

Multi-Criteria Phase Sequence Optimization in Selected the Highest-Voltage Power Lines Using the Evolutionary Algorithm

Authors

Jacek Wasilewski
 Paweł Kubek

Keywords

evolutionary algorithms, voltage asymmetry, phase sequence optimization, transmission systems, multi-criteria optimization

Abstract

The article presents a model and results of multi-criteria phase sequence optimization for selected LV line strings in the Polish National Power System, in the context of minimizing the voltage and current asymmetry coefficients. The objective function, decision variables, task parameters, and state variables are characterized in detail. Criteria such as the capital expenditure necessary for line symmetrisation interlacing and voltage asymmetry coefficients were considered. The evolutionary algorithm was used to solve the optimization model presented above. To prioritize the criteria under consideration, the multi-criteria quasi-lexicographic approach was applied. The results are analysed in detail, as well as the input data uncertainty impact on the results.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019206

Received by editor: 16.08.2019

Received in revised form: 07.08.2019

Accepted: 16.08.2019

Available online: 30.10.2019

1. Introduction

A feature of modern power systems is the constant change of their operating conditions, resulting from the behaviour of electricity consumers, and changes in the states, configurations, and structure of generation and transmission equipment. The main task of developing, managing and controlling the operation of a power system is to meet the energy needs of consumers in terms of the electricity supply quantity and quality alike. To supply a final recipient with electricity of appropriate quality parameters, it is necessary to maintain its quality in the generation, transmission, and distribution processes.

Electricity quality is identified by many parameters related to the voltage and its frequency. One of the energy quality parameters subjected to control is voltage asymmetry [1, 2].

A system is considered unsymmetrical if the voltages or currents are not offset against each other by 120° or when their RMS values are not equal. In real power systems, there is no perfect voltage and current symmetry. The task of ensuring symmetry is not exceeding certain parameters describing the deviation from the symmetrical system.

Voltage and current asymmetry in transmission systems result from different intrinsic and mutual impedances of individual phases, which is due to a specific arrangement of phase

conductors (current circuits) on the line's supporting structures. As a result of magnetic interactions, each phase conductor of each circuit affects the other phase conductors and lightning conductors.

One of the basic documents concerning the power system is the *Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on detailed conditions for the operation of the power system* (J. of L. 2007, No. 93, item 623). This regulation specifies the permissible contents of the negative symmetrical voltage component during each week at 95% of the sets of 10-minute average RMS. For units in the first and second connection group (HV and LV), this content should not exceed 1% of the positive component [3]. The document, which extends the provisions of Regulation [3] for HV and LV grids, is standard [4] introduced by the national transmission system operator (TSO). According to standard [4], the negative component content in 400 kV, 220 kV, and 110 kV grids should not exceed 1%. In exceptional cases, the maximum negative component share of 2% may be allowed. The exceptional cases should be understood as grid systems other than normal (repair conditions, emergency conditions resulting in e.g. switching off a double-circuit line). Standard [4] is the only one that refers to the permissible negative asymmetry of currents in HV and LV grids. According to this standard, the content of the

negative symmetrical current component should not exceed 10% of the maximum permissible line rated current or 3.5% of the maximum permissible overload. According to this standard, the content of the negative symmetrical current component should not exceed 10% of the maximum permissible line rated current or 3.5% of the maximum permissible overload.

2. Problem description and general assumptions

The analysis aimed to optimize the phase arrangements (sequences) for selected designed LV line strings, in the context of minimizing voltage and current asymmetry.

The subject of the analysis is the National Transmission System in its development process until 2025 [5]. The phase sequence had to be set for selected planned line capex projects or the need to interlace had to be decided, in the context of maintaining the permissible voltage and current asymmetry coefficients. These are the following line strings:

- two-circuit 400 kV line: Baczyzna Systemowa – Krajnik – project in progress (2020)
- two-circuit 400 kV line: Mikułowa – Pasikurowice (with one circuit's cut-in to Czarna substation) – project in progress (2020)
- two-circuit 400 kV line: Piła Krzewina – Plewiska – project in progress (2020)
- two-circuit 400 kV line: Jasiniec – Pątnów – project in progress (2018)

- two-circuit 400 kV line: Mikułowa – Świebodzice – project under pre-development (2022)
- two-circuit 400 kV line: Baczyzna Systemowa – Plewiska – project under pre-development (2022)
- one-circuit/two-circuit 400 kV Siedlce – Narew and 400 kV Koźnice - Stanisławów, and Siedlce – Stanisławów – project partly under pre-development (2020), partly in progress
- two-circuit 400 kV line: Piła Krzewina – Dunowo (with one circuit's cut-in to the Żydowo Kierzkowo substation) – project under pre-development (2022)
- two-circuit 400 kV line: Ostrołęka – Stanisławów (with one circuit's cut-in to the Wyszków substation) – project under pre-development (2022).

In the above list, the planned line commissioning year is specified in brackets. This year results from the agreement between the transmission system operator (TSO) and the project contractor (projects in progress) or from the transmission grid development plan if the line is under pre-development. It is assumed that only the phase arrangement is selected for a line, for which the contract with the contractor has already been signed. Thus, the interlacing of phase conductors is not allowed. In a line planned for the construction, both options, i.e. interlacing and the appropriate phase sequence selection are considered. Some of the 400 kV lines listed contain circuits operating temporarily at 220 kV.

Based on the above list of line capex projects and the years of their commissioning, a three-stage National Power System development process is considered: stage 2018, stage 2020,

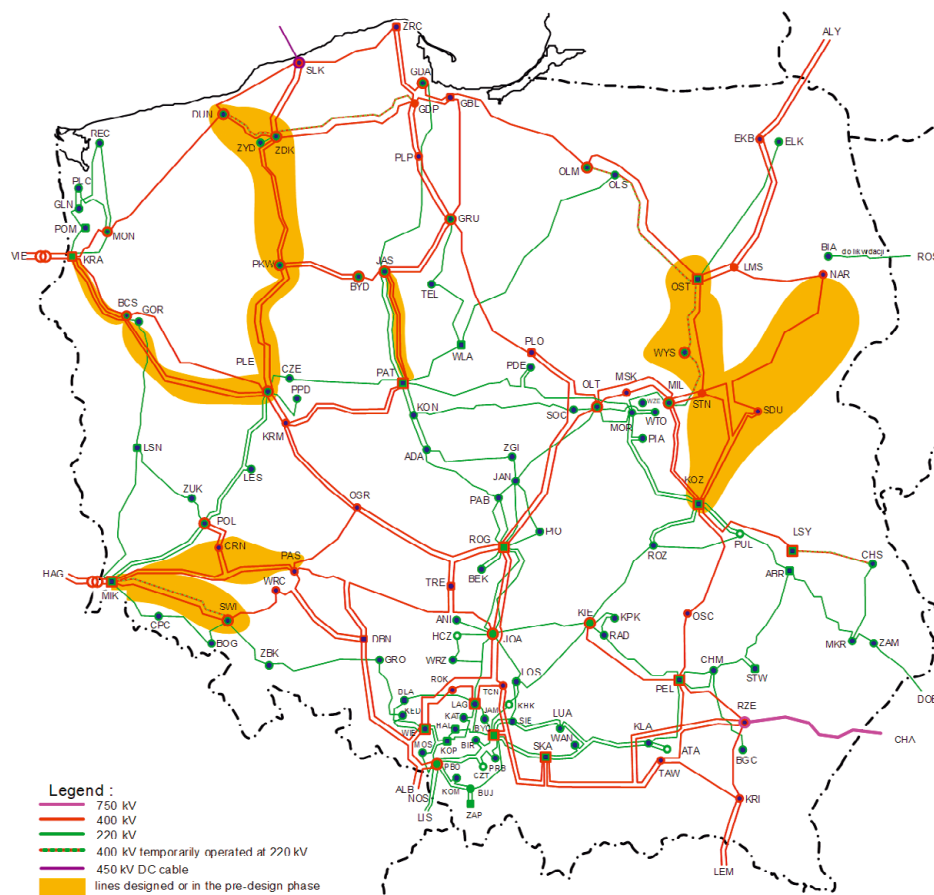


Fig. 1. Diagram of the analysed transmission grid layout – stage 2022

stage 2022. Fig. 1 presents a diagram of the analysed transmission grid layout in stage 2022.

The analysis was based on the National Power System flow models at each development stage in winter, at peak load, and at the minimum wind farm output. The models illustrate the largest flows in the analysed transmission lines, which determines the most adverse voltage and current asymmetry conditions.

To minimize the duration of the power flow task solution in phase coordinates, it was decided to reduce the National Power System grid model to an equivalent containing the designed lines and their grid environment.

The models of LV lines and their phase system were developed based on design data of the lines (constructed, planned for construction and existing), as well as the phase and lightning conductors.

The LV lines being elements of the modelled grid environment, and with short lengths, had been mapped as symmetrical elements (models for the positive component taken from the flow models).

For newly built lines, for which no design parameters had been determined so far, the following assumptions were adopted:

- uniform section on E33 series poles and their derivatives
- share of – 50/50%
- 408-AL1F/34-UHST phase conductors
- OPGW-2S 2/24 (M121 / R70-110) lightning conductors, equivalent to AFL-1,7 95
- soil resistivity 300 Ωm.

It is reported in [6] that a change in the phase conductor or lightning conductor types does not significantly affect the voltage and current asymmetry coefficients. No significant impact was reported also after a change in the soil resistivity and a change in the share of straight-line and strain poles [6]. On the other hand, the share of forest pole in the line is moderately significant, i.e. the relative asymmetry coefficient may decrease or increase to approx. 20% for forest and barrel designs, respectively [6]. This was considered in the discussion of the resulting phase arrangement selection for the analysed 400 kV double-circuit lines.

Assuming that in the National Power System the phase arrangements in lines coming to a node compensate for voltage asymmetry, mapping a line’s grid environment asymmetry boils down to the consideration of the grid’s all branch elements having a common node with the designed line. If new lines are located relatively close to each other (connected by at most two branches connected in series), then a common grid environment can be identified around all designed lines. The range of the grid environment area for the 2020 development stage is shown in Fig. 2.

3. Optimization model formulation

The problem of phase arrangement selection in LV grids was described as an optimization task with the following elements:

- decision variables: interlacing or no interlacing of phase conductors along the line route in specific cycles, and

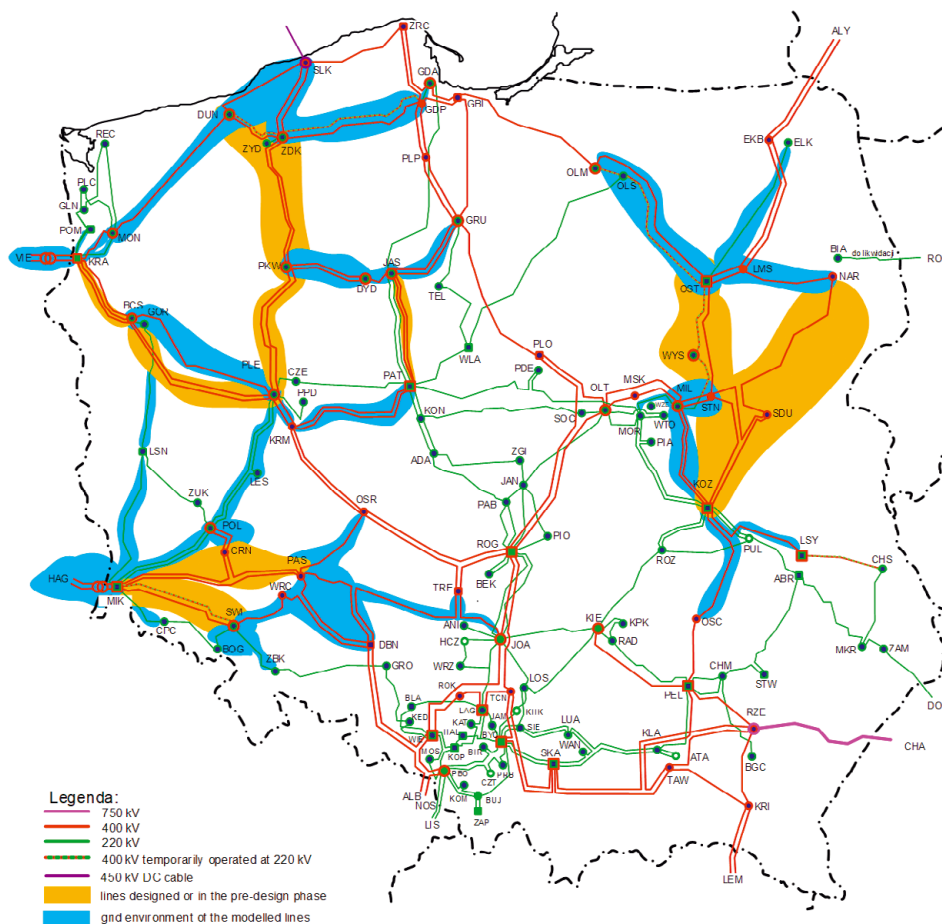


Fig. 2. Diagram of the analysed transmission system’s grid environment – stage 2022 [6]

assigning individual phase conductors to specific locations on the end heads of overhead line poles

- task parameters: geometry of line supports, the geometry of phase (bundle) and lightning conductors, line length, symmetrical phase voltages, symmetrical phase currents, grid environment parameters, and topology and configuration
- state variables: unsymmetrical voltages and phase currents, currents in lightning conductors, electromagnetic field distribution around the LV line.

A variant with multiple line projects, built in multiple stages is considered, and thus the phase arrangement is optimized simultaneously for multiple lines in multiple stages of the National Power System development.

Let T be the considered period in the LV grid development process with two-year intervals. In other words, it is a set of the years in which the lines' commissioning is scheduled. In the analysed variant, this set is $T = \{2018, 2020, 2022\}$. With reference to set T , a set of lines is defined as $\mathcal{B} = \{\mathcal{B}_t\}$, where $t \in T$. So therefore:

- \mathcal{B}_{2018} {JAS-PAT}
- \mathcal{B}_{2020} {JAS-PAT, PKW-PLE, BCS-KRA, MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ}
- \mathcal{B}_{2022} {JAS-PAT, PKW-PLE, BCS-KRA, MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ, PKW-ZDK-DUN, BSC-PLE, MIK-SWI, STN-WYS-OST}.

Due to the more complex structures of lines MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ, PKW-ZDK-DUN and STN-WYS-OST, these lines are subsets of their fragments the geometries of which can be modelled.

Let $m_i = (m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6)_i$ mean a set of decision variables regarding the places of entering phase conductors on the end pole of i -th line, where $i \in \mathcal{B}$. At the same time, the type of interlacing applied (or lack thereof) is considered in each of the lines, i.e. ξ_i .

The following set of objectives is considered:

- capital expenditure necessary for interlacing – this expenditure for each line is incurred once, so the total cost is added after the lines, i.e. $f_K = \sum_{i \in \mathcal{B}} K_i$, where $K_i = \{0, 1, 2, 3\}$
- voltage asymmetry – $f_{\alpha U} = \sum_{i \in \mathcal{H}_U} \alpha_{U2\%,i}^2$, where \mathcal{H}_U is a set of the considered power system nodes in which voltage vectors in phase coordinates are determined. Set \mathcal{H}_U includes time category, therefore $\mathcal{H}_U = \{\mathcal{H}_{U,t}\}$, where $t \in T$, and therefore some nodes will occur in the objective function of coefficient α_U more than once if they last in the considered LV grid development process for more than one stage thereof.

Formally, the task's optimization model can be formulated as follows:

$$\min_{\substack{\{m_i\} \in \mathcal{L}^{|\mathcal{B}|}, \\ \{\xi_i\} \in \{0, 1, 2, 3\}^{|\mathcal{B}|}}} [f_K(\{\xi_i\}), f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, Y)]^T \quad (1)$$

according to the order:

$$(\min f_K(\{\xi_i\}), \min f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, Y)) \quad (2)$$

subject to inequality constraints:

$$\alpha_{U2\%,i} \leq 1\%, \forall_{i \in \mathcal{H}_U} \text{ and the normal system} \quad (3)$$

$$\alpha_{U2\%,i} \leq 2\%, \forall_{i \in \mathcal{H}_U} \text{ and a system other than normal} \quad (4)$$

$$\alpha_{I2\%,i} \leq 10\%, \forall_{i \in \mathcal{H}_I} \quad (5)$$

$$\alpha_{I0\%,i} \leq 10\%, \forall_{i \in \mathcal{H}_I} \quad (6)$$

$$\max_{x \in \{-35,35\}} E_i(x, y) \leq 1,0 \text{ V/m}, \forall_{i \in \mathcal{B}} \text{ and } y = 2 \text{ m} \quad (7)$$

$$\max_{x \in \{-35,35\}} H_i(x, y) \leq 60 \text{ A/m}, \forall_{i \in \mathcal{B}} \text{ and } y = 2 \text{ m} \quad (8)$$

subject to equality constraints:

$$E_i(x, y) = f_{E_i}(\Delta, \mathcal{E}, Y), \forall_{i \in \mathcal{B}} \quad (9)$$

$$H_i(x, y) = f_{H_i}(\Delta, \mathcal{E}, Y), \forall_{i \in \mathcal{B}} \quad (10)$$

and:

- set of voltage/power equations in the admittance form solved by the task of power flow in the analysed grid
- earth return circuit model of power line (relations between the line geometry and admittance matrix elements)
- voltage and current asymmetry coefficients determined from the following formula:

$$\alpha_{U2\%} = \frac{U_2}{U_1} 100\% \quad (11)$$

$$\alpha_{I2\%} = \frac{I_2}{I_{dd}} 100\% \quad (12)$$

The following notations have been used in relations (1–12): f_K – objective function of capital expenditure for interlacing, $f_{\alpha U}$ – objective function of voltage asymmetry coefficient, f_{E_i} – two-dimensional distribution of the electric component of the electromagnetic field, f_{H_i} – two-dimensional distribution of the magnetic component of the electromagnetic field, \mathcal{H}_I – set of the National Power System nodes, in which current vectors are determined in phase coordinates, Δ – set of decision variables in the task, \mathcal{E} – set of task parameters, Y – set of state variables in the task, U_1 – positive voltage component, U_2 – negative voltage component, I_2 – negative current component, I_{dd} – long-term line load capacity.

To solve the above optimization model, the evolutionary algorithm was used, the operating principle of which was presented in the widely available literature, e.g. [7, 8].

Assuming two-criteria optimization and a pre-set order of objectives, the quasi-lexicographic approach was applied, solving the task in stages, the number of which equals the number of criteria in the pre-set order of priorities set [9].

Let $\mathcal{F} \subset \{\mathcal{L} \times \{0,1,2,3\}\}^{|\mathcal{B}|}$ mean a set of solutions acceptable for all constraints (\mathcal{L} – set of pre-allowed phase arrangements' combination). In the following steps, single-criteria problems are resolved using the following procedure [7]:

1. Let $\Delta_K^0 \in \mathcal{F}$ be the optimal solution to the problem

$$\begin{cases} f_K(\Delta) \rightarrow \min \\ \Delta \in \mathcal{F} \\ \text{with constraints } =, < \end{cases} \quad (13)$$

and $f_K^0 = f_K(\Delta_K^0)$;

2. The problem is solved in the form of:

$$\begin{cases} f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, \mathcal{Y}) \rightarrow \min \\ \Delta \in \mathcal{F} \\ \text{with constraints } =, < \\ f_K(\Delta) = f_K^0 \end{cases} \quad (14)$$

and let $\Delta_{\alpha U}^0 \in \mathcal{F}$ be the optimal solution to the above problem and $f_{\alpha U}^0 = f_{\alpha U}(\Delta_{\alpha U}^0)$.

To consider inequality constraints in the evolutionary algorithm, a penalty function was applied, i.e. punishment of unacceptable solutions [10]. Then the optimization task is reduced to an attempt to solve the problem without constraints in the set of acceptable solutions, using a modified adaptation function (for each partial task):

$$eval(\Delta) = \begin{cases} f(\Delta) & \text{if } \Delta \in \mathcal{F} \\ f(\Delta) + pen(\Delta) & \text{otherwise} \end{cases} \quad (15)$$

where: $pen(\Delta)$ is the penalty function and equals zero if no constraints are violated or a positive value (for the minimization problem) when constraints are violated. It was assumed that the penalty function is based on the normalized distance (in a square) of the solution from the permissible area. In the analysed example, penalties will be imposed only on inequality constraints. Equality constraints will always be ensured because each time the set of equations for the admittance or power/node model (power flow) is solved, and the electromagnetic field distribution are solved.

Taking into account all considered sections of two-circuit lines built and planned for construction, the evolutionary algorithm's individual is a 22-element vector with integer values in the range of 0 to 5.

The evolutionary algorithm from Python DEAP library was used in the calculations, which was coupled with the equivalent National Power System flow models in DlgSILENT PowerFactory [11, 12].

The following algorithm parameters were obtained in the evolutionary algorithm tuning process, taking into account the acceptable time of its operation: number of generations: 40, number of individuals in one generation: 20, probability of individuals crossover: 0.3, probability of individuals mutation: 0,05, scaling method: deterministic, selection method: linear. The optimization time was about 25 minutes (Intel® Core™ i5-7200 CPU).

4. Results and observations

Fig. 3 and 4 present the resulting schematic diagrams of selected two line capex projects. The diagrams show the resulting phase arrangements, adopting a specific viewing direction, and the corresponding voltage asymmetry coefficients and the National Power System development stage (2018, 2020, 2022). Colours in the figures refer to the rated grid voltages: red – 400 kV, green – 220 kV, blue – 110 kV.

The resulting phase arrangements, determined as optimal, allow obtaining the asymmetry coefficient below 0.3% (with admissible value 1%). These coefficients depend primarily on the phase arrangements of existing lines. Almost all lines in Baczyna Systemowa are subject to optimization, so the voltage asymmetry coefficient in this node (400 kV switching substation) is ca. 0.04%. Further, the effect of short-circuit power (electrical proximity of power plants being the sources of symmetrical voltage)

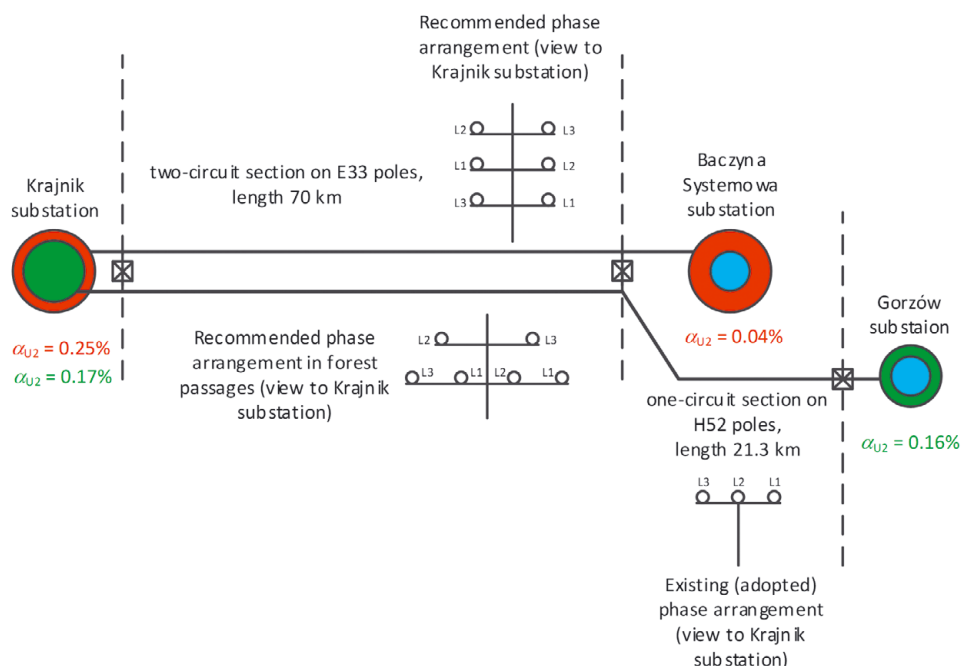


Fig. 3. Schematic diagram of the 400 kV two-circuit line Baczyna Systemowa – Krajnik with the recommended phase arrangement

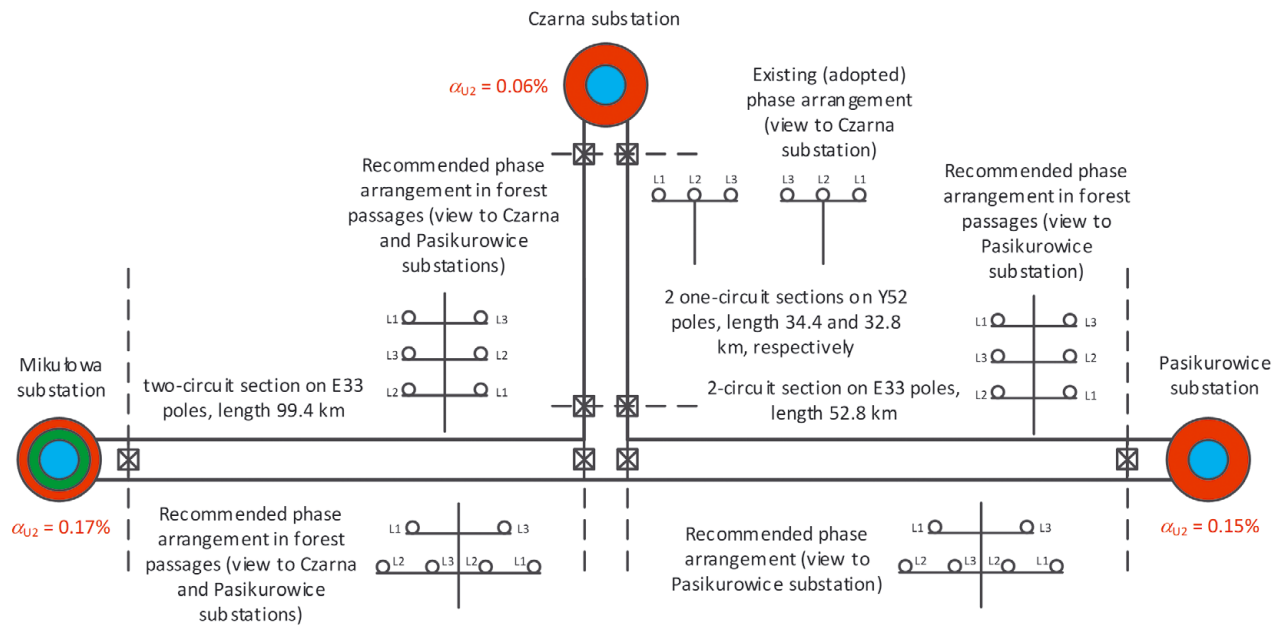


Fig. 4. Schematic diagram of the 400 kV two-circuit line Mikułowa – Pasikurowice (with one circuit's cut-in to Czarna substation) – project in progress

on voltage asymmetry can be assumed, which can be observed as the low voltage asymmetry coefficients in power plant substations: Krajnik, Mikułowa, Pałnów, Ostrołęka.

It should be noted that all decision variables ξ_i equal zero, which means that no line requires interlacing under the analysed operating conditions (in N and N-1 operating conditions alike).

The sources of data uncertainty were analysed in the context of their impact on the asymmetry coefficients. Some of them [6] are discussed below:

- Barrel poles in the line – the maximum impact of a significant change in the share of barrel poles on the voltage asymmetry coefficient was estimated at 20% (with the load equal to long-term load capacity). Such a situation may occur in the area where the construction of 400 kV two-circuit line Piła Krzewina – Dunowo (with cut-in to Żydowo Kierzkowo substation) is planned: The voltage asymmetry coefficient in the N and N-1 states is about 0.3%, which means that with barrel poles applied this coefficient should not exceed 0.4%. This factor does not affect the optimal phase arrangement selection
- Forest poles in the line – the impact of a significant change in the share of barrel poles on the voltage asymmetry coefficient was also estimated at up to 20% (with a load equal to long-term load capacity), the effect is positive (opposite to barrel poles). This factor does not affect the optimal phase arrangement selection
- Line length – lengths from available line design concept documents and some flow models were adopted, the voltage asymmetry coefficients change approximately linearly with the change in line length. Thus, assuming e.g. 20% increase in the length of a two-circuit line (with typical loads up to 1000 A), about 20% increase in the voltage asymmetry coefficient is obtained. This observation does not apply to one-circuit/two-circuit lines, in particular, the lines in Narew, Siedlce Ujrzanów,

Stanisławów, and Koziencice substations. In this situation, the sensitivity is similar but concerns changes in the proportion of one-circuit and two-circuit lines while maintaining the line length.

5. Summary

The simulation approach to voltage and current asymmetry analysis of ensures an individual and comprehensive approach to the global optimization of the phase arrangement in the LV lines planned for construction, in particular when considering line capex projects in the National Power System development process (multiple lines in multiple stages – dynamic optimization). The simulation method ensures consideration of complex line structures (both planned and existing ones), significant close-ups with other lines and various grid configurations.

Optimization calculations were carried out in stages, consisting in such a selection of phase arrangements in the LV lines analysed (including possible interlaces) that minimises the contractual capital expenditure necessary for interlacing and the voltage asymmetry coefficients, while meeting the assumed technical constraints. The optimization results indicate that there is no need for interlacing in any of the lines considered.

Calculations concerning asymmetry analysis in LV lines were carried out in conditions of uncertainty, which makes it necessary to take into account its margin when making decisions regarding the imposition of specific phase arrangements and possible interlaces. Important factors affecting the asymmetry coefficients are parameters of the lines under optimization, as well as parameters of the lines planned for construction, which constitute the grid environment of the analysed system.

REFERENCES

1. Robak S., Wasilewski J., Analiza asymetrii napięć i prądów w układzie sieci elektroenergetycznego połączenia Polska – Litwa [Analysis of voltage and current asymmetry in the Poland-Lithuania interconnection], *Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej*, No. XXIII [topical volume], 2012, pp. 61–65.
 2. Robak S., Pawlicki A., Pawlicki B., Asymetria napięć i prądów w elektroenergetycznych układach przesyłowych [Voltage and current asymmetry in power transmission systems], *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 90, No. 7, 2014.
 3. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions of the power system operation (Journal of Laws No. 93, item 623)
 4. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna: Krajowy System Elektroenergetyczny [Standard Functional Specification] Code No. PSE-SF. KSE1/2015, PSE SA, Warsaw, Nov. 2015
 5. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, uzgodniony z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki [Development plan for meeting current and future electricity demand for 2016–2025, agreed with the President of the Energy Regulatory Office], letter DRE-4310-35(17)/2015/2016/ŁM of January 15, 2016.
 6. Wasilewski J., Kubek P., Analiza asymetrii napięć i prądów w układach sieci NN. Etap I: Badania metodologiczne w zakresie analizy asymetrii projektowanych linii elektroenergetycznych [Analysis of voltage and current asymmetry in LV systems. Stage I: Methodological study of asymmetry analysis of designed power lines], PSE Innowacje sp. z o.o. Warsaw, April 2017 [research work for PSE SA, unpublished].
 7. Fogel D.B., *Evolutionary Computing: The Fossil Record*, IEEE Press, Piscataway, NJ, 1998.
 8. Goldberg D.E., *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania* [Genetic algorithms and their applications], WNT, Warsaw 1995
 9. Deb K., *Multi-objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, Wiley, 2001
 10. Słowik A., Właściwości i zastosowania algorytmów ewolucyjnych w optymalizacji [Properties and applications of evolutionary algorithms in optimization], *Metody Informatyki Stosowanej*, No. 2, Vol. 12, 2007, pp. 143–163.
 11. The PowerFactory 2016, User's Manual.
 12. Fortin F.A. et al., DEAP: Evolutionary algorithms made easy, *Journal of Machine Learning Research*, No. 13, 2012, pp. 2171–2175.
-

Jacek Wasilewski

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: wasilewj@o2.pl

Awarded the titles of Master of Science (2005) and Dr of Engineering (2011) at the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology. Currently an expert at PSE Innovations sp. z o.o. Also, a guest lecturer at the Institute of Power Engineering at Warsaw University of Technology. His research interests focus on solving problems related to power grids and systems requiring advanced mathematical modelling.

Paweł Kubek

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: pawel.kubek@pse.pl

Assistant Professor at the Institute of Electrical Power and Systems Control of the Silesian University of Technology, also employed at PSE Innowacje. His research interests include overhead line transmission capacity, monitoring of current capacity of grid elements, transmission line upgrades, analysis of mechanical and thermal aspects of power cables.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 73–79. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wielokryterialna optymalizacja kolejności faz w wybranych układach linii elektroenergetycznych najwyższego napięcia z wykorzystaniem algorytmu ewolucyjnego

Autorzy

Jacek Wasilewski
Paweł Kubek

Słowa kluczowe

algorytmy ewolucyjne, asymetria napięcia, optymalizacja kolejności faz, układy przesyłowe, optymalizacja wielokryterialna

Streszczenie

W artykule przedstawiono model i wyniki wielokryterialnej optymalizacji kolejności faz dla wybranych układów ciągów liniowych NN w KSP, w kontekście minimalizacji wartości współczynników asymetrii napięć i prądów. Scharakteryzowano szczegółowo funkcję celu, zmienne decyzyjne, parametry zadania oraz zmienne stanu. Rozważono kryteria, takie jak: nakład inwestycyjny konieczny do wykonania przeplotu symetryzacji linii (przeplotu) i współczynniki asymetrii napięć. Do rozwiązania przedstawionego wyżej modelu optymalizacyjnego wykorzystano algorytm ewolucyjny. W celu priorytetyzacji rozważanych kryteriów zastosowano wielokryterialne podejście quasi-leksykograficzne. Przedstawiono szczegółową analizę otrzymanych wyników wraz z analizą wpływu niepewności danych wejściowych na otrzymane wyniki.

Data wpływu do redakcji: 16.08.2019
Data wystawienia recenzji: 07.08.2019
Data akceptacji artykułu: 16.08.2019
Data publikacji online: 30.10.2019

1. Wprowadzenie

Cechą współczesnych systemów elektroenergetycznych jest nieustanna zmiana ich warunków pracy, wynikająca zarówno z zachowania odbiorców energii elektrycznej, jak i zmian stanów, konfiguracji oraz struktury urządzeń wytwórczych i przesyłowych. Głównym zadaniem rozwoju, kierowania i sterowania pracą systemu elektroenergetycznego (SEE) jest zaspokojenie potrzeb energetycznych odbiorców zarówno pod względem ilości, jak również jakości dostarczanej energii elektrycznej. Aby odbiorca finalny mógł otrzymać energię elektryczną o odpowiednich parametrach jakościowych, konieczne jest utrzymywanie jej jakości w procesach wytwarzania, przesyłu i rozdziału.

Jakość energii elektrycznej identyfikowana jest za pomocą wielu parametrów związanych z napięciem oraz jego częstotliwością. Jednym z podlegających kontroli parametrów jakości energii jest niesymetria napięcia [1, 2].

Układ określa się niesymetrycznym, jeśli napięcia lub prądy nie są przesunięte względem siebie o 120° lub gdy ich wartości skuteczne nie są sobie równe. W rzeczywistych SEE nie ma idealnej symetrii napięciowej oraz prądowej. Istotą zapewnienia symetrii jest nieprzekroczenie określonych parametrów opisujących poziomy odchylenia od układu symetrycznego.

W układach przesyłowych występowanie asymetrii napięć i prądów wynika z różnych impedancji własnych i wzajemnych poszczególnych faz, co jest wynikiem określonego rozłożenia przewodów fazowych (torów prądowych) na konstrukcji wsporczej linii. W wyniku oddziaływań magnetycznych każdy przewód fazowy każdego z torów oddziałuje na pozostałe przewody fazowe i przewody odgromowe.

Jednym z podstawowych dokumentów dotyczących systemu elektroenergetycznego jest *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz.U. 2007, nr 93, poz. 623). Rozporządzenie to podaje dopuszczalne zawartości składowej symetrycznej przeciwnej napięcia w ciągu każdego tygodnia 95% ze zbiorów 10-minutowych średnich wartości skutecznych. Dla podmiotów pierwszej i drugiej grupy przyłączeniowej (WN i NN) zawartość ta nie powinna przekraczać 1% wartości składowej zgodnej [3]. Dokumentem, który rozszerza zapisy rozporządzenia [3] w kwestii sieci WN i NN, jest standard [4] wprowadzony przez krajowego operatora systemu przesyłowego (OSP). Zgodnie ze standardem [4] poziom zawartości składowej przeciwnej w sieciach o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV nie powinien przekraczać 1%. W wyjątkowych sytuacjach dopuszcza się maksymalny udział składowej przeciwnej do wartości 2%. Jako wyjątkowe sytuacje należy rozumieć układy sieci inne niż normalne (stany remontowe, stany awaryjne skutkujące np. wyłączeniem toru linii dwutorowej). Standard [4] jako jedyny odnosi się do dopuszczalnego poziomu asymetrii przeciwnej prądów w sieciach WN i NN. Według tego standardu zawartość składowej symetrycznej przeciwnej prądu nie powinna przekraczać 10% wartości maksymalnie dopuszczalnego prądu znamionowego linii lub 3,5% maksymalnie dopuszczalnego przeciążenia.

2. Przedstawienie problemu i założenia ogólne

Celem przeprowadzonej analizy była optymalizacja układów (kolejności) faz dla wybranych projektowanych ciągów

liniowych NN, w kontekście minimalizacji asymetrii napięć i prądów.

Obiektem prowadzonej analizy jest Krajowy System Przesyłowy (KSP) w procesie jego rozwoju do roku 2025 [5]. Dla wybranych planowanych inwestycji liniowych należało dokonać doboru kolejności faz lub zdecydować o konieczności zastosowania przeplotu w kontekście zachowania dopuszczalnych wartości współczynników asymetrii napięć i prądów. Są to następujące ciągi liniowe:

- linia dwutorowa 400 kV: Baczyna Systemowa – Krajnik – inwestycja w realizacji (2020)
- linia dwutorowa 400 kV: Mikułowa – Pasikurowice (z wcięciem jednego toru do SE Czarna) – inwestycja w realizacji (2020)
- linia dwutorowa 400 kV: Piła Krzewina – Plewiska – inwestycja w realizacji (2020)
- linia dwutorowa 400 kV: Jasiniec – Pątnów – inwestycja w realizacji (2018)
- linia dwutorowa 400 kV: Mikułowa – Świebodzice – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022)
- linia dwutorowa 400 kV: Baczyna Systemowa – Plewiska – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022)
- linia jednotorowa/dwutorowa 400 kV Siedlce – Narew oraz 400 kV Kozienice – Stanisławów i Siedlce – Stanisławów – inwestycja częściowo w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2020), częściowo wybudowana
- linia dwutorowa 400 kV: Piła Krzewina – Dunowo (z wcięciem jednego toru do SE Żydowo Kierzkowo) – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022)
- linia dwutorowa 400 kV: Ostrołęka – Stanisławów (z wcięciem jednego toru

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 73–79. When referring to the article please refer to the original text.

PL

do SE Wyszków) – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022).

W wyżej wymienionej liście podano (w nawiasie) planowany rok oddania linii do ruchu w KSE. Rok ten wynika z umowy między operatorem systemu przesyłowego (OSP) a wykonawcą inwestycji (inwestycje w realizacji) lub z planu rozwoju sieci przesyłowej, jeśli linia jest w przygotowaniu przedinwestycyjnym. Zakłada się, że dla linii, na które jest już podpisana umowa z wykonawcą, dobiera się wyłącznie układ fazowy. Tym samym nie dopuszcza się możliwości zastosowania przeplotu przewodów fazowych. W liniach, które są planowane do budowy, rozważa się zarówno możliwość zastosowania przeplotów, jak również odpowiedniego doboru układu faz. Niektóre z wymienionych linii 400 kV zawierają tory pracujące czasowo na napięciu 220 kV.

Na podstawie przedstawionej wyżej listy inwestycji liniowych wraz z rokiem ich uruchomienia rozważa się trój etapowy proces rozwoju KSP: etap 2018, etap 2020, etap 2022. Na rys. 1 przedstawiono schemat układu analizowanej sieci przesyłowej w etapie 2022.

Podstawą analizy są modele rozprawy KSE odpowiadające poszczególnym etapom rozwoju w okresie zimowym, podczas szczytu obciążenia i z minimalną generacją z farm wiatrowych. W rozpatrywanych modelach występują największe przepływy w rozważanych liniach przesyłowych, co determinuje najbardziej niekorzystne warunki asymetrii napięciowej i prądowej.

Ze względu na minimalizację czasu rozwiązania zadania rozprawy mocy we współrzędnych fazowych zdecydowano o zredukowaniu modelu sieci KSP do ekwiwalentu zawierającego projektowane linie i ich otoczenie sieciowe.

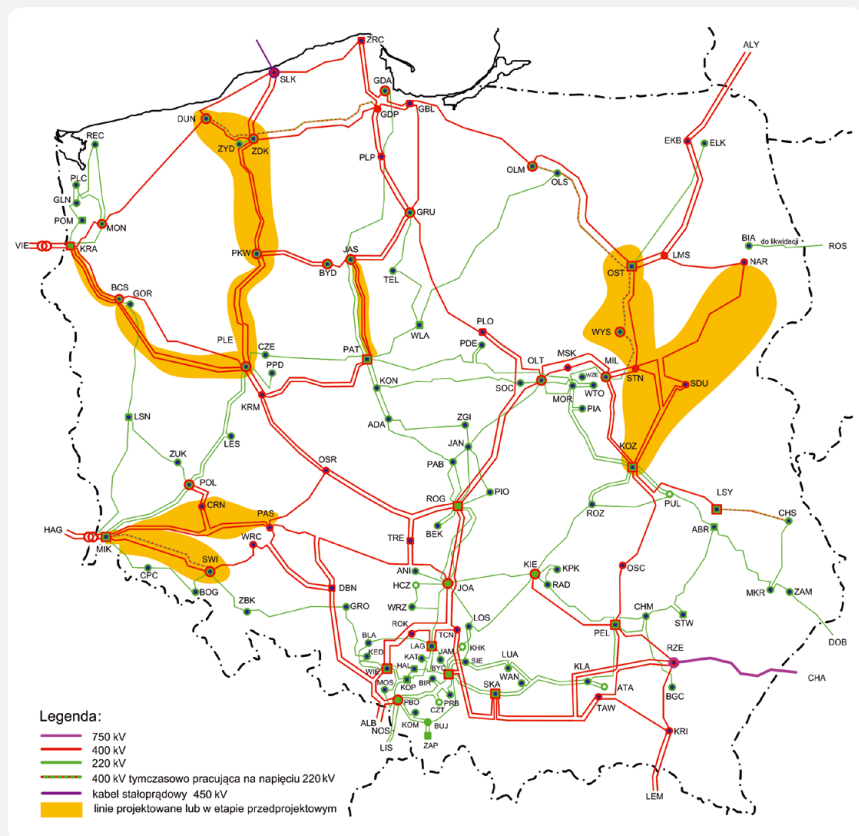
Modele linii NN w układzie fazowym zostały opracowane na podstawie danych dotyczących konstrukcji rozważanych linii (budowanych, planowanych do budowy i istniejących) oraz przewodów fazowych i odgromowych.

Linie NN będące elementami modelowanego otoczenia sieciowego, a posiadające niewielkie długości, zostały odwzorowane jako elementy symetryczne (modele dla składowej zgodnej zaczerpnięte z modeli rozprawy).

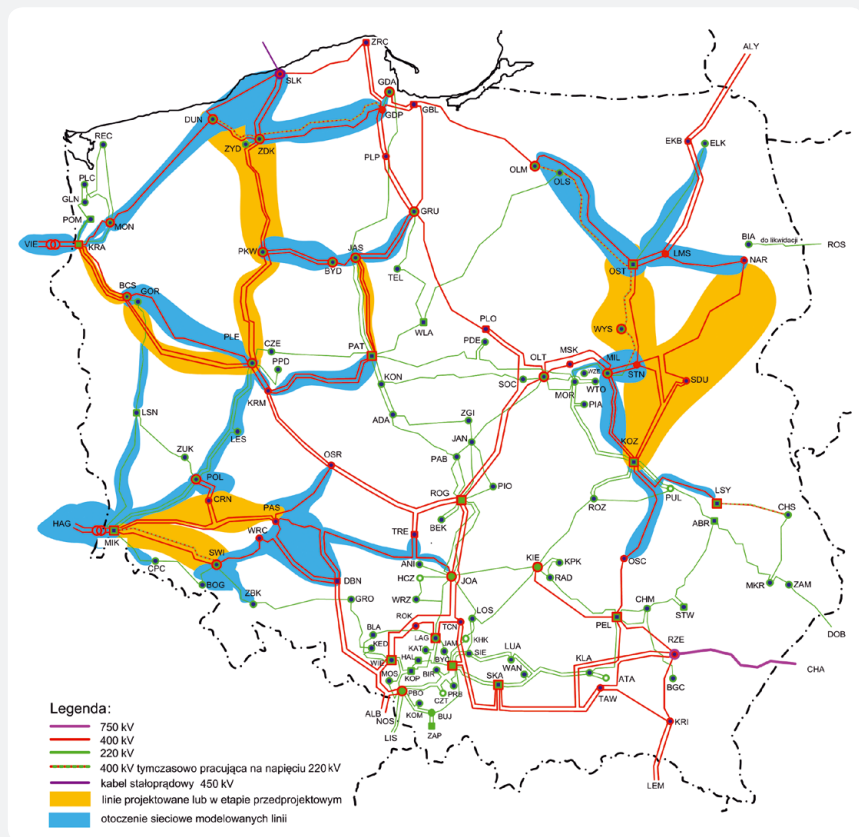
Dla nowo budowanych linii, dla których nie zostały dotąd określone parametry konstrukcyjne, przyjęto następujące założenia:

- jednorodny odcinek na słupach serii E33 i ich pokrewnych
- udział słupów przelotowych i mocnych – 50/50%
- przewody fazowe typu 408-AL1F/34-UHST
- przewody odgromowe typu OPGW-2S 2/24 (M121/R70-110), odpowiednik przewodu AFL-1,7 95
- rezystywność gruntu równa 300 Ω m.

W raporcie [6] wykazano, że zmiana typu przewodu fazowego lub przewodu odgromowego nie wpływa istotnie na wartości współczynnika asymetrii napięciowej i prądowej. Brak istotnego wpływu wykazano również po zmianie rezystywności gruntu oraz zmianie proporcji udziału słupów przelotowych i mocnych [6]. Z kolei udział w linii słupów nadleśnych jest umiarkowanie



Rys. 1. Schemat układu analizowanej sieci przesyłowej – etap 2022 [6]



Rys. 2. Schemat otoczenia sieciowego analizowanego układu przesyłowego – etap 2022 [6]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 73–79. When referring to the article please refer to the original text.

PL

istotny, tj. wartość względna współczynnika asymetrii może się zmniejszyć lub zwiększyć do ok. 20% dla konstrukcji odpowiednio: nadleśnych i bezcowych [6]. Fakt ten został uwzględniony przy omawianiu wyników doboru układów fazowych rozważanych dwutorowych linii 400 kV.

Zakładając, że w KSP układy faz linii dochodzących do węzła kompensują warunki asymetrii napięciowej, odwzorowanie niesymetrii otoczenia sieciowego linii sprowadza się do uwzględnienia wszystkich elementów gałęziowych sieci mających wspólny węzeł z projektowaną linią. Jeśli nowe linie są zlokalizowane względnie blisko siebie (łączy je co najwyżej dwie szeregowo połączone gałęzie), to można określić wspólne otoczenie sieciowe wokół wszystkich projektowanych linii. Zakres obszaru otoczenia sieciowego dla etapu rozwoju 2020 przedstawiono na rys. 2.

3. Sformułowanie modelu optymalizacyjnego

Problem doboru układu faz w układach sieci NN opisano w postaci zadania optymalizacyjnego, w którym wyróżniono:

- zmienne decyzyjne: brak lub przeplecenie przewodów fazowych na trasie linii w określonych cyklach oraz przyporządkowanie poszczególnych przewodów fazowych do określonych miejsc na głowicach krańcowych słupów linii napowietrznych
- parametry zadania: geometria konstrukcji wsporczych linii, geometria przewodów fazowych (wiązki) i odgromowych, długość linii, napięcia fazowe symetryczne, prądy fazowe symetryczne, parametry otoczenia sieciowego oraz jego topologia i konfiguracja
- zmienne stanu: napięcia i prądy fazowe niesymetryczne, prądy w przewodach odgromowych, rozkład pola elektromagnetycznego wokół rozpatrywanej linii NN.

Rozważa się wariant z wieloma inwestycjami liniowymi, budowanymi w wielu etapach, a zatem układ faz jest optymalizowany jednocześnie dla wielu linii w wielu etapach rozwoju KSP.

Niech T jest rozważanym przedziałem czasu w procesie rozwoju sieci NN z interwałami dwuletnimi. Innymi słowy jest to zbiór lat, w których planuje się oddać linie do ruchu. W analizowanym wariantcie zbiór ten przyjmuje postać $T = \{2018, 2020, 2022\}$. W nawiązaniu do zbioru T , określa się zbiór linii w postaci $\mathcal{B} = \{\mathcal{B}_t\}$, gdzie $t \in T$. A zatem:

- $\mathcal{B}_{2018} = \{\text{JAS-PAT}\}$
- $\mathcal{B}_{2020} = \{\text{JAS-PAT, PKW-PLE, BCS-KRA, MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ}\}$
- $\mathcal{B}_{2022} = \{\text{JAS-PAT, PKW-PLE, BCS-KRA, MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ, PKW-ZDK-DUN, BSC-PLE, MIK-SWI, STN-WYS-OST}\}$.

Ze względu na większą złożoność struktur linii MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ, PKW-ZDK-DUN oraz STN-WYS-OST linie te stanowią podzbiory ich fragmentów pozwalających na zamodelowanie ich geometrii.

Niech $m_i = (m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6)_i$ oznacza zbiór zmiennych decyzyjnych w zakresie miejsc wprowadzenia przewodów

fazowych na słup krańcowy i -tej linii, gdzie $i \in \mathcal{B}$. Jednocześnie rozważa się rodzaj zastosowanego przepłotu (lub jego brak) w każdej z rozważanych linii, tj. ξ_i . Rozważa się następujący zbiór celów:

- nakład inwestycyjny konieczny do wykonania przepłotu – nakład ten dla każdej linii jest ponoszony jednorazowo, zatem koszt sumaryczny sumuje się po liniach, tj.: $f_K = \sum_{i \in \mathcal{B}} K_i$, gdzie $K_i = \{0, 1, 2, 3\}$
- asymetria napięcia – $f_{\alpha U} = \sum_{i \in \mathcal{H}_U} \alpha_{U2\%,i}$, gdzie \mathcal{H}_U jest zbiorem rozważanych węzłów SEE, w których wyznacza się wektory napięć we współrzędnych fazowych. Zbiór \mathcal{H}_U uwzględnia kategorię czasu, a zatem $\mathcal{H}_U = \{\mathcal{H}_{U,t}\}$, gdzie $t \in T$, a zatem niektóre węzły będą występować w funkcji celu współczynnika α_U więcej niż jeden raz, jeśli istnieją w rozważanym procesie rozwoju NN dłużej niż przez jeden etap rozwoju.

Formalnie model optymalizacyjny zadania można zapisać w następujący sposób:

$$\min_{\substack{\{m_i\} \in \mathcal{L}^{|\mathcal{B}|}, \\ \{\xi_i\} \in \{0, 1, 2, 3\}^{|\mathcal{B}|}}} [f_K(\{\xi_i\}), f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, Y)]^T \quad (1)$$

zgodnie z porządkiem:

$$(\min f_K(\{\xi_i\}), \min f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, Y)) \quad (2)$$

przy ograniczeniach nierównościowych:

$$\alpha_{U2\%,i} \leq 1\%, \forall i \in \mathcal{H}_U \text{ oraz układ normalny} \quad (3)$$

$$\alpha_{U2\%,i} \leq 2\%, \forall i \in \mathcal{H}_U \text{ oraz układ inny niż normalny} \quad (4)$$

$$\alpha_{I2\%,i} \leq 10\%, \forall i \in \mathcal{H}_I \quad (5)$$

$$\alpha_{I0\%,i} \leq 10\%, \forall i \in \mathcal{H}_I \quad (6)$$

$$\max_{x \in \{-35,35\}} E_i(x, y) \leq 1,0 \text{ V/m}, \quad (7)$$

$$\forall i \in \mathcal{B} \text{ oraz } y = 2 \text{ m}$$

$$\max_{x \in \{-35,35\}} H_i(x, y) \leq 60 \text{ A/m}, \quad (8)$$

$$\forall i \in \mathcal{B} \text{ oraz } y = 2 \text{ m}$$

przy ograniczeniach równościowych:

$$E_i(x, y) = f_{E_i}(\Delta, \mathcal{E}, Y), \forall i \in \mathcal{B} \quad (9)$$

$$H_i(x, y) = f_{H_i}(\Delta, \mathcal{E}, Y), \forall i \in \mathcal{B} \quad (10)$$

oraz:

- układ równań napięciowo-mocowych w postaci admitancyjnej rozwiązywany zadaniem rozprężu mocy w analizowanej sieci
- model obwodowy ziemnopowrotny linii elektroenergetycznej (relacje między geometrią linii a elementami macierzy admitancyjnej)
- współczynniki asymetrii napięć i prądów wyznaczone wg następujących zależności:

$$\alpha_{U2\%} = \frac{U_2}{U_1} 100\% \quad (11)$$

$$\alpha_{I2\%} = \frac{I_2}{I_{dd}} 100\% \quad (12)$$

W zależnościach (1–12) posłużono się następującymi oznaczeniami: f_K – funkcja celu wyznaczająca nakład inwestycyjny na wykonanie przepłotu, $f_{\alpha U}$ – funkcja celu wyznaczająca miarę asymetrii napięcia, f_{E_i} – dwuwymiarowy rozkład składowej elektrycznej pola elektromagnetycznego, f_{H_i} – dwuwymiarowy rozkład składowej magnetycznej pola elektromagnetycznego, \mathcal{H}_I – zbiór rozważanych węzłów w KSP, w których wyznacza się wektory prądów we współrzędnych fazowych, Δ – zbiór zmiennych decyzyjnych w zadaniu, \mathcal{E} – zbiór parametrów zadania, Y – zbiór zmiennych stanu w zadaniu, U_1 – składowa zgodna napięcia, U_2 – składowa przeciwna napięcia, I_2 – składowa przeciwna prądu, I_{dd} – obciążalność długostrwała linii.

Do rozwiązania przedstawionego wyżej modelu optymalizacyjnego wykorzystano algorytm ewolucyjny (AE), którego zasadę działania przedstawiono w szeroko dostępnej literaturze, np. [7, 8].

Zakładając optymalizację z dwoma kryteriami oraz ustalony porządek celów, zastosowano podejście quasi-leksykograficzne, rozwiązując zadanie w etapach, których liczba jest równa liczbie kryteriów według kolejności założonych priorytetów [9].

Niech $\mathcal{F} \subset \{\mathcal{L} \times \{0,1,2,3\}\}^{|\mathcal{B}|}$ oznacza zbiór rozwiązań dopuszczalnych ze względu na wszystkie ograniczenia (\mathcal{L} – zbiór dopuszczalnych wstępnie kombinacji układu faz). W kolejnych krokach rozwiązuje się zagadnienia jednokryterialne według poniższej procedury [7]:

1. Niech $\Delta_R^0 \in \mathcal{F}$ będzie rozwiązaniem optymalnym zagadnienia

$$\begin{cases} f_K(\Delta) \rightarrow \min \\ \Delta \in \mathcal{F} \end{cases} \quad (13)$$

przy ograniczeniach $=, <$

oraz $f_K^0 = f_K(\Delta_R^0)$;

2. Rozwiązywane jest zagadnienie w postaci:

$$\begin{cases} f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, Y) \rightarrow \min \\ \Delta \in \mathcal{F} \end{cases} \quad (14)$$

przy ograniczeniach $=, <$
 $f_K(\Delta) = f_K^0$

oraz niech $\Delta_{\alpha U}^0 \in \mathcal{F}$ będzie rozwiązaniem optymalnym powyższego zagadnienia i $f_{\alpha U}^0 = f_{\alpha U}(\Delta_{\alpha U}^0)$.

W celu uwzględnienia ograniczeń nierównościowych w rozważanym AE zastosowano funkcję kary, czyli karania niedopuszczalnych rozwiązań [10]. Wówczas zadanie optymalizacji sprowadza się do próby rozwiązania problemu bez ograniczeń w zbiorze rozwiązań dopuszczalnych, używając zmodyfikowanej funkcji przystosowania (dla każdego z zadań cząstkowych):

$$\text{eval}(\Delta) = \begin{cases} f(\Delta) & \text{jeśli } \Delta \in \mathcal{F} \\ f(\Delta) + \text{pen}(\Delta) & \text{w przeciwnym przypadku} \end{cases} \quad (15)$$

gdzie: $\text{pen}(\Delta)$ jest funkcją kary i przyjmuje wartość zero, jeśli nie ma naruszenia ograniczeń, lub wartość dodatnią (dla problemu minimalizacji), gdy występuje naruszenie ograniczeń. Przyjęto, że funkcja kary bazuje na znormalizowanej odległości

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 73–79. When referring to the article please refer to the original text.

PL

(w kwadracie) rozwiązania od obszaru dopuszczalnego. W analizowanym przykładowym układzie funkcje kary będą nakładane wyłącznie na ograniczenia nierównościowe. Ograniczenia równościowe będą zawsze zapewnione, gdyż za każdym razem rozwiązuje się układ równań dla modelu admitancyjnego lub mocowo-węzłowego (rozptyw mocy) oraz rozwiązuje się równania rozkładów pola elektromagnetycznego.

Uwzględniając wszystkie rozważane odcinki budowanych i planowanych do budowy linii dwutorowych, osobnik AE stanowi 22-elementowy wektor przyjmujący wartości całkowite w zakresie od 0 do 5.

Do obliczeń wykorzystano AE z biblioteki Python DEAP, który

sprzężono z ekwiwalentowanymi modelami rozptyłowymi KSP w DigSILENT PowerFactory [11, 12].

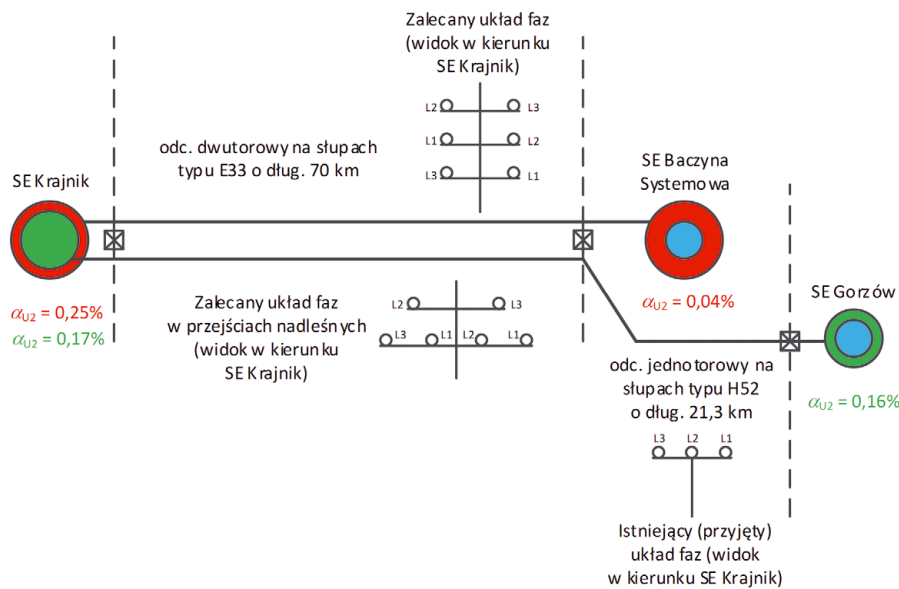
W procesie strojenia AE z uwzględnieniem akceptowalnego czasu jego działania uzyskano następujące wartości parametrów algorytmu: liczba pokoleń: 40, liczba osobników w jednym pokoleniu: 20, prawdopodobieństwo krzyżowania osobników: 0,3, prawdopodobieństwo mutacji osobników: 0,05, metoda skalowania: deterministyczna, metoda selekcji: liniowa. Czas wykonywania optymalizacji wyniósł ok. 25 min (Intel® Core™ i5-7200 CPU).

4. Wyniki i spostrzeżenia

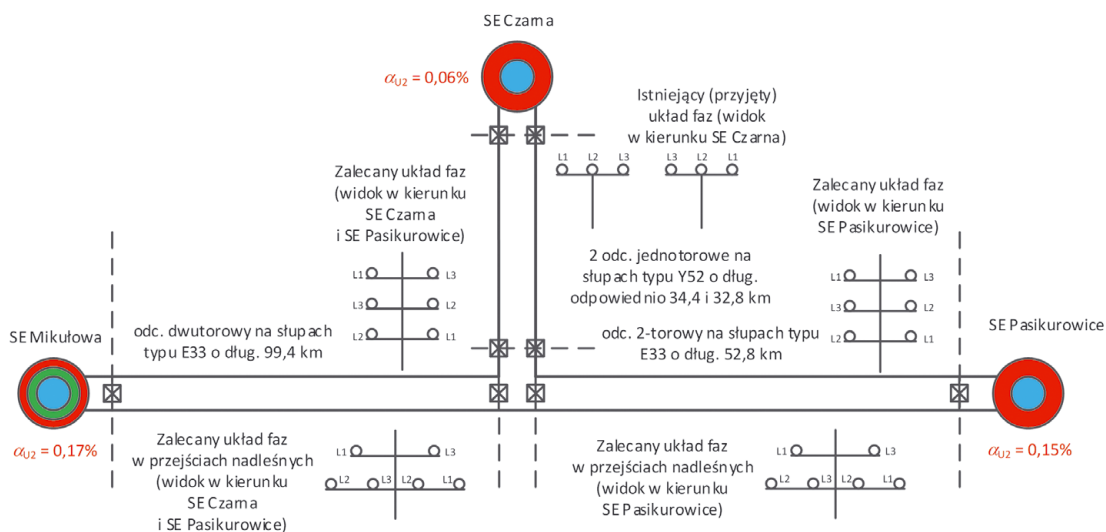
Na rys. 3 i 4 przedstawiono wynikowe schematy poglądowe wybranych dwóch

inwestycji liniowych. Na schematach zaznaczono otrzymane układy faz, przyjmując określony kierunek patrzenia oraz odpowiadające im wartości współczynników asymetrii napięcia oraz etapu rozwoju KSP (2018, 2020, 2022). Kolory na rysunkach odnoszą się do napięć znamionowych sieci: czerwony – 400 kV, zielony – 220 kV, niebieski – 110 kV.

Otrzymane układy faz, wyznaczone jako optymalne, pozwalają na uzyskanie wyników współczynnika asymetrii poniżej 0,3% (przy dopuszczalnej wartości równej 1%). Wartości tych współczynników zależą przede wszystkim od układów faz linii istniejących. W SE Baczyzna Systemowa prawie wszystkie linie są przedmiotem optymalizacji, a zatem współczynnik asymetrii napięciowej wynosi



Rys. 3. Schemat poglądowy linii dwutorowej 400 kV: Baczyzna Systemowa – Krajnik wraz z zalecanym układem faz



Rys. 4. Schemat poglądowy linii dwutorowej 400 kV: Mikułowa – Pasikowice (z wcięciem jednego toru do SE Czarna) wraz z zalecanym układem faz

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 73–79. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w tym węźle (rozdzielnia 400 kV) ok. 0,04%. W dalszej kolejności można założyć wpływ mocy zwarciowej (bliskości elektrycznej elektrowni będących źródłem napięcia symetrycznego) na asymetrię napięcia, co można zaobserwować po niskich wartościach współczynnika asymetrii napięcia w stacjach przyelektrowniowych: Krajnik, Mikułowa, Pątnów, Ostrołęka.

Należy zaznaczyć, że wartości wszystkich zmiennych decyzyjnych ξ_i wynoszą zero, co oznacza, że żadna linia nie wymaga stosowania przepłotu w analizowanych warunkach pracy (zarówno w stanie pracy N, jak i N-1).

Przeanalizowano źródła niepewności danych w kontekście ich wpływu na współczynniki asymetrii. Poniżej omówiono kilka z nich [6]:

- Możliwość zastosowania słupów beczkowych – wpływ zmian znacznego udziału konstrukcji słupów beczkowych na współczynnik asymetrii napięciowej oszacowano maksymalnie na 20% (przy obciążeniu równym obciążalności długotrwałej). Taka sytuacja może wystąpić w obszarze, na którym planowana jest budowa dwutorowej linii 400 kV: Piła Krzewina – Dunowo (z wcięciem do SE Żydowo Kierzkowo). Współczynnik asymetrii napięciowej wynosi w stanie N i N-1 ok. 0,3%, co oznacza, że przy zastosowaniu słupów beczkowych współczynnik ten nie powinien przekroczyć wartości 0,4%. Czynnikiem ten nie ma wpływu na wybór optymalnych układów faz;
- Możliwość stosowania słupów nadleśnych – wpływ zmian znacznego udziału konstrukcji słupów beczkowych na współczynnik asymetrii napięciowej oszacowano również do 20% (przy obciążeniu równym obciążalności długotrwałej), przy czym wpływ ten jest pozytywny (odwrotnie niż słupy beczkowe). Czynnikiem ten nie ma wpływu na wybór optymalnych układów faz;
- Długość linii – przyjęto długości z dostępnych dokumentów zawierających koncepcje projektowe linii oraz w niektórych modelach rozpliwowych, współczynniki asymetrii napięciowej zmieniają się w przybliżeniu liniowo wraz ze zmianą długości linii. Zatem,

zakładając np. 20-proc. zwiększenie długości linii dwutorowej (przy typowych obciążeniach do 1000 A), otrzymuje się ok. 20-proc. przyrost wartości współczynnika asymetrii napięciowej. Spostrzeżenie to nie dotyczy linii jedno-/dwutorowych, w szczególności linii obejmujących stacje Narew, Siedlce Ujrzanów, Stanisławów, Kozienice. W tej sytuacji wrażliwość jest podobna, lecz dotyczy zmian udziału linii jednorodnej i dwutorowej przy zachowaniu długości ciągu liniowego.

5. Podsumowanie

Podejście symulacyjne do analizy asymetrii napięć i prądów zapewnia indywidualne i kompleksowe podejście do globalnej optymalizacji układu faz w planowanych do realizacji liniach NN, w szczególności gdy rozpatruje się inwestycje liniowe w procesie rozwoju SEE (wiele linii w wielu etapach – optymalizacja dynamiczna). Metoda symulacyjna zapewnia uwzględnienie złożonych konstrukcji linii (zarówno tych projektowanych, jak i istniejących), istotnych zbliżeń z innymi liniami oraz różnych konfiguracji sieciowych.

Przeprowadzono w sposób etapowy obliczenia optymalizacyjne polegające na takim doborze układów faz w analizowanych liniach NN (w tym zastosowania ewentualnych przepłotów), aby zminimalizować umowny nakład inwestycyjny konieczny do wykonania przepłotu oraz wartości współczynników asymetrii napięciowej, przy spełnieniu założonych ograniczeń technicznych. Wyniki optymalizacji wskazują, że nie istnieje potrzeba stosowania przepłotów w żadnej z rozważanych linii.

Obliczenia w zakresie analizy asymetrii w liniach NN prowadzono w warunkach niepewności, co każe uwzględnić jej margines podczas podejmowania decyzji dotyczących narzucania określonych układów faz i stosowanie ewentualnych przepłotów. Istotnymi czynnikami mającymi wpływ na wartości współczynników asymetrii są parametry linii będących przedmiotem optymalizacji, jak również parametry linii planowanych do budowy, a stanowiących otoczenie sieciowo analizowanego układu.

Bibliografia

1. Robak S., Wasilewski J., Analiza asymetrii napięć i prądów w układzie sieci elektroenergetycznego połączenia Polska – Litwa, *Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej*, 2012, nr XXIII [zeszyt tematyczny], s. 61–65.
2. Robak S., Pawlicki A., Pawlicki B., Asymetria napięć i prądów w elektroenergetycznych układach przesyłowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 7.
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. z 2007 r., nr 93, poz. 623.
4. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna: Krajowy System Elektroenergetyczny. Numer Kodowy PSE-SF.KSE1/2015, PSE SA, Warszawa, listopad 2015.
5. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, uzgodniony z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, pismo DRE-4310-35(17)/2015/2016/ŁM z dnia 15 stycznia 2016.
6. Wasilewski J., Kubek P., Analiza asymetrii napięć i prądów w układach sieci NN. Etap I: Badania metodologiczne w zakresie analizy asymetrii projektowanych linii elektroenergetycznych, PSE Innowacje sp. z o.o., Warszawa, kwiecień 2017 [praca badawcza dla PSE SA, praca niepublikowana].
7. Fogel D.B., *Evolutionary Computing: The Fossile Record*, IEEE Press, Piscataway, NJ, 1998.
8. Goldberg D.E., *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*, WNT 1995.
9. Deb K., *Multi-objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, Wiley, 2001
10. Słowik A., Właściwości i zastosowania algorytmów ewolucyjnych w optymalizacji, *Metody Informatyki Stosowanej* 2007, nr 2, t. 12, s. 143–163.
11. The PowerFactory 2016, User's Manual.
12. Fortin F.A. i in., DEAP: Evolutionary algorithms made easy, *Journal of Machine Learning Research* 2012, No. 13, s. 2171–2175.

Jacek Wasilewski

dr
PSE Innowacje sp. z o.o.
e-mail: wasilewj@o2.pl

Tytuł magistra inżyniera (2005) oraz doktora inżyniera (2011) uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Obecnie jest zatrudniony na stanowisku eksperta w PSE Innowacje sp. z o.o. Współpracuje również jako wykładowca z Instytutem Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół rozwiązywania problemów z zakresu sieci i systemów elektroenergetycznych wymagających zaawansowanego modelowania matematycznego.

Paweł Kubek

dr
PSE Innowacje sp. z o.o.
e-mail: pawel.kubek@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, pracownik PSE Innowacje. Jego zainteresowania naukowe to zdolność przesyłowa linii napowietrznych, monitorowanie obciążalności prądowej elementów sieci, modernizacja linii przesyłowych, analizy przewodów elektroenergetycznych pod kątem mechanicznym i cieplnym.