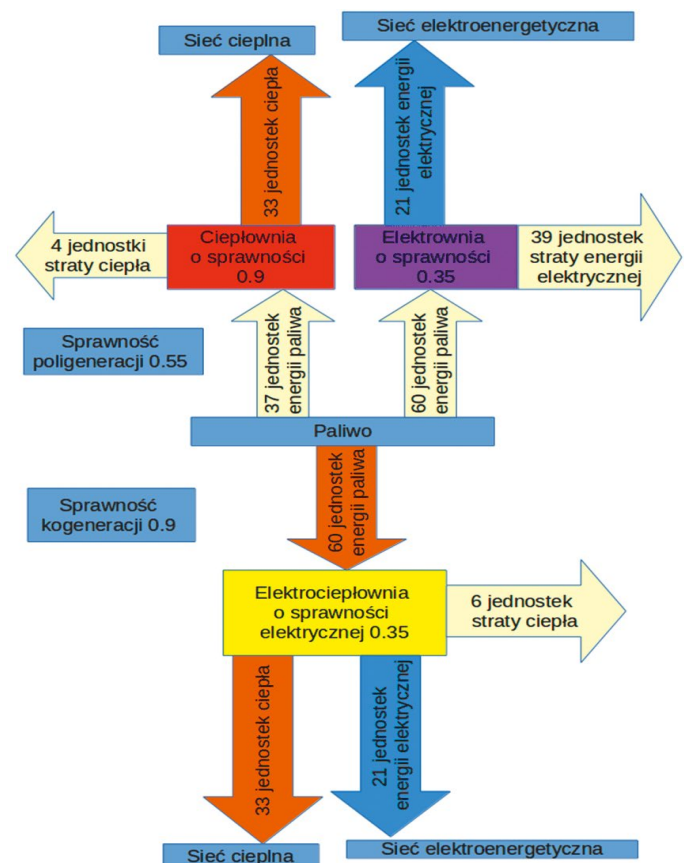
kogeneracji wraz z generacją rozproszoną może w systemie elektroenergetycznym zmniejszyć zużycie ciepła pochodzącego z sieci ciepłej. Prócz zmniejszenia zużycia ciepła użycie kogeneracji rozproszonej może zmniejszyć również straty przesyłu energii, które dla systemu ciepłego są istotne, ponieważ w sieci ciepłej zmniejszają temperaturę pary i wody użytkowej. Gdy przesyłowe straty energii są w proporcji z ilością wytwarzanej energii za wysokie, użycie kogeneracji rozproszonej może być sposobem na dostarczanie odbiorcom ciepła akceptowalnego w jakości i cenie.

2.2. Wady generacji rozproszonej

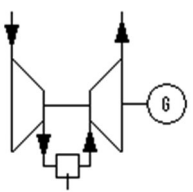
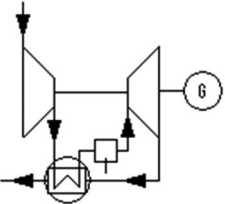
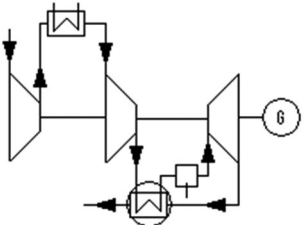
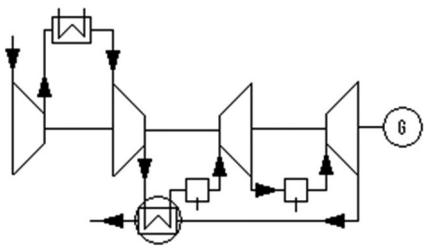

Cechą odnawialnych źródeł jest ich prawdopodobny charakter, który może sprawiać, że sterowanie systemami rozproszonymi może być zadaniem wielowymiarowym. Problemy, które wynikają ze stabilności mocy odnawialnych źródeł, mogą kopiować się na stabilność całego systemu elektroenergetycznego. W systemie elektroenergetycznym zwiększony udział jednostek wytwarzających energię, a niezarządzanych i niemonitorowanych przez operatorów systemu może doprowadzić do nieprzewidzianych zachowań, które w konsekwencji mogą powodować niestabilną pracę systemu oraz stany przedawaryjne.

3. Kogeneracja w generacji rozproszonej

Kogeneracja bazująca w cyklu termodynamiczny na procesie spalania może być użyta w przemysłowych, komercyjnych instalacjach ciepłych i siłowniach elektroenergetycznych oraz



Rys. 1. Proporcje sposobów wytwarzania energii w procesie spalania

1.	Konfiguracja prosta	
2.	Konfiguracja z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła	
3.	Konfiguracja z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła i chłodzeniem międzystopniowym	
4.	Konfiguracja z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła i chłodzeniem międzystopniowym oraz przegrzewem międzystopniowym	
Opisy do rysunków	Sprężarka, turbina, komora spalania, generator elektryczny, chłodnica międzystopniowa, rekuperacyjny wymiennik ciepła	
		

Tab. 1. Konfiguracje turbosespołów gazowych

instalacjach hybrydowych, w których głównym produktem jest energia elektryczna, a niewykorzystane ciepło cyklu termodynamicznego, może być przetransportowane do sieci ciepłej lub może być zagospodarowane w instalacjach ogrzewania i wody użytkowej [16].

Użycie gazu ziemnego w roli paliwa dla generacji rozproszonej może uzależniać zasięg, możliwości i zastosowania jednostek wytwórczych. Konieczność użycia dedykowanego paliwa dla silników cieplnych pracujących w kogeneracji jest dla generacji rozproszonej ograniczeniem zależnym od dostępności i parametrów infrastruktury gazowej.

W technice cieplnych maszyn przepływowych i mikroenergetyki w relacji z indywidualnymi potrzebami i wymaganiami możliwe jest personalizowanie konfiguracji maszyn i systemów. Proporcje

jednostek energii lub mocy elektrycznej i cieplnej oraz rozplwy wielkości energetycznych dla kogeneracji i poligeneracji osiągnięte z procesu spalania w termodynamicznym cyklu przedstawiono na rys. 1.

Architekt projektujący system generacji rozproszonej może konfigurować architekturę systemu i maszyn cieplnych pracujących w systemie, dążąc do osiągnięcia oczekiwanych w pracy proporcji energii elektrycznej i ciepła. Autor referatu spodziewa się, że w przyszłości ze względu na własności potrzebne w pracy generacji rozproszonej, znaczący udział w wytwarzaniu energii osiągną mikro maszyny przepływowe i w tab. 1 umieszcza schematy wzorcowych konfiguracji stosowanych w turbosespołach gazowych.

Największe udziały w wytwarzaniu energii elektrycznej mają konfiguracje maszyny przepływowych, które w pracy wykorzystują rekuperacyjne wymienniki ciepła oraz chłodnice i przegrzewy międzystopniowe.

W systemie elektroenergetycznym, ciepło wytworzone w procesie spalania jest w cyklu termodynamicznym traktowane jak energia odpadowa. Dla ciepła w kogeneracji przypisany symbol energii odpadowej wraz z proporcjami cyklu termodynamicznego i kosztami paliwa może powodować, że w systemie elektroenergetycznym cena ciepła jest niższa od ceny energii elektrycznej.

W energetyce rozproszonej ciepło może być wytwarzane z energii elektrycznej produkowanej w turbinach wiatrowych i panelach słonecznych. Można wnioskować zatem, że gdy ciepło jest wytwarzane z energii elektrycznej, ceny kupna i sprzedaży ciepła będą porównywalne z cenami energii elektrycznej lub mogą być od cen energii elektrycznej większe.

4. Metoda obliczeń

Poniższa zależność formułuje współczynnik skojarzenia mocy jako ułamek mocy elektrycznej i mocy cieplnej.

$$wsP = \frac{Pe}{Pc} \quad (1)$$

gdzie: Pe – moc elektryczna, Pc – moc cieplna.

Moc całkowitą zdefiniowano algebraicznie równaniem sumy mocy elektrycznej i mocy cieplnej.

$$Pca = Pe + Pc \quad (2)$$

Koszt energii całkowitej dla mocy cieplnej wyraża równanie.

$$keca0(Pc, wsP, cee, cec) = \frac{wsP \cdot Pc \cdot cee + Pc \cdot cec}{I} \quad (3)$$

gdzie: cee – cena energii elektrycznej, cec – cena ciepła.

Koszt energii całkowitej dla mocy elektrycznej wyraża równanie.

$$keca1(Pe, wsP, cee, cec) = \frac{Pe \cdot cee + \frac{Pe}{wsP} \cdot cec}{I} \quad (4)$$

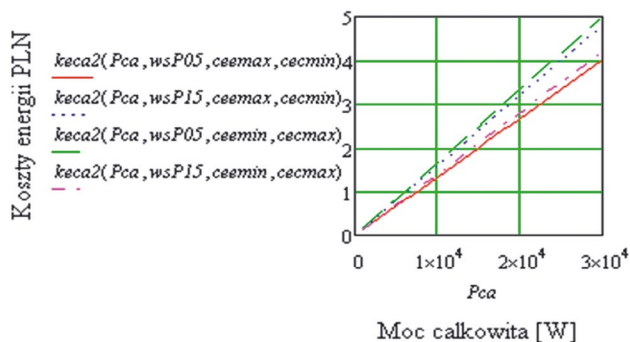
Koszt energii całkowitej dla mocy całkowitej wyraża równanie.

$$keca2(Pca, wsP, cee, cec) = \frac{Pca \cdot wsP \cdot cee}{I + wsP} + \frac{Pca \cdot cec}{(I + wsP)} \quad (5)$$

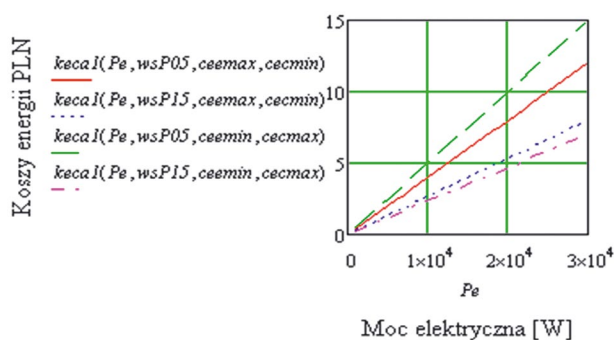
$$\frac{I}{3600s}$$

5. Wyniki obliczeń

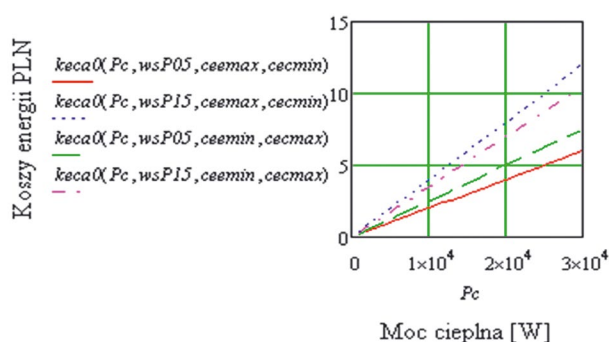
Poniższe rysunki reprezentują koszt całkowity energii wytworzonej w instalacji pracującej w kogeneracji. Symbole użyte na (rys. 2–4) oznaczają: *ceemax* – cenę energii elektrycznej większą od ceny ciepła, *ceemin* – cenę energii elektrycznej mniejszą od ceny ciepła, *cecmax* – cenę ciepła większą od ceny energii elektrycznej, *cecmin* – cenę ciepła mniejszą od ceny energii elektrycznej. Współczynnik skojarzenia mocy równy 0,5 reprezentowany jest symbolem *wsP05* a *wsP15* oznacza współczynnik skojarzenia mocy równy 1,5.



Rys. 2. Koszty energii całkowitej dla mocy całkowitej



Rys. 3. Koszty energii całkowitej dla mocy elektrycznej



Rys. 4. Koszty energii całkowitej dla mocy cieplnej

Dla stałej wartości mocy całkowitej i mocy elektrycznej (rys. 2 i 3) największe zyski właściciel instalacji wytwarzającej energię może osiągnąć w przypadku, gdy instalacja osiąga w proporcji więcej mocy cieplnej niż mocy elektrycznej a cena sprzedaży ciepła jest większa od ceny sprzedaży energii elektrycznej funkcje: *keca2(Pca, wsP05, ceemin, cecmax)*, *keca1(Pe, wsP05, ceemin, cecmax)*. Dla stałej wartości mocy cieplnej (rys. 4) największe zyski finansowe właściciel instalacji wytwarzającej energię może osiągnąć w przypadku, gdy instalacja w proporcji osiąga więcej mocy elektrycznej niż mocy cieplnej, a cena sprzedaży ciepła jest mniejsza od ceny sprzedaży energii elektrycznej funkcja: *keca0(Pc, wsP15, ceemin, cecmax)*. Koszty energii dla energii wytwarzanej w skojarzeniu (rys. 2–4) są funkcjami zależnymi od mocy liniowo.

6. Podsumowanie

W artykule omówiono podstawowe właściwości energetyki rozproszonej i mikrosystemów pracujących w kogeneracji. Autor uważa, że w obecnym stanie technicznej wiedzy i doświadczenia w kwestiach energetycznych możliwe jest w akceptowalnej proporcji instalowanie w elektroenergetycznym systemie niesterowalnych źródeł energii. Rozsądne wykorzystanie energii odnawialnej może przynieść korzyści dla funkcjonowania energetyki konwencjonalnej. Generacja rozproszona to idea wielowymiarowa, a ewentualna łagodna przemiana scentralizowanego systemu elektroenergetycznego na system rozproszony jest prawdopodobna. Oceny autora dotyczące rodzajów użytych technik wytwarzania energii w energetyce rozproszonej prowadzą do wniosku, że techniki, które wyróżniają się wysoką efektywnością energetyczną i niskimi kosztami wytwarzania energii mogą konkurować ceną wytwarzanej energii z energetyką konwencjonalną i mogą być użyte w generacji rozproszonej. Generatory energii należące do rodziny mikroenergetyki mogą konkurować również z energetyką konwencjonalną niższymi kosztami inwestycyjnymi. Kogeneracja, pompy ciepła oraz techniki energii odnawialnej: słońca, wiatru, geotermii w aspektach systemu rozproszonego mogą być zakwalifikowane do efektywnych sposobów wytwarzania energii. W związku ze skalą energetyki odnawialnej można przewidywać, że wykorzystanie energii zgromadzonej w zasobach odnawialnych spowoduje konieczność organizacji infrastruktury energetycznej do poziomu idei sieci Smart Grid.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że współcześnie technika generacji rozproszonej jest dostępna dla inwestorów należących do rodziny prosumentów a podzespoły i moduły generacji rozproszonej w przeważającej większości są komercyjnie dostępne. Autor uważa, że generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym zdywersyfikuje źródła energii i zwiększy niezawodność systemów elektroenergetycznych oraz że przyłączy do struktur systemów elektroenergetycznych źródła energii odnawialnej. Ekspansja generacji rozproszonej jednakże może być ograniczana przez dostępność zasobów i stan infrastruktury elektroenergetycznej.

BIBLIOGRAFIA

1. Potocnik J., Renewable energy sources and the realities of setting an energy agenda, *Science* 2007, No. 315.
2. Dvořák, P. i in., Renewable energy investment and job creation; a cross-sectoral assessment for the Czech Republic with reference to EU benchmarks, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017, No. 69.
3. Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, No. 60.
4. Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, 11 grudnia 1997, w: Dz.U. 2005 nr 203 poz. 1684.
5. Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its seventh session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011.
6. Aidan D., Rogers M., Ayompe L., Renewable energy and energy efficiency: assessment of projects and policies, John Wiley & Sons, 2015.
7. Panwar N.L., Kaushik S.C., Kothari S., Role of renewable energy sources in environmental protection: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011, Vol. 15, Issue 3.
8. Falvo M.C., Martirano L., From smart grids to Sustainable Energy Microsystems, 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Rome 2011.
9. Brenna M. i in., Sustainable Energy Microsystem (SEM): preliminary energy analysis, 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Washington, DC, 2012.
10. Steinke F., Wolfrum P., Clemens Hoffmann, Grid vs. storage in a 100% renewable Europe, *Renewable Energy* 2013, Vol. 50.
11. Parol M., Mikro sieci – przyszłościowe struktury sieci dystrybucyjnych, *Organ* 2016, nr 8.
12. Zuchora K., Miller P., Analiza możliwości wykorzystania kogeneracji w energetyce rozproszonej z zastosowaniem elementów optymalizacji. Rynek energii elektrycznej, energetyka rozproszona, Politechnika Lubelska, 2016.
13. Zuchora K., Miller P., Wybrane aspekty optymalizacji mikrosystemu elektroenergetycznego wykorzystującego odnawialne źródła energii i technologie kogeneracji, Zarządzanie energią i telekomunikacja ZET 2016, materiały i studia, luty 2016.
14. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r., Dz.U. 2015, poz. 478.
15. Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw z dnia 22 czerwca 2016 r., Dz.U. 2016, poz. 925.
16. Martirano L. i in., A case study of a commercial/residential microgrid integrating cogeneration and electrical local users, 2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Wrocław 2013.

Konrad Zuchora

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: k.zuchora@wp.pl

Ukończył dwa kierunki studiów w specjalnościach: systemy i maszyny energetyczne oraz przetworniki elektromechaniczne. Pracuje w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Zajmuje się interdyscyplinarną energetyką, m.in. wykorzystaniem nowoczesnych technologii, w tym technologii hybrydowych w konwencjonalnych i rozproszonych systemach energetycznych. Projektował stopnie turbiny parowej małej mocy.

Uwarunkowania techniczne, ekonomiczne oraz organizacyjne udziału rozproszonych źródeł energii w zapewnieniu bezpieczeństwa pracy KSE

Autor

Rafał Magulski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

wirtualna elektrownia, generacja rozproszona, usługi systemowe

Streszczenie

Intensywny rozwój generacji rozproszonej, wykorzystującej odnawialne źródła energii (OZE) oraz skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, jest efektem realizacji europejskiej i krajowej polityki energetycznej. Wzrost znaczenia źródeł rozproszonych w zaspokajaniu zapotrzebowania na energię elektryczną powoduje, że ich rola w zapewnieniu bezpieczeństwa i minimalizacji kosztów funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) również będzie musiała się zwiększać. W artykule przedstawiono koncepcję współdziałania rozproszonych źródeł energii w ramach wirtualnej elektrowni, w celu możliwości świadczenia usług systemowych, adresowanych do uczestników rynku energii (operator systemu przesyłowego – OSP, operatorzy systemów dystrybucyjnych – OSD, podmioty oferujące bilansowanie handlowe oraz świadczące usługi zarządzania popytem). Koncepcja uwzględnia aspekty techniczne, ekonomiczne oraz organizacyjne wynikające z właściwości źródeł wytwórczych oraz z uwarunkowań rynków energii i usług systemowych.

1. Wstęp

Tradycyjne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego opiera się na założeniu jednokierunkowego przepływu mocy od dużych jednostek wytwórczych poprzez sieci przesyłowe wysokich napięć do węzłów średniego napięcia i dalej do odbiorców końcowych. Rozwój i rozpowszechnienie źródeł odnawialnych, a w szczególności generacji rozproszonej wykorzystującej lokalne zasoby energetyczne, dodatkowo wzmocniony europejską polityką energetyczną, dającą przywileje odnawialnym źródłom energii, zmienił tę ugruntowaną sytuację. Liberalizacja sektora energetycznego oraz wprowadzenie rynków energii zaowocowały dalszymi zmianami w systemie elektroenergetycznym, zarówno w sferze technicznego wyposażenia, jak i zarządzania i sterowania siecią.

Wirtualna elektrownia jest nowym elementem zarządzania rozproszonymi zasobami wytwórczymi, który może przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

Obserwowany rozwój rozproszonych źródeł energii, w szczególności trudno prognozowanych źródeł OZE, m.in. generacji wiatrowej, fotowoltaiki, będzie przyczyniał się do coraz większego udziału tych źródeł w strukturze produkcji energii elektrycznej kosztem jednostek konwencjonalnych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej, uzależnionej od aktualnych warunków pogodowych, ma niekorzystny wpływ na regulacyjność pracy KSE. W przypadku okresów niskiego zapotrzebowania

na moc, tj. doliny nocnej czy dni świątecznych, zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących jednostek konwencjonalnych oraz minimalnego wymaganego poziomu mocy zainstalowanej pracujących jednostek konwencjonalnych (JWCD – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana). Planowana do pracy liczba jednostek w ciągu dnia dla każdej godziny wynika m.in. z minimalnej liczby bloków w poszczególnych:

- elektrowniach ze względu na bezpieczeństwo elektrowni (ograniczenia elektrowniane)
- węzłach sieci dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe).

Decydującym elementem ukierunkowującym reorganizację systemu elektroenergetycznego jest rynek bilansujący, będący narzędziem równoważenia produkcji i zużycia energii elektrycznej. Obecnie rynek bilansujący funkcjonuje jedynie w obszarze sieci przesyłowych. Niezbędne jest jednak wprowadzenie w obszarze sieci dystrybucyjnej mechanizmów bilansowania, tak aby zapewnić efektywny rozwój generacji rozproszonej oraz niezawodne i ekonomicznie uzasadnione zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną.

2. Uwarunkowania formalnoprawne

Wdrażane w ramach UE kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania

systemami elektroenergetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Określają wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu, poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, m.in. poprzez zapewnienie dostępu do odpowiedniego poziomu usług systemowych. Kodeks sieciowy dotyczący wymagań dla wytwórców (ang. *Requirements for Generators – RFG NC*) definiuje wspólny zestaw wymagań w zakresie przyłączania do systemu elektroenergetycznego obiektów wytwórczych. Zapisy kodeksu powinny być stosowane do wszystkich nowych jednostek wytwórczych oraz istniejących, uznanych za znaczące.

Spełnienie nowych wymagań stawianych jednostkom wytwórczym może się przyczynić do bardziej aktywnego udziału tych jednostek w świadczeniu usług na żądanie operatora systemu. Zapisy kodeksu precyzują wymagania techniczne dla źródeł wytwórczych już od 0,8 kW. Wynika z nich, że jednostki typu B (moc w przedziale 1–50 MW) będą wyposażone w układy umożliwiające zarówno regulację mocy czynnej i bierniej, jak i automatykę pozwalającą na utrzymanie w pracy podczas zwarć w sieci przez określony czas.

Źródła wytwórcze przyłączane obecnie do sieci SN muszą spełniać warunki określone w IRIESD. Operator systemu dystrybucyjnego ma obowiązek przyłączenia wytwórcy spełniającego warunki przyłączenia, który o to wystąpi, a w przypadku mikroinstalacji prosumenckich o mocach zainstalowanych nieprzekraczających mocy zamówionej instalacji odbiorczej, wymagane jest jedynie zgłoszenie przyłączenia do OSD.

Generacja rozproszona w sieciach średnich i niskich napięć przy zakłóceniach i w warunkach pracy innych od znamionowych najczęściej jest wyłączana. Jednostki tego typu nie są wykorzystywane do świadczenia jakichkolwiek usług regulacyjnych. W KSE wymagania dotyczące pracy w stanach napięcia i częstotliwości różniących się od wartości nominalnych obowiązują jedynie źródła wytwórcze przyłączone do sieci zamkniętej 110 kV oraz do sieci przesyłowej. Obowiązujący aktualnie katalog regulacyjnych usług systemowych w głównej mierze dostosowany jest do możliwości ich świadczenia przez duże systemowe elektrownie ciepłone.

Obecnie większa część rynku usług systemowych zintegrowana jest z rynkiem bilansującym, ponieważ służą one realizacji podobnej funkcji techniczno-handlowej. OSP pozyskuje za ich pomocą środki techniczne do zapewnienia niezbędnego poziomu rezerw mocy oraz bilansowania chwilowych wartości mocy w systemie. Pozyskanie usług regulacyjnych z jednostek wytwórczych odbywa się głównie w ramach procesów rynku bilansującego, a warunki ich świadczenia wynikają z wymagań technicznych sformułowanych w IRIESP oraz w bilateralnych umowach przesyłania.

Z tego względu uczestnictwo generacji rozproszonej w rynku regulacyjnych usług systemowych wymagałoby bezpośredniego i aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym. Oznaczałoby to konieczność spełnienia szerokiego zakresu wymagań, zbliżonego do tego, jaki obowiązuje jednostki wytwórcze centralnie dysponowane.

Dostosowanie pojedynczej instalacji OZE do samodzielnego świadczenia usług regulacyjnych wiązałoby się prawdopodobnie ze znacznym wzrostem kosztów funkcjonowania i z tego względu nie miałyby to ekonomicznego uzasadnienia. Dlatego z perspektywy opłacalności świadczenia usług systemowych uzasadnione byłoby zagregowanie w ramach jednej jednostki grafikowej, uczestniczącej w rynku bilansującym, możliwie dużej liczby źródeł rozproszonych, w celu grupowego świadczenia usług.

Obecnie OSP nie wykorzystuje potencjału regulacyjnego generacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej. Wynika to m.in.: z niewielkich mocy jednostek w porównaniu z potrzebami systemowymi, utrudnionego dostępu do jednostek, konieczności pozyskiwania rezerw ze znacznej liczby źródeł, m.in. skomplikowanego procesu organizacyjnego, komunikacyjnego, konieczności rozbudowy systemów teleinformatycznych. W przyszłości, przy rosnącym udziale w systemie źródeł OZE, można oczekiwać wzrostu zapotrzebowania na moce regulacyjne. Zainteresowanie możliwościami źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wystąpi wtedy, gdy OSP wyczerpie możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez źródła przyłączone do sieci NN oraz skoordynowanej sieci WN.

Kompleksowa nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, wprowadzona w 2016 roku, wnosi wiele zmian istotnych dla możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną. Wprowadza ona dwie nowe formy przedsiębiorczości, tzw. klastry oraz spółdzielnie energetyczne. Celem porozumienia w zakresie klastra energii musi być wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucja lub obrót energią z OZE lub z innych źródeł w ramach sieci dystrybucyjnej. Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu lub pięciu gmin. Spółdzielnia energetyczna to zrzeszenie, które ma na celu produkcję energii na użytek własny (członków) oraz ewentualną sprzedaż nadwyżek do sieci. Łączna produkcja energii wewnątrz spółdzielni limitowana jest w zależności od nośnika energii (dla energii elektrycznej – moc jednostek do 10 MWe). Ponadto członkowie spółdzielni muszą być zlokalizowani na terenie jednej gminy.

Rozwiązania te, koncentrując się na kwestiach maksymalizacji zużycia energii w pobliżu miejsca jej wytworzenia, są korzystne z perspektywy bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i mogą stać się w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, współdziałających z operatorami sieci dystrybucyjnych. Jednak wskazane ograniczenia terytorialne oraz limity łącznej mocy w zagregowanej jednostce mogą stanowić barierę dla możliwości świadczenia usług regulacyjnych na rzecz OSP (zbyt mały potencjał regulacyjny).

Nowelizacja ustawy wprowadza również nowy model rozliczeń za energię odnawialną wyprodukowaną w mikroinstalacjach prosumenckich, w którym taryfy gwarantowane zastąpiono systemem tzw. opustów. Oznacza to, że wprowadzone do sieci nadwyżki energii nie podlegają sprzedaży, lecz są rozliczane łącznie z energią pobraną przez prosumenta, w okresach kiedy jego zapotrzebowanie nie mogło być pokryte przez własne źródło wytwórcze. Zewnętrzna sieć energetyczna działa w tym wypadku jak magazyn energii i prosument, wprowadzając do niej

1 kWh energii, może odebrać 0,8 (lub 0,7) kWh, unikając płatności w części odpowiadającej cenie energii oraz zmiennym stawkom za dystrybucję. W takim modelu dysponentem nadwyżek energii jest sprzedawca zobowiązany i jedynie on może być zainteresowany możliwością agregacji tego typu źródeł w ramach wspólnej jednostki grafikowej.

Pozostałe instalacje OZE, o ile ich właściciele chcą korzystać z prawa do sprzedaży wyprodukowanej energii sprzedawcy zobowiązanemu, w celu rozliczenia ilości wyprodukowanej energii odnawialnej muszą być obserwowane indywidualnie bądź w sposób zagregowany, w ramach grupy jednostek wytwórczych OZE. Z tego względu nie jest możliwe tworzenie wirtualnej elektrowni, na którą składać się będą jednocześnie instalacje OZE oraz konwencjonalne jednostki wytwórcze. Ograniczenie to przestanie obowiązywać z początkiem 2018 roku w przypadku odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW, które przestaną podlegać obowiązkowi zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego i będą musiały znaleźć nabywców na rynku konkurencyjnym.

3. Doświadczenia krajów europejskich wykorzystujących elektrownie VPP do świadczenia usług systemowych

Wykorzystywanie możliwości regulacyjnych źródeł OZE poprzez świadczenie usług systemowych jest szeroko stosowane w wielu krajach europejskich. Działania te są stosowane przez operatorów sieci przesyłowej na obszarze Niemiec (Amprion, Tennet, Transnet BW i 50Hertz). Usługi regulacyjne rezerw mocy czynnej (pierwotna, wtórna oraz trójna) są wykorzystywane na otwartym rynku usług systemowych. Zakup poszczególnych usług jest realizowany w ramach mechanizmu aukcyjnego.

Usługi regulacyjne na rzecz OSD, oprócz dużych jednostek systemowych, są świadczone również przez agregatorów usług systemowych. Część z nich świadczy pełen zakres usług regulacyjnych od rezerwy sekundowej do minutowej.

Dostawcy usług systemowych dla OSP przechodzą procedurę tzw. wstępnej kwalifikacji. Procedura ma za zadanie weryfikację technicznych zdolności źródła w celu spełnienia wymagań OSP w zakresie świadczenia usług regulacyjnych. Procedurą objęci są nie tylko agregatorzy, ale także wszystkie zagregowane źródła planowane do świadczenia usług regulacyjnych. Obecnie w ramach wirtualnych elektrowni wykorzystuje się przede wszystkim techniczne możliwości biogazowni, elektrociepłowni oraz elektrowni wodnych, w mniejszym stopniu generacji wiatrowej oraz fotowoltaiki.

3.1. Program RServiceS

W ramach projektu RServiceS opracowano wiele zaleceń ekonomicznych i technicznych, dotyczących możliwości wykorzystania generacji wiatrowej i słonecznej w celu świadczenia usług regulacyjnych, oraz opracowano rekomendacje skierowane m.in. do: Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E), krajowych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, uczestników rynku, unijnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER),

regulatorów krajowych oraz Komisji Europejskiej i podmiotów decydujących o kształcie krajowej polityki energetycznej. Do najważniejszych wniosków i spostrzeżeń wynikających z realizacji projektu zaliczono:

- możliwość świadczenia usług systemowych przez generację wiatrową/fotowoltaikę jest w dużym stopniu zależna od charakterystyki danego systemu energetycznego (wielkości, miksu energetycznego, odporności na zakłócenia itp.) oraz sposobu przyłączania odnawialnych źródeł (stopień rozproszenia, miejsce przyłączenia, parametry techniczne)
- w niektórych krajach wykorzystuje się źródła wiatrowe i fotowoltaiczne do świadczenia regulacji częstotliwości i napięcia, jednak w Europie nadal są to sporadyczne przypadki
- w przyszłości udział odnawialnych źródeł w mikście energetycznym będzie systematycznie się zwiększał. Dlatego duży udział zmiennej generacji odnawialnej w systemach energetycznych będzie wymuszał przeprowadzenie bardziej szczegółowych badań i symulacji, w celu oceny potrzeb i wymogów technicznych z uwzględnieniem cech charakterystycznych źródeł OZE
- największy przyrost źródeł odnawialnych, charakteryzujących się zmiennym profilem produkcji, będzie występował w sieci dystrybucyjnej. Dlatego w warunkach rosnącego udziału coraz większe znaczenie będzie miała współpraca OSD z OSP w zakresie koordynacji działań ukierunkowanych na wykorzystanie zdolności regulacyjnych źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na różnych poziomach napięcia.

Projekt wykazał potrzebę kontynuacji badań i prac nad rozwojem technologii w zakresie infrastruktury komunikacyjnej, umożliwiającej w sposób szybki i bezpieczny świadczenie usług systemowych, a także opracowanie metodologii i strategii wdrażania usług systemowych:

- planowania probabilistycznego w obsłudze systemów energetycznych
- optymalizacji strategii do świadczenia usług regulacyjnych przez źródła odnawialne przyłączone do sieci dystrybucyjnej
- definiowania pod względem technicznym i ekonomicznym nowych usług systemowych.

3.2. SmartNet pilots

Projekt ma na celu opracowanie optymalnej architektury wymiany danych pomiędzy OSP i OSD w celu monitorowania oraz wykorzystania zasobów w sieci dystrybucyjnej (m.in. możliwości źródeł OZE), w zakresie świadczenia usług systemowych, m.in.: rezerwy mocy, bilansowania systemu, regulacji napięcia, zarządzania ograniczeniami. Cel projektu wynika m.in. z implikacji wprowadzenia kodeksów sieciowych. W ramach projektu przewidziano budowę trzech instalacji pilotażowych. Z punktu widzenia świadczenia usług systemowych interesujący jest pilotaż, badający możliwości wykorzystania zasobów w sieci dystrybucyjnej w zakresie: regulacji napięcia oraz aktywnej regulacji mocy i świadczenia usług w zakresie regulacji wtórnej. Agregacja technicznych możliwości zasobów w sieci dystrybucyjnej będzie wymagała m.in.:

- oszacowania możliwości regulacyjnych w każdym punkcie sieci WN/SN (moc P , Q)

- prognozy mocy P dla źródeł (z wyprzedzeniem 1 godz., 74 godz. z aktualizacją co 3 godz.)
- określenia łącznego dopuszczalnego zakresu zmian P i Q w sieci (zagregowanych w ramach VPP).

Sposób regulacji napięcia przedstawiono na rys. 1. OSP oblicza punkt pracy w punkcie przyłączenia OSP-OSD. OSD otrzymuje sygnał i na podstawie określonych parametrów wyznacza zadane wartości dla poszczególnych źródeł rozproszonych, z uwzględnieniem ich możliwości (wielkość, zakres zmian, dynamika).

4. Koncepcja wirtualnej elektrowni wykorzystująca usługi systemowe z rozproszonych źródeł energii

Wirtualna elektrownia (ang. *virtual power plant* – VPP) to centralnie optymalizowany i sterowany zespół rozproszonych jednostek wytwórczych i/lub odbiorczych, które na żądanie agregatora sterującego pracą wirtualnej elektrowni są w stanie zmienić wielkość mocy czynnej. W skład wirtualnej elektrowni mogą wchodzić jednostki różnych typów:

- sterowalne i dobrze prognozowalne jednostki wytwórcze, tj. elektrociepłownie wytwarzające ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną (CHP), elektrownie wodne zbiornikowe oraz biogazownie, jeżeli posiadają możliwość magazynowania biogazu
- źródła o ograniczonych możliwościach precyzyjnego prognozowania mocy oddawanej do sieci, sterowalne tylko w zakresie ograniczania mocy oddawanej do sieci, takie jak wszystkie źródła OZE, zależne od warunków atmosferycznych
- odbiorcy o przewidywalnym poborze mocy, najczęściej przemysłowi, mogący w określonym okresie zmienić zużycie energii, wpływając na proces produkcyjny, np. ciepłownie (zmiana zużycia energii przez pompy obiegowe i wentylatory

- wyciągu, wykorzystanie możliwości akumulacji ciepła w zładzie sieci ciepłowniczej)
- zagregowani odbiorcy indywidualni, z możliwością sterowania zapotrzebowaniem
- zasobniki energii, które mogą pracować jako źródło wytwórcze (tryb rozładowania) lub być wykorzystywane w trybie odbiorczym (ładowanie zasobnika).

O pracy poszczególnych jednostek decyduje agregator, który zgodnie z realizowanymi przez siebie celami optymalizuje pracę wszystkich jednostek. Może nim być podmiot władający zasobami regulacyjnymi lub posiadający wiedzę rynkową lub techniczną o stanie sieci, umożliwiającą optymalne dysponowanie zasobami regulacyjnymi. Ogólną koncepcję struktury systemu zarządzania VPP przedstawiono na rys. 2.

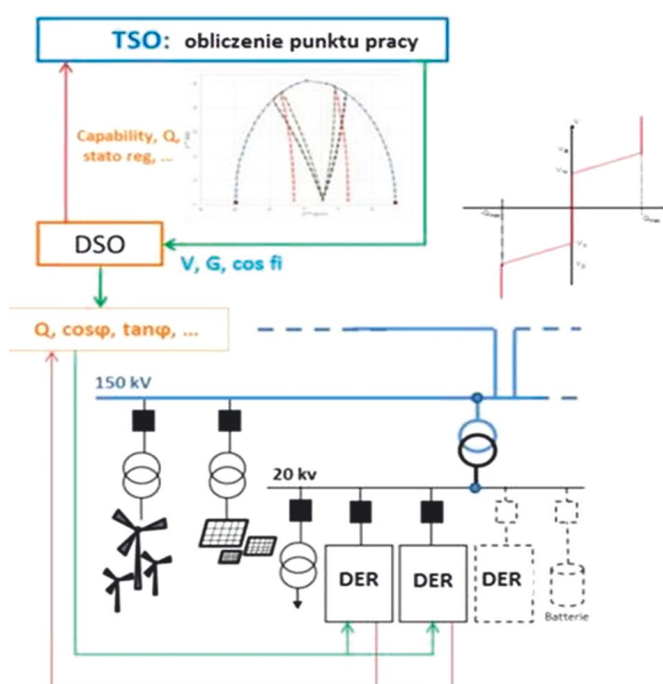
Prognozowanie warunków pracy VPP jest jednym z najważniejszych elementów umożliwiających zwiększenie bezpieczeństwa KSE. Powinno ono obejmować wszystkie źródła nieposiadające lub posiadające ograniczoną zdolność magazynowania paliwa i/lub produkcji oraz sterowalne zapotrzebowanie na moc odbiorców, wliczając w to prognozy możliwości zmiany zapotrzebowania na moc elastycznych odbiorców. W ramach systemu prognozowania powinny być realizowane następujące funkcje:

- prognoza zapotrzebowania na usługi regulacyjne
- prognoza dyspozycyjności usług regulacyjnych ze źródeł OZE
- prognoza warunków otoczenia rynkowego.

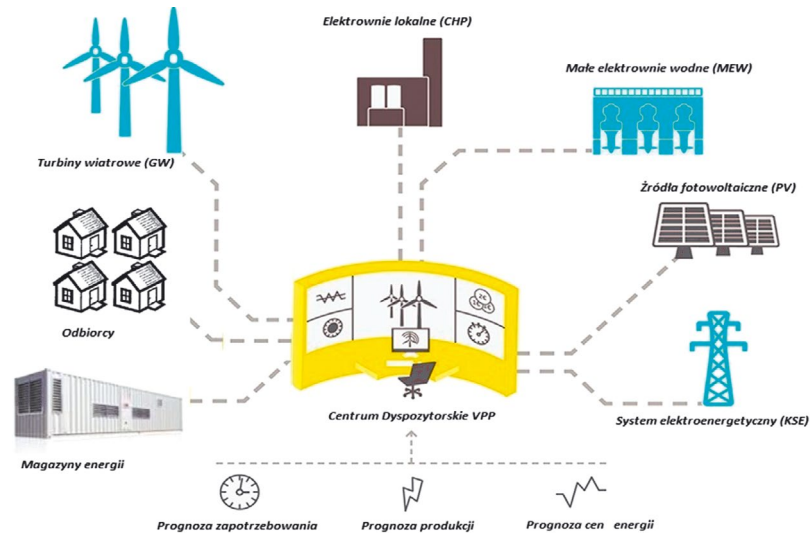
Na podstawie powyższych danych realizowane jest planowanie (optymalizacja) wykorzystania dostępnych zasobów regulacyjnych do pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na usługi regulacyjne. Zagregowanie zasobów wytwórczych w ramach VPP, w szczególności trudno prognozowalnych źródeł, tj. farm wiatrowych czy elektrowni fotowoltaicznych, pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa KSE poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy mocy. Agregacja źródeł będzie się bowiem przyczyniać do kompensowania błędów prognoz i zmienności generacji OZE, zależnej od warunków atmosferycznych (ang. *smoothing effect*).

Dzięki zastosowaniu systemów kontroli i mechanizmów regulacyjnych generacji oraz sterowalnych odbiorów możliwe będzie świadczenie przez źródła rozproszone regulacyjnych usług systemowych na rzecz operatorów systemów. W zależności od możliwości technicznych źródeł usługi mogą być dostarczane w zakresie:

- regulacji częstotliwości i mocy czynnej – związane z krótkoterminowym bilansowaniem energii i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Wykorzystywane są układy regulacji o zróżnicowanych czasach aktywacji oraz dostępnych pasmach regulacji. Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest realizowana automatycznie (regulacja pierwotna i wtórna oraz trójna). Powyższe usługi świadczone są przede wszystkim przez jednostki wytwórcze. Mogą być również dostarczane przez inne podmioty, np.: odbiory lub systemy magazynowania energii
- regulacji napięć i mocy biernej – usługi niezbędne do utrzymania wymaganego poziomu napięcia w sieci, w celu zachowania bezpieczeństwa pracy systemu. Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej (pojemnościowej lub



Tab. 3. Zmierzone wielkości obciążeń jednostek wytwórczych



Rys. 2. Ogólna koncepcja struktury systemu zarządzania VPP

indukcyjnej). Regulacja ta odbywa się z wykorzystaniem generatorów synchronicznych (jednostki wytwórcze, dynamiczne kompensatory synchroniczne) i elementów pasywnych (m.in.: baterie kondensatorów, transformatory z możliwością regulacji przekładni)

- wykorzystywania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa systemu i awaryjnych (gotowość do pracy wyspowej oraz do odbudowy systemu po awariach systemowych).

5. Podsumowanie i wnioski

Dynamika wzrostu zapotrzebowania powoduje, że coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na moc przez JWCD, pracujące w dolinie krzywej obciążenia. W KSE podstawowym dostawcą usług regulacyjnych, zapewniających bezpieczeństwo pracy sieci i niezawodność dostaw energii do odbiorców, są jednostki wytwórcze ciepłe. Parametry techniczne tych jednostek w wielu przypadkach nie pozwalają na szybką reakcję, wynikającą ze zmian mocy np. generacji wiatrowej. Skutkiem coraz większej zmienności zapotrzebowania odbiorców na moc jest wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne świadczone obecnie wyłącznie przez JWCD. Podobnie jak w przypadku odbiorców energii, błędy prognoz i związane z nimi rosnące zapotrzebowanie na rezerwy dotyczą również źródeł OZE, w szczególności technologii uzależnionych od zmiennych warunków pogodowych.

W przyszłości wzrost mocy OZE będzie się przyczyniał do coraz większego ich udziału w strukturze produkcji energii elektrycznej kosztem jednostek konwencjonalnych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej, uzależnionej od aktualnych warunków pogodowych, ma niekorzystny wpływ na regulacyjność KSE, w szczególności w okresie niskiego zapotrzebowania (dolina nocna, dni świąteczne). Zagrożone może być wówczas utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących jednostek konwencjonalnych oraz minimalnego wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnej JWCD dla pokrycia zapotrzebowania na moc i zapewnienia rezerwy w kierunku zwiększania generacji. W kilku ostatnich latach w pracy KSE daje się zaobserwować

niekorzystne trendy, stwarzające coraz większe wyzwania związane z dobowym bilansowaniem systemu. Sukcesywnie maleje zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie, rośnie zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie oraz rośnie poziom rezerw mocy wymaganych ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE. Konieczne jest zatem poszukiwanie nowych rozwiązań, m.in. poprzez wykorzystanie możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną zagregowaną w ramach VPP. O ile pojedyncze źródła posiadają niewielki potencjał regulacyjny, o tyle ich agregacja w ramach VPP umożliwi zniwelować te wady.

Budowa kompletnego systemu VPP jest złożonym zadaniem, które wymaga nakładów inwestycyjnych związanych z projektem i budową systemu informatycznego zarządzającego pracą elektrowni, budową infrastruktury komunikacyjnej oraz modernizacją układów automatyki elektrowni. Jednoznaczne oszacowanie wielkości ewentualnych zysków wynikających z zaimplementowania funkcjonalności VPP wymaga uwzględnienia wielu zmiennych czynników łącznie z uwzględnieniem możliwości i ograniczeń technicznych źródeł.

Doświadczenia krajów europejskich wskazują, że generacja rozproszona jest technicznie przystosowana do świadczenia usług regulacyjnych, a przedstawione działania są stosowane np. w Niemczech, Austrii i Włoszech, wskazują na skuteczność w pozyskiwaniu rezerw oraz opłacalność inwestycji w szeroko rozumianą VPP.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, tekst ujednolicony w Departamencie Prawnym i Rozstrzygania Sporów URE na dzień 1 sierpnia 2016, Warszawa.
2. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Kancelaria Sejmu, opracowanie na podstawie Dz.U. z 2015 r. poz. 478, 2365; Dz.U. z 2016 r. poz. 925, 1579.

3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od dnia 1.07.2016, Warszawa.
 4. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, Bruksela.
 5. Projekt SmartNet [online], <http://smartnet-project.eu/>.
- Artykuł powstał w ramach projektu badawczego GEKON1/02/213880/30/2015.*
-

Rafał Magulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Zarządzania i Ekonomii na kierunku zarządzanie i marketing (1998). Obecnie zatrudniony na stanowisku starszego specjalisty inżynierjno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: problematykę funkcjonowania rynku w sektorze elektroenergetyki, studia przedprojektowe dotyczące rozwoju systemów energetycznych.

Integracja generacji rozproszonej z lokalnym zapotrzebowaniem w ramach lokalnego obszaru bilansowania

Autorzy

Leszek Bronk
 Maciej Wilk
 Mirosław Matuszewicz

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

lokalny obszar bilansowania, generacja rozproszona, generacja wiatrowa, zarządzanie lokalnymi zasobami energetycznymi

Streszczenie

Intensywny rozwój generacji rozproszonej, oprócz pozytywnych aspektów związanych z wykorzystaniem energii odnawialnej, stanowi wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa i funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Zapewnienie niezawodności dostaw, przy zmiennym charakterze pracy generacji wiatrowej i fotowoltaicznej, wymusza na operatorach sieci konieczność realizacji dodatkowych kosztownych inwestycji sieciowych.

Alternatywnym rozwiązaniem jest budowa systemu umożliwiającego zintegrowanie zarządzanie lokalnymi zasobami energetycznymi (m.in. automatyką sieciową, magazynami energii, lokalnymi źródłami energii) w celu optymalizacji technicznych możliwości sieci elektroenergetycznej.

1. Wstęp

W najbliższych latach w Polsce spodziewany jest wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w szczególności jednostek wytwórczych o niewielkich mocach przyłączanych do sieci niskiego i średniego napięcia. Szerokie wykorzystanie generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej będzie wymagało od operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) nowego podejścia w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii.

Koncepcja budowy lokalnego obszaru bilansowania (LOB) ma doprowadzić do zwiększenia niezawodności dostaw energii oraz poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnej. Obszar ten można zdefiniować jako wydzieloną część systemu dystrybucyjnego, w której bieżące wytwarzanie energii jest równoważone aktualnym zapotrzebowaniem. Cechą charakterystyczną LOB jest możliwość podjęcia pracy synchronicznej z KSE oraz zdolność do pracy wyspowej [0].

Prowadzenie aktywnego bilansowania polega na technicznym zintegrowaniu w ramach jednego rozwiązania aktywnego zarządzania lokalnymi zasobami po stronie wytwarzania, zapotrzebowania, magazynowania energii elektrycznej oraz sterowania siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem dwukierunkowego przepływu mocy oraz przekazywanych informacji. Z punktu widzenia OSD, do aktywnego zarządzania siecią w czasie rzeczywistym niezbędne będzie pozyskanie informacji dotyczących m.in. prognozowania produkcji generacji rozproszonej, planowania i monitoringu ich pracy, dyspozycyjności, ograniczeń technicznych.

Odpowiednie zarządzanie zasobami regulacyjnymi z wykorzystaniem bilansowania lokalnego pozwoli m.in. na zwiększenie zdolności przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródeł generacji rozproszonej, w szczególności odnawialnych źródeł energii (OZE). W efekcie będzie to prowadzić do zmniejszenia emisji zanieczyszczeń czy też obniżenia wskaźnika strat sieciowych, związanych z jej przesyłaniem i transformowaniem od poziomu dużych elektrowni konwencjonalnych do odbiorcy końcowego. LOB może być wykorzystywany m.in. do:

- bilansowania mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem technicznych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz jej współpracy z siecią przesyłową
- odbudowy systemu po awarii systemowej, obejmującej możliwość przejścia do pracy na system wydzielony i ponownej synchronizacji z siecią¹.

2. Ogólny opis obszaru LOB – specyfikacja obszaru

LOB będzie zaimplementowany w rzeczywistych warunkach pracy SEE. W ramach projektu jest on zdefiniowany jako wydzielony obszar systemu elektroenergetycznego, w którym w sposób zintegrowany zarządza się jego zasobami wytwórczymi, infrastrukturą sieciową i komunikacyjną oraz odbiorami energii. Nadrzędnym elementem sterującym jest system informatyczny (roboczo nazwany LOBSter), który wykorzystując istniejącą i nowo zainstalowaną w ramach projektu infrastrukturę

¹ W warunkach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, gdy pozwolą na to warunki techniczne.

wytwórczą (źródła + magazyn energii) oraz infrastrukturę sieciową (sieć SN i nn), wraz z urządzeniami automatyki i łączności będzie realizował następujące funkcje:

- autonomicznie funkcje sterowniczo-kontrolne w trybie online
- analizy i obliczenia realizowane w dowolnym środowisku w trybie offline z wykorzystaniem danych pozyskanych w ramach funkcji sterowniczo-kontrolnej.

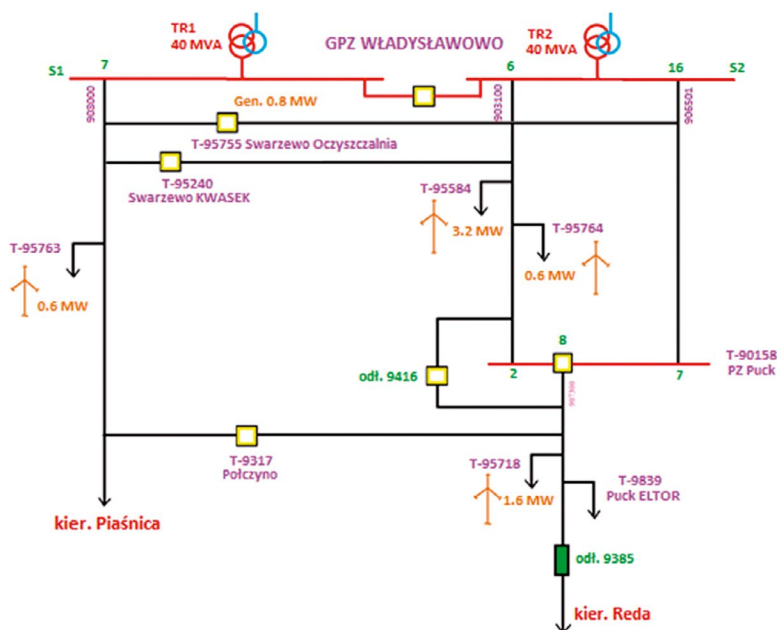
W skład badanego obszaru wchodzi następujące elementy: magazyn energii, generacja (4 farmy wiatrowe, biogazownia oraz prosumenckie instalacje fotowoltaiczne), odbiorcy powiatu Puck (81 stacji SN/nn, obejmujących ok. 7 tys. odbiorców), elementy automatyki sieciowej oraz elementy infrastruktury AMI. Wytypowany obszar zasilany jest z trzech pól liniowych rozdzielni SN w GPZ Władysławowo. Lokalizację projektu LOB w obszarze GPZ Władysławowo przedstawiono na rys. 1.

Głównym zadaniem projektu jest wykazanie, w jakim stopniu:

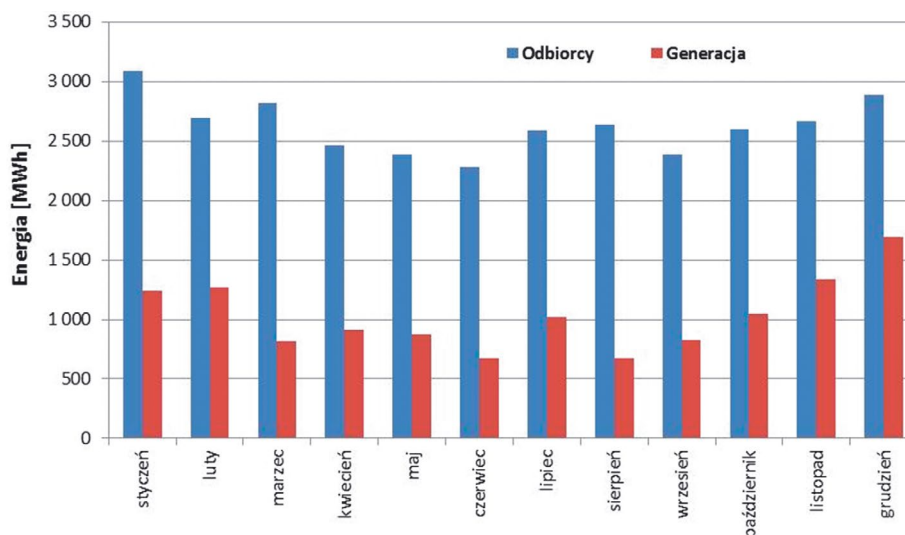
- zwiększona obserwowalność sieci (prognozy i pomiary generacji OZE oraz zapotrzebowania na moc odbiorców)
- wykorzystanie technik z obszaru zarządzania napięciem i mocą bierną w sieci SN i nn
- wykorzystanie zdolności regulacyjnych mocy czynnej jednostek wytwórczych i odbiorczych przyłączonych do sieci, w szczególności magazynów energii,

przyczynią się do:

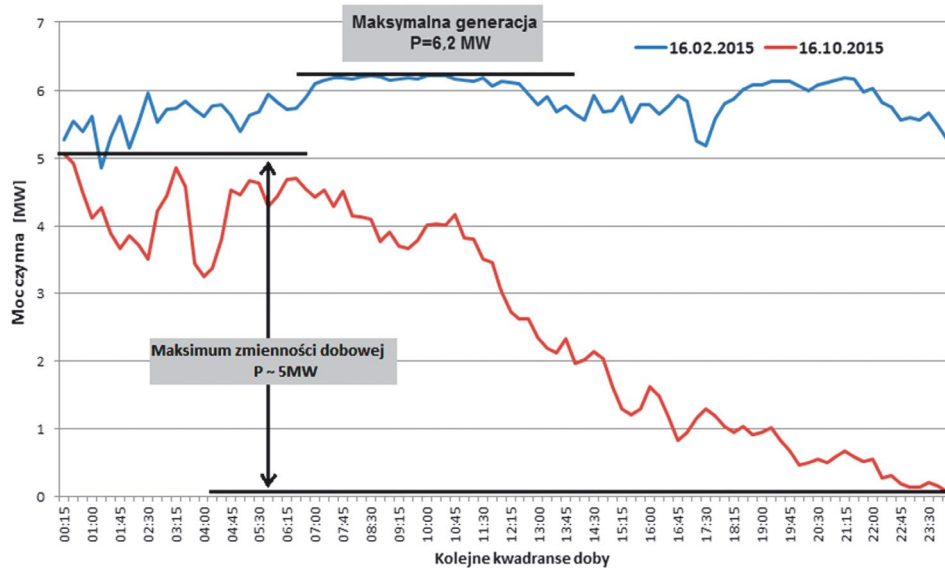
- zwiększenia udziału źródeł OZE w sieciach SN i nn przy równoczesnej:
 - poprawie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii do odbiorców
 - obniżaniu kosztów dostaw energii do odbiorców końcowych.



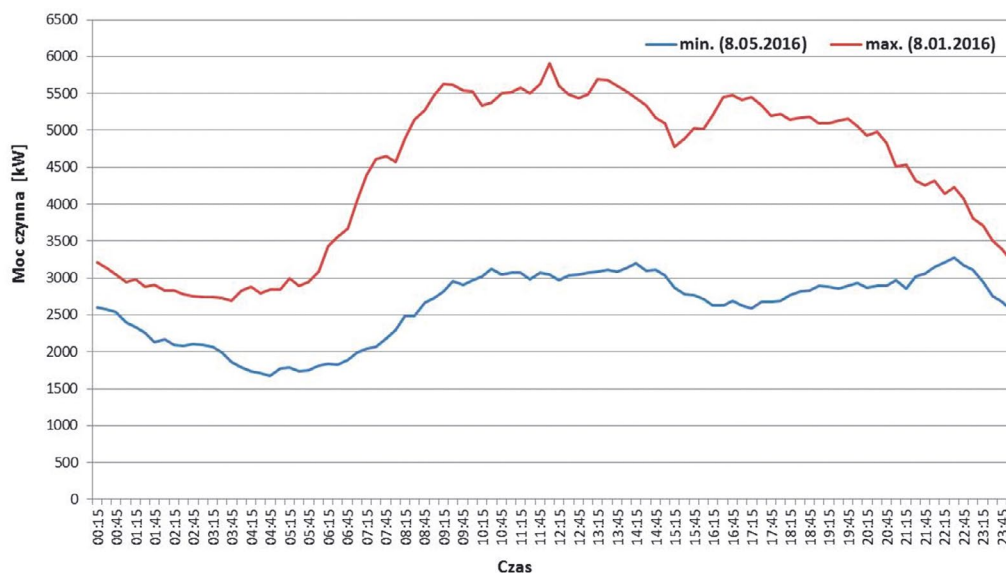
Rys. 1. Lokalizacja projektu LOB



Rys. 2. Generacja i zapotrzebowanie na moc w poszczególnych miesiącach



Rys. 3. Dobowa zmienność generacji wiatrowej na obszarze LOB



Rys. 4. Pobór mocy czynnej przez odbiorców zlokalizowanych w ramach obszaru LOB w dniach największego i najmniejszego zapotrzebowania

3. Wyznaczenie obszarów w ramach LOB

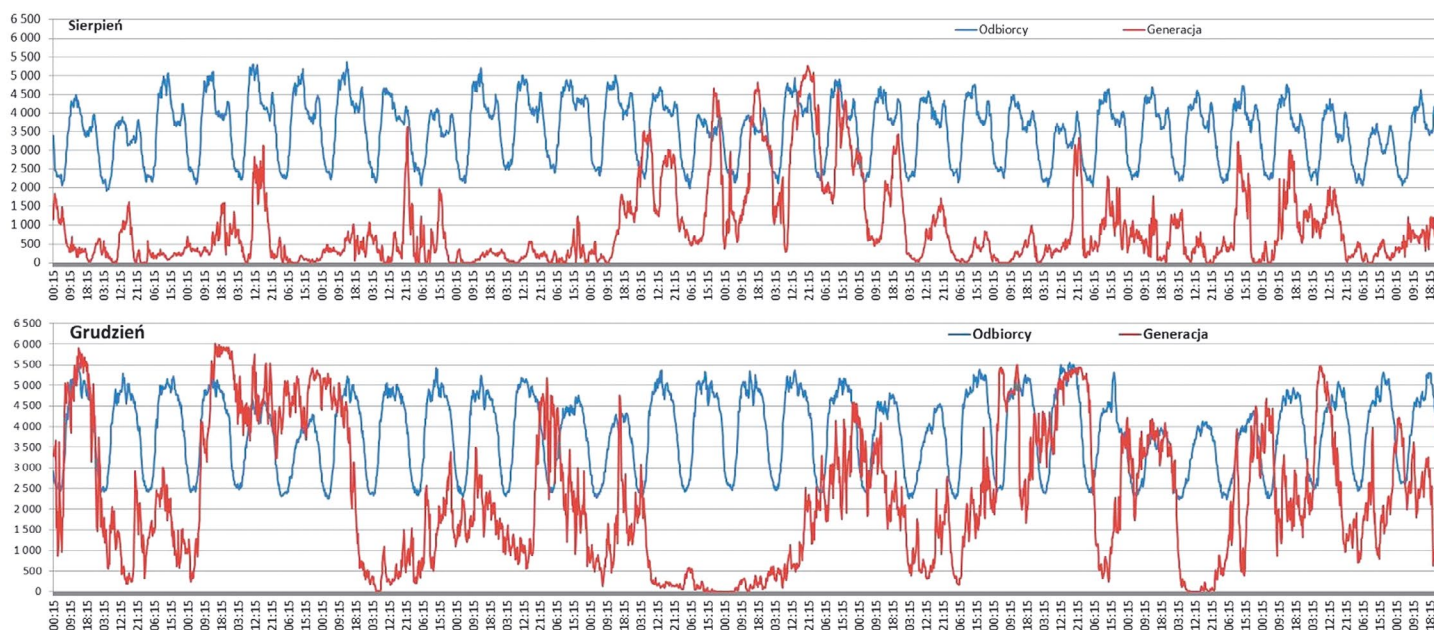
Jednym z celów projektu jest optymalne zarządzanie zasobami energetycznymi na określonym obszarze, w celu m.in. minimalizacji wymiany energii z KSE, a w skrajnym przypadku w pracy wyspowej. W związku z tym, istotna jest możliwość sekwencyjnego załączania lub odłączania obszarów sieci SN z przyłączonymi odbiorcami, tak aby zbilansować zapotrzebowanie na moc odbiorców z generacją. Dlatego ważny jest odpowiedni podział LOB na obszary z uwzględnieniem podaży i popytu oraz technicznych możliwości źródeł, które będą wykorzystywane w sposób aktywny do bilansowania obszaru.

Budowa zintegrowanego systemu zarządzania zasobami sieciowymi, oprócz wdrożenia systemu informatycznego zarządzającego zasobami, wymaga zwiększenia obserwowalności i monitorowania stanu pracy sieci SN. W tym celu wymagane jest zebranie podstawowych informacji dotyczących:

- zasobów wytwórczych, ich charakterystyk pracy oraz możliwości technicznych
- danych pomiarowych dotyczących zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych
- aktualnego stanu sieci w analizowanym obszarze oraz danych dotyczących wykorzystywanej automatyki sieciowej.

3.1. Analiza podaży i pobytu w LOB

Łączna moc zainstalowana źródeł na terenie LOB wynosi ok. 6,8 MW. Dominujący udział w strukturze mocy mają FW (ok. 6 MW). Charakteryzują się one zmiennym profilem wytwarzania mocy czynnej, a dodatkowo pracują z mocą maksymalną jedynie przez niewielką część roku. Na podstawie analizy pracy generacji wiatrowej stwierdzono, że charakteryzuje się ona dynamiczną zmiennością w czasie, zarówno sezonową (rys. 2), jak i dobową (rys. 3).



Rys. 5. Zmienność 15-min. generacji na obszarze LOB (kolor czerwony), na tle zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych (kolor niebieski)

Przedstawione wyniki wskazują na możliwość występowania zmiennych dobowych profili produkcji farm wiatrowych. Na rys. 3 przedstawiono przykład dobowego profilu wytwarzania o małej zmienności (linia niebieska) oraz znacznych wahaniach produkcji w ciągu doby (linia czerwona), nawet 5 MW. Dlatego w celu wykorzystania możliwości FW niezbędne jest wdrożenie systemu prognozowania, który umożliwiłaby określenie grafiku generacji zarówno w horyzoncie dobowym oraz krótkoterminowym (15 min) w ramach operacyjnego trybu pracy.

Wielkość zapotrzebowania na moc odbiorców w przedstawionym okresie waha się w granicach 1,66–6 MW. Na rys. 4 przedstawiono skrajne wielkości zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych na obszarze LOB.

Porównanie wielkości generacji z zapotrzebowaniem na moc odbiorców końcowych w obszarze LOB w poszczególnych miesiącach przedstawiono na rys. 2. Z porównania zapotrzebowania na energię odbiorców końcowych z możliwościami zainstalowanej generacji wynika, że największe możliwości zbilansowania występują w listopadzie i grudniu, a najmniejsze w marcu i sierpniu. Analiza wykazała, że w każdym miesiącu występują dni, gdy obszar LOB jest samowystarczalny energetycznie. Na rys. 5 przedstawiono 15-min. zmienność generacji na obszarze LOB, na tle zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych w sierpniu i grudniu.

Z analizy danych historycznych i porównania wielkości generacji z zapotrzebowaniem na moc odbiorców wynika, że wielkość generacji jest często mniejsza niż zapotrzebowanie. Dlatego istotna jest możliwość sekwencyjnego załączania lub odłączania obszarów sieci SN z przyłączonymi odbiorami w zależności od aktualnych możliwości generacyjnych źródeł.

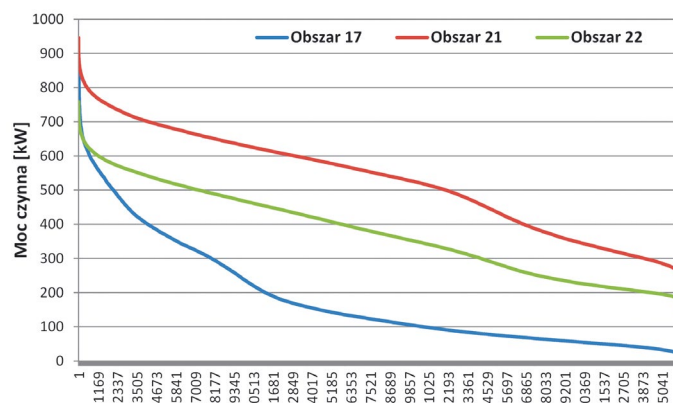
3.2. Kryteria podziału

W celu określenia potrzeb sieciowych i wymaganej liczby elementów automatyki sieciowej, pozwalającej na zwiększenie

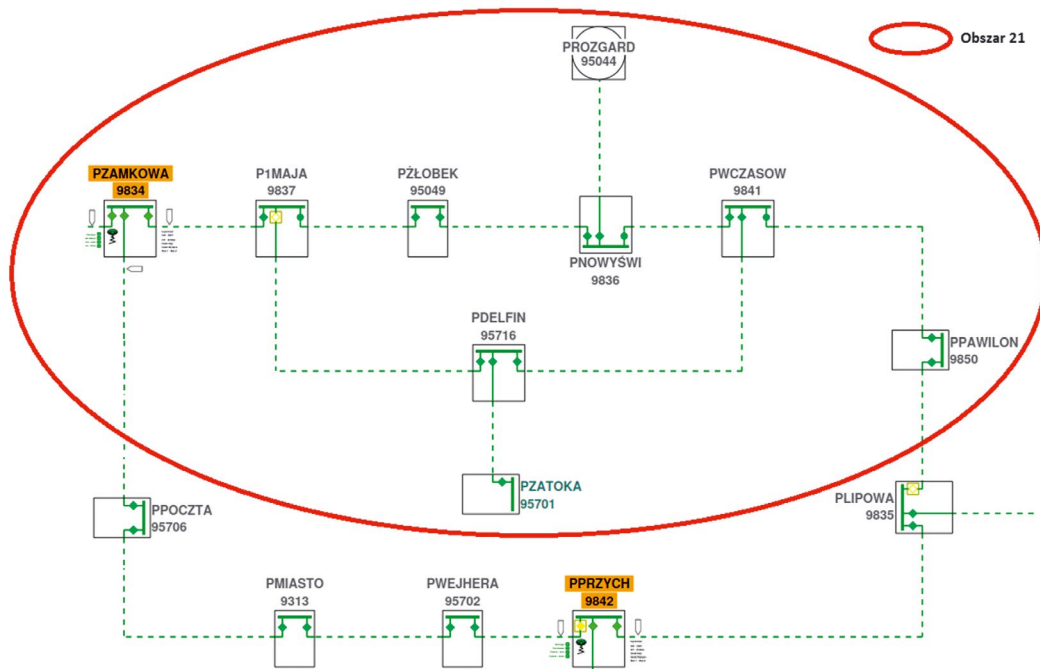
obserwowalności sieci SN oraz zdalne załączanie kolejnych obszarów sieci SN, w zależności od aktualnego bilansu energetycznego, dokonano podziału LOB na obszary. Przy wydzielaniu obszarów pomiędzy stacjami SN/nn przyjęto następujące kryteria:

- wydzielenie obszaru będzie się odbywać przy wykorzystaniu elementów sieciowych sterowanych radiowo lub przy wykorzystaniu transmisji przewodowej
- każdy obszar będzie miał alternatywną możliwość zasilania
- wielkość zapotrzebowania na moc odbiorców nie może być większa niż moc znamionowa zasobnika energii.

Magazyn energii będzie spełniał funkcję bilansującą, z tego względu wielkość zapotrzebowania na moc poszczególnych obszarów sieci SN powinna być skorelowana z możliwościami technicznymi zasobnika. Moc zasobnika wynosi 750 kW. Parametr ten stanowił kryterium doboru wielkości zapotrzebowania na moc poszczególnych obszarów SN/nn. Aktualny stan



Rys. 6. Uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc odbiorców przyłączonych do obszarów 17, 21, 22



Rys. 7. Fragment sieci obejmujący stacje SN/nn w ramach obszaru 21

wykorzystywanych rozłączników, umożliwiających zdalne sterowanie, oraz przyjęte kryterium techniczne powodują, że niektóre obszary obejmują odbiorców o stosunkowo dużym zapotrzebowaniu na moc, powyżej 750 kW. Na rys. 6 przedstawiono uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych dla trzech obszarów, gdzie zapotrzebowanie na moc było wyższe od mocy zasobnika. Z przeprowadzonej analizy danych wynika, że dla obszarów 17 oraz 22 udział zapotrzebowania powyżej mocy znamionowej zasobnika stanowi znacznie poniżej 1% pomiarów, dlatego dla tych obszarów nie analizowano nowych inwestycji w zakresie automatyki sieciowej. Natomiast w przypadku obszaru 21 prawdopodobieństwo wystąpienia zapotrzebowania powyżej technicznych możliwości zasobnika wyniosło ok. 5%, a szczytowe zarejestrowane zapotrzebowanie wyniosło nawet powyżej 900 kW.

Fragment sieci obejmujący stacje SN/nn w ramach obszaru 21 przedstawiono na rys. 7. Wyposażenie stacji Puck Lipowa (nr 9835) w elementy telemechaniki pozwoli na podział obszaru i spełnienie przyjętych kryteriów technicznych przy wydzieleniu obszarów w ramach LOB.

Z przedstawionej analizy wynika, że realizacja celów wynikających z projektu wymaga instalacji dodatkowych elementów sieci, które pozwolą na zdalne przełączanie i rekonfigurację sieci SN na obszarze LOB, w zależności od realizowanej strategii. Przy określonych kryteriach LOB został podzielony na 28 obszarów, w których zapotrzebowanie szczytowe jest rejestrowane w granicach 35–780 kW. Docelowy zagregowany model LOB z wyznaczonymi obszarami został przedstawiony na rys. 8.

4. Praca wyspowa

Jednym z rozpatrywanych zagadnień dotyczących obszaru LOB jest praca wyspowa. Ponieważ w sieci na analizowanym obszarze

obserwowana jest duża zmienność zapotrzebowania i generacji, zarówno dobową, jak i roczną, konieczne jest przeprowadzenie badań symulacyjnych dla różnych konfiguracji pracy sieci oraz przy różnych obciążeniach sieci analizowanego obszaru:

- symulacje statyczne rozplływowe
- symulacje statyczne zwarciove
- symulacje quasi-dynamiczne.

W ramach realizacji projektu przewiduje się analizę dynamiczną następujących zdarzeń na obszarze wyspy:

- przejście obszaru systemu do pracy wyspowej
- dołączanie i/lub odłączanie kolejnych odbiorców wraz z fragmentami sieci do obszaru wyspy za pomocą rozłączników zdalnie sterowanych
- skokowa i płynna zmiana zapotrzebowania i/lub generacji na obszarze wyspy, zarówno na moc czynną, jak i bierną
- skokowa i/lub płynna zamiana napięcia regulowanego przez magazyn energii i/lub inne źródła energii pracujące na wyspie
- dołączenie i/lub odłączenie kolejnych źródeł wytwórczych do obszaru wyspy
- zmiana trybu pracy poszczególnych źródeł na obszarze wyspy (na przykład przejście z trybu regulacji mocy biernej do trybu regulacji napięcia)
- inne zdarzenia, które będą podyktowane zaproponowanymi algorytmami sterowania i zarządzania wyspą przez system LOBster
- symulacja operacji łączeniowych siłowni wiatrowych.

Praca wyspowa wspomagana będzie aplikacją do zarządzania. W czasie pracy wyspowej możliwe są dwa warianty wykorzystania źródeł odnawialnych na obszarze wyspy:

1. Praca źródeł odnawialnych z zadaną mocą czynną i bierną – jedynym urządzeniem regulującym częstotliwość na wyspie

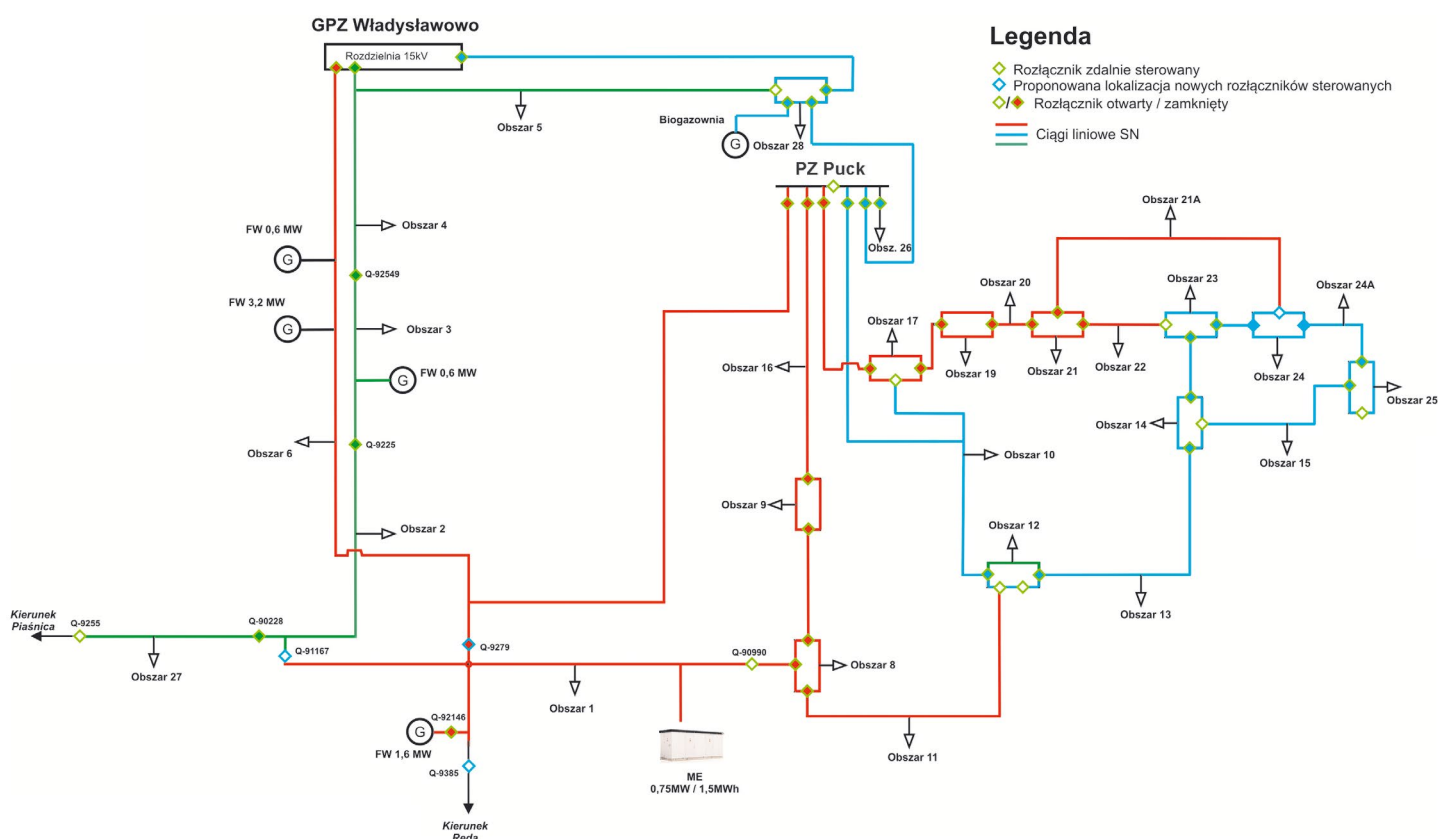
będzie jeden z inwerterów (pracujący w trybie pracy wyspowej). Pozostałe źródła wytwórcze (drugi inwerter oraz farmy wiatrowe) będą zawsze pracować w trybie regulacji mocy czynnej i biernej z wartością zadaną przez operatora wyspy. W związku z tym regulacja częstotliwości będzie się odbywać niezależnie od aplikacji i operatora. Jedynym urządzeniem regulującym napięcie na wyspie będzie jeden z inwerterów. Pozostałe źródła wytwórcze (drugi inwerter oraz farmy wiatrowe) będą zawsze pracować w trybie regulacji mocy czynnej i biernej z wartością zadaną przez operatora wyspy. Aplikacja będzie zbierała informacje o poziomach napięć w punktach pomiaru (tych samych, które będą wykorzystywane podczas pracy synchronicznej) oraz dostępnych możliwościach generacji/poboru mocy biernej przez urządzenia wytwórcze. Na podstawie zebranych danych oraz obliczeń będzie informowała operatora wyspy o możliwych działaniach. Ten tryb pracy zapewni większe bezpieczeństwo i niezawodność zasilania odbiorców oraz mniejszą ilość działań ze strony operatora wyspy;

- Praca źródeł odnawialnych z maksymalną dostępną mocą czynną i bierną – jedynym urządzeniem regulującym częstotliwość na wyspie będzie jeden z inwerterów (pracujący w trybie pracy wyspowej). Drugi inwerter może pracować zależnie od potrzeb, na przykład w przypadku potencjalnej nadwyżki mocy czynnej może pobierać energię z sieci i ładować magazyn. Natomiast odnawialne źródła energii pracują z maksymalną aktualnie dostępną mocą czynną, tj. tak jak aktualnie w systemie elektroenergetycznym.

Aplikacja sterowania obszarem wyspy, mając do dyspozycji informacje o prognozowanym zapotrzebowaniu i generacji, a także wymaganiach pracy inwerterów, będzie sugerować operatorowi wyspy działania mające na celu poprawną pracę wyspy (na przykład w przypadku ryzyka nadwyżki mocy na wyspie, skutkującego potencjalną niedopuszczalną zmianą kierunku przepływu mocy przez inwerter, zasugeruje odstawienie jednej z siłowni wiatrowych). Ten tryb pracy zapewni maksymalizację generacji OZE na terenie wyspy, ale będzie wymagał większej liczby działań ze strony operatora wyspy oraz może mieć negatywny wpływ na pewność zasilania odbiorców.

Oba opisane scenariusze wykorzystania OZE na terenie wyspy zostaną zaimplementowane w aplikacji sterowania bilansem mocy czynnej oraz napięciem i mocą bierną w ramach realizacji projektu.

Praca wyspowa będzie występowała tylko w określonych stanach, w jakich może znaleźć się KSE. Przypadek pierwszy to *blackout* systemu elektroenergetycznego, w którym sieć elektroenergetyczna jest pozbawiona zasilania. W takim stanie zdolność do pracy autonomicznej małych i niezależnych obszarów sieci elektroenergetycznej będzie pożądana. W takim przypadku załączanie dodatkowych grup odbiorców i wiążące się z tym zaburzenia w postaci prądów rozruchowych transformatorów, przy jednoczesnym potencjalnym skróceniu czasu pracy autonomicznej, będzie stanem wysoce niepożądanym. Przypadek drugi to praca autonomiczna wydzielonego fragmentu sieci elektroenergetycznej, przy pracy pod napięciem



Rys. 8. Docelowy zagregowany model LOB z wyznaczonymi obszarami pomiędzy stacjami SN/nn na podstawie aktualnego stanu rozłączników i proponowanych inwestycji umożliwiających telesterowanie

pozostałej części systemu elektroenergetycznego. W takim przypadku przełączenie (grupy) stacji transformatorowych do zasilania z drugiego obszaru sieci wiąże się z przerwą w zasilaniu. Co więcej, załączenie do pracy pod napięciem fragmentu sieci elektroenergetycznej musi być poprzedzone kontrolą braku napięcia w dołączanym obszarze. Zatem operacje tego typu obniżają jakość dostępu do energii elektrycznej odbiorcy końcowego.

Oba wyżej wymienione przypadki będą możliwe do realizacji za pomocą aplikacji wyznaczającej obszar LOB. Ponieważ maksymalny obszar LOB jest ściśle powiązany z zarządzaniem mocą czynną i bierną oraz napięciami, aplikacja sterowania bilansem będzie jednocześnie odpowiedzialna za dynamiczne wyznaczanie obszaru LOB na podstawie dostępnych informacji (prognozowanym zapotrzebowaniu, prognozowanej generacji, aktualnym stanie pracy inwerterów).

W ramach realizacji przedmiotowego projektu przewiduje się przeprowadzenie eksperymentu pracy wyspowej.

5. Podsumowanie

Możliwość sekwencyjnego załączania lub odłączania obszarów sieci SN wymaga podziału LOB na obszary z uwzględnieniem podaży i popytu oraz technicznych możliwości źródeł, które będą wykorzystywane w sposób aktywny do bilansowania obszaru. W artykule przedstawiono sposób oraz zastosowane w projekcie kryteria podziału LOB. Na tej podstawie określono dodatkowe wymagania w zakresie automatyki sieciowej. Uzyskany w ten sposób zagregowany model LOB pozwoli na optymalne

wyznaczenie części systemu dystrybucyjnego, w którym bieżące wytwarzanie energii jest równoważne aktualnemu zapotrzebowaniu. Dzięki odpowiedniemu podziałowi oraz wdrożonemu systemowi prognozowania zapotrzebowania i generacji LOB w dowolnym momencie będzie w stanie podjąć pracę synchroniczną polegającą na minimalizacji wymiany energii z KSE oraz przejść do pracy wyspowej. Praca wyspowa będzie występowała tylko w określonych stanach, w jakich może znaleźć się KSE. Przypadek pierwszy to *blackout* systemu elektroenergetycznego, w którym sieć elektroenergetyczna jest pozbawiona zasilania. Przypadek drugi to praca autonomiczna wydzielonego fragmentu sieci elektroenergetycznej, przy pracy pod napięciem pozostałej części systemu elektroenergetycznego.

BIBLIOGRAFIA

1. Pakulski T., Klucznik J., Oczekiwany zakres współpracy operatorów systemów przesyłowych z operatorami systemów dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-E, *Acta Energetica* 2015, No. 2/23.

W artykule przedstawiono wstępne wyniki realizacji projektu: „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”, finansowanego w ramach Programu GEKON przez NCBiR oraz NFOŚiGW (nr projektu GEKON1/02/213880/30/2015).

Leszek Bronk

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Zatrudniony w IEn w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania to: problematyka pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, działania z zakresu Smart Grid.

Maciej Wilk

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

Zatrudniony w IEn w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Jest słuchaczem studiów doktoranckich organizowanych przez Politechnikę Gdańską. Uczestnik licznych prac dotyczących analiz przyłączeniowych generacji wiatrowej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z dynamiką systemu elektroenergetycznego. Ponadto reprezentant Instytutu Energetyki w projekcie Komisji Europejskiej eHigways2050.

Mirosław Matuszewicz

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: miroslaw.matuszewicz@energa.pl

Zatrudniony w Departamencie Innowacji EOP na stanowisku głównego specjalisty ds. innowacji, kierownik projektu „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: zagadnienia związane z bilansowaniem systemu elektroenergetycznego, sieci inteligentne, technologie magazynowania energii.

We invest in the future

Inwestujemy w przyszłość



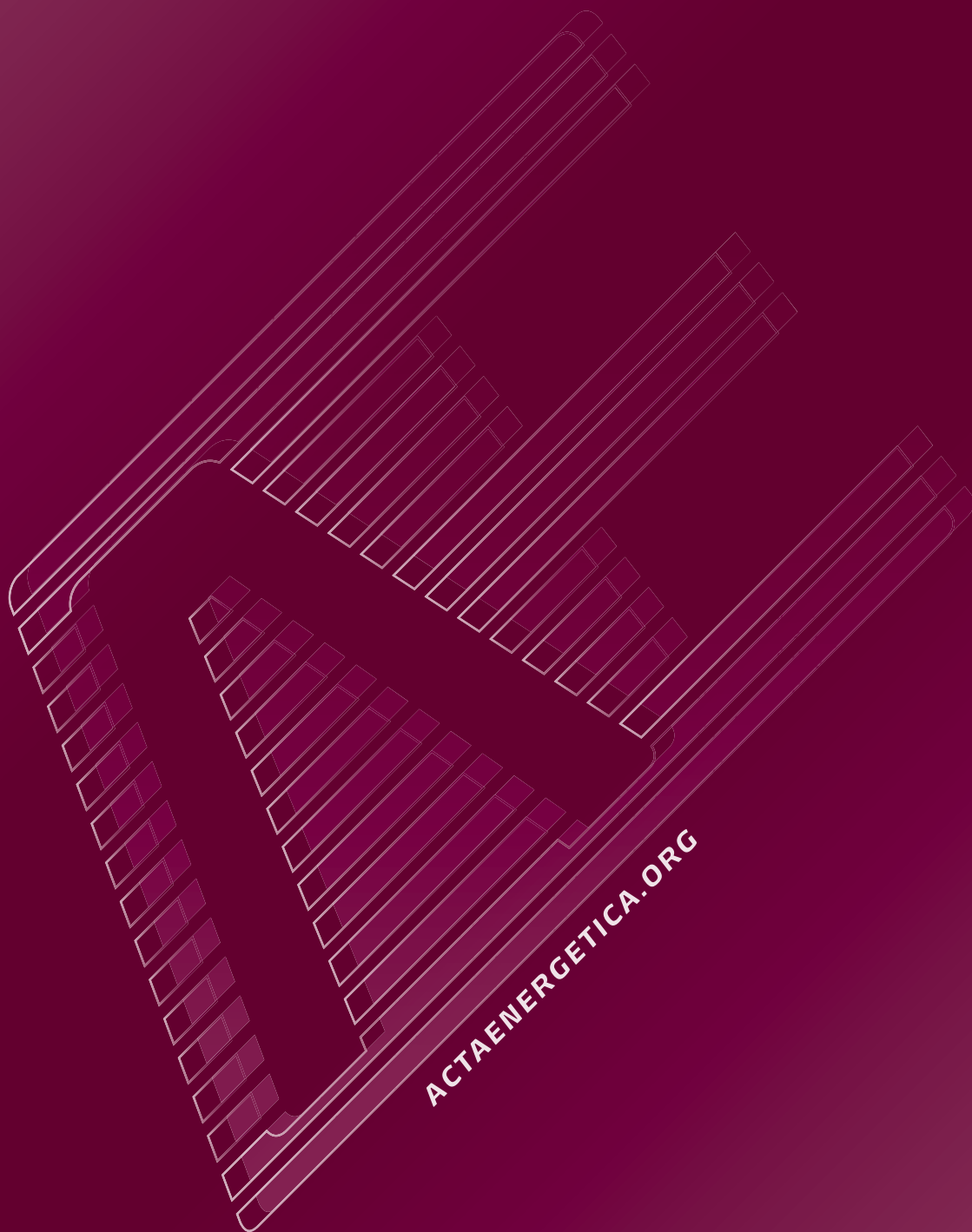
ENERGA supplies electricity to nearly 1/4 of the area of Poland. We want our business to contribute to the economic growth of the communities we operate in. This is why we keep investing in cutting edge technologies and build transformer/switching stations in former dockyards to help fully redevelop these post-industrial areas. Our contribution allows other local companies and institutions to focus on stable development of their business, create new job positions and attract promising business partners.

ENERGA dostarcza energię elektryczną na obszarze niemal 1/4 powierzchni Polski. Staramy się, aby podejmowane przez nas działania biznesowe wpisywały się jednocześnie w rozwój gospodarczy obszaru, na którym funkcjonujemy. Dlatego inwestujemy w najnowocześniejsze technologie, m.in. budując Główne Punkty Zasilania na terenach postoczynowych umożliwiając tym samym ich pełną rewitalizację. Dzięki temu zlokalizowane tam firmy i instytucje mogą swobodnie myśleć o stabilnym rozwoju, tworzeniu nowych miejsc pracy, czy przyciąganiu ciekawych biznesowych partnerów.

www.energa.pl



Energa



*Power Engineering
Quarterly*