

Calculations of Short-Circuit Current Flows in Earth Wires of HV Lines

Authors

Jacek Klucznik
 Zbigniew Lubośny
 Krzysztof Dobrzyński

Keywords

transmission lines, earth wires, single phase short-circuit

Abstract

This paper presents a method which enables calculating flows of short-circuit currents in earth wires of high voltage transmission lines, and its implementation in the form of a computer programme. The algorithm enables performing calculations for a double-fed line and star-connected lines (three terminal lines). The developed programme enables verifying dimensioning of earth wires in the context of their short-circuit thermal withstand value.

DOI: DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016104

1. Introduction

In order to protect high voltage transmission lines from the effects of lightning strikes overhead earth wires (also called an overhead shield wires) are commonly used on transmission line towers above phase conductors. In Poland earth wires in 110 kV, 220 kV, and 400 kV lines are connected directly to the towers' steel structures. In turn, each tower is earthed. In addition, earth wires at the ends of the line are connected to the substation's earthing system. This solution makes lightning protection effective, with the lightning charge discharged to the earth. In spite of its high value, lightning current affects the earth wire for a short time, so its thermal effect is small. Lightning strike does not cause a thermal hazard, even for the smallest earth wire cross-section 70 mm² (typical for 220 and 400 kV transmission lines) [1] or even 50 mm² wires.

However, the solution whereby earth wire is connected to tower structures causes problems during short-circuits in the transmission line. A single phase short circuit between a phase conductor and a tower or two-phase short-circuit between two conductors and a tower makes short-circuit current flow through the earth wires. In view of the fact that typical short-circuit durations are much longer than lightning, the short-circuit current in earth wires is the main factor taken into account in the design of the line's lightning protection and selection of the earth wires. The basic problem which the designer has to solve is to estimate the earth wire current. While an initial short-circuit current can be easily estimated, determining how much of the short-circuit current will flow through tower structures to the earth, and how much will flow in earth wires, is problematic. A simplified approach involves the so-called reduction factor, which defines

which part of the short-circuit current flows through the tower's earthing.

$$I_u = rI_{k1}'' \quad (1)$$

where:

I_u – tower's earth current, I_{k1}'' – initial single phase short-circuit current, r – reduction factor.

The earth wire current is then formulated as:

$$I_{ew} = I_{k1}'' - I_u = (1 - r)I_{k1}'' \quad (2)$$

The reduction factor for Polish transmission lines with different designs ranges from 0.4 to 0.7 [2]. The reduction factor may also be determined on the basis of the ratio of the earth wire's self-impedance to the mutual impedance of the phase wire – earth wire loop.

The first approach, the adoption of a factor value between 0.4 and 0.7, can cause large discrepancies in calculation results and in extreme cases can lead to overestimation or underestimation of the earth wire current. An earth wire selected on an underestimated current may get thermally damaged, while overestimation may result in too large and too expensive earth wires.

The other approach, apparently better, has a drawback in that the self and mutual impedances, neither reported in the literature nor calculated from Carlson equations [3, 4], take into account the tower earthing resistance. As a result, a reduction factor thus calculated does not depend on the line's towers earthing resistance, which is not true.

2. Proposed calculation method

In order to calculate the short-circuit current in earth wires, the authors adapted and expanded the calculation method presented by H.B. Gooi and S.A. Sebo [5]. Their paper presents a procedure to calculate the initial short-circuit current for a fault on a tower of an overhead line, and then the short-circuit current flow in each line span. The original paper presents the procedure for a line connecting the two substations, with specific short-circuit impedances.

Fig. 1 shows the idea of line modelling for the purposes of earth wire current flow calculation in each span. In a transmission line with $n + 1$ spans there are $n + 2$ towers. Two additional towers (0 and $n + 1$) are terminal transmission towers at the ends of the line, in the substations. Each station is represented by a three-phase voltage source (V_{SA}, V_{SB}, V_{SC}) and an equivalent short-circuit impedance (Z_{SA}, Z_{SB}, Z_{SC})¹. The impedances may vary in either substation, however (as in short circuit calculation using the 60909 standard) voltages in either stations are assumed to be the same. A substation resistance to earth is represented by resistor R_{FP} . Each span (k) is represented by the phases' self-impedances (Z_{Ak}, Z_{Bk}, Z_{Ck}), earth wire's self-impedance (Z_{EWk}), mutual impedances between phases ($M_{ABk}, M_{BCk}, M_{ACk}$) and mutual impedances between phases and earth wire ($M_{AEk}, M_{BEk}, M_{CEk}$). Tower earthing resistance is represented by R_k .

The current indexing convention is shown in Fig. 1. Currents in a span on the left of tower k have index k , and on the right of tower k have index $k + 1$. Earth currents (currents flowing through the towers to earth) are marked as I_{Ek} , where k is tower index. Not all current direction arrows in the figure represent real directions, but they are consistent with the equations presented hereinafter.

This paper does not present the whole idea of the calculation method, which is reported in the original publication [5], but only a modification of it, significantly expanding its functionality. The basis of the method is the equivalent impedance matrix that refers phase and earth wire currents in a span to phase and earth wire voltages on a tower. For a single-circuit line with one earth wire the relation is:

$$\begin{bmatrix} V_{Ak} \\ V_{Bk} \\ V_{Ck} \\ V_{Ek} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11k} & Z_{12k} & Z_{13k} & Z_{14k} \\ Z_{12k} & Z_{22k} & Z_{23k} & Z_{24k} \\ Z_{13k} & Z_{32k} & Z_{33k} & Z_{34k} \\ -Z_{14k} & -Z_{42k} & -Z_{34k} & Z_{44k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Ak} \\ I_{Bk} \\ I_{Ck} \\ I_{EWk} \end{bmatrix} \quad (3)$$

where:

$V_{Ak}, V_{Bk}, V_{Ck}, V_{EWk}$ – phase and earth wire voltages on tower k ; $I_{ak}, I_{bk}, I_{ck}, I_{EWk}$ – phase and earth wire currents in span k . Impedance matrix Z_k is calculated using recursive formulas for each line span, starting from the initial station to the faulted tower. For calculation of matrix Z_k the transmission line model data ($Z_{Ak}, Z_{Bk}, Z_{Ck}, Z_{Gk}, M_{ABk}, M_{BCk}, M_{ACk}, M_{AGk}, M_{BGk}, M_{CGk}$ i R_k). is used (Fig. 1). Detailed relations will not be discussed here.

In the original method [5] matrix Z_k for the terminal tower, i.e. for the first tower at the substation (index $k = 0$), equals:

$$\begin{bmatrix} -(R_{FP} + Z_{SA}) & R_{FP} & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SB}) & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SC}) & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (4)$$

where, as shown in Fig. 1, R_{FP} represents substation resistance to earth and impedances Z_{SA}, Z_{SB} and Z_{SC} are short-circuit impedances of the power system for the various phases.

Unfortunately, this approach does not allow for taking into account the typical short circuit parameters available for a substation, i.e. the ratio of zero sequence reactance to positive sequence short circuit reactance X_0/X_1 and the ratio of zero sequence resistance to positive sequence short-circuit resistance R_0/R_1 . Therefore the algorithm was modified to enable including this data. The modified matrix for the initial station then takes the following form:

$$Z_{k=0} = \begin{bmatrix} -R_{FP} + Z_{11S_ABC} & R_{FP} + Z_{12S_ABC} & R_{FP} + Z_{13S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{21S_ABC} & -R_{FP} + Z_{22S_ABC} & R_{FP} + Z_{23S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{31S_ABC} & R_{FP} + Z_{32S_ABC} & -R_{FP} + Z_{33S_ABC} & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (5)$$

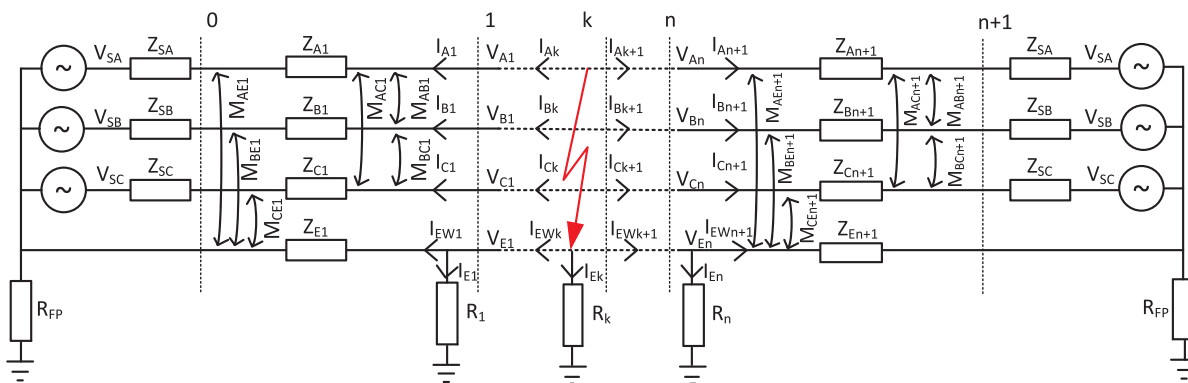


Fig. 1. Transmission line model for short-circuit current calculation

¹ To simplify drawing descriptions and formulas, in this paper complex number symbols are omitted, and all currents, voltages and impedance are treated as complex values.

where:

matrix Z_{S_ABC} , that describes the power system in terms of self and mutual phase impedances, is the result of transformation of the matrix of short-circuit impedance symmetrical components:

$$Z_{S_ABC} = -\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{S0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{S1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{S2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

where:

Z_{S0} , Z_{S1} , Z_{S2} – substation’s zero, positive, and negative sequence short-circuit impedances, a – rotation operator defined as $e^{j\frac{2\pi}{3}}$. Another modification of the method, allowing for the algorithm’s larger applicability, concerns the three terminal lines. The original method considers a single line connecting two substations. The modified algorithm, and also the modified software, allow analysing a quite common situation, whereby the two terminal transmission line is developed to a three terminal line, to supply another substation. The third substation can be either a passive (receiving power) substation like an HV/MV bulk substation or an active (sending power) substation like wind farms or other power sources.

The calculation algorithms were made using the FreeMat open source computing platform, a free alternative to Matlab.

3. Calculation examples

Subject to the analysis was a 110 kV line connecting substations A and B with short-circuit powers 2000 MVA ($X_0/X_1 = 1.5$) and 1500 MVA ($X_0/X_1 = 1.1$), respectively. The line consists of 41 spans of an equal length of 300 m. The numbering convention of towers and earth wire currents is presented in Fig. 2, showing the universal diagram which also includes a branch line to substation C, which is not analysed in the first example.

The first analysed example is a short circuit at tower 13. The currents’ flow in earth wires in this case is shown in Fig. 3. The highest are the short-circuit currents in the earth wires near tower 13. The farther from the short-circuited tower, the lower are the earth wire currents, as the short-circuit current leaks to the earth through the earthing of consecutive towers. Interestingly, at some distance from the fault the earth wire currents cease to fall, and while approaching the other substation may even increase slightly (e.g. spans 38–41).

The figure also shows that much higher currents are observed in the spans to the left of the fault location, which is caused by the lower impedance resulting from the proximity of substation A and its earthing resistance considerably lower than each tower’s earthing resistance.

Another example, shown in Fig. 4, refers to the current flows at a single-phase short-circuit near station P, on tower 35. The resulting earth wire current flows are similar to the previous case – most of the current flows toward the closer substation B, to the right of the fault location.

The next analyses were made also for a 110 kV line connecting substations A and B, with the short-circuit powers as in the previous example. In addition, it was assumed that line splits at tower 27 (St in Fig. 2), where a branch line is connected to supply C substation (Fig. 2). The branch line contains 7 spans (300 m each) and connects the main line with C substation O, with short-circuit power 2000 MVA, ($X_0/X_1 = 1.5$).

Fig. 5 and 6 show calculation results for the short-circuit at tower 35. It is seen there (Fig. 5) that the additional branch line alters the current flows in the main line’s earth wire. To the left of split tower (27) the current in the main line’s earth wire rapidly decreases. This is because of the short-circuit current’s “escape” through the branch line’s earth wire towards the low resistance earthing of substation C. On the other hand, the small variation of the main line earth wire current (Fig. 6) can be easily attributed to the tower earthing resistance which is much higher than that C substation’s earthing resistance.

The last example (Fig. 7 and 8) shows the situation for a short circuit at the branch line (on tower 2). A large portion of the short-circuit current flows in the direction of C substation (Fig. 8), which is understandable because of its close proximity to the faulted tower. The rest of the short-circuit current flows in the earth wire towards the tower 27, where it splits into flows to substation A and B (Fig. 7).

The examples presented so far showed earth wire current flows for a short circuit on a particular tower. In practice, when designing a transmission line’s lightning protection, the worst case should be specified that causes the highest current flow in a earth wire section. To calculate this, short-circuits should be analysed one after another at each tower, looking for the maximum current in a given earth wire section.

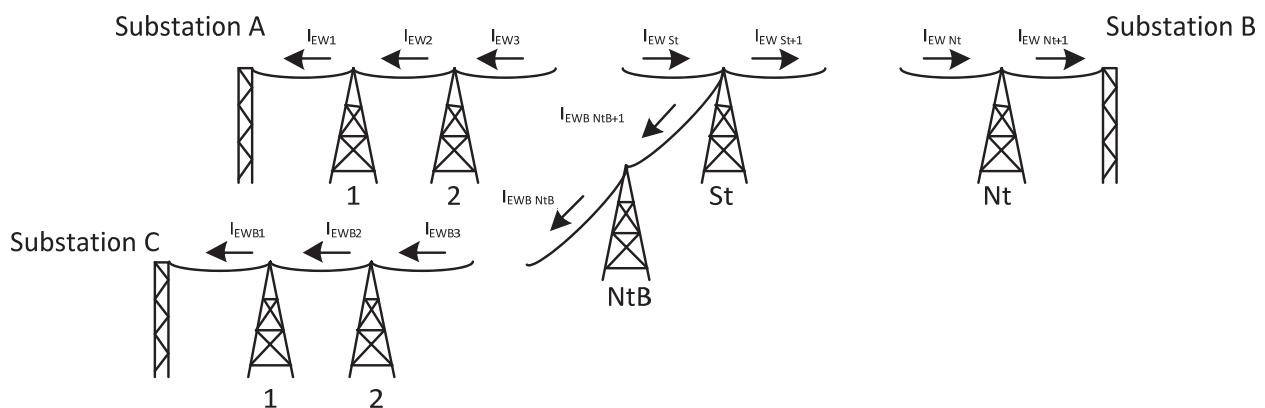


Fig. 2. Numbering of towers and earth wire currents

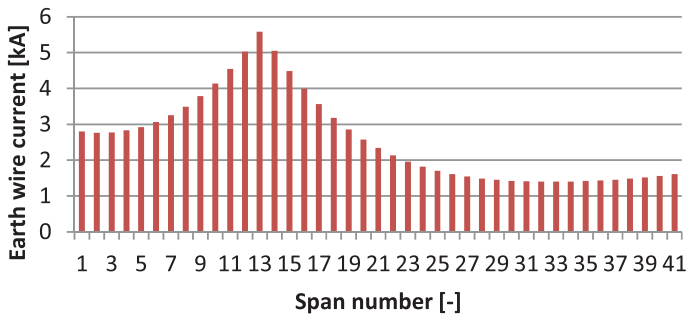


Fig. 3. Earth wire current flows for single-phase short-circuit at tower 13

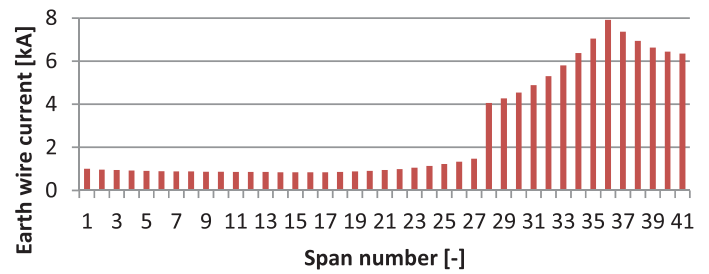


Fig. 5. Earth wire current flows for single-phase short-circuit at tower 35 (three terminal line case)

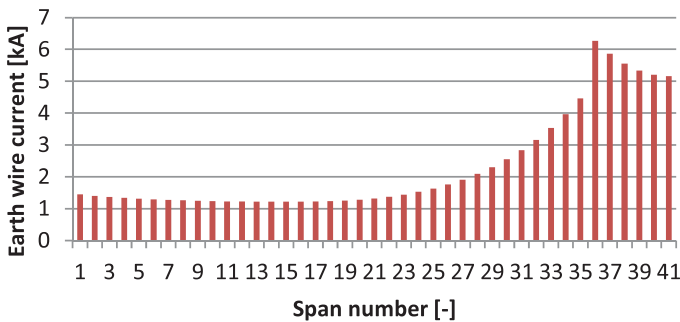


Fig. 4. Earth wire current flows for single-phase short-circuit at tower 35

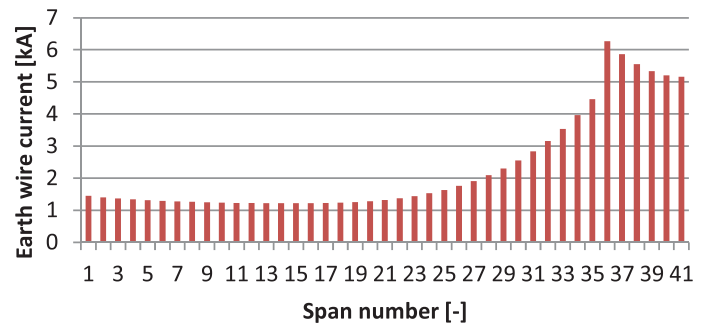


Fig. 6. Earth wire current flows in branch line for single-phase short-circuit at tower 35 (three terminal line case)

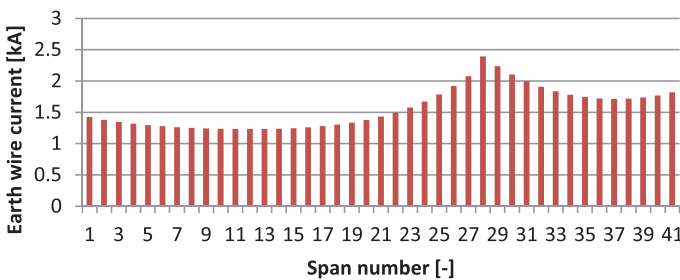


Fig. 7. Earth wire current flows for single-phase short-circuit at tower 2 of branch line (three terminal line case)

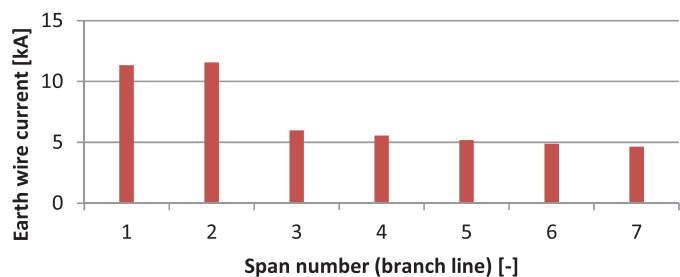


Fig. 8. Earth wire current flows in branch line for single-phase short-circuit at tower 2 of branch line (three terminal line)

An example of such a search is presented below. This example assumes 70 mm² earth wire over the entire line length. The one-second thermal equivalent short-circuit current was assumed as 9.8 kA.

Drawings obtained directly from the developed program are presented below. The first of these (Fig. 9) shows the maximum currents in the earth wires of a span (red solid line), and for comparison the initial single-phase short-circuit currents at the tower (blue dots). The initial single-phase short-circuit current is not directly required for the earth wire selection; however, it informs about short-circuit currents in the line, which is useful for estimating the reduction factor (2). The upper part of the figure shows values for the main line (between substations A and B), and the lower part for the branch line (to C substation).

The maximum earth wire current calculated for a span is converted to the equivalent thermal current for comparison with the withstand capabilities of earth wire under short-circuit conditions. The thermal current is determined using a formula that takes into account the maximum short-circuit duration, as well as automatic reclosing, if any, in the line. The example assumes maximum short-circuit duration $T_z = 0.5$ s (0.4 s the line's backup zero-current protections delay plus 0.1 s circuit-breaker response time). Assuming one failed reclosing (off-on-off) cycle, the total time necessary to determine the thermal current is $2T_z$, i.e. 1 s. That means that in the example in Fig. 9 the maximum currents corresponds to the thermal currents in Fig. 10.

Fig. 10 shows the maximum thermal currents in earth wires of a span (blue dots), and the one-second short-circuit withstanding current limits for the span (red solid line). For properly selected earth wire the blue dots curve should always be under the red line.

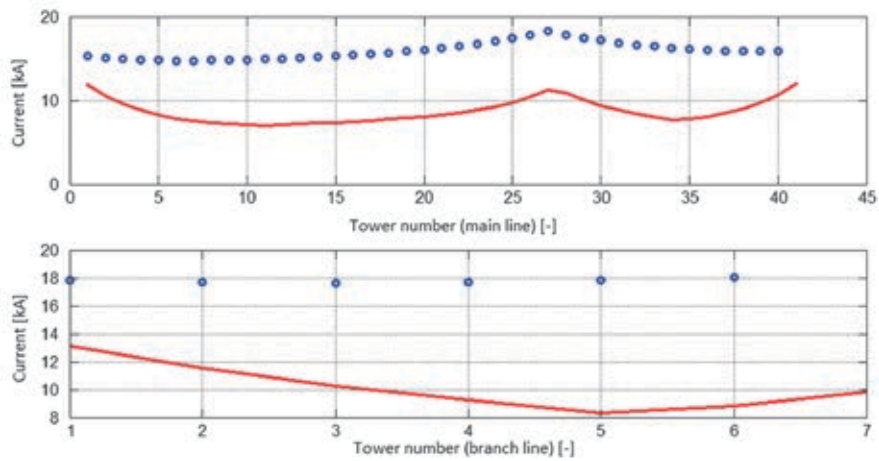


Fig. 9. Maximum earth wire currents in a span and initial single-phase short-circuit current at the line tower

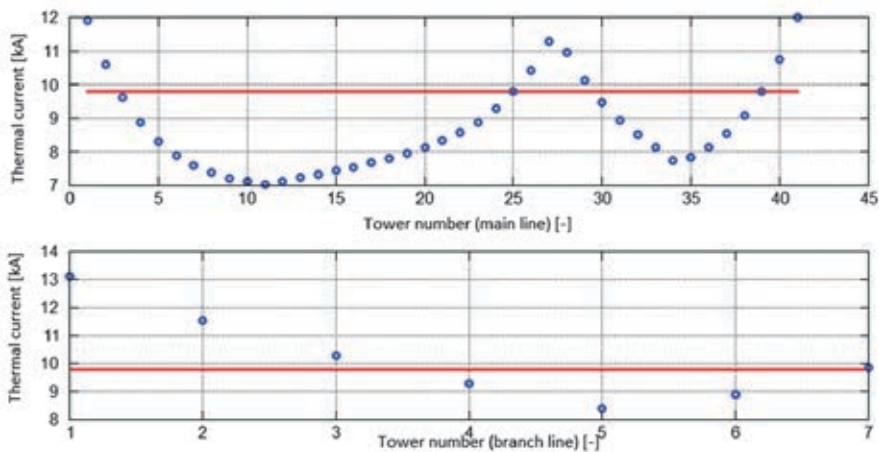


Fig. 10. Maximum thermal earth wire currents, and the thermal limit for the span

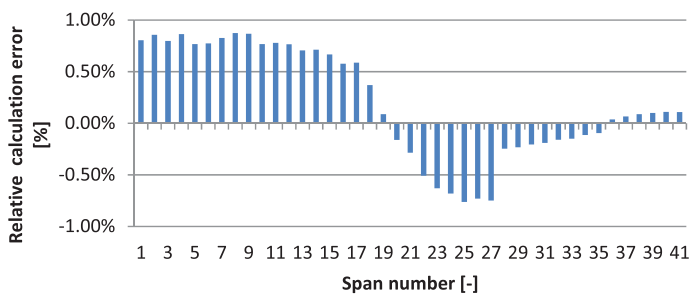


Fig. 11. Error distribution of earth wire current flow calculations for single-phase short-circuit at tower 35 (three terminal line case)

The example shows that for some spans the earth wires are not properly selected. The withstanding capabilities of the main line's earth wire is not sufficient for the first two spans near station A² (spans 1 and 2), the spans in the vicinity of the split tower (spans 25, 26, 27, 28 and 29) and for the last three spans near station B (span 39, 40 and 41). It may also be found that for some of the main line's spans a cheaper earth wire may be used, with a smaller cross-section and lower short-circuit withstanding

capabilities. In this example the short-circuit withstanding capabilities of the branch line's earth wire is not sufficient for the first three spans near the C substation (branch line's spans 1, 2 and 3) and for the span at the split tower (branch line's span 7).

4. Calculation method validation

In order to assess the calculation method's accuracy the resulting earth wire currents were compared to results obtained with an commercial off-shelf software. Fig. 11 shows the relative errors of both current calculations. None of the visible differences exceeds 1%, and they are due largely to the fact that the off-shelf software's transmission line model takes into account the line capacitance, ignored in the proposed method.

5. Summary

This method of calculating short-circuit current flows in earth wires is an extension of previously developed algorithms. These modifications greatly increase its versatility and enable its extensive use for analysing or real transmission systems. This application, developed for the Matlab/FreeMat platform, allows for a fairly easy assessment of earth wire selection correctness,

²This example, for simplicity, ignores the fact that often double earth wires are used in the first and last spans.

presenting the results in a readable graphic form as well as in the form of a detailed report.

The method's accuracy has been validated, and it seems that the software can be successfully used to analyse real transmission systems.

REFERENCES

1. "Przewody odgromowe 220 i 400 kV – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna" [220 and 400 kV earth wires – Standard Functional Specification], Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Konstancin-Jeziorna, 2013.
2. "Badanie uziemień odgromowych słupów oraz skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w napowietrznych liniach elektroenergetycznych NN – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna" [Testing the lightning earthing of towers and the effectiveness of protection against electric shock in LV overhead lines – Standard Functional Specification], Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Konstancin-Jeziorna, 2011.
3. J.R. Carson, "Wave propagation in Overhead Wires with Ground Return", *Bell System Technical Journal*, No. 5, 1926, pp. 539–554.
4. P. Kacejko, J. Machowski, "Zwarcia w systemach elektroenergetycznych" [Short-circuits in power systems], WNT, 2002.
5. H.B. Gooi, S.A. Sebo, "Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines – an Improved Algorithm", *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 3, 1985.

Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. An assistant professor at the Power Engineering Department of his alma mater. His areas of interest include control systems for generators and turbines, wind power generation, and power system automatic protections.

Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently a full professor at Gdańsk University of Technology. His areas of interest include mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines.

Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology

e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999. In 2012 he obtained his PhD at the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdansk University of Technology. An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–50. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Obliczenia rozptyłu prądów zwarciovych w przewodach odgromowych linii WN

Autorzy

Jacek Klucznik
Zbigniew Lubośny
Krzysztof Dobrzyński

Słowa kluczowe

linie elektroenergetyczne, przewody odgromowe, zwarcia doziemne

Streszczenie

W artykule przedstawiono metodę oraz jej implementację w postaci programu komputerowego, które umożliwiają obliczenie rozptyłu prądów zwarciovych w linkach odgromowych linii wysokiego napięcia. Algorytm umożliwia obliczenia dla linii dwustronnie zasilanej oraz linii w układzie gwiazdowym (z odczepem). Opracowany program umożliwia weryfikację doboru przewodów odgromowych z punktu widzenia wytrzymałości zwarciowej cieplnej.

1. Wstęp

W celu ochrony linii wysokiego napięcia od skutków wyładowań atmosferycznych powszechnie stosuje się przewody odgromowe umieszczone na słupie powyżej przewodów fazowych. W Polsce w liniach o napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV przewody odgromowe połączone są bezpośrednio ze stalową konstrukcją słupa. Z kolei każdy ze słupów jest uziemiany. Dodatkowo przewody odgromowe na końcach linii łączone są z uziomem stacji elektroenergetycznej. Takie rozwiązanie sprawia, że ochrona odgromowa staje się skuteczna, a ładunek elektryczny, powodowany wyładowaniem atmosferycznym, odprowadzany jest do ziemi. Prąd wyładowania atmosferycznego mimo znacznej wartości oddziałuje na linkę odgromową przez krótki czas, zatem efekt cieplny przepływu prądu wyładowania atmosferycznego jest niewielki. Nie stanowi on zagrożenia cieplnego nawet dla najmniejszych stosowanych przekrojów linek odgromowych – 70 mm² (linie 220 i 400 kV) [1] czy nawet linek o przekroju 50 mm².

Rozwiązanie, w którym linki odgromowe połączone są z konstrukcją słupa, powodują jednak problemy przy zwiarciach w linii. Zwarcie 1-fazowe pomiędzy przewodem fazowym a konstrukcją słupa czy zwarcie 2-fazowe pomiędzy dwoma fazami a konstrukcją słupa powodują przepływ prądu zwarcioowego przez przewody odgromowe. Wobec czasów trwania typowych zwarczeń znacznie dłuższych niż wyładowania atmosferyczne to prąd zwarcioowy płynący w linkach odgromowych jest głównym czynnikiem brany pod uwagę przy projektowaniu ochrony odgromowej linii i doborze przewodów odgromowych.

Podstawowym problemem, jaki ma do rozwiązania projektant, jest określenie wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym. O ile wyznaczenie wartości początkowego prądu zwarcioowego nie jest sprawą trudną, to określenie, jaka część prądu zwarcioowego popłynie przez konstrukcję słupa do ziemi, a jaka część

popłynie przewodami odgromowymi, jest problematyczne.

W podejściu uproszczonym stosuje się tzw. współczynnik redukcyjny, który definiuje, jaka część prądu zwarcioowego popłynie przez uziom słupa.

$$I_u = rI_{k1}'' \quad (1)$$

gdzie:

I_u – prąd płynący przez uziom, I_{k1}'' – początkowy prąd zwarcia 1-fazowego, r – współczynnik redukcyjny.

Wartość prądu płynącego w przewodzie odgromowym wyznacza się wówczas jako:

$$I_{gw} = I_{k1}'' - I_u = (1 - r)I_{k1}'' \quad (2)$$

Wartość współczynnika redukcyjnego dla polskich linii o różnej budowie waha się od 0,4 do 0,7 [2]. Wartość współczynnika redukcyjnego może być też wyznaczona na podstawie stosunku impedancji kilometrycznej własnej przewodu odgromowego do impedancji kilometrycznej wzajemnej pętli: przewód fazowy – przewód odgromowy.

Pierwsze z podejść, przyjęcie wartości z przedziału 0,4 do 0,7, może powodować duże rozbieżności w wynikach obliczeń i w skrajnych przypadkach może prowadzić do przeszacowania lub niedoszacowania wartości prądu w przewodzie odgromowym. Wykorzystanie niedoszacowanej wartości prądu w przewodzie odgromowym do doboru przewodu może się skończyć jego uszkodzeniem cieplnym, zaś przeszacowanie może powodować zastosowanie większych niż wymagane przekrojów linek odgromowych i tym samym wzrost kosztów inwestycji.

Drugie podejście, pozornie lepsze, ma wadę polegającą na tym, że impedancje kilometryczne własne i wzajemne podawane w literaturze, czy liczone na podstawie równań Carlsona [3, 4], nie uwzględniają rezystancji uziomów słupów. W efekcie tego obliczany współczynnik redukcyjny nie zależy

od rezystancji uziomów słupów linii, co nie jest prawdą.

2. Proponowana metoda obliczeniowa

W celu obliczenia prądu zwarcioowego płynącego przewodem odgromowym autorzy zaadaptowali i rozbudowali ideę obliczeń przedstawioną przez H.B. Gooi i S.A. Sebo [5]. W artykule autorzy prezentują sposób postępowania w celu obliczenia początkowego prądu zwarcioowego dla zwarcia na dowolnym słupie linii napowietrznej, a następnie obliczenia rozptyłu prądu w poszczególnych przesłach linii. Oryginalny artykuł prezentuje sposób postępowania dla linii łączącej dwie stacje, o określonych impedancjach zwarcioowych.

Rysunek 1 przedstawia ideę modelowania linii na potrzeby wyznaczenia rozptyłu prądów w poszczególnych przesłach linki odgromowej. W linii o $n + 1$ przesłach występuje $n + 2$ słupów. Słupy skrajne (0 i $n + 1$) należy utożsamiać ze słupami bramowymi stacji elektroenergetycznych na krańcach linii. Każda ze stacji reprezentowana jest przez 3-fazowe źródło napięcia (U_{SA} , U_{SB} , U_{SC}) i zastępczą impedancję zwarcioową (Z_{SA} , Z_{SB} , Z_{SC})¹. Wartości impedancji dla obu stacji mogą być różne, jednak (podobnie jak w obliczeniach zwarcioowych wykonywanych zgodnie z normą 60909) wartości napięć w obu stacjach przyjmuje się za takie same. Wartość rezystancji uziomu stacji reprezentowana jest przez rezystory R_{FP} . Każde z przesł (k) reprezentowane jest przez impedancje własne przewodów fazowych (Z_{Ak} , Z_{Bk} , Z_{Ck}), impedancje własną przewodu odgromowego (Z_{Gk}), impedancje wzajemne między przewodami fazowymi (M_{ABk} , M_{BCk} , M_{ACK}) oraz impedancje wzajemne między przewodami fazowymi a przewodem odgromowym (M_{AGk} , M_{BGk} , M_{CGk}). Rezystancja uziomu danego słupa reprezentowana jest przez R_k .

Sposób oznaczania prądów płynących w przewodach pokazano na rys. 1, przyjmując następującą konwencję: prądy w przesłę na lewo od słupa k mają indeks k ,

¹ W artykule, dla uproszczenia opisów rysunków i wzorów, pomija się symbole liczb zespolonych, traktując wszystkie prądy, napięcia i impedancje jako wartości zespolone.

a na prawo od słupa k indeks $k+1$. Sposób strzałkowania prądów prezentowany na rysunku nie do końca odpowiada rzeczywistym kierunkom przepływu, ale jest zgodny z prezentowanymi dalej równaniami.

Artykuł nie prezentuje całej idei metody obliczeń, która jest możliwa do prześledzenia w oryginalnej publikacji, a jedynie przedstawia propozycję jej modyfikacji znacznie rozszerzającej jej funkcjonalność. Podstawą metody jest wyznaczanie macierzy impedancji zastępczych, wiążącej prądy w przewodach fazowych i przewodzie odgromowym (danego przęsła) z napięciami przewodów fazowych i napięciem w przewodzie odgromowym na określonym słupie. Dla linii jednotorowej, z jednym przewodem odgromowym, związek ten jest następujący:

$$\begin{bmatrix} U_{ak} \\ U_{bk} \\ U_{ck} \\ U_{gk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11k} & Z_{12k} & Z_{13k} & Z_{14k} \\ Z_{12k} & Z_{22k} & Z_{23k} & Z_{24k} \\ Z_{13k} & Z_{23k} & Z_{33k} & Z_{34k} \\ -Z_{14k} & -Z_{24k} & -Z_{34k} & Z_{44k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ak} \\ I_{bk} \\ I_{ck} \\ I_{gk} \end{bmatrix} \quad (3)$$

gdzie:

$U_{ak}, U_{bk}, U_{ck}, U_{gk}$ – napięcia fazowe i napięcie przewodu odgromowego dla k -tego słupa, $I_{ak}, I_{bk}, I_{ck}, I_{gk}$ – prądy fazowe i prąd przewodu odgromowego dla k -tego przęsła.

Macierz impedancji Z_k obliczana jest za pomocą wzorów rekurencyjnych dla każdego przęsła linii, począwszy od stacji początkowej do miejsca zwarcia. Do obliczeń elementów macierzy Z_k wykorzystywane są dane modelu linii przedstawione na rys. 1 ($Z_{Ak}, Z_{Bk}, Z_{Ck}, Z_{Gk}, M_{ABk}, M_{Bck}, M_{ACk}, M_{AGk}, M_{BGk}, M_{CGk}$ i R_k). Zależności szczegółowe nie będą tu prezentowane.

W oryginalnej metodzie macierz Z_k dla słupa skrajnego, tj. słupa bramowego stacji elektroenergetycznej, do której dochodzi rozważana linia (indeks $k = 0$), jest równa:

$$\begin{bmatrix} -(R_{FP} + Z_{SA}) & R_{FP} & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SB}) & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SC}) & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie, zgodnie z rys. 1, wartość R_{FP} reprezentuje uziom stacji, a impedancje Z_{SA}, Z_{SB} i Z_{SC} są impedancjami zwarciovymi systemu elektroenergetycznego dla poszczególnych faz.

Niestety, takie podejście nie pozwala na uwzględnienie typowych parametrów zwarciovych dostępnych dla stacji elektroenergetycznej, czyli stosunku składowej zerowej reaktancji do składowej zgodnej reaktancji zwarcioviej X_0/X_1 i stosunku składowej zerowej rezystancji do składowej zgodnej rezystancji zwarcioviej R_0/R_1 . W opracowanym algorytmie wprowadzono zatem modyfikację pozwalającą na uwzględnienie powyższych danych. Zmodyfikowana macierz dla stacji początkowej przyjmuje wówczas następującą postać:

$$Z_{k=0} = \begin{bmatrix} -R_{FP} + Z_{11S_ABC} & R_{FP} + Z_{12S_ABC} & R_{FP} + Z_{13S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{21S_ABC} & -R_{FP} + Z_{22S_ABC} & R_{FP} + Z_{23S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{31S_ABC} & R_{FP} + Z_{32S_ABC} & -R_{FP} + Z_{33S_ABC} & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (5)$$

gdzie:

macierz Z_{S_ABC} , opisująca system elektroenergetyczny poprzez impedancje fazowe własne i wzajemne, jest wynikiem transformacji macierzy składowych symetrycznych impedancji zwarciovych:

$$Z_{S_ABC} = -\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{S0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{S1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{S2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

gdzie:

Z_{S0}, Z_{S1}, Z_{S2} – impedancje zwarciovie stacji dla składowej zerowej, zgodnej oraz przeciwniej, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ – operator obrotu określony jako $e^{j\frac{2\pi}{3}}$.

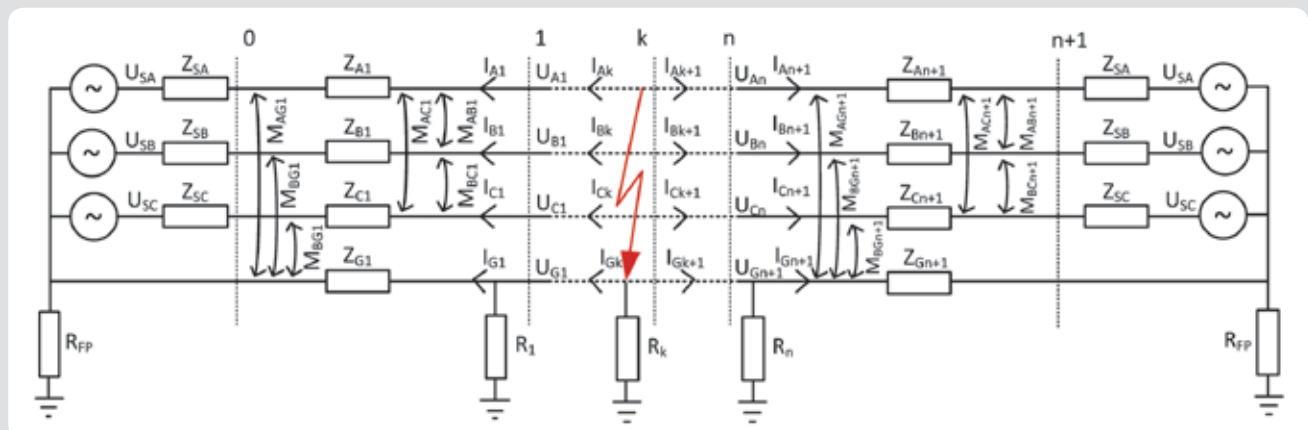
Kolejna modyfikacja metody, pozwalająca na większą aplikacyjność opracowanego algorytmu, polega na możliwości uwzględnienia odczepu w linii. W metodzie oryginalnej rozpatrywana jest pojedyncza linia łącząca dwie stacje elektroenergetyczne. Opracowany algorytm, a zarazem przygotowany program, pozwala na analizę często spotykanej w praktyce sytuacji, gdzie linia jest wyposażona w odczep (linia w układzie gwiazdowym). Odczep ten może być odczepem pasywnym, zasilającym sieć odbiorczą (stacja GPZ WN/SN), lub odczepem aktywnym, będącym źródłem prądu zwarciovego (np. farma wiatrowa lub inne źródło energii).

Opracowane algorytmy obliczeniowe zaimplementowano na platformie obliczeniowej FreeMat, będącej bezpłatną alternatywą dla programu Matlab.

3. Przykłady obliczeniowe

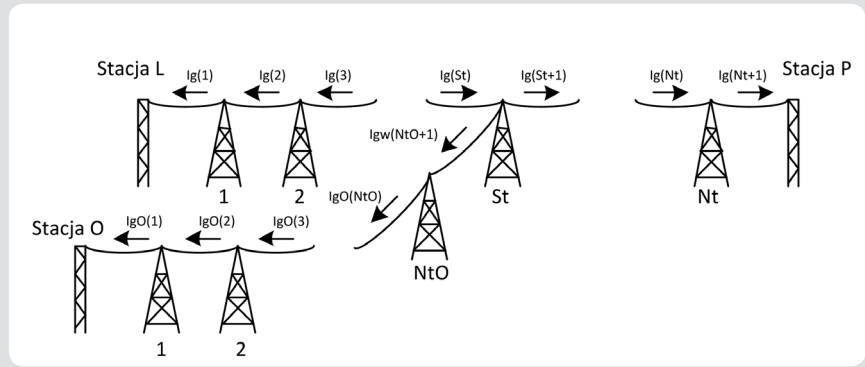
Analizy wykonano dla linii o napięciu znamionowym 110 kV, łączącej stacje elektroenergetyczne L i P, o mocach zwarciovych równych odpowiednio 2000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$) oraz 1500 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$). Linia składa się z 41 przęseł o równej długości wynoszącej 300 m. Sposób numeracji słupów i prądów w linkach odgromowych przedstawiono na rys. 2, pokazując uniwersalny schemat zawierający także linię odczepową.

Pierwszy z analizowanych przykładów zakłada zwarcie na słupie nr 13. Rozkład prądów w linkach odgromowych w takim przypadku przedstawia rys. 3. Największe wartości prądów zwarciovych obserwuje się w linkach odgromowych w pobliżu słupa 13. W miarę oddalania się od słupa, na którym wystąpiło zwarcie, wartości prądów w przewodzie odgromowym maleją, ponieważ prąd zwarciovym upływa do ziemi przez uziomy kolejnych słupów. Co interesujące, wartości prądów w przewodach odgromowych w pewnym oddaleniu od miejsca zwarcia przestają się obniżać, a przy zbliżeniu



Rys. 1. Model linii na potrzeby wyznaczania rozpyły prądów zwarciovych

się do stacji elektroenergetycznej mogą nawet nieznacznie wzrastać (np. prześła 38–41). Spowodowane jest to coraz mniejszym udziałem uzimów słupów w odprowadzaniu prądu zwarciovego do ziemi w miarę oddalania się od miejsca zwarcia i jednoczesnym oddziaływaniem magnetycznym przewodów fazowych. Na rysunku widać również, że znacznie większe wartości prądów obserwowane są w prześłach na lewo od miejsca zwarcia, co powodowane jest mniejszą impedancją wynikającą z bliskości stacji L i jej uzimów o wartości znacznie mniejszej niż rezystancje uzimów poszczególnych słupów.



Rys. 2. Sposób numeracji słupów i prądów w linkach odgromowych

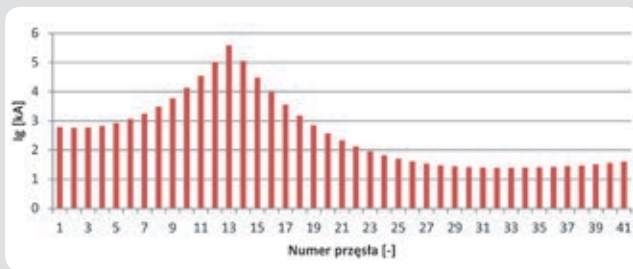
Kolejny przykład, przedstawiony na rys. 4, pokazuje rozptył prądów dla zwarcia 1-fazowego w pobliżu stacji P, na słupie 35. Uzyskany rozkład prądów w przewodach odgromowych ma kształt analogiczny jak w poprzednim przypadku – większa część prądu płynie w kierunku bliższej stacji, na prawo od miejsca zwarcia.

Kolejne analizy wykonano również dla linii o napięciu znamionowym 110 kV, łączącej stacje elektroenergetyczne L i P, o mocach zwarciovych jak w poprzednim przykładzie.

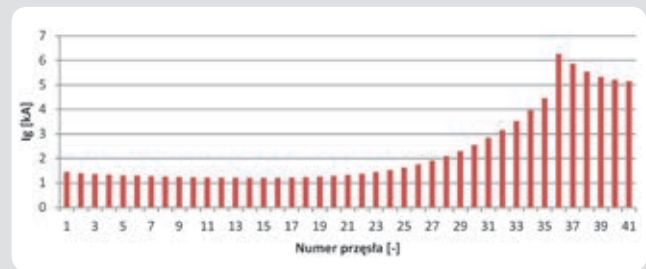
Dodatkowo założono, że na słupie nr 27 przyłączona jest linia odczepowa zawierająca 7 prześel (po 300 m każde), łącząca linię ze stacją odczepową O, o mocy zwarciovowej równej 2000 MVA, przy stosunku X_0/X_1 równym 1,5.

Rysunki 5 i 6 przedstawiają rezultaty obliczeń uzyskane dla zwarcia na słupie 35. Widać tu (rys. 5), że dodatkowa linia odczepowa

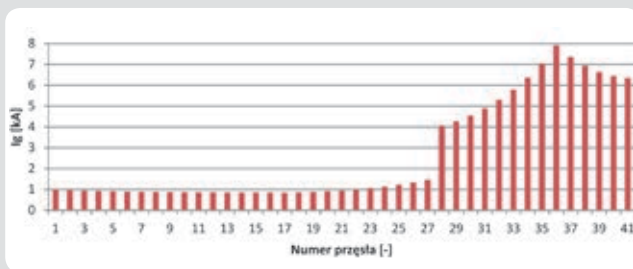
zmienia rozptył prądów w linie odgromowej linii głównej. Na lewo od słupa odczepowego (27) następuje gwałtowne zmniejszenie wartości prądu w przewodzie odgromowym linii głównej. Wynika to z faktu „ucieczki” prądu zwarciovego przez przewód odgromowy linii odczepowej, w kierunku małej rezystancji uzimów stacji O. Z kolei małą zmienność prądu w przewodzie odgromowym linii odczepowej (rys. 6)



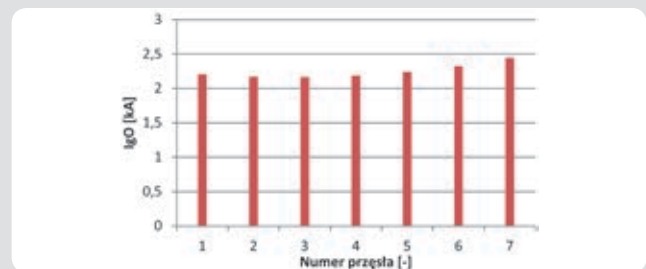
Rys. 3. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 13



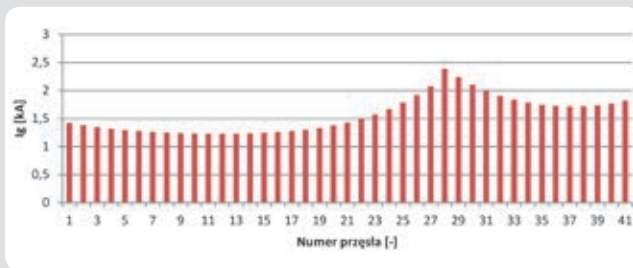
Rys. 4. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35



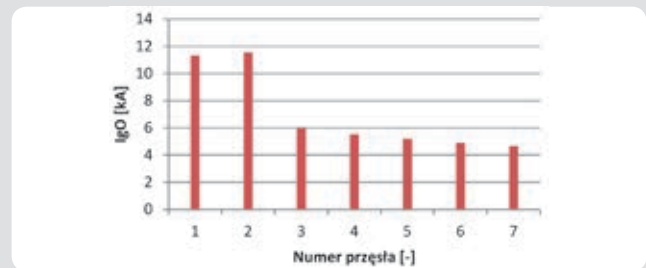
Rys. 5. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35



Rys. 6. Rozkład prądów w linkach odgromowych odczepu dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35



Rys. 7. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie 2 odczepu



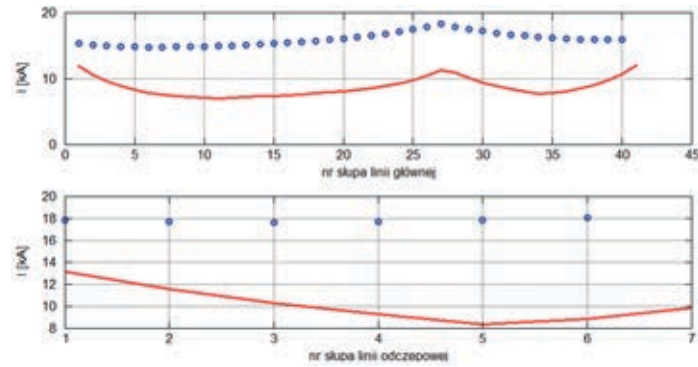
Rys. 8. Rozkład prądów w linkach odgromowych odczepu dla zwarcia 1-fazowego na słupie 2 odczepu

można łatwo wytłumaczyć rezystancjami uziomów słupów znacznie większymi niż rezystancja uziomu stacji odczepowej. Przy dość krótkiej linii skutkuje to bardzo małym udziałem uziomów słupów w przepływie prądu zwarciovego.

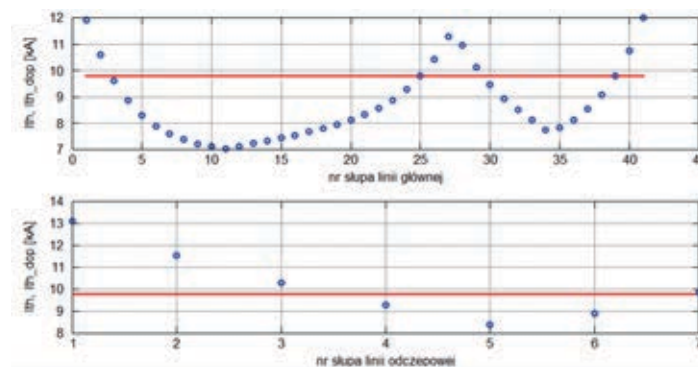
Ostatni z prezentowanych przykładów (rys. 7 i 8) pokazuje sytuację, jaka wystąpi dla zwarcia w linii odczepowej (na słupie 2). Prąd zwarcioowy płynie w dużej mierze w kierunku stacji odczepowej (rys. 8), co jest zrozumiałe ze względu na jej bliskość względem miejsca zwarcia. Pozostała część prądu zwarciovego płynie przewodem odgromowym w kierunku słupa odczepowego, gdzie dzieli się i rozplywa w kierunku stacji L i P (rys. 7). Przedstawiane do tej pory przykłady pokazywały rozplyw prądów w linkach odgromowych, w przypadku zwarcia na konkretnym słupie. W praktyce, projektując ochronę odgromową linii, należy określić najgorszą sytuację powodującą przepływ największego prądu w danym odcinku linii odgromowej. Aby to obliczyć, należy przeanalizować kolejno zwarcia występujące na poszczególnych słupach, poszukując wartości maksymalnego prądu dla danego odcinka przewodu odgromowego. Przykład takich poszukiwań prezentowany jest poniżej. W przykładzie założono, że linka odgromowa ma przekrój 70 mm² na całej długości linii. Przyjęto, że jej wytrzymałość zwarciowa cieplna 1-sekundowa jest równa 9,8 kA. Poniżej prezentowane są rysunki uzyskane wprost z opracowanego programu. Pierwszy z nich (rys. 9) przedstawia maksymalne wartości prądów w linkach odgromowych danego przęsła (oznaczone linią ciągłą o kolorze czerwonym) oraz dla porównania wartości początkowego prądu zwarcia 1-fazowego na danym słupie (oznaczone niebieskimi kropkami).

Obliczony maksymalny prąd w przewodzie odgromowym danego przęsła jest przeliczany na zastępczy prąd cieplny, w celu porównania z wytrzymałością zwarciową cieplną zastosowanych przewodów odgromowych. Do wyznaczenia prądu cieplnego wykorzystuje się formułę uwzględniającą maksymalny czas trwania zwarcia, a także fakt stosowania na linii automatyki SPZ. W przykładzie zakłada się maksymalny czas trwania zwarcia równy $T_z = 0,5$ s (wynikający ze zwłoki czasowej rezerwowych zabezpieczeń zerowoprądowych linii – 0,4 s i czasu własnego wyłączników – 0,1 s). Przy założeniu jednokrotnego nieudanego SPZ (cykl WZW) łączny czas niezbędny do wyznaczenia prądu cieplnego wynosi $2T_z$, czyli 1 s. Oznacza to, że w przykładzie zaprezentowanym na rys. 9 maksymalne wartości prądu odpowiadają wartościom prądu cieplnego na rys. 10.

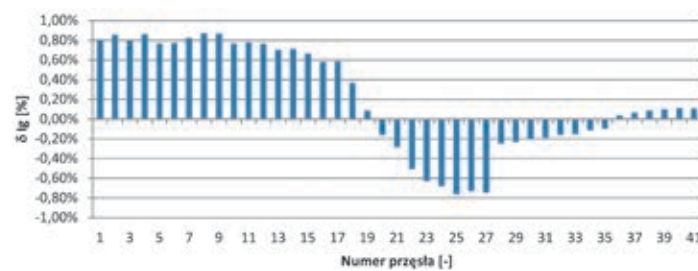
Rysunek. 10 przedstawia maksymalne cieplne wartości prądów w linkach



Rys. 9. Wartości maksymalnych prądów w przewodach odgromowych danego przęsła oraz wartości początkowego prądu zwarcia 1-fazowego dla danego słupa linii



Rys. 10. Wartości maksymalnych prądów cieplnych w przewodach odgromowych oraz wartości dopuszczalne dla danego przęsła



Rys. 11. Rozkład błędów obliczeń prądu w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35 (linia z odczepem)

odgromowych danego przęsła (oznaczone niebieskimi kropkami) oraz wartości dopuszczalne – prądu zwarciovego 1-sekundowego danego przęsła (oznaczone czerwona linią ciągłą). Dla prawidłowo dobranej przewodu odgromowego krzywa utworzona przez niebieskie kropki zawsze powinna znajdować się pod linią czerwoną. Przykład pokazuje, że dla części przęsła przewód odgromowy nie jest dobrany poprawnie. Wytrzymałość zwarciowa przewodu odgromowego linii głównej nie jest wystarczająca dla dwóch pierwszych przęsła przy stacji L² (przęsła 1 i 2), dla przęsła w otoczeniu słupa odczepowego (przęsła 25, 26, 27, 28 i 29) oraz dla trzech ostatnich

przęsła przy stacji P (przęsła 39, 40 i 41). Jednocześnie można stwierdzić, że dla części przęsła linii głównej można zastosować tańszy przewód odgromowy o mniejszym przekroju i mniejszej wytrzymałości zwarciowej. Wytrzymałość zwarciowa przewodu odgromowego linii odczepowej, dla prezentowanego przykładu, nie jest wystarczająca dla trzech pierwszych przęsła przy stacji odczepowej (przęsła 1, 2 i 3 linii odczepowej) oraz dla przęsła przy słupie odczepowym (przęsło 7 linii odczepowej).

4. Weryfikacja metody obliczeniowej

W celu oceny poprawności opracowanej metody obliczeniowej porównano uzyskane

² W przykładzie, dla uproszczenia, pomija się fakt, że często dla pierwszego i ostatniego przęsła stosuje się podwójne przewody odgromowe.

wyniki wartości prądów w linkach odgromowych z wynikami uzyskanymi w oprogramowaniu komercyjnym. Na rys. 11 przedstawiono uzyskane wartości błędu względnego obliczania prądu obu metod. Widoczne różnice nie przekraczają 1% i wynikają w znacznej mierze z faktu, że w zastosowanym oprogramowaniu komercyjnym model linii uwzględniał pojemności linii pomijanej w proponowanej metodzie.

5. Podsumowanie

Zaprezentowana w artykule metoda obliczania rozplywu prądów zwarciovych w przewodach odgromowych stanowi rozwinięcie wcześniej opracowanych algorytmów. Wprowadzone modyfikacje zwiększają znacznie jej uniwersalność i pozwalają na szerokie wykorzystanie metody do analizy rzeczywistych układów przesyłowych. Opracowana na platformę Matlab/Freemat aplikacja pozwala w sposób dość łatwy na dokonywanie oceny poprawności

doboru linki odgromowej, prezentując wyniki w czytelnej postaci graficznej, jak również w postaci szczegółowego raportu. Przeprowadzona weryfikacja i potwierdzona dokładność metody pozwala uznać, że opracowany program może być z powodzeniem wykorzystywany w analizach rzeczywistych układów przesyłowych.

Bibliografia

1. Przewody odgromowe 220 i 400 kV – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Konstancin-Jeziorna, 2013.
2. Badanie uziemień odgromowych słupów oraz skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w napowietrznych liniach elektroenergetycznych NN – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Konstancin-Jeziorna, 2011.
3. Carson J.R., Wave propagation in Overhead Wires with Ground Return, *Bell System Technical Journal* 1926, nr 5, s. 539–554.
4. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT 2002.
5. Gooi H.B., Sebo S.A., Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines – an Improved Algorithm, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* 1985, Vol. PAS-104, No. 3.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

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

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

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

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.