

# Methodology for Identifying the Most Effective MV Grid Investment Projects with Consideration of Grid Reliability Analyses

## Authors

Mikołaj Czerwonka  
Andrzej Kąkol  
Jan Smoter

## Keywords

MV distribution grids, development concept, reliability

## Abstract

The article presents an algorithm for searching the set of the most effective projects of investment in medium voltage (MV) grids. The projects are selected to reduce the number and duration of power outages and to eliminate or reduce the existing or future voltage and load threats. The projects include the construction of new reduction points and new MV grid elements, upgrades of existing facilities, and applications of ICT (Information and communications technology) to increase the MV network operation observability and controllability.

This study is a result of the experience of the Institute of Gdańsk Division in implementing the concept of MV grid development for a distribution system operator (DSO). The concept analyses the operating conditions of the 6 kV, 15 kV, 20 kV, and 30 kV grids supplied from over two hundreds kV/MV transformer substations

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019208**

Received by editor: 12.08.2019

Received in revised form: 12.08.2019

Accepted: 13.08.2019

Available online: 30.10.2019

## 1. Overview

### 1.1. Problem description

The rules for assessing the operations of a distribution system operator (DSO) are defined in the quality regulation [1]. This document obliges the DSOs to reduce the frequency and duration of interruptions in the electricity supply to consumers, i.e. to reduce SAIFI and SAIDI indices calculated for long and very long breaks. The method of determining these indices is given below [2]:

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^Z N_i}{N_T} \left[ \frac{1}{\text{year}} \right] \quad (1)$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^Z T_i \cdot N_i}{N_T} \left[ \frac{\text{min}}{\text{year}} \right] \quad (2)$$

where: SAIFI – System Average Interruption Frequency Index, SAIDI – System Average Interruption Duration Index,  $N_i$ ,  $T_i$  – number of consumers without power supply and duration of the

$i$ -th power outage,  $N_T$  – total number of electricity consumers,  $Z$  – number of long and very long power outages.

Along with the quality regulation introduction, a requirement was introduced to systematically reduce the power continuity indicators. Failure to meet (excess of) the reference values will result in imposing financial penalties on the DSO. As a result, the involvement of DSOs in developing a concept of the distribution system development along with the grid reliability analysis has increased. The size of the model, the scope of the work, and the number of the variants to be analysed on the DSO in the grid development concepts affect the significant workload necessary to develop computational models, perform simulations, and evaluate the results. For the grid development planning, the following computational models are required:

- model for power flow calculation (R)
- model for short-circuit calculation (Z)
- model for reliability calculation (N).

Investments projects proposed to reduce risks in one of the models affect the results obtained in the other models. Therefore, it is advisable to develop a methodology for simulation tests and synthesis of results obtained from different

models in such a way that the proposed set of grid projects is the most effective.

## 1.2. Assumptions for the research procedure

Further in this article, the assumptions for developing a procedure for the MV grid planning are presented. This procedure is characterized by universality and can be implemented for any part of the MV grid. This is particularly important for the diversity of distribution grids that have different characteristics for urban and rural routes. Fig. 1 shows the geographical structure of the sample fragment of the power grid with radial feeders highlighted by colours. The distribution grid near an HV/MV substation, most often located near populated areas, is denser. It is characterized by shorter sections of lines, more often routed by cables, with numerous connections between the feeders for a quick reconfiguration of the grid. This is aimed to the recovery of power supply to the end-users deprived of the supply because of a failure. In turn, a rural grid is characterized by greater dispersion of MV/LV substations, which results in long sections of lines, usually overhead, more exposed to failures caused by unfavourable weather conditions than underground cable lines. Also, the number of connections with neighbouring feeders in a rural grid is limited. The main features of the presented procedure are:

- coordination of power grid expansion plans with activities aimed at increasing the distribution grid observability and controllability
- use of annual demand profiles from MV/LV substations to determine the characteristic loads
- use of grid element reliability data and consideration of the ageing factor, i.e. the increase in element failure rates in computational models for the subsequent time horizons
- consideration of the number of customers connected to the grid on an MV/LV substation's low voltage side and their connection power

- consideration of the development of distributed generation in MV and LV grids
- ranking the proposed grid investment projects according to their effectiveness with consideration of their local and global impact on improving the power grid reliability
- optimization of the placement of remote controlled switches and tie open-point location.

## 1.3. The complexity of the problem

Fig. 1 shows a fragment of the grid in one of the DSO divisions. To illustrate the complexity of the selection of the most effective grid investment, an example of the selection of potential investment projects in a single feeder is shown below. The feeder's structure is shown in Fig. 2a. The yellow line marks the tie open point, while the ellipses indicate the locations of identified voltage (blue) and overload (green) issues. The area exposed to frequent power outages, that results in a significant increase in the SAIFI and SAIDI indices due to the high density of buildings, is highlighted by yellow ellipse. This feeder is connected with neighbouring feeders in the points highlighted by red circles in Fig. 2b. In the same figure, potential line investment projects are marked in red. The projects under consideration are (1) new line from the MV switchgear in the HV/MV substation to branch A or B, (2) cross-section adjustment to the demand, and (3) closure of the rings. The investments projects presented in Fig. 2b are local, i.e. they relate to the selected feeder only. Also, projects aimed at increasing the number of links between feeders may be considered (neither the adjacent feeders nor the new links are shown). Each time, when analysing an investment in a ring closure or a new connection between two feeders, the tie open points' placement should be updated to obtain a radial grid configuration. The simplest solution is to keep the current configuration. However, the placement of tie open point at a newly built object is not always justified due to the power supply reliability.

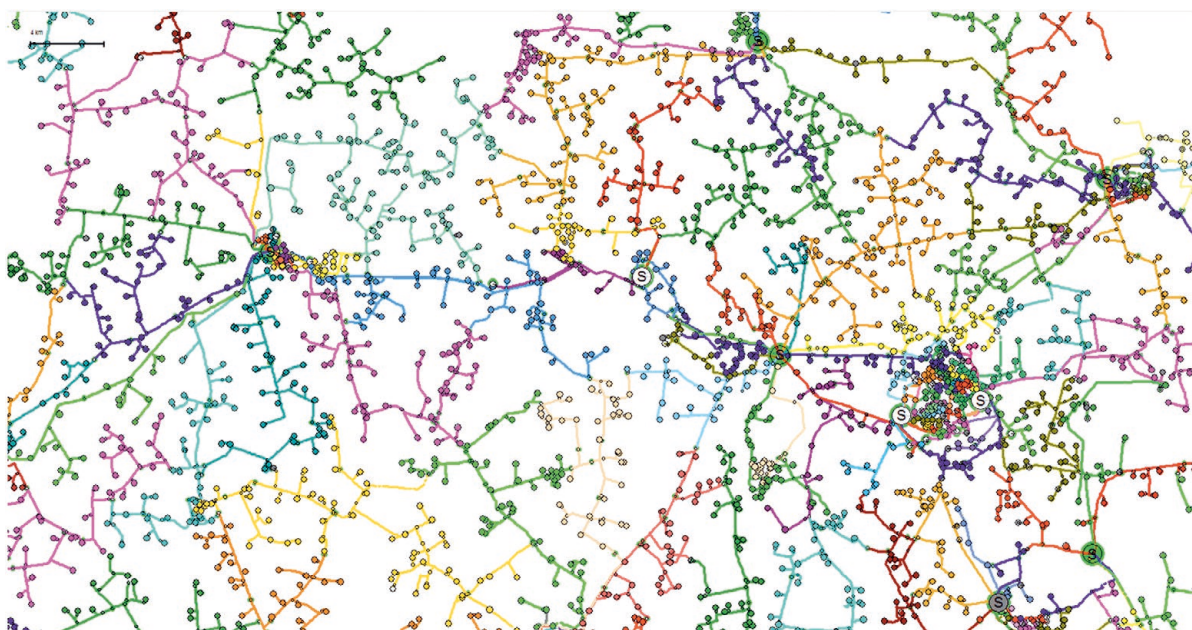


Fig. 1. Geographical structure of a power grid with radial feeders (highlighted in colours)

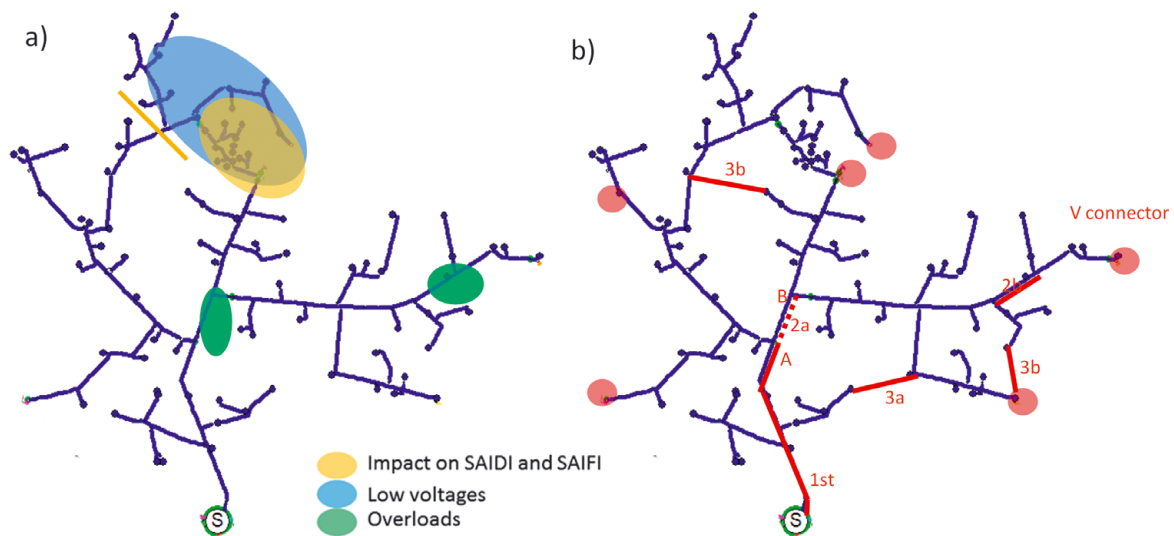


Fig. 2. Visualization of (a) issues identified in a single feeder, and (b) local investments projects considered

In the grid fragment presented in Fig. 2b, six division points are indicated (red circles), which separate the analysed feeder from the rest of the MV grid. By closing the dividing switch the power supply to the part of the customers may be restored. To estimate a connection's suitability for backup power supply, the neighbouring feeders must be accurately reproduced. In the described example, the feasibility of back-up power supply of adjacent feeder via V connector is limited by the long-term load capacity of section 2b and the long-term allowable voltage, since low voltages at the feeder ends were identified in the normal state (blue ellipse in Fig. 2a). Consequently, this feeder's suitability to back up the supply of the neighbouring feeders is limited, because a load increase will aggravate the voltage issues in this feeder. This dependence results in the need to model a larger grid area than covered by the MV grid expansion concept. For example, when preparing the grid development concept for a single area (division), the grid from adjacent areas (branches) should be modeled to verify the adjacent feeders' suitability to back up the supply of consumers in the analysed area.

## 2. Modelling

### 2.1. Scope of the analyses

The following analyses were completed for the development of the MV grid expansion concept:

- power flow analyses for evaluation of voltages and loads in basic and emergency conditions (such as loss of power supply from 110 kV grid, switching off HV/MV transformer, switching off an MV bay)
- short-circuit analysis with consideration of plans for the HV and LV grid expansion and the development of distributed generation and evaluation of primary equipment to withstand short circuit currents
- reliability analyses of the power grid operation to (1) identify areas with reduced power supply reliability and (2) deploy remotely controlled switches.

An appropriate system model should be prepared for each analysis. The common part of the model is the grid structure – the system of connections between nodes and branches. For this reason, it is advisable to carry out all analyses using the same tool suitable for analyses of these types.

Simulation tests are carried out for the time horizon indicated by the DSO (+15, +20 years). Therefore, the model should map:

- demand:
  - current demand volatility
  - forecast demand volatility
- generation:
  - existing generation
  - forecast generation
  - daily variability, seasonal variability of generation
- power grid operation failure rates:
  - of individual grid elements
  - emergency service response time
  - repair times
  - ageing effect of MV grid elements
- planned projects of investment in MV and HV grids
- other changes in operating conditions, performance, demand and/or generation expected in the analysed time horizon.

How to consider these details in the model depends on the DSO's expectations and data availability. It is necessary to define assumptions concerning the considered generation and its simultaneity. The proposed solution is published in [3]. The assumptions there presented include updating and detailing conditions for the load flow calculations for the determination of the set of grid development projects. The applied solution is based on the so-called characteristic demand and generation scenarios, with utilization of coincidence factors of events such as the maximum wind, PV and heat-combined generation at the time of minimum demand. Standard demand models are the summer peak, summer minimum load, and winter peak. The details of demand or generation in MV/LV substations can be estimated based on the measurements available at an HV/MV substation or periodic measurements, in the absence of measurements from balancing

meters. When data from balancing meters are available, they can be used to determine values in the characteristic models. Then no demand estimation in MV/LV substations is needed. An alternative solution is to directly use the data from balancing meters – by recreating the profiles of changes in demand. In this solution, the simulation should cover a sufficiently long time interval to enable the identification of seasonal threats to the power grid operation. This solution is time-consuming due to (1) size of the grid (due to large number of elements mapped in the model) and (2) number of time samples – simulation of the calendar year with a 15-minute resolution requires 35,040 calculations. A more effective solution is to determine the characteristic demand profiles for each MV/LV transformer substation, using 15-minute measurements from it. Characteristic profiles can be determined separately for days with low and high demand. Besides, due to the weekly variability of demand, the characteristic profiles for working days, Saturdays and holidays are determined [6].

The last group of analyses includes:

- economic analyses
- investment effectiveness analyses.

An exemplary visualization of the load flow analysis for a fragment of the power grid is shown in Fig. 3. Each voltage level in an MV/LV substation is marked with a different colour. A warmer colour means a higher voltage level. As can be seen from Fig. 3, high voltages occur in the grid section marked in red, caused by the significant output from a PV generation deep in the grid.

## 2.2. Evaluation criteria

The following parameters were used in the algorithm to evaluate the grid operating conditions:

1. voltages in the range of allowable voltages in the MV grid, i.e.  $0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n$
2. loads not exceeding the long-term limits
3. capability of equipment to withstand short circuit currents
4. SAIFI index – formula (1)
5. SAIDI index – formula (2).

Voltage and load criteria must be met in all demand and generation models during normal operation. In this operation mode, the investment projects aiming at the identified threats' elimination are searched for. For  $n-1$  states, the voltage and load limits exceedances are listed, however, it shouldn't rule the investment decisions as long as there are exceedances when operates in the base state (no outages).

The above criteria 1–5 are used to assess the grid operating conditions, and grid investment projects are proposed for the identified threats. These projects, in addition to eliminating load and voltage hazards, have an impact on SAIDI and SAIFI. A separate group consists of projects intended to improve power supply continuity. Following parameters, marked as 6 and 7, were defined to evaluate all considered investment projects:

6. project cost – capital and operating expenditures for the installation  $K_n$
7. investment efficiency index [3]

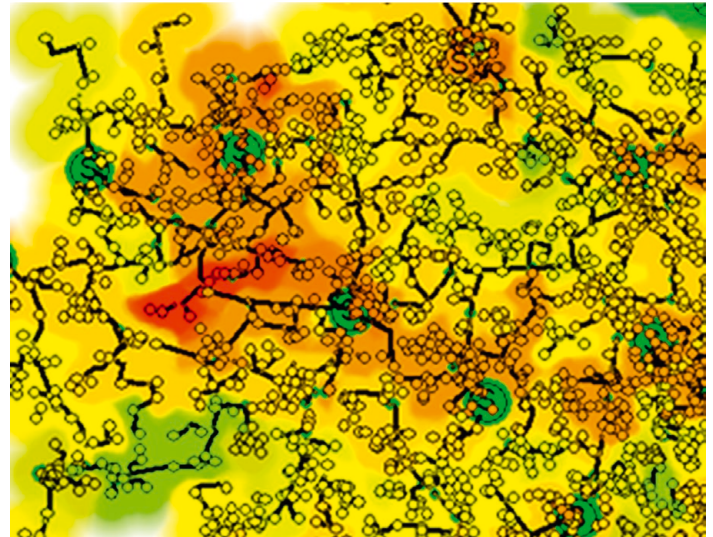


Fig. 3. Visualization of voltage levels in the grid resulting from the flow analysis

$$\forall n \in N \gamma_n = \frac{K_n}{\text{SAIDI}_n - \text{SAIDI}_{\text{ref}}} \left[ \frac{\text{PLN}}{\text{min}} \right] \quad (3)$$

where:  $n$  – project ID in the set of projects  $N$ ,  $\text{SAIDI}_{\text{ref}}$  – indicator determined in the reference model,  $\text{SAIDI}_n$  – indicator determined for the project.

## 2.3. Grid operation reliability analysis

In radial power grids, energy is transmitted through elements connected in series from the place of electricity inlet from the 110 kV grid to the outlet point – a MV/LV transformer substation. In the MV power grid, which by definition operates as a radial grid, each failure lead to power supply interruption, the duration of which depends on the failure type and place, as well as the DSO's restoration procedures and/or the grid automation degree. Hence, to assess the reliability of a radial power grid, power supply interruption indices are used. The mechanism of Markov processes in continuous space is used to analytically determine the power continuity indicators, and the reliability is analysed through FMEA (failure mode effects analysis). The idea of FMEA is to identify the effects of potential damages and failures of system components. The SAIDI and SAIFI power supply reliability indicators relate to sustained interruptions, i.e. with duration of more than 3 minutes. The use of FDIR automation (Fault Detection, Isolation and Restoration) allows reducing the duration of an interruption in supplying power to some customers to the time needed for the necessary switching. If the switching time does not exceed 3 minutes, then the customers whose supply was restored are not included in the calculation of sustained interruption indices, including SAIDI and SAIFI. Consequently, to determine power indicators that relate to sustained interruptions, such a connection system can be described as a parallel system<sup>1</sup>, for which the electricity supply reliability index increases with the number of possible parallel connections [7].

<sup>1</sup> Simplification that remotely controlled elements and communication system are reliable.

Element susceptibility to damage depends on the element's age, condition and/or operating conditions [3], which was considered when parametrising the intensity of damage to each grid element – formula (4).

$$\lambda_j = \lambda_{\text{type}} \cdot k_{\text{state}} \cdot k_{\text{area}} \cdot k_{\text{age}} \quad (4)$$

where:  $\lambda_j$  – the failure rate of  $j$ -th branch,  $\lambda_{\text{type}}$  – the failure rate of the type (overhead line, cable line, type of insulation),  $k_{\text{state}}$ ,  $k_{\text{area}}$ ,  $k_{\text{age}}$  – correction factors.

The failure rates indicators have been conditioned by the age of the item. After the initial period, which is characterized by an increased intensity of damage, typically caused by technological or assembly errors, the period of normal operation follows. During this period, the failure rate of components is relatively low and does not change significantly. It can be assumed that during the designed service life the intensity of damage to overhead and cable lines is constant, whereas it slightly increases with the time of operation. This is important because the existing MV grids have been largely exploited for over 30 years [4]. In the calculation time horizon (15–20 years), the design service life of these lines will be exceeded, and their failure rate will increase significantly. Therefore, in the computational models prepared for subsequent years, the intensity of damage to the elements will be higher, contributing to the deterioration of the power supply continuity indices. Trends in failure rates of grid elements, i.e. overhead lines, from the 1970s, '80s and '90s in subsequent calculation models are shown in Fig. 4.

The experiences reported in [5] prove that the grid element damage intensity also depends on the area (territory) where they are operated. Hence the presence of coefficient  $k_{\text{area}}$  in formula (4). This coefficient can be considered, for instance, owing to the acquisition of data related to objects' division due to the existing development of territory coverage from the operators' GIS system. The tools currently used for power grid analysis allow the use of background maps data in combination with geographical imaging of the power grid structure.

Coefficient  $k_{\text{state}}$  was introduced to include a qualitative assessment of element conditions in reliability analyses. This assessment is made by technical teams during the lines' renovations or periodic aerial inspections. The correction coefficients  $k_{\text{index}}$  are estimated using failure data collected by the DSO in the modelled area.

### 3. Concept

#### 3.1. Scope of the analyses

Computational models for the MV distribution grid development concept can cover various analysis periods. For this article, the following models have been specified:

- RT0 – the model for the start year. The current year is selected or any year, for which the whole year measurement data is available. Analysis for the initial state is a key component of the MV grid development concept because it allows verifying the modelling correctness. This analysis allows for identifying

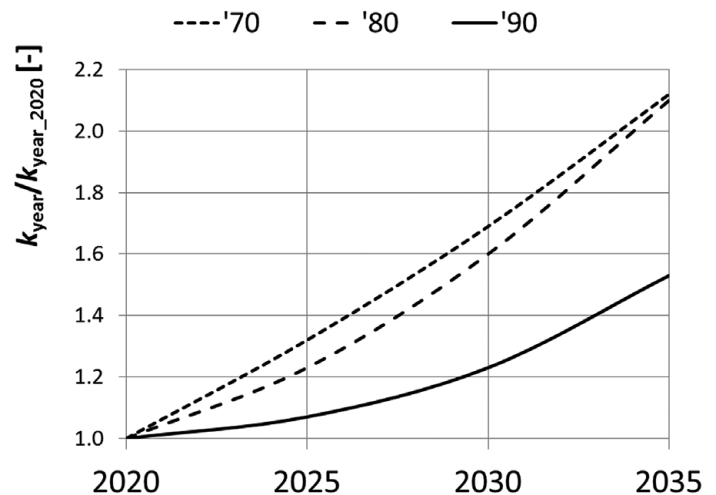


Fig. 4. Relative ageing factor changes in the models for 2025, 2030 and 2035 [3]

current threats to a distribution grid's safe and reliable operation. Regardless of the quality of the power network operating conditions data held by the DSO, the data contained in the start model are the most accurate. With the preparation of computational models for subsequent years, the certainty of modeling the power network operating conditions will decrease.

- RTH – the model for the adopted time horizon (H). Two or three intermediate models are adopted between RT0 and RTH. The number of intermediate models depends on the adopted time horizon – the longer the time horizon, the greater the number of intermediate models.
- RT0 + – power grid model including the investments projects in progress in the MV grid. It is a forward-looking model in which the loads and generation output include: 1) forecast increase in demand and 2) changes resulting from connecting new customers and new generation sources to the grid.

The definition of project in progress needs clarification. Between the concept and development of (proposed) investment projects, time is also needed for detailed designing, obtaining permits, as well as the implementation itself. At the same time, current investment projects, and earlier expansion plans are implemented in MV grids. Expert judgement is needed, which projects from the current development plan should be included in the RT0 + model. The feasibility is assessed of project implementation completion by the year, for which the RT0 + model is developed.

The RT0 + model is the base model for verifying any undetermined grid projects in the defined time horizon. Moreover, it is advisable to prepare transitional calculation models that include implementation of the HV and LV grid development plans developed in a different cycle and with a longer time horizon. In the example presented in this article, it will be one model: RT1.

#### 3.2. Current state assessment

Simulation tests on the RT0 model can be used to verify it in terms of mapping the current state of network operation. Especially, voltage hazards as well as overloadings can be verified against the actual situation in the network that is well known by the DSO.

### 3.3. Assessment of MV grid operating conditions including planned grid investment projects

The RT0 + model includes investment projects from the current grid development plan and other (additional) results of actions in response to current needs. Project from outside the development plan which, due to the limited time frame and the short period between RT0 and RT0 + can be realistically implemented in such a short time, may also be introduced into the RT0 + model. Such projects include e.g. connections between parallel lines and connections at intersections. Other projects so considered include the new outlets from the MV switchgear of an HV/MV substation following the route of an existing line to the first branch, or conductor replacement in an existing line. The RT0 + model includes projected MV changes in electricity demand.

### 3.4. Methodology for designation of grid investment projects in a defined time horizon

The target model RTH is iteratively obtained. The RTH model development methodology is shown in Fig. 5.

In the first iteration of the procedure, the adjusted RT0 + model is adopted as the RTH model. The adjustment means forecast changes in demand and generation in the adopted time horizon H, caused by the HV and LV grid expansion, changes in short-circuit powers and currents, as well as updating the reliability model parameters as an effect of ageing. As a result, in the first iteration, the MV grid operating conditions are evaluated, assuming no DSO interference in the power grid structure. Power flow (R) and short-circuit (Z) analyses are performed in the adopted calculation models for the normal network operation, and criteria 1–3 are checked (from chapter 2.2). Reliability analysis (N) is performed to identify areas prone to frequent power outages. Each of the identified threats is evaluated. Then follows the stage of searching for the grid investment projects that eliminate the overload – R (L), voltage – R (U), and short-circuit – Z threats, and for the projects intended to increase the continuity of electricity supply to end-users – N. Since each project has an impact on the power grid operating conditions, each is evaluated for all considered criteria.

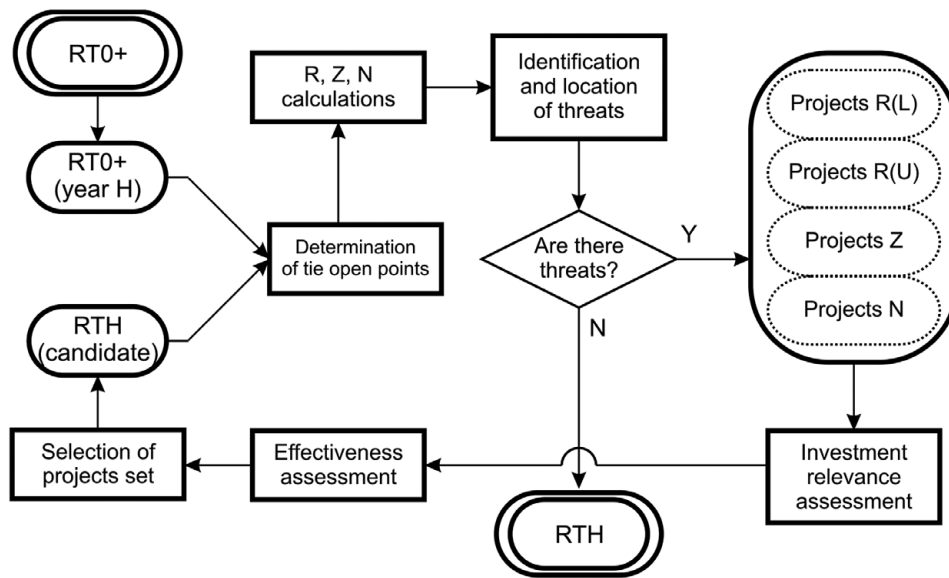


Fig. 5. The idea of the iterative designation of a set of grid investment projects for a foreseen time horizon

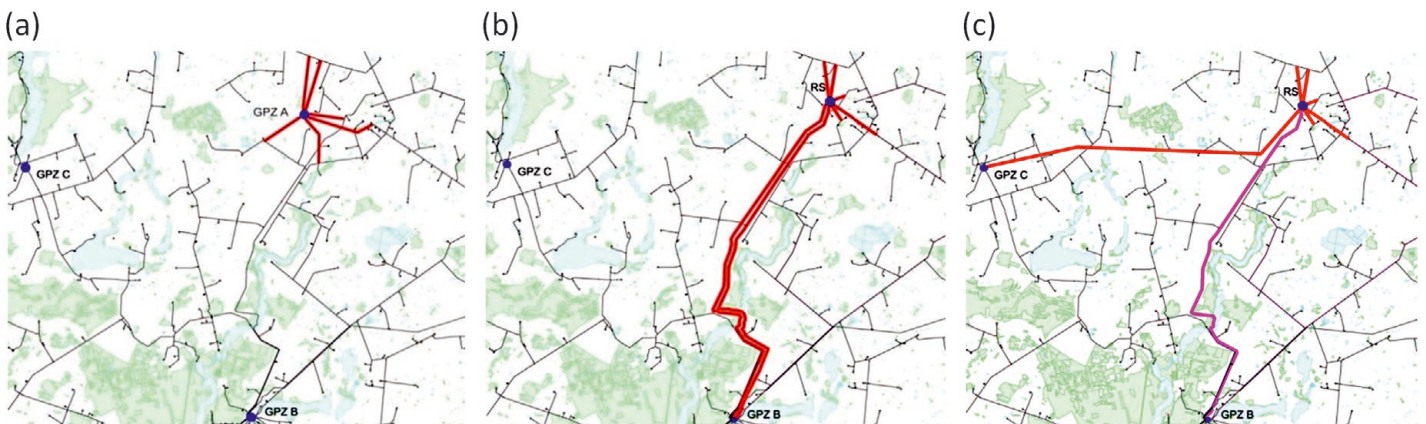


Fig. 6. Power grid extension options

This interaction complicates the process of developing the set of the most beneficial investment projects. Proposed projects are subject to relevance and effectiveness assessment by formula (3). From the set, the projects that most effectively mitigate the threats are selected. These projects are entered to the adjusted RT0 + model. This model is evaluated as to whether it meets the DSO's expectations. To this end, analyses are performed to assess the sufficiency of the proposed set of projects. Changes in the grid structure and dividing points may cause new threats to the MV grid operation. If any threats to the grid operation and/or insufficiency of any earlier proposed actions have been identified, the project set is updated. The procedure for assessing the sufficiency and effectiveness of the proposed projects is performed cyclically until a risk-free model is identified. The model thus developed is the target model (RTH) for the analysed time horizon.

#### 4. Presentation of simulation results

In the analysed MV grid area, problems with ensuring the required electricity supply continuity were identified. Additionally, in the periods of increased demand, the voltages were reduced. For this area, the following three MV grid expansion options were considered:

- A. 110 kV/MV substation with a new line outputs to the existing MV lines, Fig. 6a
- B. double busbar grid substation fed from an HV/MV substation with a new, two-circuit MV line, Fig. 6b
- C. double busbar grid substation fed from an HV/MV substation (new cable line) and HV/MV substation B (using the existing MV line), Fig. 6c.

The result of the analyses in the form of investment effectiveness assessment is shown in Fig. 7.

In terms of the impact on SAIDI value, the most beneficial solution would be option A. This is the most expensive option. There was no significant difference between options B and C in terms of impact on SAIDI. At the same time, option B is more expensive than option C, therefore in the analysed case the most effective solution is option C of grid expansion – this option was selected for the set of projects to be entered to the RTH model.

Fig. 8 compares the investment effectiveness in two separate areas to show differences in investment effectiveness depending on the area. The investment project described as example 1 includes the above grid extension options. In example 2, two alternative investment projects were compared: the extension of the existing grid substation (option A) and the construction of a new HV/MV substation together with the output upgrades (option B). It is worth noting that option A, although it is the more expensive, is more effective than option B. The relatively large investment costs are offset by the expected reduction in the number and duration of power outages.

Also, in example 2, not necessarily the solution with the largest impact on SAIDI will be the most effective in terms of the expansion concept prepared for the operator's MV grid. The analysis that considers the estimated costs per minute of SAIDI improvement

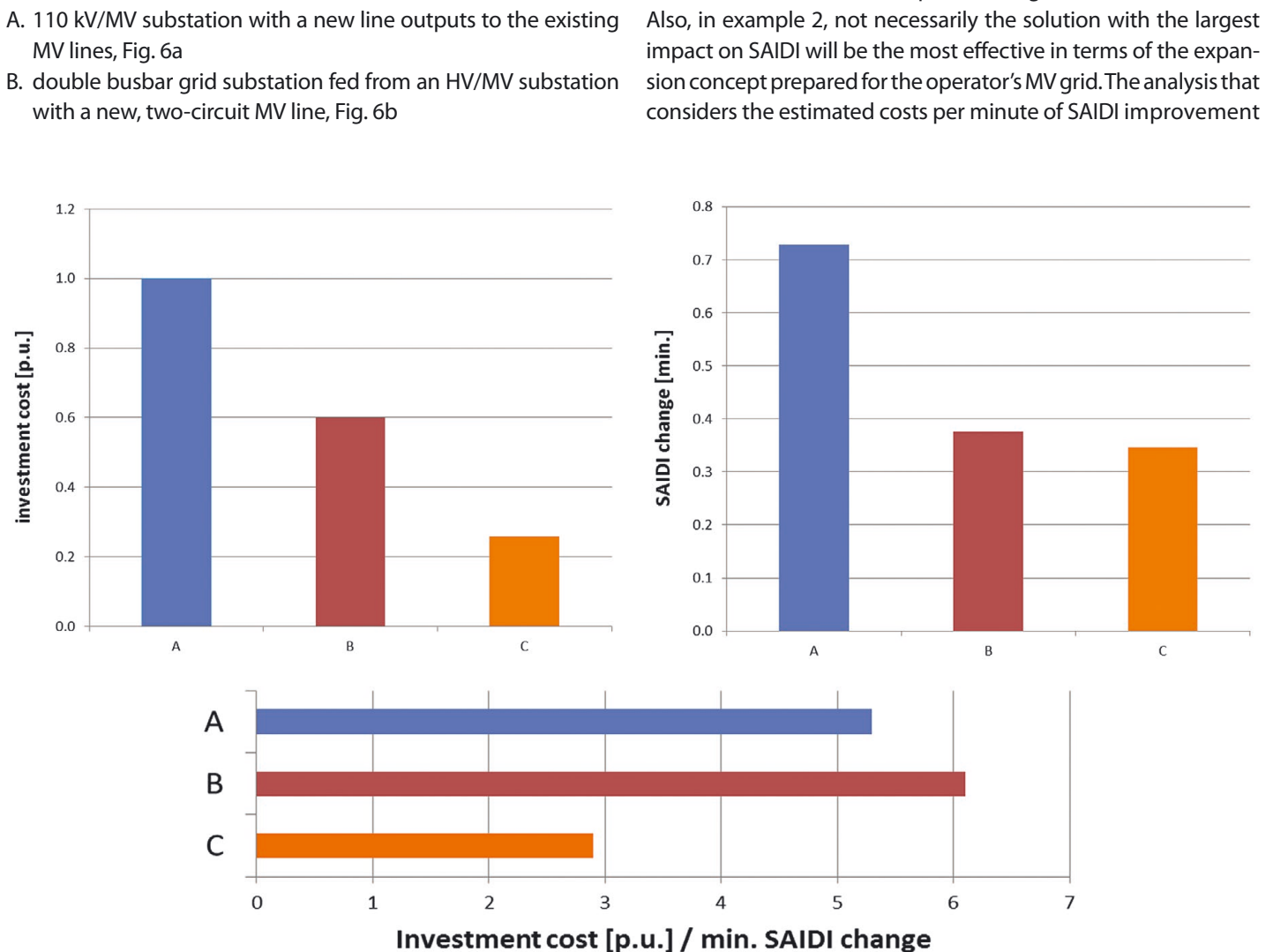


Fig. 7. Effectiveness assessment of the MV power grid extension options considered

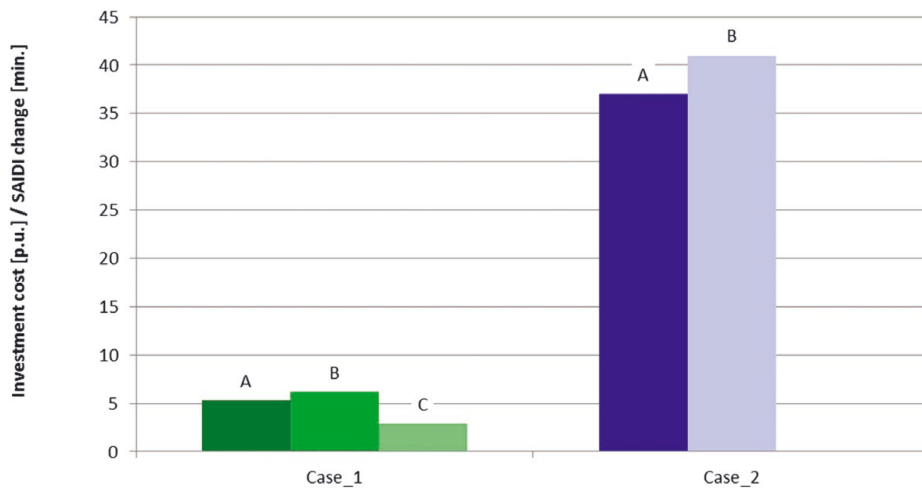


Fig. 8. Effectiveness assessment of the MV power grid extension options considered

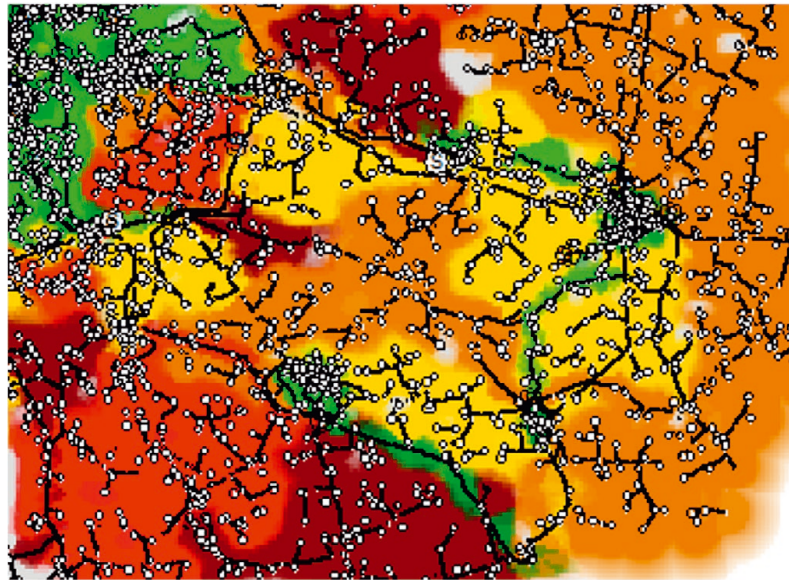


Fig. 9. SAIDI distribution for line feeders in RT0 model

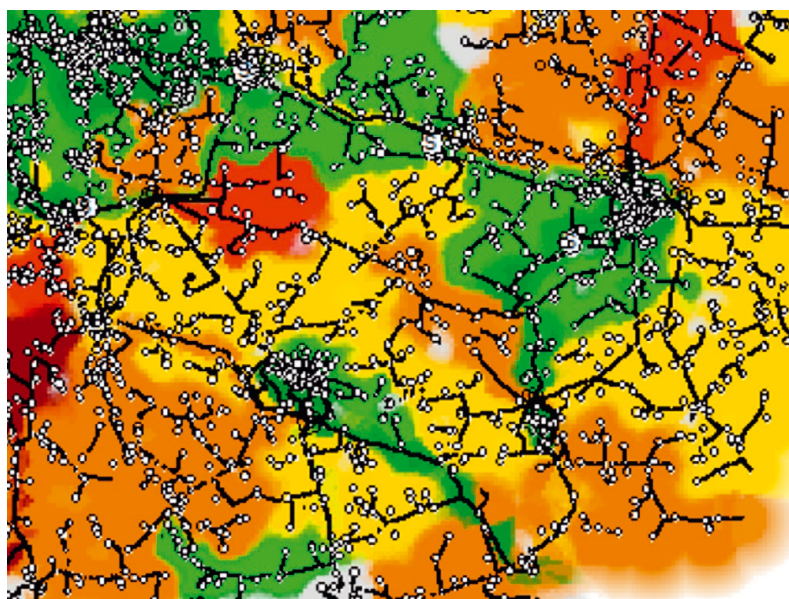


Fig. 10. SAIDI distribution for line feeders in RTH model



shows that the construction of a new cable outlet from the existing grid substation (option A) is more effective (recommended investment solution) than the construction of a new HV/MV with new terminals and nearby upgrades. Additionally, there is a significant difference in the costs incurred (option A – ca. 0.1 of option B) and a much larger improvement in SAIDI for option B. Considering these options only in terms of SAIDI improvement would lead to the choice of option B (construction of a new HV/MV substation), in which SAIDI is about ten times lower than in option A (additional cable outlet from the existing grid substation). Due to the limited budget, the DSO may be forced to choose an intermediate solution, but more economically advantageous.

The figure 8 also shows the large differences in unit costs of SAIDI improvement in both examples. In example 1 the effectiveness of all considered options is at least three times higher than effectiveness of options in example 2. This demonstrates the large diversity of grid elements in terms of their failure rates in various parts of the MV grid, and the investment projects' diversified impact areas.

The identified differences in the investment effectiveness in different areas should be considered in the projects' final selection, when the analysis concerns large areas, e.g. the entire area of the DSO operation. In such a situation, limiting the set of investment projects to the most effective ones may lead to the implementation of many projects in some regions, with no investment in other regions.

It should be noted that for a complete analysis of the indicated solution related to the extension of the operator's MV grid, it is necessary to consider also an economic factor, besides such factors as interruption time. Investment costs are estimated based on the average expenditures incurred by the operator for the respective project type, determined from historical data. The level of complexity is also raised by the possibility of taking into account the project-specific requirements, such as complex operations (e.g. laying a cable line in a culvert under the bottom of a river) or ensuring the uninterrupted power supply to so-called vulnerable customers (e.g. factories, where production processes do not accept even relatively short power outages).

The following figures show the results of the reliability analysis in the form of SAIDI indices for selected line feeders of the power grid fragment (the higher the red saturation, the higher the SAIDI, the closer to green, the lower the SAIDI). In Fig. 9 the graph is shown for year RT0, and in Fig. 10 – for year RTH. As can be seen in the figures, the SAIDIs for individual feeders decreased.

## 5. Final conclusions

The article presents a methodology of iterative development of a grid model for a specific time horizon to determine the set of the grid investment projects most effective for SAIDI reduction. Each project is assessed individually so that the best solution can be selected. Such an assessment of the grid operating conditions is necessary to develop an extension concept for the operator's MV grid and meet the requirement of systematic reduction of power supply continuity indices.

## REFERENCES

1. Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych [Qualitative control in 2016–2020 for Distribution System Operators], The Energy Regulatory Office, Warsaw, 2015.
2. IEEE 1366-2012: Guide for electric power distribution reliability indices, 2012.
3. Opracowanie nowego, efektywnego algorytmu do poprawy niezawodności pracy sieci SN [Development of a new, effective algorithm to improve the MV grid operation reliability], Institute of Power Engineering, Gdańsk Division, Gdańsk 2017.
4. Tomczykowski J., Sieci elektroenergetyczne pięciu największych operatorów [Power grids of the five largest operators], *Energia Elektryczna*, No. 5, 2015.
5. Brown R.E., *Electric Power Distribution Reliability*, Second Edition, CRC Press 2009.
6. Kujarczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, t. 2* [Power distribution grids, Vol. 2], Warsaw University of Technology, 2004.
7. Kąkol A., *Wielokryterialny algorytm poprawy pewności pracy sieci SN* [Multi-criteria algorithm for improving the MV grid operation reliability] [doctoral dissertation], Gdańsk 2018.

### Mikołaj Czerwonka

Institute of Power Engineering, Research Institute, Gdańsk Division  
 e-mail: m.czerwonka@ien.gda.pl

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Currently he works in the Automation and System Analyses Department of the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division. Research interests: distributed generation, distribution networks.

### Andrzej Kąkol

Institute of Power Engineering, Research Institute, Gdańsk Division  
 e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

Graduated in automation and robotics from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. He earned his Ph.D. at the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2019). He works in the System Analysis Team at the Automation and System Analysis Department of the Institute of Power Engineering, Research Institute, Gdańsk Division. Research interests: automatic protections, distribution grids and distributed generation.

---

### **Jan Smoter**

Institute of Power Engineering, Research Institute, Gdańsk Division

e-mail: [j.smoter@ien.gda.pl](mailto:j.smoter@ien.gda.pl)

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering, and in management from the Faculty of Management and Economics at Gdańsk University of Technology. Employed at the Automation and System Analysis Department at the Gdańsk Division of the Institute of Power Engineering. He participated in work on the power system development concept, study of the extension of the synchronous area of continental Europe, and numerous works related to power system dynamics. His professional interests include issues of system dynamics and stability.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Metodyka identyfikacji najefektywniejszych inwestycji w sieci SN z uwzględnieniem analiz niezawodności pracy sieci

**Autorzy**  
Mikołaj Czerwonka  
Andrzej Kąkol  
Jan Smoter

**Słowa kluczowe**  
sieci dystrybucyjne SN, koncepcja rozwoju, niezawodność

### Streszczenie

W artykule zaprezentowano algorytm postępowania przy wyszukiwaniu zbioru najefektywniejszych inwestycji w sieciach średnich napięć (SN). Inwestycje te są wybierane w celu ograniczenia liczby i czasu trwania przerw w zasilaniu oraz eliminacji lub ograniczenia istniejących lub przyszłych zagrożeń napięciowych i obciążeniowych. Rozpatrywane są inwestycje sieciowe w postaci budowy nowych punktów redukcyjnych, budowy nowych elementów sieciowych SN, modernizacji istniejących obiektów, czy zastosowania technologii teleinformatycznych do zwiększenia obserwowalności i sterowalności pracy sieci SN.

Niniejsza praca to efekt doświadczeń Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk przy realizacji koncepcji rozwoju sieci SN dla jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). W koncepcji dokonano analizy warunków pracy i eksploatacji sieci SN zasilanej z ponad 200 stacji transformatorowych 110 kV/SN, przy czym sieć SN obejmowała instalacje pracujące na napięciach 6 kV, 15 kV, 20 kV i 30 kV.

Data wpływu do redakcji: 12.08.2019

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 12.08.2019

Data akceptacji artykułu: 13.08.2019

Data publikacji online: 30.10.2019

### 1. Informacje ogólne

#### 1.1. Prezentacja problemu

Zasady oceny działalności operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) zostały zdefiniowane w regulacji jakościowej [1]. W dokumencie tym zobligowano OSD do ograniczenia częstości występowania i czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, czyli do obniżenia wartości wskaźników SAIFI i SAIDI, wyliczanych dla przerw długich i bardzo długich. Sposób wyznaczania tych wskaźników podano poniżej [2]:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^Z N_i}{N_T} \left[ \frac{1}{\text{rok}} \right] \quad (1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^Z T_i \cdot N_i}{N_T} \left[ \frac{\text{min}}{\text{rok}} \right] \quad (2)$$

gdzie: SAIFI – średnia systemowa częstość występowania przerw długich i bardzo długich w dostawach energii elektrycznej, SAIDI – średni systemowy czas trwania przerw długiej i bardzo długiej w dostawach energii elektrycznej,  $N_b$ ,  $T_i$  – liczba odbiorców pozbawionych zasilania i czas trwania  $i$ -tej przerwy w zasilaniu,  $N_T$  – sumaryczna liczba odbiorców energii elektrycznej,  $Z$  – liczba długich i bardzo długich przerw w zasilaniu.

Wraz z wprowadzeniem regulacji jakościowej został wprowadzony wymóg systematycznego obniżania wskaźników ciągłości zasilania. Niedotrzymanie (przekroczenie) wartości referencyjnych będzie skutkowało naliczeniem kar finansowych dla OSD. W rezultacie wzrosło zaangażowanie OSD w opracowanie koncepcji rozwoju systemu dystrybucyjnego wraz z analizą

niezawodności pracy sieci. Rozmiar modelu, zakres prac oraz liczba wariantów analizowanych w koncepcjach rozwoju sieci wpływają na znaczące nakłady pracy, niezbędne do przygotowania modeli obliczeniowych, przeprowadzenie symulacji i ocenę wyników. Opracowanie planów rozbudowy sieci wymaga przygotowania następujących modeli obliczeniowych:

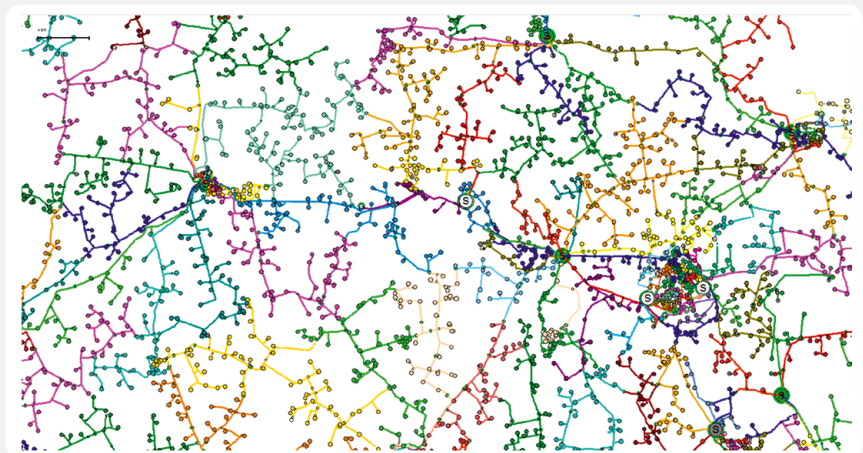
- model do obliczeń rozpyłowych (R)
- model do obliczeń zwarciovych (Z)
- model do obliczeń niezawodnościowych (N).

Inwestycje proponowane w celu zmniejszenia zagrożeń w jednym z modeli mają wpływ na wyniki otrzymane w pozostałych modelach. W związku z tym wskazane jest opracowanie metodyki przeprowadzania

badania symulacyjnych i syntezy otrzymanych z różnych modeli wyników w taki sposób, aby proponowany zestaw inwestycji sieciowych był zestawem najefektywniejszym.

#### 1.2. Założenia dla procedury badawczej

W dalszej części artykułu zaprezentowano założenia do opracowania procedury planowania i rozbudowy sieci SN. Procedura ta charakteryzuje się uniwersalnością i może zostać przeprowadzona dla dowolnego fragmentu sieci SN. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia różnorodności sieci dystrybucyjnych, posiadających inne cechy dla ciągów miejskich i terenowych. Na rys. 1 pokazano geograficzną strukturę przykładowego fragmentu sieci elektroenergetycznej z ciągami promieniowymi



Rys. 1. Geograficzna struktura sieci elektroenergetycznej z ciągami promieniowymi (wyróżnionymi kolorami)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

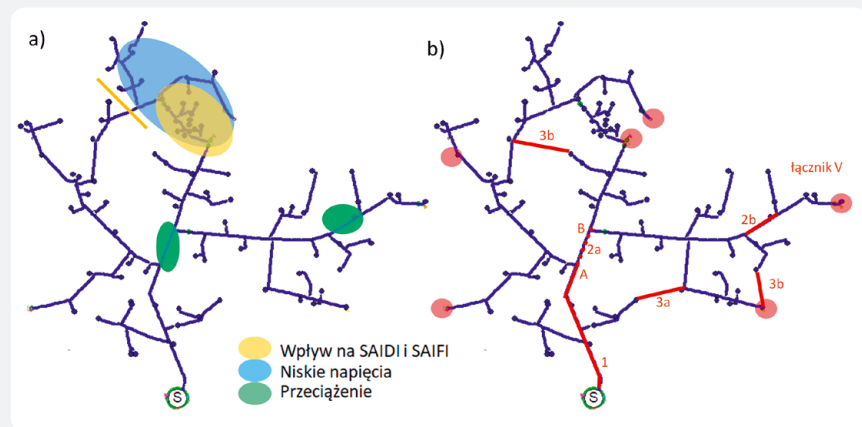
wyróżnionymi kolorami. Sieć dystrybucyjna w pobliżu głównych punktów zasilających (GPZ), zlokalizowanych najczęściej w pobliżu skupisk ludności, jest gęstsza. Charakteryzują ją krótsze odcinki linii, częściej kablowych, z licznymi powiązaniem pomiędzy ciągami. Powiązania umożliwiają szybką zmianę konfiguracji sieci i przywrócenie zasilania do odbiorców końcowych, pozbawionych zasilania w wyniku wystąpienia awarii. Z kolei sieć terenowa charakteryzuje się większym rozproszeniem stacji SN/nn, co skutkuje długimi odcinkami linii, zazwyczaj napowietrznych, narażonymi na wystąpienie awarii w większym stopniu niż linie kablowe. Również liczba powiązań z sąsiednimi ciągami w sieci terenowej jest mniejsza.

Główne cechy prezentowanej procedury to:

- skoordynowanie planów rozbudowy sieci elektroenergetycznej z działaniami zmierzającymi do zwiększenia obserwowalności i sterowalności pracy sieci dystrybucyjnej
- wykorzystanie rocznych profili zapotrzebowania ze stacji SN/nn do wyznaczenia charakterystycznych wartości obciążeń
- wykorzystanie danych o niezawodności pracy sieci elementów sieciowych i uwzględnienie czynnika starzeniowego, tj. wzrostu awaryjności elementów w modelach obliczeniowych dla kolejnych lat
- uwzględnienie liczby odbiorców przyłączonych do sieci po stronie niskiego napięcia stacji transformatorowej SN/nn wraz z ich mocą przyłączeniową
- uwzględnienie rozwoju generacji rozproszonej w sieciach SN i nn
- szeregowanie pod kątem efektywności proponowanych inwestycji sieciowych z uwzględnieniem ich lokalnego i globalnego wpływu na poprawę niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej
- przeprowadzenie analiz optymalizacyjnych w zakresie doboru punktów podziału sieci i instalacji łączników zdalnie sterowalnych.

### 1.3. Złożoność problemu

Na rys. 1 pokazano fragment sieci z obszaru jednego z oddziałów OSD. Aby zilustrować złożoność zagadnienia, jakim jest wybór najefektywniejszych inwestycji sieciowych, przedstawiono przykład doboru potencjalnych inwestycji w jednym z ciągów liniowych. Struktura ciągu została pokazana na rys. 2a. Linia żółtą zaznaczono miejsce podziału sieci, natomiast elipsami wyróżniono lokalizacje dla zidentyfikowanych problemów napięciowych (kolor błękitny), obciążeniowych (kolor zielony) oraz obszar, którego pozbawienie zasilania skutkuje istotnym wzrostem wartości wskaźników SAIFI i SAIDI z powodu dużej gęstości zabudowy (kolor żółty). Ciąg ten jest powiązany z ciągami sąsiednimi, co zostało wyróżnione czerwonymi kółkami na rys. 2b. Na tym samym rysunku oznaczono kolorem czerwonym potencjalne inwestycje liniowe. Rozpatrywane inwestycje to nowe wyrowadzenie z rozdzielni SN w stacji GPZ (1) do rozgałęzienia A lub B, dostosowanie przekroju do zapotrzebowania (2) oraz inwestycje skutkujące domknięciem pierścieni (3). Prezentowane na rys. 2b inwestycje



Rys. 2. Wizualizacja (a) problemów zidentyfikowanych w jednym z ciągów liniowych oraz (b) rozpatrywanych inwestycji o charakterze lokalnym

mają charakter lokalny, czyli dotyczą tylko wybranego ciągu liniowego. Dodatkowo można rozważyć inwestycje ukierunkowane na zwiększenie liczby powiązań pomiędzy ciągami liniowymi (zarówno ciągów sąsiednich, jak i nowych powiązań nie pokazano). Każdorazowo, analizując inwestycję domykającą pierścień lub nowe powiązanie pomiędzy ciągami, należy zaktualizować miejsca podziału sieci tak, aby otrzymać promieniowy układ pracy sieci. Najprostszym rozwiązaniem jest utrzymanie aktualnego układu pracy. Jednakże powiązanie jest nową inwestycją i ze względu na niezawodność pracy sieci zastosowanie podziału na nowo budowanym elemencie nie zawsze jest uzasadnione.

W prezentowanym na rys. 2b fragmencie sieci wskazano sześć punktów podziałowych (czerwone kółka), które oddzielają analizowany ciąg od reszty sieci SN. Poprzez zamknięcie łącznika podziałowego możliwe jest przywrócenie zasilania do części odbiorców pozbawionych zasilania po wystąpieniu awarii. W celu oszacowania zdolności danego połączenia do wykorzystania jako rezerwowego zasilacza niezbędne jest dokładne odwzorowanie ciągów sąsiednich, również spoza obszaru objętego koncepcją rozwoju. W opisanym przykładzie możliwość rezerwowego zasilania poprzez łącznik V jest ograniczona obciążalnością dopuszczalną długoterwale odcinka 2b oraz poziomem napięć dopuszczalnych długoterwale. Otóż w stanie normalnym zidentyfikowano niskie poziomy napięcie na końcach ciągu (niebieska elipsa na rys. 2a). W rezultacie możliwości wykorzystania tego ciągu do rezerwowego zasilania ciągów sąsiednich są ograniczone: zwiększenie obciążenia pogłębi problemy napięciowe w tym ciągu.

Z opisywanej powyżej zależności wynika potrzeba odwzorowania większego obszaru sieci niż obszar objęty koncepcją rozbudowy sieci SN, jeśli tylko obszary graniczne mogą być wykorzystane do rezerwowego zasilania w stanach awaryjnych lub remontowych. Przykładowo, gdy przygotowywana jest koncepcja rozwoju sieci dla pojedynczego rejonu (oddziału), należy odwzorować sieć z rejonów (oddziałów) przylegających, aby zweryfikować możliwości wykorzystania

ciągów sąsiednich do rezerwowego zasilania odbiorców na analizowanym obszarze.

## 2. Modelowanie

### 2.1. Zakres analiz

Na potrzeby przygotowania koncepcji rozbudowy sieci SN przeprowadzono:

- analizy rozprawy do oceny napięć i obciążeń w stanach podstawowych i awaryjnych (takich jak: utrata zasilania z sieci 110 kV, wyłączenie transformatora WN/SN, wyłączenie pola SN)
- analizę zwarciową i ocenę wytrzymałości zwarciowej aparatury pierwotnej z uwzględnieniem planów rozbudowy sieci WN i NN oraz rozwoju generacji rozproszonej
- analizy niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej w celu (1) identyfikacji obszarów o obniżonej pewności zasilania oraz (2) rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych.

Do każdej z analiz należy przygotować odpowiedni model systemu. Elementem wspólnym jest struktura sieci – układ powiązań węzłów i gałęzi. Z tego powodu wskazane jest przeprowadzenie wszystkich analiz z wykorzystaniem jednego narzędzia, które umożliwia przeprowadzenie analiz tego typu.

Badania symulacyjne są przeprowadzane dla wskazanego przez OSD horyzontu czasowego (+15, +20 lat). Dlatego w modelu należy odwzorować:

- wartość zapotrzebowania:
  - bieżącą zmienność zapotrzebowania
  - prognozowaną zmienność zapotrzebowania
- generację:
  - generację istniejącą
  - generację prognozowaną
  - zmienność dobową, zmienność sezonową generacji
- awaryjność pracy sieci elektroenergetycznej:
  - awaryjność poszczególnych elementów sieci
  - szybkość działania pogotowia energetycznego
  - czasy napraw
  - efekt starzenia elementów sieci SN
- planowane inwestycje w sieci SN i WN

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

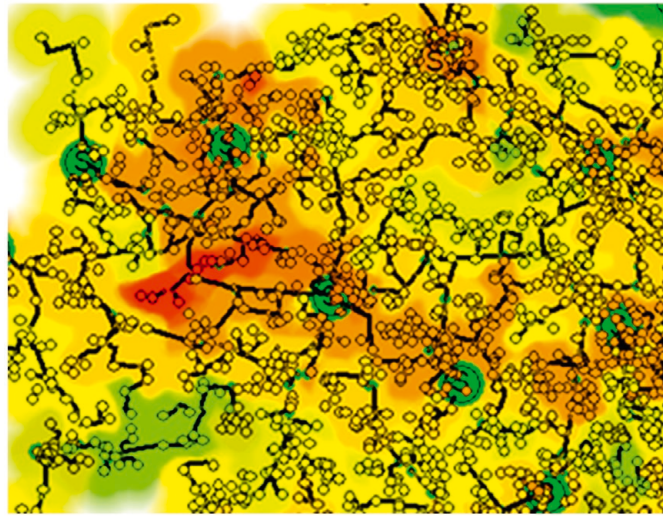
e) inne przewidywane w analizowanym horyzoncie czasowym zmiany w warunkach pracy, eksploatacji, zapotrzebowania lub generacji.

Sposób uwzględnienia powyższych danych w modelu jest uzależniony od oczekiwań OSD i od dostępności danych. Konieczne jest m.in. zdefiniowanie założeń w zakresie uwzględnianej generacji i jednoczesności jej występowania. Proponowane rozstrzygnięcie zamieszczono w [3]. Prezentowane tam założenia to urealnienie warunków, przy których są przeprowadzane obliczenia rozpyłowe na potrzeby wyznaczenia zbioru inwestycji sieciowych. Zastosowane rozwiązanie oparte jest na tzw. charakterystycznych modelach zapotrzebowania i generacji, wykorzystujących m.in. niskie prawdopodobieństwo koincydencji zdarzeń, takich jak maksymalna generacja FW, PV i EC przy jednoczesnym minimalnym zapotrzebowaniu. Typowe modele zapotrzebowania to *lato szczyt*, *lato dolina* czy *zima szczyt*. Dane o zapotrzebowaniu lub generacji w stacjach SN/nn mogą być estymowane z wykorzystaniem dostępnych pomiarów w GPZ lub pomiarów okresowych, w razie braku pomiarów z liczników bilansujących. Gdy dane z liczników bilansujących są dostępne, to możliwe jest ich wykorzystanie do wyznaczenia wartości w modelach charakterystycznych. Wówczas nie ma potrzeby estymacji wartości zapotrzebowania w stacjach SN/nn. Alternatywnym rozwiązaniem jest bezpośrednie wykorzystanie danych z liczników bilansujących – poprzez odtworzenie profili zmian w zapotrzebowaniu. W takim rozwiązaniu symulacja powinna obejmować odpowiednio długi przedział czasowy, tak aby możliwe było zidentyfikowanie występujących sezonowo zagrożeń dla pracy sieci elektroenergetycznej. Rozwiązanie to jest czasochłonne z powodu (1) rozmiaru sieci i liczby elementów odwzorowanych w modelu oraz (2) liczby próbek czasowych – symulacja roku kalendarzowego z 15-minutową rozdzielczością to konieczność wykonania 35 040 obliczeń. Efektywniejszym rozwiązaniem jest wyznaczenie profili charakterystycznych zapotrzebowania dla każdej stacji transformatorowej SN/nn, z wykorzystaniem pomiarów 15-minutowych z tej stacji. Profile charakterystyczne można wyznaczyć osobno dla dni charakteryzujących się niskim i wysokim zapotrzebowaniem. Dodatkowo, ze względu na tygodniową zmienność zapotrzebowania, są wyznaczone profile charakterystyczne dla dni roboczych, sobót i dni świątecznych [6].

Ostatnią grupą analiz są:

- analizy ekonomiczne
- analizy efektywności inwestycji.

Przykładową wizualizację dla przeprowadzonej analizy rozpyłowej dla fragmentu sieci elektroenergetycznej przedstawiono na rys. 3. Poszczególne poziomy napięć w stacjach SN/nn oznaczone są różnymi kolorami. Ciepłsza barwa oznacza wyższy poziom napięcia. Jak wynika z rys. 3, we fragmentcie sieci oznaczonym kolorem czerwonym występują wysokie napięcia, spowodowane znaczną generacją z instalacji



Rys. 3. Wizualizacja poziomów napięć w sieci w wyniku przeprowadzonej analizy rozpyłowej

PV w głębi sieci.

## 2.2. Kryteria oceny

W algorytmie wykorzystano następujące parametry do oceny warunków pracy sieci:

1. wartości napięć w zakresie napięć dopuszczalnych w sieci SN, tj.  $0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n$
2. wartości obciążeń nie większe niż wartości dopuszczalne długotrwale
3. kryterium wytrzymałości zwarciowej
4. wskaźnik SAIFI – wzór (1)
5. wskaźnik SAIDI – wzór (2).

Kryteria napięciowe i obciążeniowe muszą być spełnione we wszystkich modelach zapotrzebowania i generacji podczas pracy w układzie normalnym. W takim układzie pracy są wyszukiwane inwestycje przeznaczone do eliminacji zidentyfikowanych zagrożeń. Dla stanów  $n-1$  sporządzany jest wykaz przekroczeń dopuszczalnych napięć i obciążeń, jednak nie jest on wyznacznikiem inwestycji, dopóki w układzie pracy bez wyłączeń będą występowały przekroczenia.

Powyższe kryteria 1–5 są wykorzystywane do oceny warunków pracy sieci, a dla zidentyfikowanych zagrożeń są proponowane inwestycje sieciowe. Inwestycje te, poza eliminacją zagrożeń obciążeniowych i napięciowych, mają wpływ na SAIDI i SAIFI. Osobną grupę inwestycji tworzą inwestycje przeznaczone do poprawy ciągłości zasilania. Do oceny wszystkich rozpatrywanych inwestycji zdefiniowano parametry 6 i 7:

6. koszt realizacji inwestycji sieciowej – koszty inwestycyjne i eksploatacyjne instalacji  $K_n$
7. wskaźnik efektywności inwestycji [3]

$$\forall_{n \in N} \gamma_n = \frac{K_n}{\text{SAIDI}_n - \text{SAIDI}_{\text{ref}}} \left[ \frac{\text{PLN}}{\text{min}} \right] \quad (3)$$

gdzie:  $n$  – identyfikator inwestycji w zbiorze inwestycji  $N$ ,  $\text{SAIDI}_{\text{ref}}$  – wartość wskaźnika wyznaczona w modelu odniesienia,

$\text{SAIDI}_n$  – wartość wskaźnika wyznaczona przy uwzględnieniu wskazanej inwestycji.

## 2.3. Analiza niezawodności pracy sieci

W promieniowych sieciach elektroenergetycznych przesyłanie energii odbywa się po połączonych szeregowo elementach od miejsca transferu energii elektrycznej z sieci 110 kV do punktu poboru – stacji transformatorowej SN/nn. W sieci elektroenergetycznej SN, która z definicji pracuje jako sieć promieniowa, zdarzenia prowadzą do powstania przerwy w zasilaniu, której czas trwania jest uzależniony od rodzaju i miejsca awarii oraz działań operatora czy stopnia automatyzacji sieci. Stąd też do oceny niezawodności pracy promieniowych sieci elektroenergetycznych są stosowane wskaźniki ciągłości zasilania. Do analitycznego wyznaczenia wskaźników ciągłości zasilania wykorzystywany jest mechanizm procesów Markowa w przestrzeni ciągłej, a analiza niezawodności jest przeprowadzana metodą FMEA (ang. *failure mode and effects analysis*). Ideą FMEA jest zidentyfikowanie skutków potencjalnych uszkodzeń i awarii elementów systemu.

Będąc w obszarze zainteresowania wskaźniki niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI dotyczą przerw trwałych, tj. o czasie trwania dłuższym niż 3 minuty. Zastosowanie automatyki FDIR pozwala na skrócenie czasu przerwy w zasilaniu części odbiorców do czasu potrzebnego na dokonanie niezbędnych przełączeń. Jeśli czas potrzebny na dokonanie odpowiednich przełączeń nie przekroczy 3 minut, to odbiorcy, którym przywrócono dostawę energii elektrycznej, nie są uwzględniani przy wyliczaniu wskaźników dla przerw trwałych, w tym SAIDI i SAIFI. W rezultacie, na potrzeby wyznaczenia wskaźników zasilania, które odnoszą się do przerw trwałych, taki układ połączeń można opisać jako układ równoległy<sup>1</sup>, dla którego wskaźnik niezawodności dostaw energii elektrycznej wzrasta wraz z liczbą możliwych do wykorzystania połączeń równoległych [7].

<sup>1</sup> Uproszczenie, że elementy sterowane zdalnie oraz układ komunikacji są niezawodne.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Podatność elementu na uszkodzenia jest uzależniona od jego wieku, stanu czy warunków eksploatacji [3], co zostało uwzględnione przy parametryzacji intensywności uszkodzeń każdego elementu sieciowego – wzór (4).

$$\lambda_j = \lambda_{\text{typu}} \cdot k_{\text{stan}} \cdot k_{\text{teren}} \cdot k_{\text{wiek}} \quad (4)$$

gdzie:  $\lambda_j$  – intensywność uszkodzeń  $j$ -tej gałęzi,  $\lambda_{\text{typu}}$  – intensywność uszkodzeń typu (linia napowietrzna, kablowa, rodzaj izolacji),  $k_{\text{stan}}$ ,  $k_{\text{teren}}$ ,  $k_{\text{wiek}}$  – współczynniki korygujące.

Wskaźniki intensywności uszkodzeń zostały uzależnione m.in. od wieku elementu. Po okresie początkowym, który charakteryzuje się zwiększoną awaryjnością, spowodowaną typowo błędami technologicznymi lub montażowymi, następuje okres normalnej pracy. W tym okresie awaryjność elementów jest stosunkowo niska i nie ulega istotnym zmianom. W okresie normalnej pracy można przyjąć założenie, że intensywność uszkodzeń linii napowietrznych i kablowych ma wartość stałą, natomiast wraz z czasem eksploatacji zwiększa się. Jest to o tyle istotne, że istniejące sieci SN w znacznej mierze są już eksploatowane powyżej 30 lat [4]. Po uwzględnieniu horyzontu czasowego obliczeń (15–20 lat) projektowany czas eksploatacji tych linii zostanie przekroczony, a ich awaryjność znacząco wzrośnie. Dlatego też w modelach obliczeniowych przygotowanych dla kolejnych lat wartości intensywności uszkodzeń elementów będą miały większą wartość, przyczyniając się do pogorszenia wartości wskaźników ciągłości zasilania. Trendy zmian awaryjności elementów sieciowych, linii napowietrznych z lat 70., 80. i 90. XX w. w kolejnych modelach obliczeniowych zostały pokazane na rys. 4.

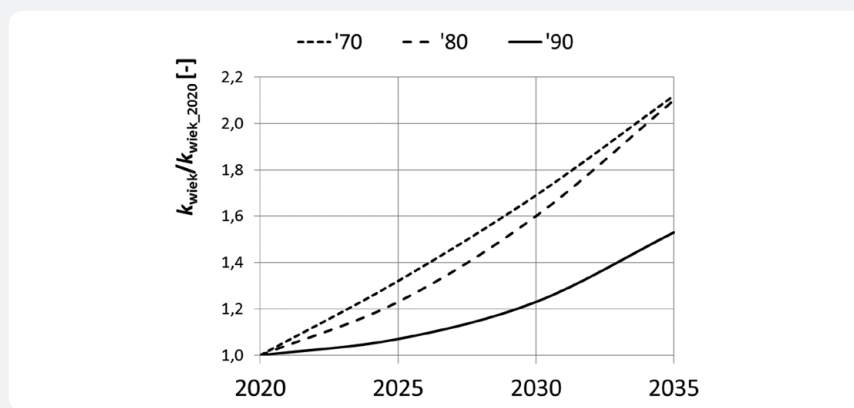
Doświadczenia opisywane w publikacji [5] dowodzą, że intensywność uszkodzeń elementów sieciowych zależy także od obszaru (terenu), w którym są eksploatowane. Stąd obecność współczynnika  $k_{\text{teren}}$  we wzorze (4). Uwzględnienie tego współczynnika możliwe jest przykładowo dzięki pozyskaniu danych z systemu GIS operatorów związanych z podziałem obiektów ze względu na istniejącą zabudowę czy pokrycie terenu. Obecnie stosowane narzędzia do analiz sieci elektroenergetycznych umożliwiają wykorzystanie podkładów mapowych w połączeniu z geograficznym zobrazowaniem struktury sieci elektroenergetycznej.

Współczynnik  $k_{\text{stan}}$  został wprowadzony, aby uwzględnić jakościową ocenę stanu elementu w analizach niezawodnościowych. Ocena ta dokonywana jest przez brygady techniczne podczas prac remontowych czy okresowych oblotów linii. Wartości trzech współczynników korygujących  $k$  są dobierane z wykorzystaniem danych o awaryjności zgromadzonych przez OSD na terenie modelowanym.

### 3. Koncepcja

#### 3.1. Zakres analiz

Modele obliczeniowe do celów koncepcji rozwoju sieci dystrybucyjnej SN mogą obejmować swoim zakresem różne okresy analizy. Na potrzeby niniejszego artykułu



Rys. 4. Względne zmiany wartości współczynnika starzeniowego w modelach dla 2025, 2030 i 2035 roku [3]

wyszczególniono następujące modele:

- RT0 – model dla roku początkowego. Wybierany jest rok aktualny bądź taki rok, dla którego są dostępne dane pomiarowe za okres całego roku kalendarzowego. Analiza dla stanu początkowego jest kluczowym elementem składowym koncepcji rozwoju sieci SN, ponieważ umożliwia zweryfikować poprawność modelowania. Analiza ta pozwala na zidentyfikowanie aktualnych zagrożeń dla warunków bezpiecznej i niezawodnej pracy sieci dystrybucyjnych. Niezależnie od jakości danych posiadanych przez OSD o warunkach pracy sieci elektroenergetycznej, to dane zawarte w modelu startowym są najdokładniejsze. Wraz z przygotowywaniem modeli obliczeniowych dla kolejnych lat pewność odwzorowania warunków pracy sieci elektroenergetycznej będzie malała.
- RTH – model dla przyjętego horyzontu czasowego (H). Pomiędzy RT0 a RTH są przyjmowane dwa bądź trzy modele pośrednie. Liczba modeli pośrednich jest uzależniona od przyjętego horyzontu czasowego – im dłuższy horyzont czasowy, tym większa liczba modeli pośrednich.
- RT0+ – model sieci elektroenergetycznej uwzględniający inwestycje sieciowe w sieci SN będące w trakcie realizacji. Jest to model przyszłościowy, w którym wartości obciążeń i generacji uwzględniają: 1) prognozowany wzrost zapotrzebowania oraz 2) zmiany wynikające z przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł wytwórczych do sieci.

Definicja inwestycji w trakcie realizacji wymaga doprecyzowania. Od wykonania koncepcji do zrealizowania (proponowanych) inwestycji również potrzebny jest czas, m.in. na wykonanie projektów wykonawczych, otrzymanie pozwoleń i zgód, a także samą realizację. Równocześnie w sieciach SN realizowane są obecne prace inwestycyjne oraz plany rozbudowy opracowane wcześniej. Potrzebna jest ekspercka ocena, które inwestycje z bieżącego planu rozwoju uwzględnić w modelu RT0+.

Oceniana jest realność realizacji inwestycji do roku, dla którego opracowano model RT0+. Model RT0+ jest modelem bazowym do weryfikacji wszelkich niezdefiniowanych inwestycji sieciowych w zdefiniowanym

horyzoncie czasowym. Oprócz tego wskazane jest przygotowanie przejściowych modeli obliczeniowych uwzględniających m.in. realizację planów rozwojowych sieci WN i NN, które są opracowywane w innym cyklu i z dłuższym horyzontem czasowym. W prezentowanym w artykule przykładzie będzie to jeden model: RT1.

#### 3.2. Ocena stanu istniejącego

Badania symulacyjne na modelu RT0 mogą zostać wykorzystane do weryfikacji modelu w zakresie odwzorowania aktualnego stanu pracy sieci. Symulacje są wykorzystywane do weryfikacji modeli obliczeniowych, do potwierdzenia zagrożeń napięciowych lub obciążeniowych.

#### 3.3. Ocena warunków pracy sieci SN z uwzględnieniem zaplanowanych inwestycji sieciowych

Model RT0+ uwzględnia inwestycje z aktualnego planu rozwoju sieci oraz inne (dodatkowe) rezultaty działań realizowanych w odpowiedzi na aktualne potrzeby. Do modelu RT0+ mogą zostać wprowadzone również inwestycje spoza planu rozwoju, które z powodu ograniczonych ram czasowych i krótkiego okresu pomiędzy RT0 i RT0+ mogą zostać zrealizowane w tak krótkim czasie. Takimi inwestycjami są np. połączenia między liniami równoległymi lub połączenia na skrzyżowaniach. Uwzględniane inwestycje to również nowe wyprowadzenia z rozdzielni SN GPZ, prowadzone po trasie istniejącej linii do pierwszego rozgałęzienia, czy wymiana przewodów w istniejącej linii. W modelu RT0+ uwzględniane są prognozowane zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną.

#### 3.4. Metodyka wyznaczania inwestycji sieciowych w zdefiniowanym horyzoncie czasowym

Model docelowy – RTH jest modelem wypracowywanym iteracyjnie. Metodyka kształtowania modelu RTH została pokazana na rys. 5.

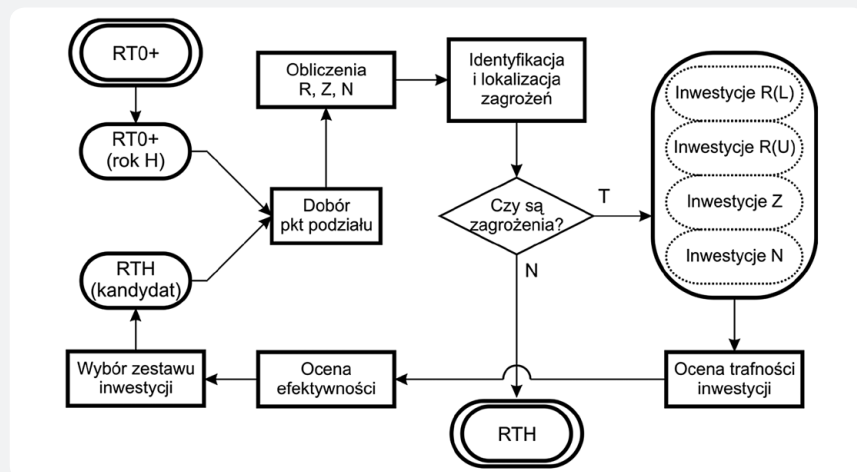
W pierwszej iteracji procedury jako model RTH jest przyjmowany zaadaptowany model RT0+. Przez adaptację należy rozumieć prognozowane zmiany zapotrzebowania i generacji w zdefiniowanym horyzoncie czasowym H, spowodowane rozbudową sieci WN i NN, zmiany wartości mocy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

i prądów zwarciovych oraz aktualizację parametrów modelu niezawodnościowego jako efekt starzenia. W rezultacie, w pierwszej iteracji ocenie poddawane są warunki pracy sieci SN przy założeniu braku ingerencji OSD w strukturę sieci elektroenergetycznej. Przeprowadzane są analizy rozpiływowe (R) oraz zwarciovowe (Z) dla przyjętych modeli obliczeniowych dla układu normalnego pracy sieci, sprawdzane są kryteria 1–3 (z rozdziału 2.2). Przeprowadzana jest analiza niezawodności (N) w celu identyfikacji obszarów podatnych na częste przerwy w zasilaniu. Każde ze zidentyfikowanych zagrożeń jest poddawane ocenie.

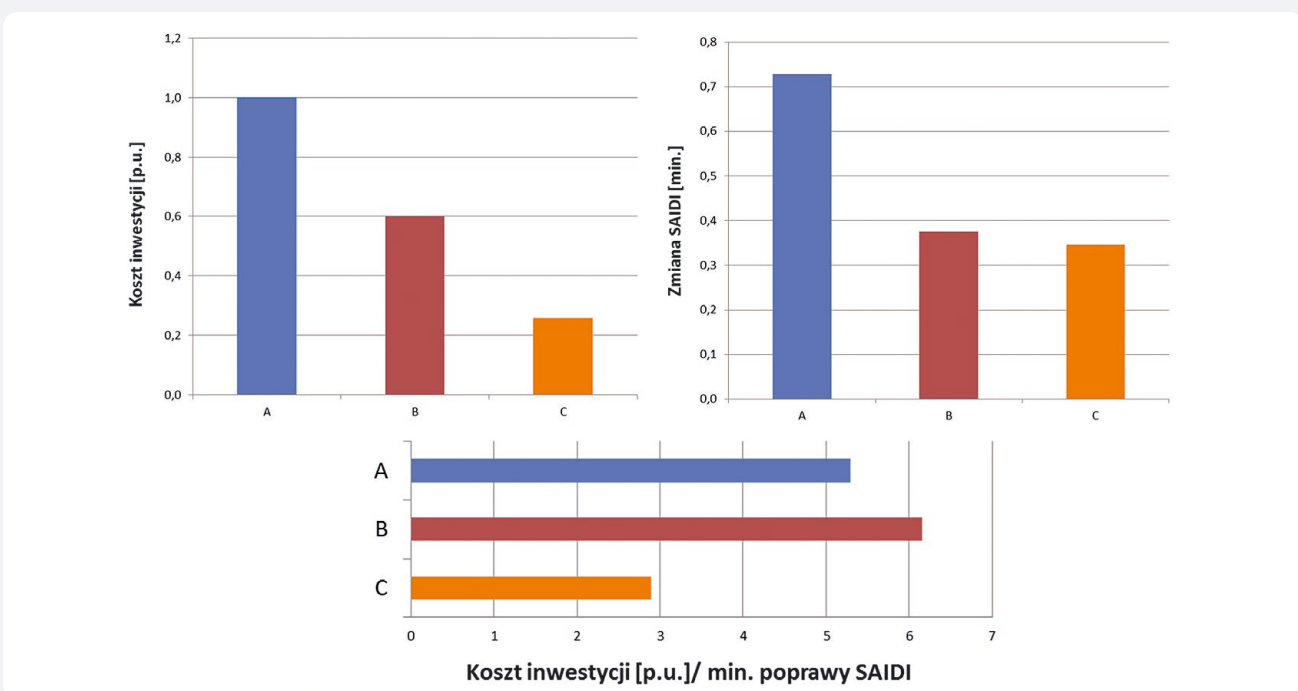
Następuje etap wyszukiwania inwestycji sieciowych eliminujących zagrożenia: przeciążeniowe – R(L), napięciowe – R(U), zwarciovowe – Z oraz inwestycji przeznaczonych do zwiększenia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych – N. Każda z inwestycji ma wpływ na warunki



Rys. 5. Idea iteracyjnego wyznaczania zbioru inwestycji sieciowych dla przewidzianego horyzontu czasowego



Rys. 6. Warianty rozbudowy sieci elektroenergetycznej



Rys. 7. Ocena efektywności rozpatrywanych wariantów rozbudowy sieci elektroenergetycznej SN

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

pracy sieci elektroenergetycznej, dlatego też każda jest poddawana ocenie ze względu na wszystkie rozpatrywane kryteria.

Opisywana interakcja komplikuje proces wypracowywania zestawu najkorzystniejszych inwestycji. Proponowane inwestycje są poddawane ocenie trafności oraz ocenie efektywności zgodnie ze wzorem (3).

Ze zbioru inwestycji wybierane są te najefektywniejsze, jeśli chodzi o eliminację zagrożeń. Inwestycje te są wprowadzane do zaadaptowanego modelu RT0+. Tak przygotowany model sieci jest poddawany ocenie, czy spełnia oczekiwania OSD. W tym celu są przeprowadzane analizy mające ocenić wystarczalność proponowanego zestawu inwestycji. Na skutek zmiany struktury sieci oraz punktów podziału mogą wystąpić nowe zagrożenia dla pracy sieci SN. W razie zidentyfikowania zagrożeń dla pracy sieci lub niewystarczalności proponowanych wcześniej działań zbiór inwestycji do wprowadzenia jest aktualizowany. Procedura oceny wystarczalności i efektywności proponowanych inwestycji jest realizowana cyklicznie, aż zostanie zidentyfikowany model wolny od zagrożeń. Tak wypracowany model jest modelem docelowym (RTH) dla analizowanego horyzontu czasowego.

#### 4. Prezentacja wyników symulacji

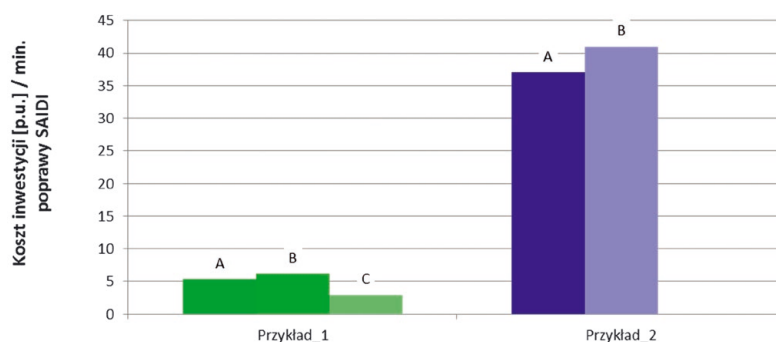
Na analizowanym obszarze sieci SN zidentyfikowano problemy z zapewnieniem wymaganego poziomu ciągłości dostaw energii elektrycznej. Dodatkowo w stanach zwiększonego zapotrzebowania wartości napięć były obniżone. Dla tego obszaru rozpatrzono trzy warianty rozbudowy sieci SN w następującej postaci:

- A. GPZ 110 kV/SN z wyprowadzeniami liniowymi do istniejących ciągów SN, rys. 6a
- B. dwusekcyjny RS zasilany z GPZ B nową, dwutorową linią SN, rys. 6b
- C. dwusekcyjny RS zasilany z GPZ C (nowa linia kablowa) i GPZ B (wykorzystanie istniejącej linii SN), rys. 6c.

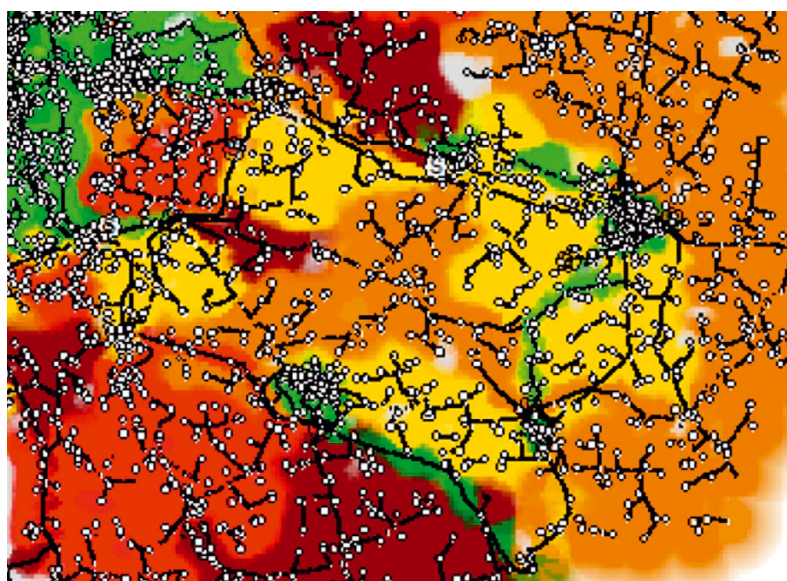
Rezultat przeprowadzonych analiz w postaci oceny efektywności inwestycji został pokazany na rys. 7.

Oceniając daną inwestycję poprzez jej wpływ na wartość wskaźnika SAIDI, najkorzystniejszym rozwiązaniem byłby wariant A. Jest to wariant najdroższy. Warianty B i C mają podobny wpływ na wartość wskaźnika SAIDI. Jednocześnie wariant B jest wariantem droższym od wariantu C, dlatego w analizowanym przypadku najefektywniejszym rozwiązaniem jest wariant C rozbudowy sieci – wariant ten został wybrany do zbioru inwestycji do wprowadzenia w modelu RTH.

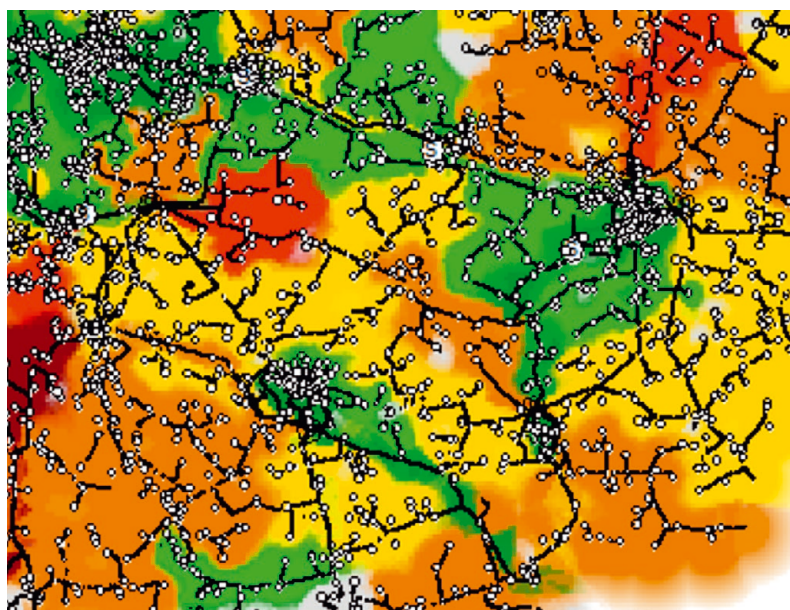
Na rys. 8 porównano efektywności inwestycji na dwóch odrębnych obszarach, aby pokazać różnice w efektywnościach inwestycji w zależności od obszaru. Inwestycja opisana jako przykład 1 to warianty rozbudowy sieci opisywane powyżej. W przykładzie 2 porównano dwie alternatywne inwestycje: rozbudowę istniejącej rozdzielni sieciowej RS (wariant A) oraz budowę nowego GPZ wraz z modernizacją wyprowadzeń (wariant B). Warto zwrócić uwagę, że wariant A, mimo iż jest droższy, jest wariantem efektywniejszym niż wariant B. Stosunkowo duże koszty



Rys. 8. Ocena efektywności rozpatrywanych wariantów rozbudowy sieci elektroenergetycznej SN



Rys. 9. Rozkład SAIDI dla ciągów liniowych w modelu RT0



Rys. 10. Rozkład SAIDI dla ciągów liniowych w modelu RTH



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 95–104. When referring to the article please refer to the original text.

PL

inwestycyjne są rekompensowane spodziewanym ograniczeniem liczby i czasu trwania przerw w zasilaniu.

Również dla przykładu 2 niekoniernie najbardziej korzystne rozwiązanie ze względu na wpływ na wskaźnik SAIDI będzie rozwiązaniem najbardziej efektywnym. Z analizy uwzględniającej szacowane koszty na minutę poprawy SAIDI wynika, że budowa nowego wyprowadzenia kablowego z istniejącego RS (warian A) jest bardziej efektywna (rekomendowane rozwiązanie inwestycyjne) od budowy nowego GPZ wraz z nowymi wyprowadzeniami i pobliskimi modernizacjami. Występuje tu znacząca różnica poniesionych kosztów (warian A – ok. 0,1 kosztów wariantu B) oraz znacznie większa poprawa współczynnika SAIDI dla wariantu B. Rozpatrywanie tych wariantów jedynie pod kątem poprawy wartości SAIDI prowadziłoby do wyboru wariantu B (budowa nowego GPZ), w którym wyznaczona wartość wskaźnika SAIDI jest ok. dziesięciokrotnie mniejsza niż w wariantu A (dodatkowe wyprowadzenie kablowe z istniejącego RS). Z racji ograniczonego budżetu operator może być zmuszony do wyboru rozwiązania pośredniego, ale bardziej korzystnego ze względów ekonomicznych.

Na rysunku 8 widoczne są również szerokie różnice w jednostkowych kosztach poprawy wartości wskaźnika SAIDI dla obu przykładów. Dla przykładu 1 efektywność trzech rozpatrywanych wariantów rozbudowy sieci jest ponad trzykrotnie większa niż efektywność inwestycji w przykładzie 2. Świadczy to o dużym zróżnicowaniu elementów sieciowych pod względem ich awaryjności w różnych fragmentach sieci SN oraz o różnym obszarze oddziaływania danych inwestycji.

Zaobserwowane różnice w efektywności inwestycji na różnych obszarach należy

uwzględnić przy wyborze ostatecznego zbioru inwestycji, gdy analiza dotyczy dużych obszarów, np. obszaru działania całego OSD. W takiej sytuacji ograniczenie zbioru inwestycji do najefektywniejszych może prowadzić do realizacji wielu inwestycji w części rejonów, przy jednoczesnym braku inwestycji w pozostałych rejonach.

Należy zaznaczyć, że do pełnej analizy wskazanego rozwiązania związanego z rozbudową sieci SN operatora konieczne jest uwzględnienie oprócz częstości występowania przerw w zasilaniu, również czynnika ekonomicznego. Oszacowanie kosztów danej inwestycji realizowane jest na podstawie średnich kosztów (tzw. średniówek) poniesionych przez operatora przy danym typie inwestycji, określanym na podstawie danych historycznych. Poziom skomplikowania zwiększa się wraz z uwzględnieniem wymagań specjalnych dla realizacji danej inwestycji, jak np. przeprowadzenie skomplikowanych operacji (np. położenia linii kablowej w przepuście pod dnem rzeki) czy też zapewnienia bezprzerwowego zasilania tzw. odbiorcom wrażliwym (np. zakładom, których technologie produkcyjne nie akceptują nawet stosunkowo krótkich przerw w zasilaniu).

Na rysunkach 9 i 10 przedstawiono wyniki analizy niezawodnościowej w postaci wartości wskaźnika SAIDI dla wybranych ciągów liniowych danego fragmentu sieci elektroenergetycznej (im większe nasycenie koloru czerwonego, tym wyższa wartość SAIDI, im bliżej zielonego, tym wartość niższa). Na rys. 9 przedstawiono wykres dla roku RT0, natomiast na rys. 10 – dla roku RTH. Porównując wyniki prezentowane na obu rysunkach można zauważyć, że wartości SAIDI dla poszczególnych ciągów liniowych uległy zmniejszeniu.

## 5. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono metodykę iteracyjnego wypracowywania modelu sieci dla wskazanego horyzontu czasowego, w celu wyznaczenia najefektywniejszego zbioru inwestycji sieciowych do redukcji SAIDI. Każda inwestycja jest oceniana indywidualnie, aby można było wybrać najkorzystniejsze rozwiązanie. Przeprowadzona w ten sposób ocena warunków pracy sieci jest niezbędna do przygotowania koncepcji rozwoju sieci SN operatora oraz spełnienia wymogu systematycznego obniżania wskaźników ciągłości zasilania.

## Bibliografia

1. Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Urząd Regulacji Energetyki, 2015.
2. IEEE 1366-2012: Guide for electric power distribution reliability indices, 2012.
3. Opracowanie nowego, efektywnego algorytmu do poprawy niezawodności pracy sieci SN, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Gdańsk 2017.
4. Tomczykowski J., Sieci elektroenergetyczne pięciu największych operatorów, *Energia Elektryczna* 2015, nr 5.
5. Brown R.E., Electric Power Distribution Reliability, Second Edition, CRC Press 2009.
6. Kujszczyk S., Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, t. 2, Politechnika Warszawska, 2004.
7. Kąkol A., Wielokryterialny algorytm poprawy pewności pracy sieci SN [rozprawa doktorska], Gdańsk 2018.

### Mikołaj Czerwonka

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.czerwonka@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek elektrotechnika. Obecnie pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Zainteresowania: generacja rozproszona, sieci dystrybucyjne.

### Andrzej Kąkol

dr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek automatyka i robotyka. Stopień doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2019). Pracuje w Zespole Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego Oddział Gdańsk. Zainteresowania naukowe: automatyka zabezpieczeniowa, sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona.

### Jan Smoter

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

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

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek elektrotechnika oraz Wydziału Zarządzania i Ekonomii, kierunek zarządzanie. Zatrudniony w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki. Uczestniczył w pracach dotyczących koncepcji rozwoju systemu elektroenergetycznego, studium rozszerzenia obszaru synchronicznego kontynentalnej Europy oraz licznych pracach związanych z dynamiką SEE. Do obszaru jego zainteresowań zawodowych należą zagadnienia dynamiki i stabilności systemu.