

# Dynamic Management of Transmission Capacity in Power Systems

## Authors

Waldemar Szpyra  
 Piotr Kacejko  
 Paweł Pijarski  
 Michał Wydra  
 Jarosław Kmak  
 Wiesław Nowak  
 Rafał Tarko

## Keywords

impact of weather conditions on the capacity of power lines, monitoring of operating conditions of power lines, control of power distribution in the system, optimisation

## Abstract

In this paper, the impact of load and weather conditions on the capacity of overhead power lines and methods of determining their dynamic capacity are discussed. There are presented selected aspects related to the dynamic transmission capacity management system, developed under the GEKON research and development project, in particular the algorithm for determining line capacity depending on weather conditions and the algorithm for controlling power distribution used in case the capacity of some lines is insufficient under the given conditions. Also, the economic aspects of applying dynamic transmission capacity management are presented.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017406**

Received: 28.02.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 23.07.2018

## 1. Introduction

The capacity of overhead power lines depends on the weather conditions in the given area. These conditions vary widely, in both time and space. In practice, static capacity (e.g. summer and winter mode), established for strictly defined weather conditions, is often used. This approach can, however, reduce the use of transmission capacities of power lines, in particular designed with a wire temperature limit of +40°C. The capacity of these lines is the basis for optimising power system operation and determining the distribution of generation in the system. When the capacity of some lines is insufficient, it is necessary to change the distribution of power generation between power plants. This results in additional costs on the balancing market (costs of elimination of system limitations). For the above reason, the aim is to determine the dynamic capacity of wires in power lines, in which both the current capacity (at the given moment) and forecast capacity are defined, based on current and forecast weather conditions, respectively.

To determine the capacity of power lines, a static or dynamic approach is used. The notion of static capacity is understood as the maximum value of the current that can flow in the line designed with a wire temperature limit, calculated under strictly defined weather conditions (ambient temperature, sun exposure and wind speed and direction). The dynamic approach enables determining the capacity of lines under current weather conditions, directly, based on the measurements of wire temperature or sag, or indirectly, based on the measurement of ambient temperature, sun exposure and wind speed and direction. For the design of lines, weather conditions are assumed as determined based on the averaged values from several years of monitoring of weather conditions in the given area or the worst possible conditions are assumed, i.e. no wind, maximum ambient temperature and maximum sun exposure. In Poland, to determine the static capacity of wires, an ambient temperature of +30°C, a line-perpendicular wind speed of 0.5 m/s and sun

exposure of  $900 \text{ W/m}^2$  are assumed. Until 1989 power transmission lines were designed with the wire operating temperature of  $+40^\circ\text{C}$ . The standard [1] recommended redesigning those lines with a wire temperature of  $+60^\circ\text{C}$ ; however, the decision on the selection of the operating temperature was left to the owner of the structure. At present, power lines are designed with the permissible operating temperature of  $+80^\circ$ . In the case of lines designed with the temperature of  $+40^\circ\text{C}$ , under adverse weather conditions, i.e. ambient temperature above  $+30^\circ\text{C}$ , high sun exposure and no wind, wire temperature can exceed the design temperature of the line. Under these conditions the wire sag can exceed the limit, thus endangering the safety of people and equipment under or near the line. This results in the necessity to reduce the power transmitted in these lines or even to shut them down. On the other hand, reducing the line capacity to the static capacity based on the design temperature under more advantageous weather conditions (lower ambient temperature, high wind speed or low sun exposure) results in an underutilisation of line capacity. As a result, in both cases power supply costs increase due to the necessity of eliminating system restrictions. In 2013 the costs of eliminating system restrictions amounted to PLN 360,000,000 [2]. According to [3], the costs of network restrictions account for approx. 85–90% of the costs of system restrictions and to a large extent result from insufficient transmission capacity of power lines. A remedy can be lines reconstruction, which also increases costs, and the investment process, for formal and legal reasons, is often long-lasting. For a better use of existing power lines, various methods of monitoring are used.

## 2. Methods for determining the dynamic capacity of overhead lines

The methods used to determine the capacity of lines under current weather conditions can be divided into two basic groups: direct, based on the measurement of wire temperature, sag or tension, and indirect, based on the monitoring of weather conditions.

The most precise direct method is the sag measurement with strain gauges fitted between the strain insulator and the tower. It uses the direct dependency between the wire tension and sag. Tension is also the basis for calculating the average wire

temperature. Another advantage of this method is that there is no direct contact between sensors and live components.

Wire sag measurements are made with laser, radar, ultrasounds and even GPS signals. Indirect measurements of wire sag use the wire inclination angle, based on which the wire sag curve is calculated. To determine wire sag, the phenomenon of suppression of high frequency signals transmitted in the wiring conductors is used as well (based on the dependency between signal suppression and the average wire suspension height above ground).

To measure wire temperature, sensors fitted onto its surface or with optical fibres inside the wire are used (the Raman effect is used). A sensor fitted onto the wire measures wire surface temperature, while the temperature relevant to sag determination is the temperature of the core. In addition, it is also spot metering and it requires data transmission equipment. Indirect wire temperature measurements are made with infra-red sensors or wire replicas.

The precision of various methods used to determine the dynamic capacity of lines also depends on i.a. winds speed and line load. Tab. 1 contains a summary of the advantages and disadvantages of various methods of monitoring dynamic line capacity [4].

In practice, to monitor dynamic line capacity, systems are built that use two or more of the above-mentioned methods simultaneously. In addition to measurement functions, they feature suitable software, linked to systems that assist dispatchers and network operation planning units. At present, the most commonly used solutions are systems that use temperature or wire tension measurement and weather stations to measure weather conditions. Selected dynamic line capacity monitoring systems are briefly described below.

### 2.1. The dynamic line capacity system DOL

The dynamic line capacity determination system DOL, developed at the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division, consists of weather stations, external wire temperature and wire current meters MTP and a system server [5, 6].

Weather stations are equipped with:

- sensors used to measure ambient temperature, speed and direction of wind, and sun exposure
- GPRS modem for communication with the central server of the dynamic line capacity system

Method	Advantages	Disadvantages
Measurement of weather conditions (weather station)	Ease of use Very good for low current density lines (approx. $0.5 \text{ A/m}^2$ )	May require intense maintenance operations Low measurement accuracy at low wind speeds
Wire replica	Ease of use	The measured wire temperature may not be representative of the entire line length
Direct temperature measurement	Efficiently prevents exceeding the wire temperature limit	The measured wire temperature may not be representative of the entire line length
Tension measurement	Very good for high current density lines (above $1 \text{ A/m}^2$ ) High precision in case of use in lines with many tension sections with a similar wire tension	May require intense maintenance operations
Wire sag measurement	Very good for high current density lines (above $1 \text{ A/m}^2$ ) High precision in case of use in lines with many strain sections with a similar wire tension	The wind may influence wire sag
Combined methods	Safety and precision	High costs

Tab. 1. The usability level of a specific type of storage according to the adopted optimisation criterion

- radio modem, operating at 433.2 MHz frequency, for communication with wire temperature and wire current meters
- solar panel, gel battery and a battery charger.

An MTP meter is supplied by the electromagnetic field generated by the current flowing in the wire, onto which it is fitted. Measurement data is logged at defined intervals and shared via a GPRS modem installed in the weather station. Based on measured values, the software installed on the dynamic line capacity system server determines the dynamic line capacity using the thermal model of the wire.

The dynamic line capacity system software has the following functions:

- communication with weather stations
- data acquisition, and measurement database and line characteristic parameters updates
- sag value calculation and comparison with the limit
- calculation of line capacity under current weather conditions and verification of these calculations based on wire temperature measurements
- co-operation with the dispatcher system in the download of data on current line load and transmission of the calculated load limit under current weather conditions
- GPRS communication operation control.

## 2.2. CAT-1 system

The first CAT-1 transmission line monitoring system, developed by NEXANS COMPANY, was installed at Wirginia Power in 1991. More than 300 systems of this type have been installed since at more than 100 power companies on five continents [7, 8]. The CAT-1 system is equipped with two sensors for measuring wire tension, installed between the tower and strain insulators of adjacent line sag sections, a sensor for measuring ambient temperature and a NRS (*Net Radiation Sensor*). A NRS measures the temperature of an unloaded wire (including the impact of the solar radiation, wind, wire surface thermal absorption capacity and emissivity, and wire thermal constant), which enables a precise determination of the dynamic line capacity. This sensor is fitted at the same height as a phase wire, so under the same conditions as the phase wire. Every CAT-1 monitors two adjacent line sag sections simultaneously. Measurement data is sent to the base station, which can collect data from four CAT-1 systems, and then to the EMS/SCADA systems of the network operator.

## 2.3. The dynamic transmission capacity management system

The dynamic transmission capacity management system (DTCMS) was developed in 2016 under the GEKON research project [9]. The system is designed to assist network operators (TSO and DSO) in:

- determining instantaneous current transmission capacities of 110 kV, 220 kV and 400 kV overhead power lines
- determining the transmission capacities of individual overhead lines (110 kV, 220 kV and 400 kV) in the short term (next few days)
- possibility of line overloads reduction, by switching, changing the power generated by sources

- an evaluation of the mechanical hazards to the lines caused by icing on the basis of measurements or forecasts
- creating reports based on the data acquired by the system.

The system consists of:

- a base station including a concentrator of measurement data from loggers, a weather station (ambient temperature, relative air humidity, sun exposure, speed and direction of wind measurements), logger and server communication modules, a power supply unit (batteries and PV module)
- a logger including sensors for measuring the wire current, temperature and horizontal inclination, a base station communication module and a battery supplied by a converter
- software.

Photo 1 shows a logger on the Kozenice-Miłosna 400 kV line and photo 2 shows a base station on tower of this line [9].

Beneficiaries of the DTCMS can be power network operators (TSO and DSO) and entities using the power system. The basic benefits of using the dynamic transmission capacity management for network operators include:

- improved efficiency of use of the transmission capacities of existing HV and MV overhead power lines
- possibility to increase lines capacity without the necessity of expanding network infrastructure
- improved efficiency in HV and MV network development planning
- improved energy security related to maintenance in the National Power System
- optimised schedule of repair and maintenance works in HV and LV networks
- online monitoring of generation sources operating conditions, including the generation limits for wind power plants
- monitoring of distributed generation development conditions, as part of the Smart Grid network operation management system in future
- assistance in managing broadly defined risk in critical states of the National Power System
- continuous monitoring of increased line load by wire temperature measurement and determining the effective wire sag
- improved safety of people and equipment nearby power lines.

The second group of beneficiaries are the entities power networks (electrical energy producers, consumers and prosumers), who will benefit from the application of dynamic transmission capacity management indirectly. The DTCMS will be an essential tool for efficient and flexible introduction of electrical energy from these sources into the network. The implementation of the DTCMS will also contribute the reduction of the costs of system restrictions on the balancing market, which should have a positive influence on the energy price on this market.

## 3. Line capacity limit determination algorithm

The purpose of the algorithm for determining the line capacity limit under forecast weather conditions is to specify cyclical, maximum/limit value of such current flowing in the power line as to prevent exceeding the wire temperature limit. The current or forecast capacity limit is determined in a quasi-static manner,



Photo 1. Photo of a logger on a 400 kV line wire [9]

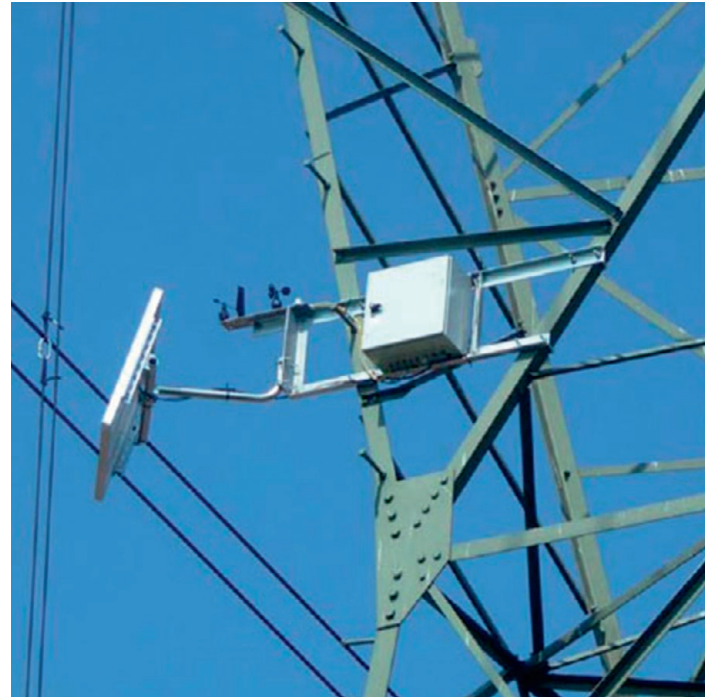


Photo 2. Photo of a base station on a 400 kV line pole [9]

based on the measurement values obtained from the system of sensors on the line or on the numerical weather forecast. If the maximum current is exceeded, the time is determined, after which wires will be heated to the critical temperature, resulting in the excess of the wire sag limit. To determine the current or forecast line capacity limit, power line data, i.e.: geographical coordinates of line poles (provided by the operators), characteristics of line wires (wire type, operating cross-section, number of bundles etc.), and measurement values (or forecasts) of weather parameters along the line route, acquired based on pole coordinates, i.e.: ambient air temperature, wind speed and direction, sun exposure, are required. Based on this data, the line capacity limit can be determined using thermal models of wires, as per IEEE [10], CIGRE [11, 12], and models developed under the GEKON project [9]. The weather forecast is obtained cyclically every 6 hours (according to the operation of the NCAA numerical atmospheric model) and a power line capacity limit determination algorithm is run. The algorithm, at set time intervals, executes the weather forecast database query procedure for each pole described with two geographical coordinates (longitude and latitude).

The weather forecast resolution is a 4 km sided square. The forecast time horizon is 60 hours. The line course diagram and the numerical weather forecast mesh are shown schematically in Fig. 1. The algorithm determines the permissible line load for each span defined by geographical coordinates of two adjacent poles and selects the most adverse weather conditions to determine wire cooling, i.e.:

- the maximum ambient air temperature
- the minimum wind speed
- the minimum winding angle in relation to the span axis, determined as a straight line between two poles and defined as

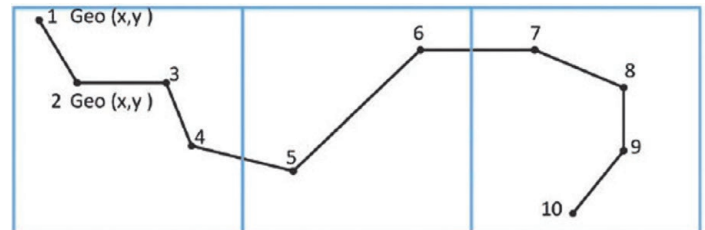


Fig. 1. Simplified geographical course of a power line and resolution of a numerical weather forecast model (mesh). The subsequent numbers of the poles are marked, for which weather forecasts are obtained.

the difference of angles between the line azimuth and wind azimuth (measured or forecast)

- maximum sun exposure.

Thus assumed measurement data, being the input parameters for thermal models, enable determining the current capacity limit for the metered line segment.

If capacity limits are forecast for the entire line, the algorithm creates the worst-case scenario of weather forecast for each section (span). The algorithm results in time courses of individual weather parameters, for which then the capacity limits of the individual spans forming the line are calculated. The forecast capacity limit of the entire line is determined by the single span with the lowest current load limit of all over the available weather forecast horizon. The algorithm run cyclically is coordinated with the numerical weather forecast and the SCADA dispatcher system. In Fig. 2 the flow diagram of the algorithm is shown and in Fig. 3 line capacity limits are determined. The analysis of Fig. 3 highlights that in August, in two cases, the line capacity limit was lower than assumed statically, amounting to 800 A in summer. In



the remainder of the analysed period, the dynamic capacity was significantly higher than the static capacity. The dynamic line capacity values, determined based on current measurements or forecasts of weather conditions, are used to update the system model used for optimisation.

#### 4. Power distribution control algorithm

The power system is a set of interconnected and cooperating equipment used to supply consumers with electrical energy (of proper quality). In the power system, electrical energy is generated, transmitted and distributed. The power is generated by generation sources, transmitted by transmission lines and distributed at the level of distribution networks. To ensure full cooperation, all rights and principles of operation of electrical circuits shall be observed. Other important issues are related to the safety, reliability, various economic criteria and control of the power system operation.

Under the project described in this paper, an application was developed to enable optimising power system operation. According to the assumptions, it can operate on an effective power network model, while the optimisation itself can be run

on the model of the entire network or its section. During the implementation of the project a section of the network of a transmission system operator and two distribution system operators were tested.

The optimisation task consists in finding the best, according to the criterion assumed, solution, while observing specific restrictions. To control power system operation, it is necessary to consider full network operating conditions with restrictions. It is necessary to know relevant data, such as the control vector  $\mathbf{s}$  (including the active power  $P_G$  and passive power  $Q_G$  generated in nodes) and the input vector  $\mathbf{w}$  (including the active power  $P_L$  and passive power  $Q_L$  received in nodes), used to determine the state vector  $\mathbf{x}$  (including node power and their angles). With these designations, the optimisation task can be formulated as follows:

- the objective function depends on the specifics of the problem, such control vector  $\mathbf{s}$  is searched for that will ensure the minimum – costs or power losses can be minimised
- $$F_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \rightarrow \min \quad (1)$$
- equality restrictions ensuring the compliance with the power balance for all network nodes and the maintenance of the

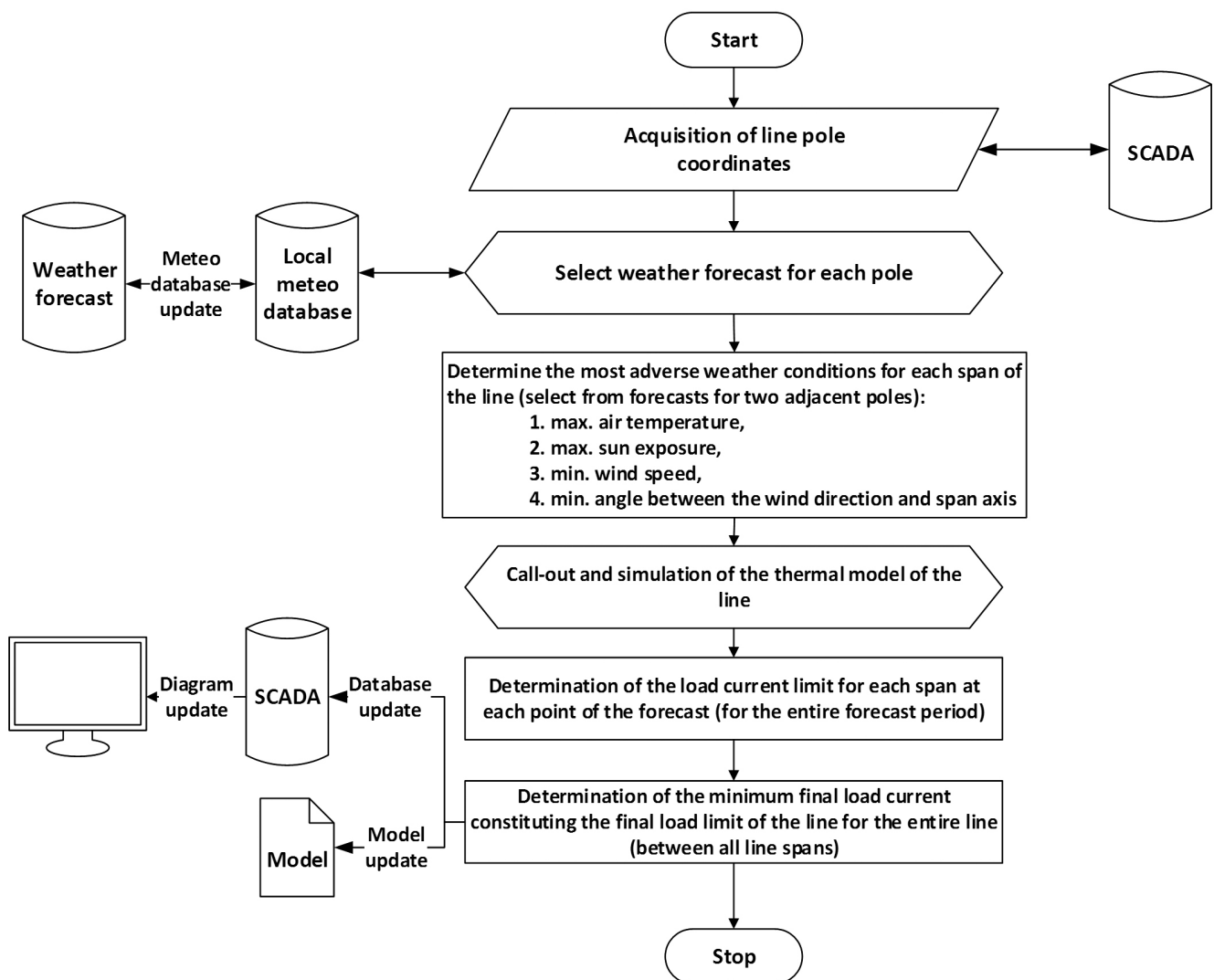


Fig. 2. Line capacity limit determination algorithm under forecast weather conditions

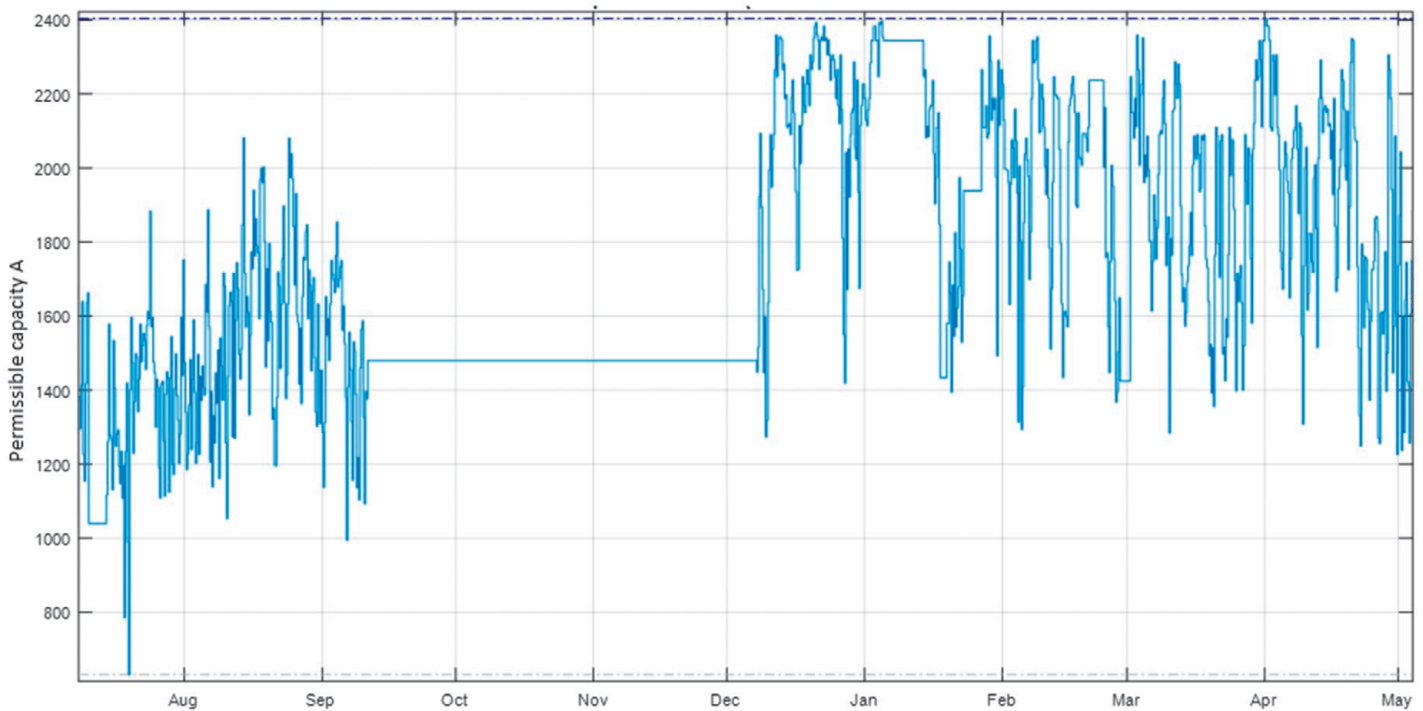


Fig. 3. Capacity limit course for a 220 kV line with AFLs-10 525 wires

specific level of balance of power exchange with adjacent areas

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (2)$$

- non-equality restrictions ensuring the maintenance of the component values of the state vector and control vector in the range specified by technical requirements, as well as the values being a function of components of the state vector (currents flowing through network branches) at levels below the capacity limit

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0} \quad (3)$$

In the project, objective function was assumed related to power generation at generation sources. The following restrictions were assumed:

- restrictions on branch throughput limits, current capacity limits for power lines and nominal power for transformers
- restrictions on active and passive source power limits
- restrictions on voltage limits at individual nodes of the network
- restrictions on the power balance and power exchange in adjacent areas.

To solve thus defined task, various optimisation methods can be used. These can be both classic and heuristic methods. Since the solution should be obtained in real mode, relatively quick methods should be used. One of these methods is linear programming. It is based on the linearisation of the power distribution task (direct current method) and the application of one of linear optimisation methods to solve the problem (e.g. the Simplex method). Its advantage is quick results, while the main disadvantage is relatively low precision resulting from the omission of component resistance, no direct inclusion of passive power distribution and the assumption that voltage values are identical at all nodes. Another noteworthy method

is the internal point method. It consists of two stages. At the first stage, non-equality restrictions are introduced into the objective function using the barrier function (e.g. logarithmic function). However, at the second stage, the optimum point is searched for using Newton's method. The basic assumption of this method is: an iterative approach to solving the problem, the permissible range cannot be empty, almost all iterations/activities should be within the permissible range. The optimisation module was developed in the MATLAB environment. The optimum node power values are obtained as a result of a relatively complex and long-lasting calculation process and preparatory activities. In general, the entire procedure begins by loading input data (the power network model) in the KDM format. Then, using suitable software, a file is generated with information on the network model, in a suitable format for further calculations. This file consists of several sections corresponding to the data on individual components. In addition to network data, two files are prepared with data on the monitored branches and sources subject to optimisation. The output is a text file with generator names and optimum active power values. The optimisation module operates according to the algorithm, of which the flow diagram is shown in Fig. 4.

The applied method of solving the analysed optimisation problem enables working with a full model of the National Power System. Optimisation calculations take a relatively short time. Of course, the larger the network, the longer the time required to obtain the solution, as the task becomes larger. However, in case of calculations on a full model of the National Power System, optimisation is sometimes ineffective. It is due to some branches in the model being overloaded in the initial state. Thus, it seems appropriate to reduce the model

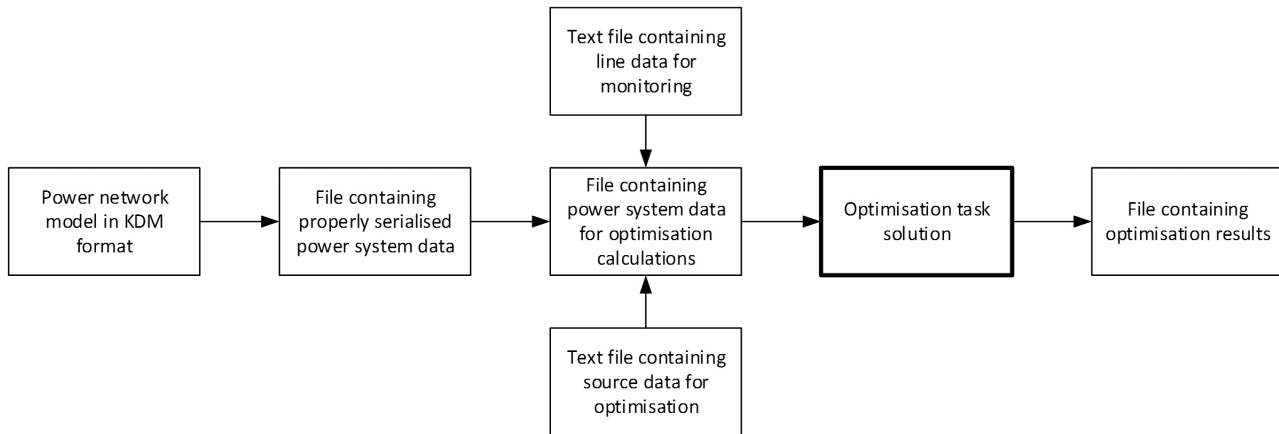


Fig. 4. Flow diagram of the optimisation module

to a smaller size. Ultimately, the model of the National Power system was subject to reduction consisting in cutting out the area to examine. This way the size of the optimisation task was significantly reduce and the network adjustment (conversion to the suitable format) and calculation times were significantly shortened.

### 5. Economic aspects of the DTCMS application

To evaluate the efficiency of DTCMS application, it is necessary to know the costs of installation and operation of the system and benefits of applying it. Although determining capital expenditure and operation costs causes no major problems, precise quantification of benefits is very difficult, in particular in the case of implementation of a new product.

Capital expenditure on the DTCMS installation for one customer can be calculated from the formula:

$$K_{SDZP} = n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + n_p \cdot K_{pg} + K_S \quad (4)$$

where:  $C_{SB}$  – base station price, PLN/pc,  $C_{RB}$  – logger price, PLN/pc.;  $K_{pg}$  – geodetic surveying cost, PLN/span;  $K_S$  – software installation cost, PLN/customer;  $n_p$  – number of metered spans, pc.;  $n_{SB}$  – number of base stations, pc.;  $n_{RB}$  – number of loggers, pc. An important component of the DTCMS installation costs is geodetic surveying – it accounts for 30% of the total cost.

To determine the impact of the number of base station locations on the unit costs of installation, unit costs of installation were calculated, assuming that one base station supports two adjacent sag sections of the line (which translates to the support of two spans), while each span is fitted with two loggers (to ensure measurement redundancy). Also, annual operation costs of the DTCMS depending on the number of locations. Calculations were made for a 10-year depreciation period, discount rate  $p = 8\%$  and operation costs coefficient  $k_{es} = 0.04$ . The energy consumed by the base station and the recorder is not included in the annual cost calculations. The costs of unreliability are also omitted because there will be no interruption in the power supply to the customers, and the costs of repairs of the system

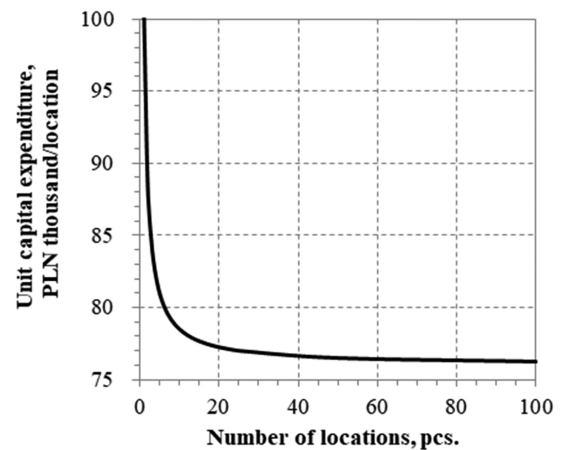


Fig. 5. Unit capital expenditure depending on the number of locations

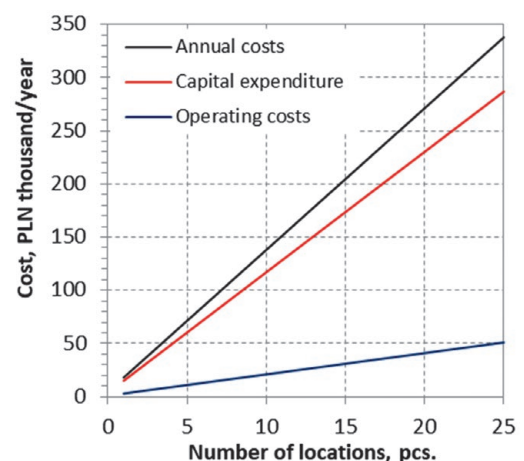


Fig. 6. Components of annual costs depending on the number of locations

components are included in the operating costs.. The dependency of unit costs of installation on the number of locations is shown in Fig. 5, while the dependency of individual annual cost components on the number of locations in Fig. 6.

Based on the analysis of Fig. 5, if the number of locations at one customer is higher than 5, the DTCMS installation costs fit within the range of PLN 76–80 thousand per location.

To evaluate the application profitability of the DTCMS, discounted costs of installation and 10-year operation of the system on four 110 kV overhead lines were calculated. Total discounted costs were calculated from the formula:

$$K_D = K_{SDZP} + (n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + K_S) \cdot k_{es} \cdot \sum_{t=1}^{N_a} (1 + p/100)^{-t} \tag{5}$$

where:  $N_a$  – analysis period, years.

Two metering variants have been considered: a) – metering of all tension sections, b) – metering of only selected sections. Furthermore, it was assumed that each base station supports two tension sections and each section is fitted with two loggers. These costs were compared to the capital expenditure on the modernisation of these lines to adjust them to higher operating temperature. Also, the time was calculated, after which the updated value of installation costs and 10-year operation equals the savings resulting from postponing line modernisation. The savings resulting from postponing line modernisation were calculated from the formula:

$$O = K_L \cdot [1 - (1 + p/100)^{-N_o}] \tag{6}$$

where:  $K_L$  – capital expenditure on line modernisation, PLN;  $N_o$  – line modernisation postponement period, years

Data on analysed lines and calculation results are presented in Tab. 2. For each line, the table shows length of the segment to be modernised, capital expenditure  $K_L$  on adjusting this segment to the temperature of +80°C and/or +60°C, number of sag sections, number of base stations  $n_{SB}$ , number of loggers  $n_{RB}$ , expenditure on the DTCMS, total discounted costs of the DTCMS for a 10-year period  $K_D$ , and the period  $N_o$  after which

the savings resulting from line modernisation postponement will be equal to the total discounted costs of the system. It follows from Tab. 2 that the capital expenditure on the DTCMS installation are 5 to 20 times lower than the expenditure on line adjustment to higher temperatures, while the line modernisation postponement period, after which savings from the postponement will be equal to total discounted costs of installation and 10-year operation of the DTCMS, is in the range of 1–4 years.

## 6. Conclusions

The DTCMS can be used both in the network operation process and in operation planning, e.g. for the purposes of the balancing market.

The use of the DTCMS by dispatchers responsible for network operation may contribute to improved supply continuity and prevent hazards resulting from wires approaching the ground or crossed objects.

The use of the DTCMS in the planning process can be an effective method of eliminating some system restrictions and thus to lower the costs of eliminating them on the balancing market.

The use of the DTCMS may also contribute to the postponement or prevention of expenditure on line adjustment to higher operating temperature. This applies in particular to lines designed with the wire temperature limits of +40°C and +60°C.

## REFERENCES

1. PN-E 05100-1:1998, Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami gołymi [Overhead power lines. Design and construction. Alternating current lines with bare conductors].
2. "Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania RB w 2013 roku", Raport RB 2013 [online] [Summary of quantitative data on balancing market operation in 2013, Balancing market report

Line	Length of metered segment	Variant		Number of			Capital expenditure on		10-year discounted DTCMS costs, $K_D$	Line modernisation postponement period, $N_o$
		line modernisation – adjust. to temp.	metering	sections	$n_{SB}$	$n_{RB}$	line modernisation, $K_L$	DTCMS installation, $K_{SDZP}$		
	[km]			[pcs.]	[pcs.]	[pcs.]	[PLN thousand]	[PLN thousand]	[PLN thousand]	[years]
I	38.4	+80°C	a)	27	14	54	16,931	1,060	1,250	1.00
II	20.5	+80°C	a)	14	7	28	2,689	557	658	3.64
	10.5		b)	7	4	14	2,689	300	356	1.85
III	13.4	+80°C	a)	9	5	18	1,927	376	446	3.42
	8.6	+80°C	b)	6	3	12	1,927	253	310	2.28
		+60°C					1,648			2.70
IV	18.7	+80°C	a)	13	7	26	2,918	528	624	3.13
	1,7 + 2,4	+80°C	b)	3	2	6	2,918	148	201	0.93
		+60°C					2,731			1.00

Tab. 2. Comparison of line modernisation and the DTCMS costs



- 2013], <http://www.pse.pl/index.php?did=1716#top> [access: 1/04/2017].
3. Kądziaława A., "Bilansowanie i ograniczenia systemowe w warunkach rynku konkurencyjnego" [Balancing and system restrictions under competitive market conditions], *Rynek Energii*, nr 5, 2002, pp. 2–7.
  4. Dino A., Ketley A., "Dynamic Transmission Line Rating. Technology Review", Hydro Tasmania Consulting, 30 July 2009, Report No 208478-CR-001.
  5. Babś A., Samotyjak T, Nagórski K., "Zwiększenie zdolności przesyłowych linii 110 kV Monitorowanie dopuszczalnego obciążenia" [Increasing the transmission capacity of 110 kV lines. Monitoring the load limit], *Energia Elektryczna*, February 2010, pp. 20–23.
  6. Staszewski Ł., Habrych M., "Zwiększenie możliwości przesyłowych napowietrznych linii elektroenergetycznych z zachowaniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa" [Increasing the transmission capacity of power lines, while maintaining the required safety level], *Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa*, No. 5(519), 2014.
  7. "Dynamic Circuit Thermal Line Rating", Strategic Energy Research Consultant Report, California Energy Commission, October 1990.
  8. CAT-1 system specification sheet [online], [https://www.nexans.us/eservice/US-en\\_US/fileLibrary/Download\\_540145282/US/files/valley%20group\\_CAT-1.pdf](https://www.nexans.us/eservice/US-en_US/fileLibrary/Download_540145282/US/files/valley%20group_CAT-1.pdf) [access: 21/05/2017]
  9. "Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych. Raport końcowy z realizacji Fazy B+R projektu SDZP w ramach Programu Gekon GEKON1/O2/214108/19/2014" [Dynamic management of power network transmission capacity using innovative measurement technologies. Final report on the implementation of R&D phase of the dynamic transmission capacity management project under the Gekon Programme, GEKON1/O2/214108/19/2014], Procesy Inwestycyjne sp. z o.o., Warszawa 2016.
  10. IEEE Standard for Calculating the Current – Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors IEEE Std 738-2012.
  11. CIGRE WG 22.12: The Thermal Behaviour Of Overhead Conductors, Section 1, 2: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Steady State and the Application Thereof.
  12. CIGRE WG 22.12: The Thermal Behaviour Of Overhead Conductors, Section 4: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Adiabatic State.

*This paper was written as part of implementation of the research project no. GEKON1/O2/214108/19/2014, implemented under the Gekon Programme.*

---

### **Waldemar Szpyra**

AGH University of Science and Technology

e-mail: [wszpyra@agh.edu.pl](mailto:wszpyra@agh.edu.pl)

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Mining and Metallurgy Electrical Engineering of AGH University of Science and Technology in Kraków (1975). Obtained his PhD at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics of the same University (1998). Now an assistant professor at the Department of Electrical and Power Engineering of his alma mater. His interests include network and network component modelling, operating condition estimation, and optimization of distribution grids, application of artificial intelligence methods in electric power engineering, and economic efficiency in the power system.

### **Piotr Kacejko**

Lublin University of Technology

e-mail: [p.kacejko@pollub.pl](mailto:p.kacejko@pollub.pl)

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of the Lublin University of Technology, employed there since 1979. Obtained his post-doctoral degree in 1999, at the Faculty of Electrical Engineering of the Warsaw University of Technology, professor since 2006. Conducts research on power system analysis. Author of several dozen scientific research papers in the field. At present, he investigates the issues of the impact of distributed generation sources on the power network.

### **Paweł Pijarski**

Lublin University of Technology

e-mail: [p.pijarski@pollub.pl](mailto:p.pijarski@pollub.pl)

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Computer Science of the Lublin University of Technology in 2004. Received his PhD in 2012. Since 2005, employed at the Lublin University of Technology. At present his research interests are related to investigating the impact of distributed generation sources on the operation of the power system, vulnerability of overhead power lines on generated power shifts in generation sources and the use of various optimisation methods.

### **Michał Wydra**

Lublin University of Technology

e-mail: [m.wydra@pollub.pl](mailto:m.wydra@pollub.pl)

Assistant professor at the Department of Electrical Grids and Protections of the Lublin University of Technology. Employed at the Faculty of Electrical Engineering and Computer Science since 2002. Received his PhD degree in 2008. Specialises in modelling the dynamics of generation units operating for the power system, estimation of state and dynamic line capacity.

---

### **Jarosław Kmak**

AGH University of Science and Technology

e-mail: jkmak7@wp.pl

Graduate of power engineering, speciality: power equipment, networks and systems, at the AGH University of Science and Technology in Kraków. Currently undertaking PhD studies at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Biomedical Engineering (AGH) in the discipline of Electrical Engineering. His research interests cover issues related to interference in power systems, possibilities of increasing line transmission capacity and dynamic capacity systems.

### **Wiesław Nowak**

AGH University of Science and Technology

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Graduate of the AGH University of Science and Technology. He received the degree of MSc Engineer (1988), then the degree of PhD (1995) and postdoctoral degree (2006) in the field of electrical engineering at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics, University of Science and Technology. Since 1987 he has been employed at the AGH University of Science and Technology, at present as extraordinary professor of the AGH. He specializes in power system engineering, and his main scientific interests are related to power network analysis.

### **Rafał Tarko**

AGH University of Science and Technology

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Received his Master's degree in electrical engineering, speciality: electrical engineering, at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics of AGH University of Science and Technology (2001). PhD obtained at the same faculty (2007). He has been working at the Department of Electrical and Power Engineering of the University of Science and Technology since 2001. His main research interests are related to the analysis of operational and electromagnetic stress related to transient states in power networks.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych

### Autorzy

Waldemar Szpyra  
Piotr Kacejko  
Paweł Pijarski  
Michał Wydra  
Jarosław Kmak  
Wiesław Nowak  
Rafał Tarko

### Słowa kluczowe

wpływ warunków atmosferycznych na obciążalność linii elektroenergetycznych, monitorowanie warunków pracy linii, sterowanie rozpięciem mocy w systemie, optymalizacja

### Streszczenie

W artykule omówiono wpływ obciążenia i warunków atmosferycznych na obciążalność elektroenergetycznych linii napowietrznych oraz metody wykorzystywane do wyznaczania dynamicznej obciążalności tych linii. Przedstawiono wybrane zagadnienia dotyczące systemu dynamicznego zarządzania przesyłem (SDZP), opracowanego w ramach projektu badawczo-rozwojowego GEKON, a w szczególności algorytm wyznaczania obciążalności linii w zależności od warunków atmosferycznych oraz algorytm sterowania rozpięciem mocy wykorzystywany, gdy obciążalność niektórych linii jest w danych warunkach niewystarczająca. Przedstawiono również aspekty ekonomiczne zastosowania SDZP.

Data wpływu do redakcji: 28.02.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 23.07.2018

### 1. Wstęp

Obciążalność napowietrznych linii elektroenergetycznych zależy m.in. od panujących na danym terenie warunków atmosferycznych. Warunki te mogą się zmieniać w szerokim zakresie zarówno w czasie, jak i przestrzeni. W praktyce często wykorzystuje się obciążalność statyczną (np. letnią oraz zimową), określoną dla ściśle ustalonych warunków pogodowych. Takie podejście może powodować jednak ograniczenie wykorzystania zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych, szczególnie zaprojektowanych na dopuszczalną temperaturę przewodów  $+40^{\circ}\text{C}$ . Obciążalność linii stanowi m.in. podstawę do optymalizacji pracy SEE i określania rozkładu generacji w systemie. Gdy obciążalność niektórych linii nie jest wystarczająca, konieczna jest zmiana rozkładu generacji mocy pomiędzy elektrownie. Powoduje to dodatkowe koszty na rynku bilansującym (koszty usuwania ograniczeń systemowych). Z powyższych względów dąży się do określania dynamicznej obciążalności przewodów linii elektroenergetycznych, w której wyznacza się zarówno obciążalność bieżącą (w danej chwili) na podstawie aktualnie panujących warunków atmosferycznych, jak i prognozowaną na podstawie prognozowanych warunków pogodowych. Do określenia obciążalności linii elektroenergetycznych stosuje się podejście statyczne lub dynamiczne. Pod pojęciem obciążalności statycznej rozumie się maksymalną wartość prądu, jaki może płynąć w linii zaprojektowanej na dopuszczalną temperaturę projektową przewodów, obliczoną przy ściśle określonych warunkach

atmosferycznych (temperatura otoczenia, nasłonecznienie oraz prędkość i kierunek wiatru). Podejście dynamiczne pozwala na określenie obciążalności prądowej linii przy aktualnie panujących warunkach atmosferycznych, bezpośrednio na podstawie pomiarów temperatury lub zwiśu przewodów bądź pośrednio w oparciu o pomiary temperatury otoczenia, nasłonecznienia oraz prędkości i kierunku wiatru. Warunki atmosferyczne, przyjmowane przy projektowaniu linii, są określane na podstawie uśrednionych wartości z wieloletnich obserwacji warunków atmosferycznych panujących na danym obszarze bądź zakłada się najgorsze możliwe warunki, tj. brak wiatru, maksymalną temperaturę otoczenia i maksymalne nasłonecznienie. W Polsce do określenia statycznej obciążalności przewodów przyjmuje się temperaturę otoczenia  $+30^{\circ}\text{C}$ , prędkość wiatru wiejącego prostopadłe do linii  $0,5\text{ m/s}$  i nasłonecznienie  $900\text{ W/m}^2$ . Do 1989 roku elektroenergetyczne linie przesyłowe były projektowane na temperaturę roboczą przewodów wynoszącą  $+40^{\circ}\text{C}$ . Norma [1] zalecała projektowanie linii na temperaturę przewodów  $+60^{\circ}\text{C}$ , przy czym decyzję o wyborze temperatury roboczej pozostawiano właścicielowi obiektu. Obecnie linie elektroenergetyczne są projektowane na dopuszczalną temperaturę roboczą  $+80^{\circ}\text{C}$ . W przypadku linii zaprojektowanych na temperaturę  $+40^{\circ}\text{C}$ , w niesprzyjających warunkach atmosferycznych, tj. przy temperaturze otoczenia powyżej  $+30^{\circ}\text{C}$ , dużym nasłonecznieniu i braku wiatru, temperatura przewodów może przekroczyć temperaturę projektową linii. W tych warunkach zwiś przewodów

może przekroczyć wartość dopuszczalną, a w konsekwencji spowodować zagrożenie bezpieczeństwa ludzi i urządzeń znajdujących się pod linią lub w jej pobliżu. Powoduje to konieczność ograniczania mocy przesyłanej takimi liniami, a nawet ich wyłączenia. Z drugiej strony ograniczanie obciążenia linii do obciążalności statycznej wynikającej z temperatury projektowej w bardziej sprzyjających warunkach atmosferycznych (niższa temperatura otoczenia, duża prędkość wiatru lub małe nasłonecznienie) prowadzi do niepełnego wykorzystania obciążalności linii. W efekcie, w obu przypadkach, rosną koszty zaopatrzenia w energię w związku z koniecznością usuwania ograniczeń systemowych. W 2013 roku koszty usuwania ograniczeń systemowych wyniosły 360 mln zł [2]. Według [3] koszty ograniczeń sieciowych stanowią ok. 85–90% kosztów ograniczeń systemowych i w znacznej części wynikają z niewystarczającej zdolności przesyłowej linii elektroenergetycznych. Środkiem zaradczym może być przebudowa linii, co również powoduje wzrost kosztów, a ponadto proces inwestycyjny ze względów formalnoprawnych często jest długi. W celu lepszego wykorzystania istniejących linii elektroenergetycznych stosuje się różne metody monitoringu.

### 2. Metody wyznaczania dynamicznej obciążalności linii napowietrznych

Metody wykorzystywane do określania obciążalności linii w aktualnie panujących warunkach atmosferycznych można podzielić na dwie zasadnicze grupy: bezpośrednie, w których podstawą jest pomiar temperatury, zwiśu lub napięgu przewodu,

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL

oraz pośrednie na podstawie monitoringu warunków atmosferycznych.

Najbardziej dokładną metodą bezpośrednią jest pomiar napięcia przewodu za pomocą czujników tensometrycznych, instalowanych pomiędzy izolatorem odciągowym a konstrukcją przewodu. Wykorzystuje się tu bezpośrednią zależność pomiędzy napięciem a zwiśm przewodu. Na podstawie napięcia można również określić średnią temperaturę przewodu. Dodatkową zaletą tej metody jest to, że nie występuje bezpośredni kontakt czujników z elementami znajdującymi się pod napięciem.

Pomiary zwiśm przewodów dokonuje się przy wykorzystaniu lasera, radaru, ultradźwięków, a nawet sygnałów GPS. Do pośredniego pomiaru zwiśm przewodu wykorzystuje się pomiar kąta nachylenia przewodu, na podstawie którego oblicza się krzywą zwiśm przewodu. Do określenia zwiśm przewodów wykorzystuje się również zjawisko tłumienia sygnałów wysokiej częstotliwości przesyłanych przewodem roboczym (na podstawie zależności tłumienia sygnału od średniej wysokości zawieszenia przewodów nad ziemią).

Do pomiaru temperatury przewodu wykorzystuje się czujniki zainstalowane na jego powierzchni lub przy wykorzystaniu włókien światłowodowych umieszczonych wewnątrz przewodu (wykorzystuje się tu efekt Ramana). Czujnik przymocowany na przewodzie mierzy temperaturę powierzchni przewodu, a z punktu widzenia określenia zwiśm istotna jest temperatura rdzenia, który jest odpowiedzialny za napięcie przewodu. Ponadto jest to również pomiar punktowy i wymaga zastosowania urządzeń do transmisji danych. Do pośredniego pomiaru temperatury przewodów wykorzystuje się czujniki podczerwieni lub replikę przewodu.

Dokładność różnych metod wykorzystywanych do określenia dynamicznej obciążalności linii zależy m.in. od prędkości wiatru i obciążenia linii. W tab. 1 zestawiono zalety i wady różnych metod monitorowania dynamicznej obciążalności linii [4].

W praktyce do monitorowania dynamicznej obciążalności linii buduje się systemy wykorzystujące jednocześnie dwie lub więcej z wymienionych metod. Często

systemy te, oprócz funkcji pomiarowych, wyposażone są w odpowiednie oprogramowanie, powiązane z systemami wspomagającymi pracę dyspozytorów oraz komórek zajmujących się planowaniem pracy sieci. Do najczęściej stosowanych obecnie rozwiązań należą systemy wykorzystujące stacje pogodowe do pomiaru warunków atmosferycznych oraz pomiar temperatury lub napięcia przewodów. Poniżej zostaną w skrócie omówione wybrane systemy monitorowania dynamicznej obciążalności linii.

### 2.1. System DOL

System do wyznaczania dynamicznej obciążalności linii (DOL), opracowany w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk, składa się ze stacji pogodowych (SP), mierników do pomiaru temperatury zewnętrznej przewodu i wartości prądu płynącego w przewodzie MTP oraz z serwera systemu [5, 6].

Stacja pogodowa jest wyposażona w:

- czujniki do pomiaru temperatury otoczenia, prędkości i kierunku wiatru oraz nasłonecznienia
  - modem GPRS do komunikacji z serwerem centralnym systemu DOL
  - modem radiowy, pracujący na częstotliwości 433,2 MHz, do komunikacji z miernikiem temperatury przewodu i prądu płynącego przewodem
  - baterie słoneczne, akumulator żelowy oraz przekształtnik do ładowania akumulatora.
- Miernik MTP jest zasilany przez pole elektromagnetyczne wytworzone przez prąd płynący w przewodzie, na którym jest on zainstalowany. Dane pomiarowe są rejestrowane w określonych odstępach czasu i udostępniane za pośrednictwem modemu GPRS zainstalowanego w stacji pogodowej. Na podstawie pomierzonych wielkości oprogramowanie zainstalowane na serwerze systemu DOL wyznacza dynamiczną obciążalność linii, wykorzystując do tego model cieplny przewodu.

Oprogramowanie systemu DOL realizuje następujące funkcje:

- komunikacja ze stacjami pogodowymi
- akwizycja danych i aktualizacja bazy danych pomiarowych oraz danych charakterystycznych linii

- obliczanie wielkości zwiśm i porównanie go z wartością dopuszczalną
- obliczanie dopuszczalnej obciążalności linii w aktualnych warunkach pogodowych oraz weryfikacja tych obliczeń na podstawie pomiarów temperatury przewodu
- współpraca z systemem dyspozytorskim w zakresie pobierania danych dotyczących aktualnego obciążenia linii oraz przekazywania obliczonej wartości dopuszczalnego obciążenia w istniejących warunkach pogodowych
- kontrola działania łączności GPRS.

### 2.2. System CAT-1

Pierwszy system monitorowania linii przesyłowych CAT-1, opracowany przez NEXANS COMPANY, został zainstalowany w Virginia Power w 1991 roku. Od tego czasu zainstalowano ponad 300 takich systemów w ponad 100 przedsiębiorstwach energetycznych na pięciu kontynentach [7, 8].

System CAT-1 jest wyposażony w dwa czujniki do pomiaru napięcia przewodów, montowane pomiędzy konstrukcją wsporcza a izolatorami odciągowymi sąsiednich sekcji naciągowych linii, czujnik do pomiaru temperatury otoczenia oraz czujnik do pomiaru promieniowania netto NRS (*Net Radiation Sensor*). Czujnik NRS mierzy temperaturę nieobciążonego przewodu (uwzględniając skutki promieniowania słonecznego, wiatru, absorpcyjności i emisyjności powierzchni oraz stałej cieplnej przewodu), co pozwala dokładnie określić dynamiczną obciążalność linii. Czujnik ten jest montowany na takiej samej wysokości jak przewód roboczy linii, a więc w takich samych warunkach jak przewód roboczy linii. Każdy system CAT-1 monitoruje jednocześnie dwie sąsiednie sekcje naciągowe linii. Dane pomiarowe są przesyłane do stacji bazowej, która może zbierać dane z czterech systemów CAT-1, a następnie do systemów EMS/SCADA operatora sieci.

### 2.3. System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi

System dynamicznego zarządzania przesyłem (SDZP) został opracowany w 2016 roku w ramach programu badawczego GEKON [9]. System jest przeznaczony

Metoda	Zalety	Wady
Pomiar warunków atmosferycznych (stacja pogodowa)	Łatwa do zastosowania Bardzo dobra dla linii o małej gęstości prądu (ok. 0,5 A/mm <sup>2</sup> )	Może wymagać intensywnej obsługi eksploatacyjnej Mała dokładność pomiaru przy małych prędkościach wiatru
Replika przewodu	Łatwa do zastosowania	Zmierzona temperatura przewodu może nie być reprezentatywna dla całej długości linii
Bezpośredni pomiar temperatury	Efektywnie zapobiega przekroczeniu dopuszczalnej temperatury przewodu	Zmierzona temperatura przewodu może nie być reprezentatywna dla całej długości linii
Pomiar napięcia	Bardzo dobra dla linii o dużej gęstości prądu (powyżej 1 A/mm <sup>2</sup> ) Duża dokładność w przypadku zastosowania w linii, w której występuje dużo sekcji naciągowych o podobnym napięciu przewodów	Może wymagać intensywnej obsługi eksploatacyjnej
Pomiar zwiśm przewodu	Bardzo dobra dla linii o dużej gęstości prądu (powyżej 1 A/mm <sup>2</sup> ) Duża dokładność w przypadku zastosowania w linii, w której występuje dużo sekcji odciągowych o podobnym napięciu przewodów	Wiatr może wpływać na wartość zwiśm przewodów
Metody kombinowane	Bezpieczne i dokładne	Wysokie koszty

Tab. 1. Zalety i wady różnych metod monitorowania dynamicznej obciążalności linii



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL

do wspomaganie operatorów sieci (OSP i OSD) w zakresie:

- określenia aktualnych (w danej chwili czasu) zdolności przesyłowych elektroenergetycznych linii napowietrznych 110 kV, 220 kV i 400 kV
- określenia zdolności przesyłowych poszczególnych linii napowietrznych (110 kV, 220 kV i 400 kV) w krótkim horyzoncie czasowym (na kilka najbliższych dni)
- możliwości niwelowania przeciążeń linii poprzez przełączenia, zmianę mocy generowanej przez źródła
- określenia zagrożeń mechanicznych dla linii ze strony szadzi i lodu na podstawie odczytów i prognoz
- tworzenia raportów ze zbieranych przez system danych.

W skład systemu wchodzi:

- stacja bazowa (SB) składająca się z koncentratora danych pomiarowych z rejestratorów badawczych, stacji pogodowej (pomiaru temperatury otoczenia, wilgotności względnej powietrza, nasłonecznienia, prędkości i kierunku wiatru), modułów komunikacji z rejestratorem oraz z serwerem, układu zasilania (akumulatory + moduł PV)
- rejestrator badawczy (RB) składający się z czujników do pomiaru prądu płynącego w przewodzie, temperatury i nachylenia przewodu względem poziomu, modułu komunikacji ze stacją bazową oraz akumulatora zasilanego przez przekładnik
- oprogramowanie.

Na fot. 1 pokazano rejestrator badawczy na przewodzie linii 400 kV Kozienice – Miłosna, a na fot. 2 stację bazową na słupie tej linii [9].

Beneficjentami systemu dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznej mogą być operatorzy sieci elektroenergetycznych (OSP i OSD) oraz podmioty korzystające z systemu elektroenergetycznego. Do podstawowych korzyści dla operatorów sieci wynikających z wykorzystania SDZP można zaliczyć:

- poprawę efektywności wykorzystania zdolności przesyłowych istniejących napowietrznych linii elektroenergetycznych WN i SN
- możliwość zwiększenia obciążalności linii bez konieczności rozbudowy infrastruktury sieciowej
- poprawę efektywności planowania rozwoju sieci WN i SN
- poprawę bezpieczeństwa energetycznego w zakresie prowadzenia ruchu w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)
- optymalizację harmonogramu prowadzenia prac remontowych i eksploatacyjnych w sieciach WN i NN
- kontrolę *online* warunków pracy źródeł wytwórczych, uwzględniając również poziomy dopuszczalnej generacji w elektrowniach wiatrowych
- kontrolę warunków rozwoju generacji rozproszonej, stanowiącą w przyszłości element systemu zarządzania pracą sieci typu Smart Grid
- wspomaganie zarządzania szeroko rozumianym ryzykiem w stanach krytycznych w pracy KSE
- ciągłą kontrolę zwiększonego obciążenia linii poprzez pomiar temperatury przewodu i wyznaczanie rzeczywistego zwiisu przewodu
- poprawę bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w otoczeniu linii elektroenergetycznych.

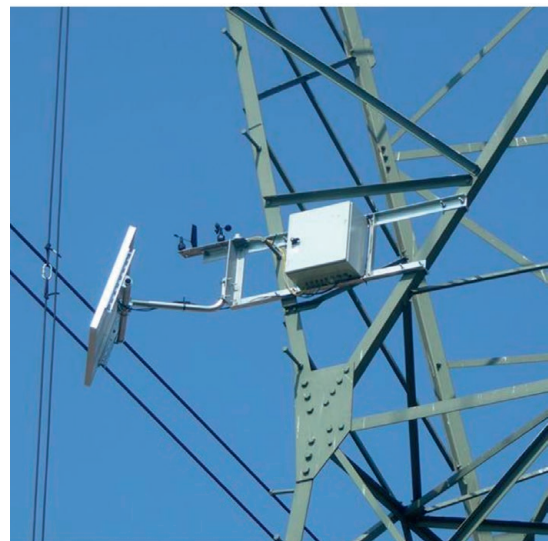
Drugą grupę beneficjentów stanowią podmioty korzystające z sieci elektroenergetycznych (wytwórcy energii elektrycznej, jej odbiorcy, a także prosumenci), którzy pośrednio odniosą korzyści z zastosowania SDZP. System SDZP będzie stanowił istotne narzędzie umożliwiające efektywne i bardziej elastyczne wprowadzenie do sieci energii elektrycznej pochodzącej z tych źródeł. Wdrożenie SDZP przyczyni się również do zmniejszenia kosztów ograniczeń systemowych na rynku bilansującym (RB), co powinno wpłynąć korzystnie na cenę energii na tym rynku.

### 3. Algorytm wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii (MW)

Algorytm wyznaczający dopuszczalne obciążenie linii w prognozowanych warunkach atmosferycznych ma za zadanie wyznaczać cyklicznie maksymalną/dopuszczalną wartość takiego prądu płynącego w linii elektroenergetycznej, aby nie została przekroczona dopuszczalna temperatura przewodów. Wyznaczanie aktualnej lub prognozowanej dopuszczalnej obciążalności wykonywane jest w formie quasi-statycznej na podstawie wartości pomiarowych uzyskiwanych z systemu czujników na linii bądź na podstawie numerycznej prognozy pogody. W sytuacji przekroczenia prądu maksymalną dopuszczalną jest czas, po którym przewody linii nagrzeją się do temperatury krytycznej, powodując przekroczenie dozwolonego zwiisu przewodów. W celu wyznaczenia aktualnej bądź prognozowanej dopuszczalnej obciążalności linii niezbędne są dane dotyczące linii elektroenergetycznych, tj. współrzędne geograficzne słupów linii (przekazane przez operatorów), charakterystyka przewodów linii (rodzaj przewodu, przekrój roboczy, liczba wiązek itp.) oraz wartości pomiarowe (lub prognozy) parametrów meteorologicznych wzdłuż trasy linii uzyskiwanych na podstawie współrzędnych słupów, tj.: temperatura powietrza atmosferycznego, prędkość i kierunek wiatru, nasłonecznienie. Na podstawie tych danych można wyznaczać dopuszczalną obciążalność linii z wykorzystaniem modeli cieplnych przewodów wg standardów IEEE [10], CIGRE [11, 12] oraz modeli opracowanych w ramach projektu GEKON [9]. Prognoza pogody jest uzyskiwana cyklicznie co 6 godzin (zgodnie z działaniem numerycznego modelu atmosfery NCAA) i uruchamiany jest algorytm wyznaczający dopuszczalną obciążalność linii elektroenergetycznej. Algorytm, co ustalony interwał czasu, dokonuje procedury zapytania bazy danych prognozy pogody dla każdego słupa opisanego dwoma współrzędnymi geograficznymi (długość



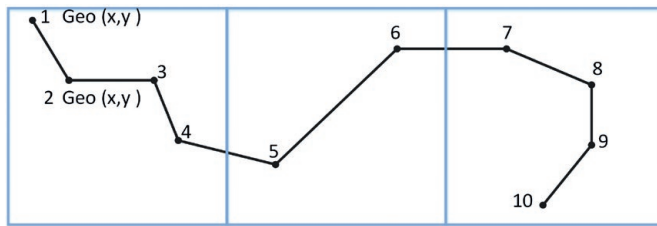
Fot. 1. Zdjęcie rejestratora badawczego na przewodzie linii 400 kV [9]



Fot. 2. Zdjęcie stacji bazowej na słupie linii 400 kV [9]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Uproszczony geograficzny przebieg linii elektroenergetycznej oraz rozdzielczość numerycznego modelu prognozy pogody (siatka). Zaznaczono kolejne numery słupów linii, dla których uzyskuje się prognozy warunków meteorologicznych

i szerokość geograficzna). Rozdzielczość prognozy pogody to kwadrat o boku 4 km. Horyzont czasowy prognozy to 60 godzin. Schemat przebiegu linii oraz siatka numerycznej prognozy pogody schematycznie została przedstawiona na rys. 1. Algorytm wyznacza dopuszczalne obciążenie linii dla każdego przęsła określonego przez współrzędne geograficzne dwóch sąsiednich słupów i wybiera dla danego przęsła najbardziej niekorzystne warunki meteorologiczne determinujące chłodzenie przewodu, tj.:

- maksymalną wartość temperatury powietrza atmosferycznego
- minimalną wartość prędkości wiatru
- minimalną wartość kąta natarcia wiatru w stosunku do osi przęsła wyznaczonego jako linia prosta pomiędzy dwoma słupami i określoną jako różnica kątów pomiędzy azymutem linii i azymutem wiatru (zmierzona lub prognozowana)
- maksymalną wartość nasłonecznienia.

Tak przyjęte dane pomiarowe, stanowiące parametry wejściowe do modeli cieplnych, pozwalają na wyznaczanie aktualnej dopuszczalnej obciążalności opomiarowanego odcinka linii.

W przypadku prognozowania dopuszczalnych obciążeń całej linii algorytm tworzy dla każdej sekcji (przęsła) najbardziej niekorzystny scenariusz prognozowanych warunków atmosferycznych. W wyniku działania algorytmu uzyskuje się przebiegi w czasie poszczególnych parametrów meteorologicznych, dla których następnie dokonuje się obliczeń dopuszczalnej obciążalności poszczególnych przęseł tworzących linię. O dopuszczalnym prognozowanym obciążeniu całej linii decyduje pojedyncze przęsło o najniższym ze wszystkich dopuszczalnym prądzie obciążenia w dostępnym horyzoncie prognozy meteorologicznej. Uruchamiany cyklicznie algorytm jest skoordynowany z numeryczną prognozą

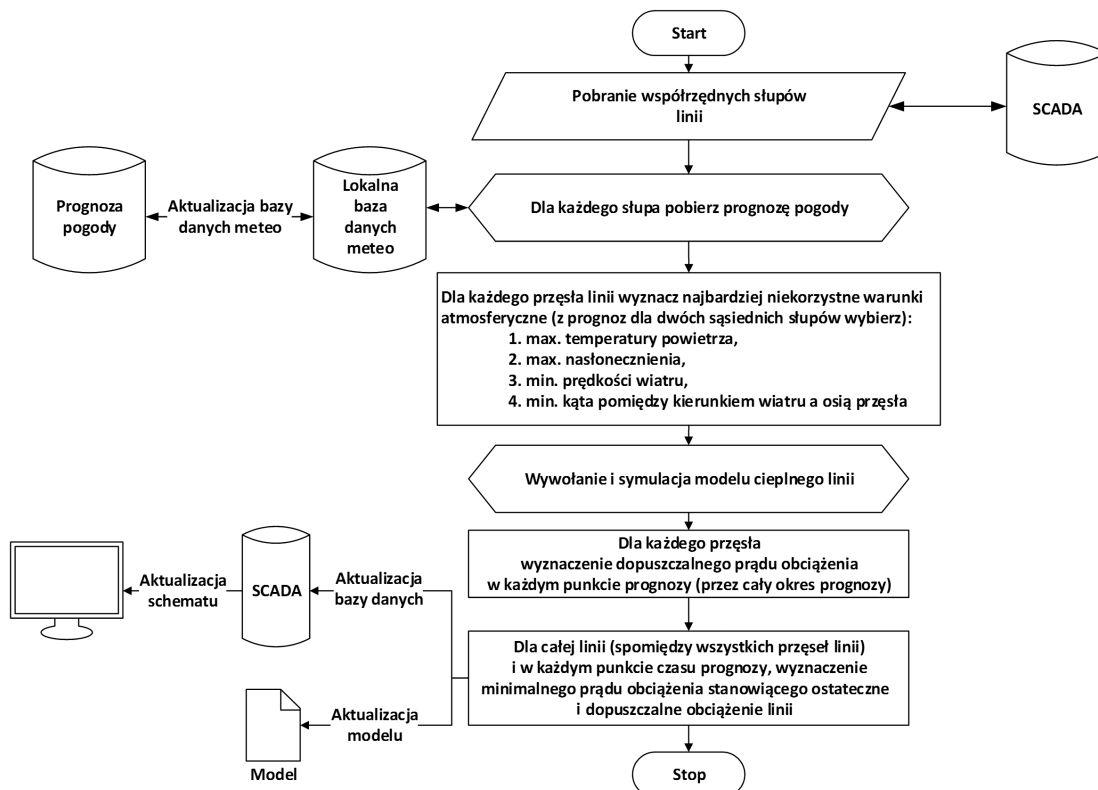
pogody i systemem dyspozytorskim SCADA. Na rys. 2 przedstawiono schemat blokowy algorytmu, a na rys. 3 wyznaczone wartości dopuszczalnych obciążeń linii.

Analiza rys. 3 pozwala zauważyć, że w sierpniu w dwóch przypadkach dopuszczalna obciążalność linii była niższa od przyjmowanej statycznie, wynoszącej w okresie letnim 800 A. W pozostałym analizowanym okresie obciążalność dynamiczna była znacznie wyższa od obciążalności statycznej.

Wartości dynamicznej obciążalności linii, wyznaczone na podstawie aktualnych pomiarów lub prognoz pogody, służą do aktualizacji modelu systemu wykorzystywanego do optymalizacji.

#### 4. Algorytm sterowania rozpięciem mocy

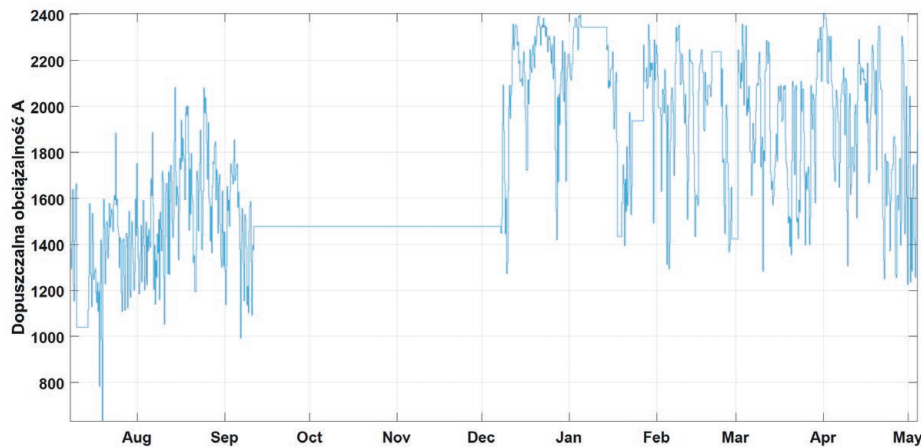
System elektroenergetyczny stanowi zespół urządzeń powiązanych ze sobą i współpracujących w celu dostarczania odbiorcom energii elektrycznej (o odpowiedniej jakości). W systemie elektroenergetycznym następuje wytwarzanie, przesył i rozdział energii elektrycznej. Za wytwarzanie energii odpowiadają źródła wytwórcze, za przesył linie przesyłowe, natomiast rozdział energii odbywa się na poziomie sieci rozdzielczych. Chcąc, aby zachodziła pełna współpraca, muszą być zachowane wszelkie prawa i reguły dotyczące funkcjonowania obwodów elektrycznych. Ważne są również zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa, niezawodności, różnych kryteriów ekonomicznych oraz sterowania pracą systemu elektroenergetycznego.



Rys. 2. Algorytm wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii w prognozowanych warunkach atmosferycznych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Przebieg dopuszczalnej obciążalności linii 220 kV z przewodami AFLs-10 525

W ramach opisywanego w niniejszym artykule projektu stworzono aplikację pozwalającą optymalizować pracę systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z założeniami może ona pracować na rzeczywistym modelu sieci elektroenergetycznej, natomiast sama optymalizacja – na modelu całej sieci bądź jej fragmentcie. W trakcie realizacji projektu badano fragment sieci operatora systemu przesyłowego i dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego.

Zadanie optymalizacyjne polega na znalezieniu najlepszego, z punktu widzenia przyjętego kryterium, rozwiązania przy jednoczesnym spełnieniu określonych ograniczeń. Chcąc sterować pracą SEE, należy uwzględnić pełne warunki pracy sieci wraz z ograniczeniami. Konieczna jest znajomość odpowiednich danych, takich jak wektor sterowań  $s$  (zawierający moce czynne  $P_G$  i bierne  $Q_G$  generowane w węzłach) oraz wektor wymuszeń  $w$  (zawierający moce czynne  $P_L$  i bierne  $Q_L$  odbierane w węzłach), służących do wyznaczenia wektora stanu  $x$  (zawierającego napięcia węzłowe i ich kąty). Przy takich oznaczeniach zadanie optymalizacyjne może być sformułowane w następujący sposób:

- funkcja celu zależy od specyfiki problemu, poszukuje się takiego wektora sterowań  $s$ , który zapewni jej minimum – minimalizowane mogą być np. koszty albo straty mocy

$$F_c(x, w, s) \rightarrow \min \quad (1)$$

- ograniczenia równościowe zapewniające spełnienie bilansu mocy dla wszystkich węzłów sieci oraz utrzymanie na określonym poziomie bilansu wymiany mocy z obszarami sąsiednimi

$$g(x, w, s) = 0 \quad (2)$$

- ograniczenia nierównościowe zapewniające utrzymanie wartości elementów wektora stanu oraz wektora sterowań w zakresie określonym przez wymagania techniczne, jak też wielkości będących funkcją elementów wektora stanu (prądów płynących poprzez gałęzie sieci) na poziomach mniejszych od obciążalności dopuszczalnej

$$h(x, w, s) \geq 0 \quad (3)$$

W projekcie za funkcję celu przyjęto funkcję kosztów związaną z generacją mocy w źródłach wytwórczych. Jako ograniczenia przyjęto:

- ograniczenia dopuszczalnych przepustowości gałęzi, dopuszczalnych obciążalności prądowych w przypadku linii elektroenergetycznych oraz mocy znamionowych w przypadku transformatorów
- ograniczenia związane z dopuszczalnymi wartościami mocy czynnych i biernych źródeł
- ograniczenia związane z dopuszczalnymi wartościami napięć w poszczególnych węzłach sieci
- ograniczenia związane z bilansem mocy oraz wymianą mocy z obszarami sąsiednimi.

Do rozwiązania tak postawionego zadania mogą być użyte różne metody optymalizacyjne. Mogą to być zarówno metody klasyczne, jak i heurystyczne. Ponieważ rozwiązanie powinno być uzyskiwane w trybie rzeczywistym, dlatego należy zastosować metody stosunkowo szybkie. Jedną z nich jest metoda programowania liniowego. Opiera się ona na linearyzacji zadania rozptyłów mocy (metoda stałoprądowa) i zastosowaniu jednej z metod optymalizacji liniowej do rozwiązania zagadnienia (np. metoda Simplex). Jej zaletą jest szybkość uzyskiwania wyników, natomiast podstawową wadą stosunkowo małą dokładnością wynikającą z pominięcia rezystancji elementów, braku bezpośredniego uwzględniania rozptyłów mocy biernej oraz przyjęcie założenia, że wartości napięć w każdym węzle są takie same. Inną, godną uwagi, jest metoda punktu wewnętrznego. Składa się ona z dwóch etapów. W pierwszym z nich następuje włączenie do funkcji celu ograniczeń nierównościowych z wykorzystaniem funkcji barierowej (np. funkcja logarymiczna). Natomiast w drugim poszukuje się punktu optymalnego przy wykorzystaniu metody Newtona. Podstawowym założeniem metody jest: iteracyjne podejście do rozwiązania problemu, obszar dopuszczalny nie może być pusty, prawie wszystkie

iteracje/działania powinny znajdować się wewnątrz dopuszczalnego obszaru.

Moduł optymalizacyjny wykonany został w środowisku programu MATLAB. Uzyskanie optymalnych wartości mocy węzłowych jest wynikiem stosunkowo złożonego i długotrwałego procesu obliczeniowego i czynności przygotowawczych.

Ogólnie rzecz biorąc, cała procedura rozpoczyna się od wczytania danych wejściowych (modelu sieci elektroenergetycznej) w formacie KDM, a następnie, za pomocą odpowiedniego programu, wygenerowanie pliku zawierającego informacje o modelu sieci w formacie dostosowanym do dalszych obliczeń. Plik ten składa się z kilku sekcji odpowiadających danym poszczególnych elementów.

Oprócz danych sieciowych przygotowane są również dwa pliki z danymi gałęzi monitorowanych oraz źródeł podlegających optymalizacji.

Elementem wyjściowym jest plik tekstowy zawierający nazwy generatorów i wartości optymalnych mocy czynnych. Moduł optymalizacyjny pracuje według algorytmu, którego schemat blokowy przedstawiono na rys. 4.

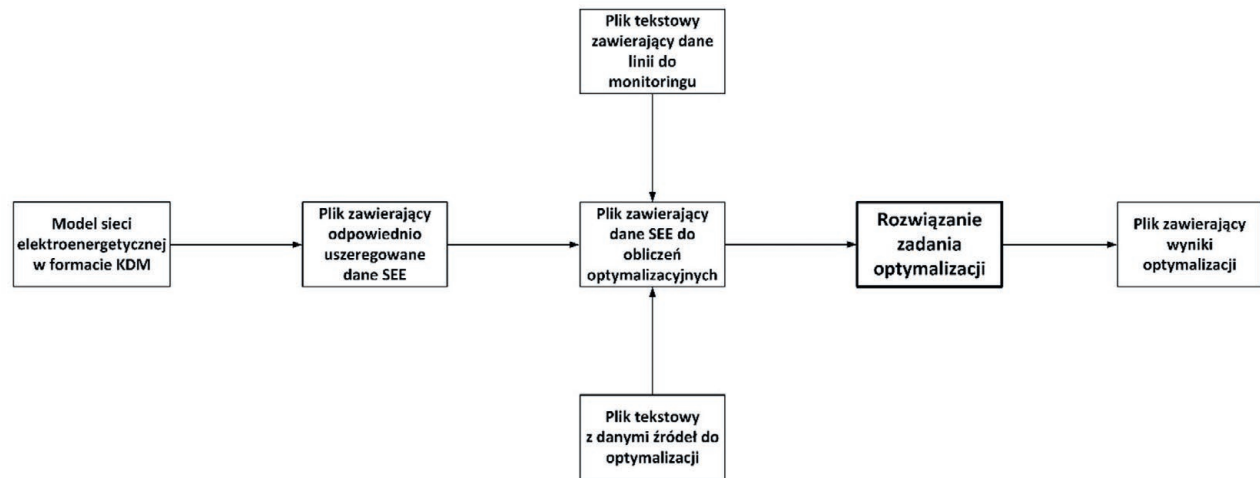
Zastosowana metodyka rozwiązania analizowanego zagadnienia optymalizacyjnego pozwala na pracę z pełnym modelem sieci Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Obliczenia optymalizacyjne trwają stosunkowo krótko. Oczywiście im większa sieć, tym czas uzyskania rozwiązania, ze względu na rosnący wymiar zadania, jest dłuższy.

Jednak w przypadku obliczeń na pełnym modelu sieci KSE zdarza się, że optymalizacja nie jest skuteczna. Jest to spowodowane tym, że niektóre gałęzie w modelu są przeciążone już w stanie początkowym. Dlatego redukcja modelu do odpowiednio mniejszych rozmiarów wydaje się odpowiednim zabiegiem. Docelowo model sieci KSE został poddany operacji redukcji polegającej na wycięciu badanego obszaru. W ten sposób wymiar zadania optymalizacyjnego został znacznie zmniejszony, a czas dostosowania sieci (konwersja do odpowiedniego formatu) i obliczeń znacznie skrócono.

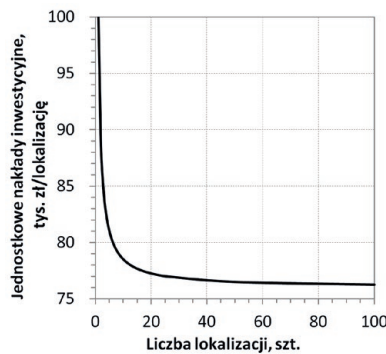


This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

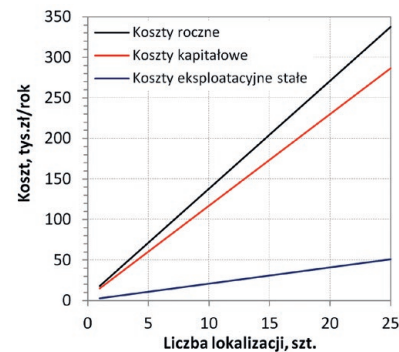
PL



Rys. 4. Schemat blokowy modułu optymalizującego



Rys. 5. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w zależności od liczby lokalizacji



Rys. 6. Składniki kosztów rocznych w zależności od liczby lokalizacji

## 5. Aspekty ekonomiczne zastosowania SDZP

Dla oceny efektywności zastosowania SDZP konieczna jest znajomość nakładów na instalację i kosztów eksploatacji systemu oraz wymiernych korzyści wynikających z jego zastosowania. O ile określenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji nie nastręcza większych problemów, to dokładne określenie korzyści jest bardzo trudne, zwłaszcza w sytuacji wdrażania nowego produktu.

Nakłady inwestycyjne na instalację SZDP dla jednego klienta można obliczyć z zależności:

$$K_{SDZP} = n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + n_p \cdot K_{pg} + K_S \quad (4)$$

gdzie:  $C_{SB}$  – cena stacji bazowej, zł/szt.,  $C_{RB}$  – cena rejestratora, zł/szt.;  $K_{pg}$  – koszt pomiarów geodezyjnych, zł/przęsło;  $K_S$  – koszt instalacji software, zł/klienta;  $n_p$  – liczba przęseł opomiarowanych, szt.;  $n_{SB}$  – liczba stacji bazowych, szt.;  $n_{RB}$  – liczba rejestratorów, szt.

Istotnym składnikiem nakładów na instalację systemu SDZP są pomiary geodezyjne – stanowią one ok. 30% całkowitych kosztów.

Dla określenia wpływu liczby lokalizacji stacji bazowych na jednostkowe koszty instalacji wykonano obliczenia jednostkowych kosztów instalacji przy założeniu, że jedna stacja bazowa obsługuje dwie sąsiednie sekcje naciągowe linii (co jest równoznaczne z obsługą dwóch przęseł), przy czym w każdym przęśle są zainstalowane dwa rejestratory (dla zapewnienia redundancji pomiarów). Obliczono też koszty roczne eksploatacji systemu SDZP w zależności od liczby lokalizacji. Obliczenia wykonano dla 10-letniego okresu wycofania kapitału, stopy dyskontowej  $p = 8\%$  i współczynnika kosztów eksploatacyjnych stałych  $k_{es} = 0,04$ . W obliczeniach kosztów rocznych pominięto koszty energii zużywaną przez system (stacja bazowa jest zasilana przez moduł PV, a pobór energii przez rejestrator jest pomijalny), pominięto też koszty zawodności (sieć WN i NN pracuje w układzie zamkniętym, zatem nie wystąpią przerwy w zasilaniu odbiorców, a koszty napraw elementów systemu mieszczą się w kosztach eksploatacyjnych). Zależność jednostkowych kosztów instalacji od liczby lokalizacji pokazano na rys. 5, a zależność poszczególnych składników kosztów rocznych od liczby lokalizacji na rys. 6. Z analizy rys. 5 wynika, że przy większej od 5 liczbie lokalizacji u jednego klienta koszty

instalacji SDZP mieszczą się w przedziale 76–80 tys. zł/lokalizację.

Dla oceny opłacalności zastosowania SDZP obliczono zdyskontowane koszty instalacji i 10-letniej eksploatacji tego systemu w 4 liniach napowietrznych 110 kV. Sumę zdyskontowanych kosztów obliczono z zależności:

$$K_D = K_{SDZP} + (n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + K_S) \cdot k_{es} \cdot \sum_{t=1}^{N_a} (1+p/100)^{-t} \quad (5)$$

gdzie:  $N_a$  – okres analizy, lata.

Założono dwa warianty opomiarowania: a) – opomiarowanie wszystkich sekcji naciagowych, b) – opomiarowanie tylko wybranych sekcji. Ponadto założono, że każda stacja bazowa obsługuje dwie sekcje naciągowe, a w każdej sekcji zainstalowane są dwa rejestratory. Koszty te porównano z nakładami inwestycyjnymi na modernizację tych linii w celu ich dostosowania do wyższej temperatury pracy. Obliczono również okres, po którym wartość zaktualizowana kosztów instalacji i 10-letniej eksploatacji zrówna się z oszczędnościami wynikającymi z odroczenia modernizacji linii. Oszczędności wynikające z odroczenia modernizacji linii obliczono z zależności:



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Linia	Długość opomiarowanego odcinka	Wariant		Liczba			Nakłady inwestycyjne na		Zaktualizowane koszty SDZP za okres 10 lat, $K_D$	Okres odroczenia modernizacji linii, $N_o$
		modernizacji linii – dostos. do temp.	opomiarowania	sekcji naciągowych	$n_{SB}$	$n_{RB}$	modernizację linii $K_L$	instalację systemu SDZP, $K_{SDZP}$		
	[km]			[szt.]	[szt.]	[szt.]	[tys. zł]	[tys. zł]	[tys. zł]	[lata]
I	38,4	+80°C	a)	27	14	54	16 931	1 060	1 250	1,00
II	20,5	+80°C	a)	14	7	28	2 689	557	658	3,64
	10,5		b)	7	4	14	2 689	300	356	1,85
III	13,4	+80°C	a)	9	5	18	1 927	376	446	3,42
	8,6	+80°C	b)	6	3	12	1 927	253	310	2,28
		+60°C					1 648			2,70
IV	18,7	+80°C	a)	13	7	26	2 918	528	624	3,13
	1,7 + 2,4	+80°C	b)	3	2	6	2 918	148	201	0,93
		+60°C					2 731			1,00

Tab. 2. Porównanie kosztów modernizacji linii z kosztami systemu SDZP

$$O = K_L \cdot \left[ 1 - (1 + p/100)^{-N_o} \right] \quad (6)$$

gdzie:  $K_L$  – nakłady inwestycyjne na modernizację linii, zł;  $N_o$  – okres odroczenia modernizacji linii, lata

Dane dotyczące analizowanych linii oraz wyniki obliczeń zestawiono w tab. 2. W tablicy dla każdej linii podano długość odcinka wymagającego modernizacji, nakłady inwestycyjne  $K_L$  na dostosowanie tego odcinka do temperatury +80°C i/lub +60°C, liczbę sekcji naciągowych, liczbę stacji bazowych  $n_{SB}$ , liczbę rejestratorów badawczych  $n_{RB}$ , nakłady na instalację SDZP, sumę zdyskontowanych kosztów systemu SDZP za okres 10 lat  $K_D$ , oraz okres  $N_o$ , po którym oszczędności wynikające z odroczenia modernizacji linii zrównają się z sumą zdyskontowanych kosztów systemu. Z tab. 2 wynika, że nakłady inwestycyjne na instalację systemu SDZP są od 5- do 20-krotnie mniejsze od nakładów na dostosowanie linii do wyższej temperatury, a okres odroczenia modernizacji linii, po którym oszczędności z odroczenia zrównają się z sumą zdyskontowanych kosztów instalacji i 10-letniej eksploatacji systemu SDZP, mieści się w przedziale 1–4 lata.

## 6. Podsumowanie

System SDZP może być wykorzystany zarówno w procesie prowadzenia ruchu sieci, jak i w procesie planowania jej pracy, np. na potrzeby rynku bilansującego. Wykorzystanie SDZP przez dyspozytorów prowadzących ruch sieci może przyczynić się do poprawy ciągłości zasilania oraz uniknięcia zagrożeń wynikających ze zbliżenia się przewodów do ziemi lub krzyżowanych obiektów.

Zastosowanie systemu SDZP w procesie planowania może być skutecznym sposobem na wyeliminowanie części ograniczeń systemowych, a tym samym obniżenie kosztów ich usuwania na rynku bilansującym. Wykorzystanie SDZP może się również przyczynić do odsunięcia w czasie lub uniknięcia nakładów na dostosowanie linii do wyższej temperatury pracy. Dotyczy to w szczególności linii zaprojektowanych na dopuszczalną temperaturę przewodów +40°C i +60°C.

## Bibliografia

1. PN-E 05100-1:1998, Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami gołymi.
2. Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania RB w 2013 roku, Raport RB 2013 [online], <http://www.pse.pl/index.php?did=1716#top> [dostęp: 1.04.2017].
3. Kądziaława A., Bilansowanie i ograniczenia systemowe w warunkach rynku konkurencyjnego, *Rynek Energii* 2002, nr 5, s. 2–7.
4. Dino A., Ketley A., Dynamic Transmission Line Rating. Technology Review, Hydro Tasmania Consulting, 30 July 2009, Report No 208478-CR-001.
5. Babś A., Samotyjak T., Nagórski K., Zwiększenie zdolności przesyłowych linii 110 kV. Monitorowanie dopuszczalnego obciążenia, *Energia Elektryczna*, luty 2010, s. 20–23.
6. Staszewski Ł., Habrych M., Zwiększenie możliwości przesyłowych napowietrznych linii elektroenergetycznych z zachowaniem wymaganego

poziomu bezpieczeństwa, *Mechanizacja i Automatykacja Górnictwa* 2014, nr 5(519).

7. Dynamic Circuit Thermal Line Rating, Strategic Energy Research Consultant Report, California Energy Commission, October 1990.
8. Karta katalogowa systemu CAT-1 [online], [https://www.nexans.us/eservice/US-en\\_US/fileLibrary/Download\\_540145282/US/files/valley%20group\\_CAT-1.pdf](https://www.nexans.us/eservice/US-en_US/fileLibrary/Download_540145282/US/files/valley%20group_CAT-1.pdf) [dostęp: 21.05.2017].
9. Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych. Raport końcowy z realizacji Fazy B+R projektu SDZP w ramach Programu Gekon GEKON1/O2/214108/19/2014, Procesy Inwestycyjne sp. z o.o., Warszawa 2016.
10. IEEE Standard for Calculating the Current – Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors IEEE Std 738-2012.
11. CIGRE WG 22.12: The Thermal Behaviour Of Overhead Conductors, Section 1, 2: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Steady State and the Application Thereof.
12. CIGRE WG 22.12: The Thermal Behaviour Of Overhead Conductors, Section 4: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Adiabatic State.

Artykuł powstał w wyniku realizacji projektu badawczego nr GEKON1/O2/214108/19/2014 zrealizowanego w ramach Programu Gekon.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL

### **Waldemar Szpyra**

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inż. elektryka zdobył na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975). Stopień doktora na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH w Krakowie (1998). Obecnie jest adiunktem w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem sieci i jej elementów, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz efektywnością ekonomiczną w elektroenergetyce.

### **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 w 2006 roku. 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.

### **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 badaniem wpływu rozproszonego łokowania źródeł wytwórczych na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w źródłach wytwórczych oraz zastosowaniem różnych metod optymalizacji

### **Michał Wydra**

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: m.wydra@pollub.pl

Adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Od 2002 roku jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Informatyki. Stopień doktora uzyskał w 2008 roku. Specjalizuje się w modelowaniu dynamiki jednostek wytwórczych pracujących na potrzeby systemu elektroenergetycznego, estymacji stanu oraz dynamicznej obciążalności linii.

### **Jarosław Kmak**

mgr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: jkmak7@wp.pl

Absolwent kierunku energetyka, specjalność urządzenia, sieci i systemy elektroenergetyczne, w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obecnie uczestniczy w studiach doktoranckich na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej (AGH) w dyscyplinie elektrotechnika. Jego zainteresowania obejmują zagadnienia związane z zakłóceniami w systemach elektroenergetycznych, możliwościami zwiększania zdolności przesyłowej linii, systemami obciążalności dynamicznej.

### **Wiesław Nowak**

dr hab. inż., prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej. Tytuł zawodowy mgr. inż. (1988), a następnie stopnie naukowe doktora (1995) oraz doktora habilitowanego (2006) w zakresie elektrotechniki uzyskał na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1987 roku jest zatrudniony w Akademii Górniczo-Hutniczej, obecnie jako profesor nadzwyczajny AGH. Jego specjalnością naukową jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy sieci elektroenergetycznych.

### **Rafał Tarko**

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka, ukończył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale (2007). Od 2001 roku pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w sieciach elektroenergetycznych.