

Identification of High-resistance Earth Faults in Medium Voltage Networks Using Higher Harmonics

Authors

Lubomir Marciniak
Mateusz Piątek

Keywords

high non-linear short-circuit resistance, higher harmonics, earth fault protection

Abstract

One way to detect line-to-earth arc faults and high-resistance faults in compensated medium voltage networks is based on the criterion of reactive power of higher harmonics in zero sequence voltage and current components. The harmonic content of currents and voltages was evaluated as a function of non-linear short-circuits resistance parameters. This criterion-based earth fault protection's model is described. Examples of high-resistance fault detection are attached.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017105

Received: 27.01.2017

Received in revised form: 18.03.2017

Accepted: 21.03.2017

Available online: 30.03.2017

1. Introduction

One way to improve the reliability of medium voltage (MV) networks and to reduce SAIFI, SAIDI and MAIFI indicators is to use effective earth fault identification systems.

Quite frequent in medium voltage networks, especially those with capacitive earth current compensation, are single phase faults involving high or very high non-linear fault resistance R_F of from a few to several dozen k Ω [1–3]. Effective ways and systems to detect this type of fault are looked for, as the classic earth fault protections do not work properly. New ways are tested, based on the use of higher harmonics, earth fault signal's wavelet decomposition, and artificial neural networks [2–11]. Promising results in the high-resistance short-circuit detection were obtained by using wavelet criteria-based protection [3, 9, 10]. An alternative to this type of solution can be the proposed protection based on the criterion of reactive power of higher harmonics of zero-sequence current and voltage components.

2. Higher harmonics generated by non-linear fault resistance

In the case of arc and high-resistance faults the main source of harmonics, especially the third one, is non-linear fault resistance R_F . This resistance may be approximated in the first approximation by generalised static voltage-current characteristics $U_F = f(I_F)$ in the form of formula [12, 13]:

$$U_F = \begin{cases} I_F R_0, & \text{if } |I_F| < I_z \\ \text{sign}(I_F) U_k + I_F R_1, & \text{if } |I_F| \geq I_z \end{cases} \quad (1)$$

where: U_k – threshold voltage (knee voltage), R_0 – initial resistance, R_1 – resistance to high currents, $I_z = U_z/R_0$ – arc ignition current corresponding to ignition voltage U_z . If $U_z = U_k$ the characteristic corresponds to the non-linear resistance without the participation of the arc.

An important parameter of resistance R_F is also time constant τ , determining the dynamics of its changes in the time.

Harmonic content of zero-sequence voltage and current depends on the network parameters and the mutual relation between short-circuit resistance parameters, and may reach several tens of percent for currents and from a few to a dozen percent for the voltage [1, 3, 7]. Particularly high, up to several hundred percent of the fundamental harmonic can be the values of odd, 3, 5, 7 and 9, current harmonics in a compensated network, since, unlike the fundamental harmonic, they are not subject to compensation. Reactive power these harmonics stays highly monopolar and is positive in the faulty line and negative in healthy lines, regardless of compensation detuning, transition resistance and short circuit process. As a result, it can be used as a criterion for selective identification of high-resistance faults.

From the practical point of view, it is important to estimate the harmonics of zero-sequence current, voltage and their reactive power as a function of network parameters and non-linear short-circuit resistance. These harmonics were estimated for a compensated 15 kV network based on a simplified model of the network in Matlab/Simulink, which included the zero-sequence capacitance and leakage resistance, inductance and resistance of the system, and inductance and resistance of the faulty line. The harmonics were measured by digital signal processing methods.

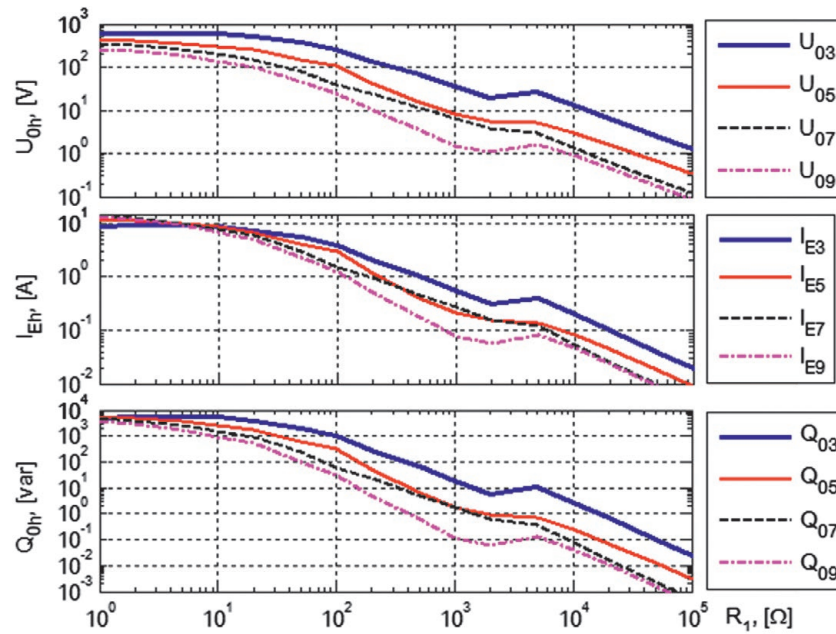


Fig. 1. Effective values of the harmonics of voltage U_{0h} , current I_{Eh} , and their reactive power Q_{0h} as a function of resistance R_1 during arc short-circuit: $I_{CS} = 50$ A, $U_k = 1.5$ kV, $s = 0.1$

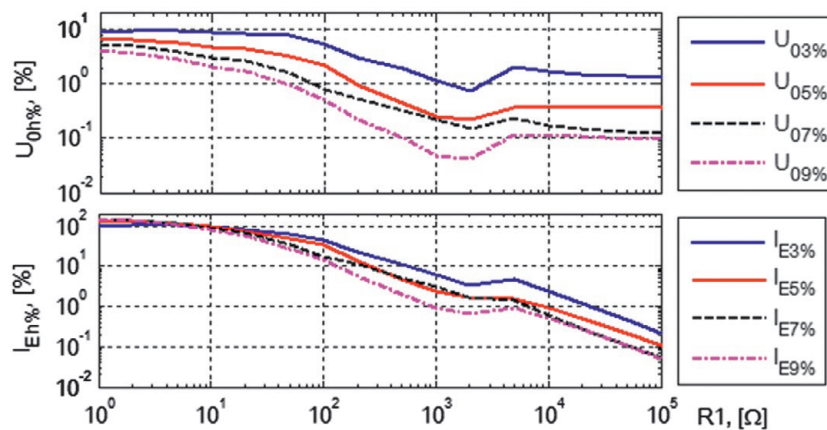


Fig. 2. Percentage shares of the harmonics of voltage U_{0h} , current I_{Eh} , and their reactive power Q_{0h} as a function of resistance R_1 during arc short-circuit: $I_{CS} = 50$ A, $U_k = 1.5$ kV, $s = 0.1$

Signals were sampled at frequency $f_p = 2400$ Hz. Harmonics were extracted by digital Kaiser band-pass filters [14] with number of coefficients (window length) $N_{pp} = 212$ and shape parameter $\beta = 12$. The filter's main bandwidth Δf_{lg} does not exceed 100 Hz, and side lobe suppression A_{lb} is not less than 100 dB. Effective values of the harmonics of voltage U_{0h} , current I_{Eh} and their reactive power Q_{0h} were determined based on orthogonal components of signals calculated by correlation of input signals with the sine and cosine functions in single-cycle window (with number of coefficients $N_w = 48$) [15]. These values were further smoothed by low-pass Hanning filters with two-cycle window ($N_{dp} = 96$). Only odd harmonics numbered 3, 5, 7 and 9 were tested, as they are present in every short-circuit involving a non-linear resistance, and their values are large.

Fig. 1 to 6 shows the test results of harmonics U_{0h} , I_{Eh} and their reactive power Q_{0h} ($h = 3, 5, 7, 9$) that appear in arc faults as a

function of various parameters. All these cases correspond to arc faults with ignition voltage $U_z = 10$ kV, time constant $\tau = 0.1$ ms and ratio $R_1/R_0 \geq 100$. In addition, fixed values were assumed for network damping coefficient $d_0 = 0.05$ and Petersen's coil goodness $q_d = 80$. Short-circuits were simulated within 1 km from the substation on an overhead line with a conductor type AFL 6-70.

Measurements in the case of cyclic arc faults, which occur at high short-circuit resistances $R_1 > 1$ k Ω , were recorded in a steady state. Measurements in the case of intermittent arc faults ($R_1 < 1$ k Ω) correspond to the measurement system's peak response to the arc's ignitions.

Fig. 1 shows that the harmonic values of voltage, current and their reactive power strongly depend on arc resistance R_1 . Within tested range of R_1 the results differ by several orders of magnitude. The difference for reactive power Q_{0h} exceeds even

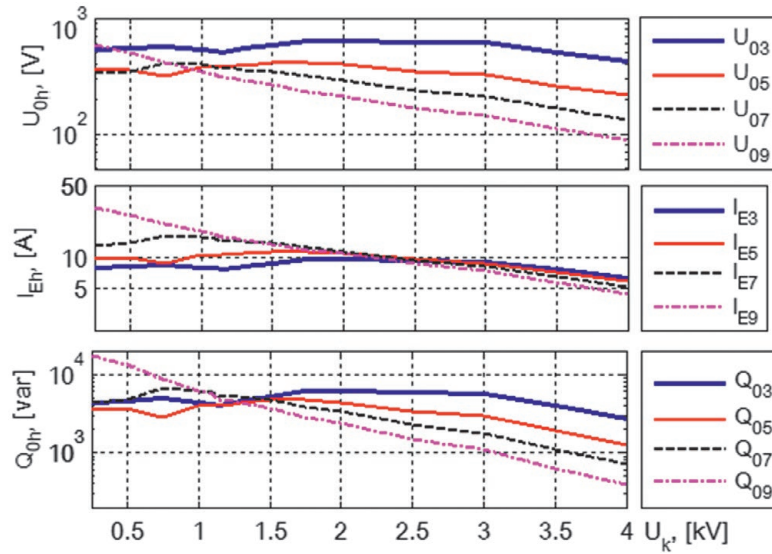


Fig. 3. Effective values of the harmonics of voltage U_{0hr} , current I_{Ehr} , and their reactive power Q_{0h} as a function of threshold voltage U_k during arc short-circuit: $I_{CS} = 50$ A, $R_1 = 1.0$ Ω , $s = 0.1$

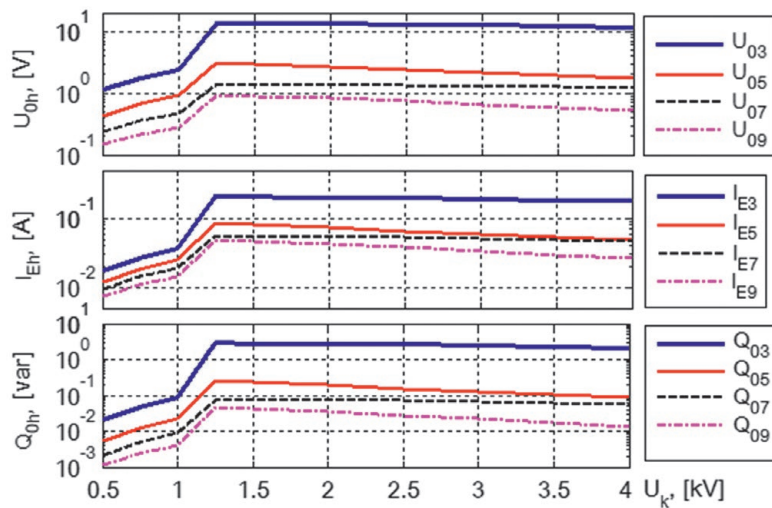


Fig. 4. Effective values of the harmonics of voltage U_{0hr} , current I_{Ehr} , and their reactive power Q_{0h} as a function of threshold voltage U_k during arc short-circuit: $I_{CS} = 50$ A, $R_1 = 10$ k Ω , $s = 0.1$

six orders of magnitude. A significant percentage share of the harmonics relative to the fundamental harmonic (Fig. 2) occurs only during short circuits with a relatively small resistance R_1 , to a few hundred ohms. Increase in arc threshold voltage U_k may decrease the harmonics' values, as is the case in low-resistance short-circuits (Fig. 3), or increase their values with increasing U_k to about 1.25 kV and then reduce them, as is the case in high-resistance short circuits (Fig. 4). Increase in network's capacitive current I_{CS} typically contributes to the harmonic values' increase in low-resistance short-circuits (Fig. 5a), and their decrease in high-resistance short-circuits (Fig. 5b). The impact of network compensation detuning ratio on the harmonic values is insignificant (Fig. 6), especially in high-resistance short-circuits. The presented analysis shows that best suited for the detection of high-resistance faults are the 3rd harmonics of voltage U_{03} ,

earth current I_{E3} and their reactive power Q_{03} , because they reach the highest values. To detect high-resistance short-circuits with resistance R_1 to 100 k Ω on basis of the criterion of reactive power of harmonics, must be used very small setting value of reactive power Q_r , about 0.001 VAR.

3. Model of a protection for high-resistance earth fault detection

Fig. 7 shows a model of earth fault protection with reactive power criterion - based identification of high-resistance arc faults developed in Matlab/Simulink environment.

Zero-sequence voltage u_0 and earth current i_E are subjected to initial low-pass filtering in Butterworth analogue filters of second order with cut-off frequency $f_c = 800$ Hz. The filtered-out signals are subject to digitization (sampling at frequency $f_p = 2400$ Hz

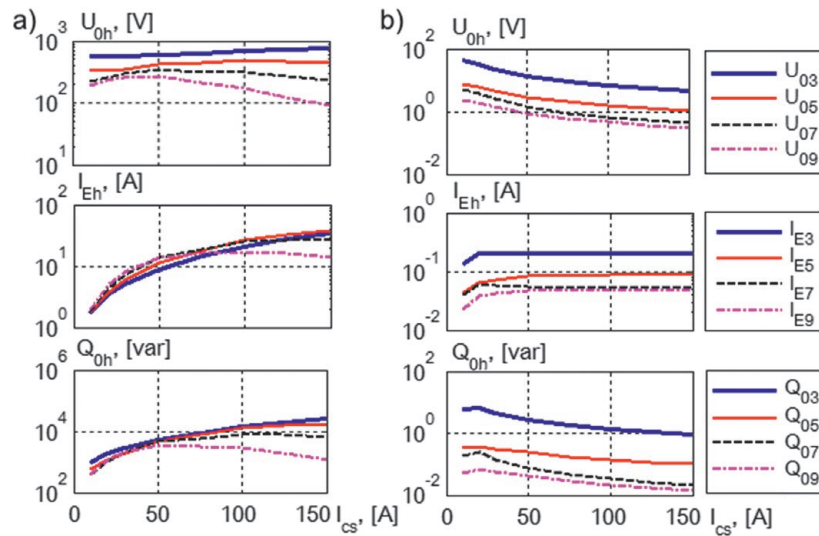


Fig. 5. Effective values of the harmonics of voltage U_{0h} , current I_{Eh} , and their reactive power Q_{0h} as a function of network's capacitive current I_{CS} during arc short-circuit: a) $R_1 = 1.0$; b) $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$; $U_k = 1.5 \text{ kV}$, $s = 0.1$

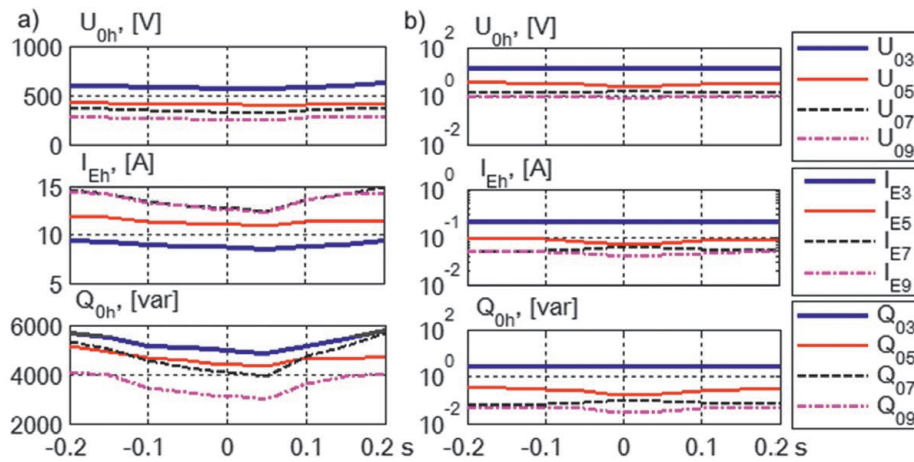


Fig. 6. Effective values of the harmonics of voltage U_{0h} , current I_{Eh} , and their reactive power Q_{0h} as a function of network compensation detuning ratio during arc short-circuit: a) $R_1 = 1.0 \text{ }\Omega$; b) $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$; $I_{CS} = 50 \text{ A}$, $U_k = 1.5 \text{ kV}$

and quantization with resolution 0,61 V for voltage, and 6,1 mA for current) in *Quantizer* elements, and reduction in *Saturation* blocks. Then, the signals are subjected to band-pass filtration to extract a specified harmonic. Parametric band-pass filters were used, with Kaiser window [14], and parameters as in the previous point, that is: $N_{pp} = 212$, $\beta = 12$, $\Delta f_{lg} \leq 100 \text{ Hz}$, $A_{lb} = 100 \text{ dB}$.

In *Est UIPQ* block the current's and voltage's orthogonal components are calculated, as well as their effective values, and the active and reactive power. The orthogonal components are obtained by signals' correlation with the sine and cosine functions in a processing window with the length of one cycle of the fundamental harmonic [15]. The calculated values are subjected to low-pass filtration in the low-pass filters (*FDP*).

The reactive power of selected harmonic of voltage and current $Q_{0h}(n)$ and smoothed signal $Q_{0hw}(n)$ are calculated from:

$$Q_{0h}(n) = I_{Ehd}(n)U_{0hq}(n) - I_{Ehq}(n)U_{0hd}(n) \quad (2)$$

$$Q_{0hw}(n) = \sum_{k=0}^{N_{dp}-1} Q_{0h}(n-k)h_{dp}(k)$$

where: I_{Ehd} , I_{Ehq} , U_{0hd} , U_{0hq} – orthogonal components in axes d and q of the harmonics of earth current I_{Eh} and the zero-sequence voltage U_{0h} , $h_{dp}(k)$ – function of Hanning low-pass filter coefficients, $N_{dp} = 96$ – number of filter coefficients, n – current sample number.

Criterion signal Q_{0hw} is compared with setting value Q_r in *Relay* block. The first impulse (intermittent short circuit) or continuous signal (cyclic short-circuit) that meets logical condition $Imp = (Q_{0hw} > Q_r)$ shall excite the protection and activate the timer (*Integrator* block). Short-circuit is detected after a set time delay t_{zab} (*Compare* block), if at that time there is a continuous impulse or impulse sequence Imp at intervals Δt_{imp} , not longer than holding up (retriggeration) time T_{ret} (*Off Delay* block). Operating conditions come down to the following logical and time relationships:

$$Imp = (Q_{0hw} > Q_r), \quad \Delta t_{imp} < T_{ret}, \quad t_{pob} \geq t_{zab} \quad (3)$$

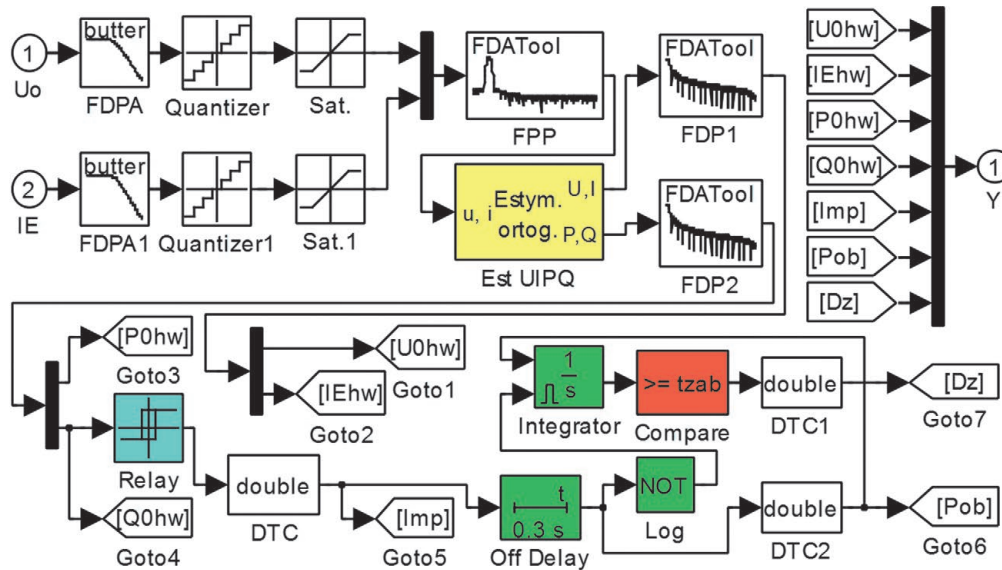


Fig. 7. Model of earth fault protection with a criterion of reactive power of higher harmonic

Simulation tests of earth faults in a symmetrical MV network or in a network with slight asymmetry have shown that in a protection with the filtration and measurement of reactive power of higher harmonics as per the proposed methods, for example of the third harmonic Q_{03w} , this signal is so monopolar that low value $Q_r = 0.001 \text{ VAR}$ can be assumed.

In the case of intermittent arc faults in a compensated network, signal Q_{03w} (or Q_{05w} , Q_{07w} , Q_{09w}) is discontinuous and appears in the form of impulses corresponding to subsequent arc ignitions. With cyclic arc ignitions, the signal is continuous.

4. Arc faults detection examples

The earth-fault protection's suitability for high-resistance earth fault detection was tested by simulation in Matlab/Simulink environment. Short-circuits were carried out in a typical 15 kV overhead/cable compensated network [3], consisting of four overhead lines and two cable lines with total capacitive current $I_{CS} = 46.8 \text{ A}$. In the protection applied mainly reactive power of the third harmonic of zero sequence components Q_{03w} to detect faults and the following setting values were assumed: $Q_r = 0.001 \text{ VAR}$, $T_{ret} = 0.2 \text{ s}$, $t_{zab} = 0.5 \text{ s}$.

Correct detecting cases of short-circuits with resistances over 100 kΩ have been noticed in symmetrical networks. Fig. 8 shows example waveforms of the measured quantities during the arc short-circuits with resistance $R_1 = 100 \text{ k}\Omega$. The short-circuit was located 10 km from the substation. The network compensation detuning was $s = 0.05$. As shown in Fig. 8a, the smoothed reactive power of the third harmonic of the zero-sequence components in the faulty line is positive and much higher than setting value, $Q_{03w} \gg Q_r = 0.001 \text{ VAR}$, and a healthy line's power (Fig. 8b) is negative. This means that a high-resistance short-circuit can be selectively detected.

The proposed protection also selectively detects intermittent arc faults involving low and high short circuit resistances alike. Fig. 9 shows an example of low-resistance intermittent fault modelled in a compensated network with compensation detuning $s = 0.05$.

Here successive arc ignitions are separated by long breaks lasting ca. 0.12 s, depending on the rate of rise of the recovery voltage on the arc column to ignition voltage U_z . Signal Q_{03w} is discontinuous and appears in the form of impulses with amplitude more than six orders of magnitude over setting value Q_r . In the faulty line (Fig. 9a) the impulses are positive, the spacing between them meets condition $\Delta t_{imp} < T_{ret}$. Therefore, excitation signal Pob initiated by the first impulse Imp is continuous and after 0.5 s delay the protection operates (change in Dz signal status). In a healthy line (Fig. 9b) impulses Q_{03w} are negative and the protection doesn't excite and doesn't operate.

Such very low setting value $Q_r = 0.001 \text{ VAR}$ and resulting high sensitivity of the protection is possible, provided that the network's asymmetry is negligible, or where it is significant, the content is low of the harmonic generated by non-linear loads, which is used as the criterion. In addition, due to the very low values of harmonics of current and voltage zero-sequence components in high-resistance short-circuits, it requires the use of high resolution (at least 16-bit), analogue-to-digital converters.

In a symmetrical network the harmonics generated by non-linear loads improve the protection sensitivity. Under their influence the reactive power of the criterion harmonic in the faulty line shall increase, and in a healthy line shall decrease (is negative and its absolute value increases). It was also found that the protection sensitivity to a small extent depends on errors of current transformers of the zero-sequence current filter, even if are as large as 3%. In practice, the current transformers in Holmgreen filter are class 5P with current error below 1%. Ferranti filters' current error is even smaller and its impact on the protection performance can be neglected in the first approximation.

In a network with a few percent asymmetry and a few percent harmonic content in the source voltages, adverse phenomena may happen. In healthy lines with capacitive asymmetry (overhead lines) the reactive power of higher harmonics can be positive and many times over setting value $Q_r = 0.001 \text{ VAR}$.

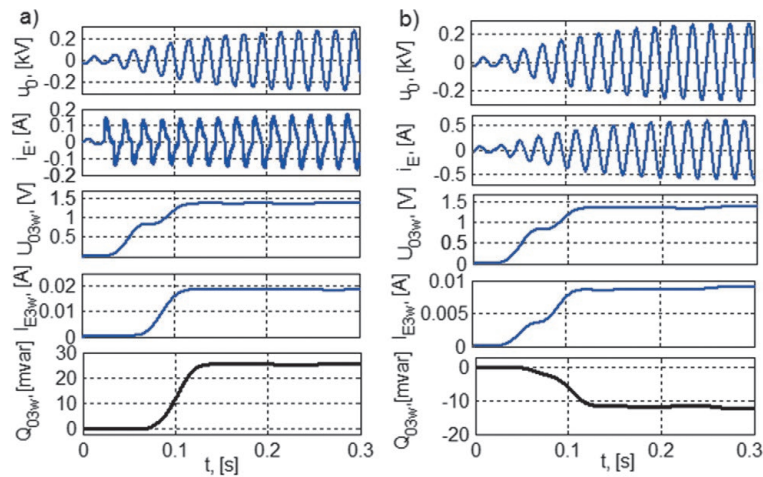


Fig. 8. Waveforms of measured quantities in the protection: faulty line (a) and healthy line (b). Short circuit resistance parameters: $R_0 = 1 \text{ M}\Omega$, $R_1 = 100 \text{ k}\Omega$, $U_k = 1.5 \text{ kV}$, $U_z = 10 \text{ kV}$, $\tau = 0.1 \text{ ms}$

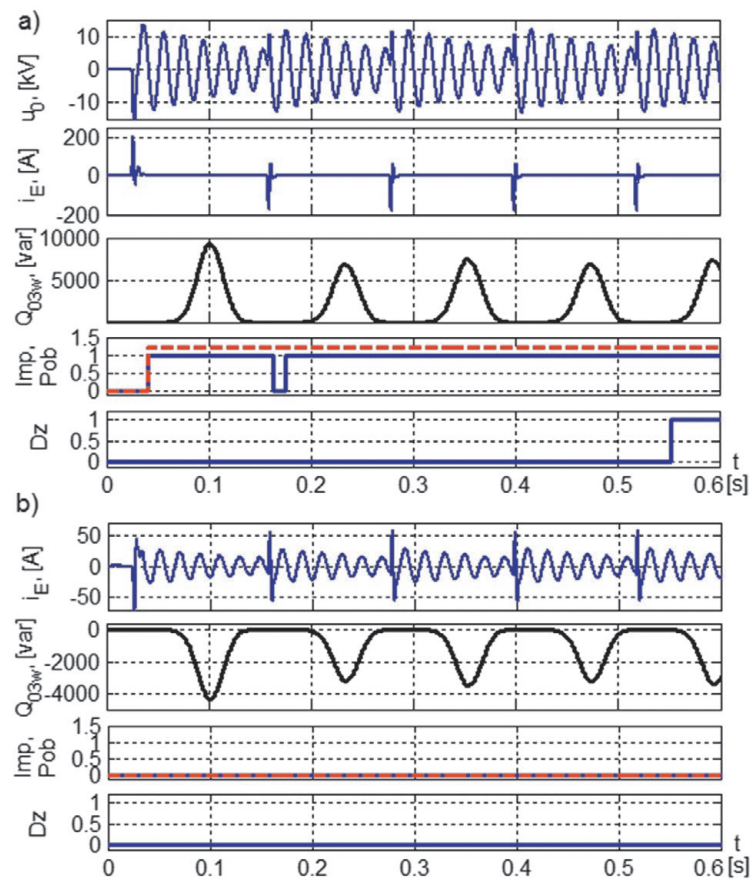


Fig. 9. Waveforms of measured quantities in the protection: faulty line (a) and healthy line (b). Parameters: $R_0 = 10 \text{ k}\Omega$, $R_1 = 1.0 \Omega$, $U_k = 1.5 \text{ kV}$, $U_z = 10 \text{ kV}$, $\tau = 0.1 \text{ ms}$

Impact of a coincidence of adverse phenomena on the protection performance is shown in Fig. 10 and 11. The MV network model [3] takes into account the natural asymmetry of the four overhead lines with total length 203 km. With small compensation detuning $s = 0.05$ there is asymmetry in the network for zero sequence voltage in the order of $U_{0as\%} \cong 4\%$. A large non-linear load in the form of a 5 MVA transformer and a 6-pulse thyristor rectifier with a load of 4 MW DC is connected to the substation

busbars. Due to the impact of the non-linear load, a series of harmonics (5, 7, 11, 13, 17, 19 etc.), appears in the switchgear busbar voltage, with percentage shares listed in Tab. 1. Adverse impacts were examined for protections responsive to the fifth harmonic (Fig. 10) and third harmonic (Fig. 11). Reactive power of the 5th harmonics in a healthy overhead line before switching on the rectifier is very small and negative, and after switching on the rectifier (point in time $t_2 = 0.4 \text{ s}$) becomes positive and

Harmonic No.	5.	7.	11.	13.	17.	19.
Harmonic voltages in phases L1/L2/L3, [%]	3.72 3.98 3.88	3.54 3.76 3.71	4.16 4.47 4.34	4.40 4.80 4.61	9.53 10.64 11.04	2.62 2.61 2.71

Tab. 1. Harmonic content of phase voltages on switchgear busbars relative to the fundamental harmonic with rectifier switched on

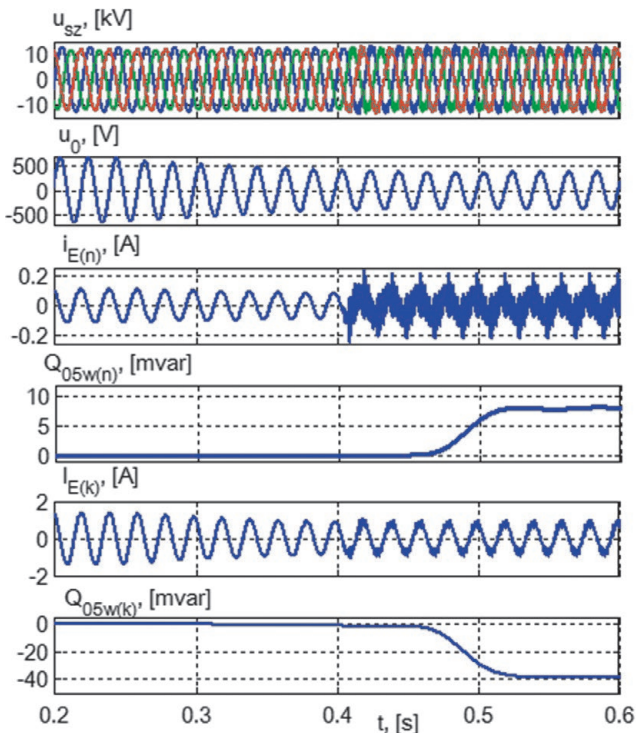


Fig. 10. Effect of network asymmetry and distortion of supply voltages u_{sz} of earth fault currents and reactive powers of the 5th harmonics in healthy lines - overhead $i_{E(n)}$ and $Q_{05w(n)}$ and cable $i_{E(k)}$ and $Q_{05w(k)}$. Fault start - $t_1 = 0.246$ s, rectifier switched on - $t_2 = 0.4$ s. Short circuit resistance parameters: $R_0 = 1$ M Ω , $R_1 = 100$ k Ω , $U_k = 1.5$ kV, $U_z = 10$ kV, $\tau = 0.1$ ms

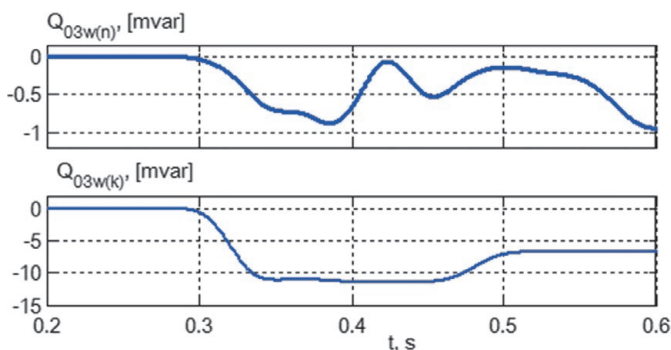


Fig. 11. Effect of network asymmetry and distortion of supply voltages on reactive powers of the 3rd harmonics in healthy lines - overhead $Q_{03w(n)}$ and cable $Q_{03w(k)}$. The line short-circuit currents and short-circuit parameters - as in Fig. 10

reaches the maximum $Q_{50max} \cong 8$ mVar. It is obvious that in order to avoid malfunction the line's protection the setting $Q_r > Q_{50max}$ must be used. In a healthy cable line (symmetrical) the reactive power after switching the rectifier on becomes more negative. For this line's protection, the very sensitive setting $Q_r = 0.001$ VAR can be retained. To avoid erroneous operations of overhead line protections in this case the starting power should be increased up to 10 times (to 0.01 VAR), which in turn will result in a significant sensitivity deterioration. Short circuit will be detected with resistance in the order of 10 k Ω , and not 100 k Ω , what is a very good result anyway.

The impact of asymmetry and voltage distortion on the operation of a protection based on the use of reactive power of third harmonics is small and typically positive (Fig. 11). These protections, in this case, are insensitive to supply voltage distortion, because the rectifier does not generate the third harmonic. The zero-sequence voltages and currents are effectively suppressed by the band-pass filters (with stop band $A_{fb} > 100$ dB), because they contain mainly fundamental wave components.

The asymmetry has a significant effect on the operation of a protection based on the use of fundamental current and voltage harmonics, in particular in a network with very small compensation detuning $s < 0.05$, because as they become closer to resonance, the asymmetry of phase voltages and capacitive currents increases, which entails the need to increase settings these protections.

Detailed dependence of the setting values on the degree of network asymmetry and non-linear distortion is the subject of further studies.

5. Summary

A characteristic feature of arc faults, i.e. short circuits with non-linear resistance R_f , is the presence of higher harmonics, especially 3, 5, 7 and 9, in zero-sequence current and voltage components. The short-circuit can be detected by the criterion of reactive power of the higher harmonics of zero sequence component. The impulses of reactive power Q_{0hw} on a faulty line are positive, and on a healthy line - negative, which provided the basis to distinguish between internal and external faults. It is advisable to use primarily the third harmonic's power, because it assumes the highest values, especially in high-resistance short-circuits. Moreover, it is not generated by large industrial power-electronic loads.

In a protection in a network with small asymmetry a very low starting power Q_r can be set, in the order of 1 mVar, which results in the ability to detect faults involving a very high short-circuit resistance of the order of 100 k Ω .

Due to the very low values of harmonics of current and voltage zero-sequence components in high-resistance short-circuits, the use is required of 16-bit, analogue-to-digital converters that ensure high resolution.

In general, starting power Q_r depends on the network asymmetry, supply voltage distortions, and errors of zero-sequence components filters. The Q_r required for protection selectivity in a grid with a few percent asymmetry and a few percent voltage

distortions can be many times greater than in a symmetrical network, which leads to a significant reduction in the protection effectiveness. To determine the correct power setting that takes into account the network asymmetry, voltage distortions caused by non-linear loads, and errors of symmetrical zero-sequence component filters, more research is needed.

The proposed protection is completely resistant to external disturbances appeared outside the protected line, but can get activated under the influence of switching operations, or high step changes of the protected line's load. An effective way to eliminate erroneous tripping due to internal switching disturbances is the application of a time delay.

REFERENCES

1. B. Sinal, "Zjawiska ziemnozwarciowe w sieciach o małym prądzie zwarcia doziemnego" [Earth fault phenomena in the networks with small earth fault current], *Scientific Papers of the Institute of Electric Power Engineering of the Wrocław University of Technology*, No. 31, Monographs No. 4, 1975.
2. S. Hänninen, "Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristics, indication and location", Technical Research Centre of Finland, Espoo 2001.
3. L. Marciniak, "Impulsowoprądowe i falkowe kryteria identyfikacji zwarć doziemnych rezystancyjnych oraz łukowych w sieciach średnich napięć" [Impulse-current and wavelet criteria of resistive and arc earth fault identification in the medium voltage networks], Czestochowa University of Technology Publishers, Monographs No. 273, 2013.
4. M. Łukowicz, "Metody wykrywania zwarć wysokorezystancyjnych w napowietrznych liniach elektroenergetycznych" [Methods of high impedance fault detection in overhead electric power lines], *Scientific Papers of the Institute of Electric Power Engineering of the Wrocław University of Technology*, No. 99, Monographs No. 32, 2013.
5. M. Michalik, T.M. Okraszewski, "Application of the wavelet transform to backup protection of MV networks – wavelet phase comparison method", IEEE Bologna Power Tech Conference, paper No. 154, 23–26 June 2003, Italy, Bologna.
6. N.I. Elkalashy, M. Lehtonen, "Advancing DWT-Bayesian technique for earth fault protection in MV networks", *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering*, Vol. 1, No. 2, 2009, pp. 89–93.
7. C.J. Kim, B.D. Russell, "Harmonic behaviour during arcing faults on power distribution feeders", *Electric Power Systems Research*, No. 24, 1988, pp. 219–225.
8. C. Benner, B.D. Russell, "Practical high-impedance fault detection on distribution feeders", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 33, No. 3, 1997, pp. 635–640.
9. L. Marciniak, "Wavelet criteria for identification of arc intermittent faults in medium voltage networks", Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems, MEPS'10”, paper 09.1, 20–22 September 2010, Wrocław.
10. L. Marciniak, "Identyfikacja zwarć doziemnych wysokorezystancyjnych w sieciach średnich napięć" [Identification of high resistance earth faults in MV networks], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 8, 2015, pp. 185–189.
11. С.О. Борковский, Т.С. Горева, Т.И. Горева, "Проблема диагностики однофазных замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю" [The problem of diagnostics of single-phase earth faults in networks with small earth fault currents], *Фундаментальные Исследования* [Fundamental Research], No. 9, 2014, pp. 954–959.
12. L. Marciniak, "Implementacje modeli łuku ziemnozwarciowego w programach PSCAD i Matlab/Simulink" [Implementations of the arc earth faults model in programs PSCAD and Matlab/Simulink], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 9a, 2012, pp. 126–129.
13. A. Sawicki, M. Haltof, "Nieliniowe modele matematyczne łuku elektrycznego" [Nonlinear mathematical models of the electric arc], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 11, 2016, pp. 257–261.
14. T. Zieliński, "Cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Od teorii do zastosowań" [Digital signal processing. From theory to application], WKiŁ, Warszawa 2009.
15. J. Szafran, A. Wiszniewski, "Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej" [Measurement and decision algorithms of digital power system automatics], WNT, Warszawa 2001.

Lubomir Marciniak

Częstochowa University of Technology

e-mail: lubmar@el.pcz.czest.pl

Graduated from the Faculty of Electronics of the Moscow Power Engineering Institute (1980), awarded doctorate at the same institute (1986) and then habilitated doctor degree at the Faculty of Electrical Engineering of Czestochowa University of Technology (2014). Since 1980 he works at the Institute of Electrical Power Engineering Technical University of Czestochowa, now as a professor. His interests include power system automatic protection, short-circuit location, grid and protection modelling, and research of their performance in transients.

Mateusz Piątek

Termo-Klima MK, Katowice

e-mail: m.piatek@termo-klima.pl

Graduated as MSc. Eng. from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology in Gliwice (2015). In the same year, he commenced 3rd degree studies at the Institute of Power Engineering at Czestochowa University of Technology. His main research interest is automatic protection of power system.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 50–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Identyfikacja zwarcí doziemnych wysokorezystancyjnych w sieciach średnich napięć z wykorzystaniem wyższych harmonicznych

Autorzy

Lubomir Marciniak
Mateusz Piątek

Słowa kluczowe

duża nieliniowa rezystancja zwarcia, wyższe harmoniczne, zabezpieczenie ziemnozwarciowe

Streszczenie

Jeden ze sposobów wykrywania zwarcí doziemnych łukowych i zwarcí wysokorezystancyjnych w kompensowanych sieciach średnich napięć jest oparty na zastosowaniu kryterium mocy biernej wyższych harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądu i napięcia. Oceniono zawartość harmonicznych w prądach i napięciach w funkcji parametrów nieliniowej rezystancji zwarcia. Opisano model zabezpieczenia ziemnozwarciowego z zastosowaniem tego kryterium. Załączono przykłady detekcji zwarcí wysokorezystancyjnych.

Data wpływu do redakcji: 27.01.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 18.03.2017

Data akceptacji artykułu: 21.03.2017

Data publikacji online: 30.03.2017

1. Wprowadzenie

Jednym ze sposobów poprawy niezawodności sieci średniego napięcia (SN) i zmniejszenia wskaźników SAIFI, SAIDI i MAIFI jest zastosowanie skutecznych układów identyfikacji zwarcí doziemnych.

W sieciach średnich napięć (SN), zwłaszcza z kompensacją prądów doziemnych pojemnościowych, występuje znaczny odsetek zwarcí 1-fazowych z udziałem dużej lub bardzo dużej nieliniowej rezystancji zwarcia R_F , przyjmującej wartości od kilku do kilkudziesięciu kΩ [1–3]. Do wykrywania tego typu zwarcí poszukuje się skutecznych sposobów i układów, gdyż klasyczne zabezpieczenia ziemnozwarciowe nie działają prawidłowo. Testuje się nowe sposoby, oparte na wykorzystaniu wyższych harmonicznych, dekompozycji falkowej sygnałów ziemnozwarciowych oraz sztucznych sieci neuronowych [2–11]. Obiecujące wyniki w zakresie wykrywania zwarcí wysokooporowych uzyskano za pomocą zabezpieczenia wykorzystującego kryteria falkowe [3, 9, 10]. Alternatywą dla tego typu rozwiązań może być proponowane zabezpieczenie, oparte na wykorzystaniu kryterium mocy biernej wyższych harmonicznych składowej symetrycznej zerowej prądu i napięcia.

2. Wyższe harmoniczne generowane przez nieliniową rezystancję zwarcia

W przypadku zwarcí łukowych i wysokorezystancyjnych głównym źródłem wyższych harmonicznych, zwłaszcza trzeciej, jest nieliniowa rezystancja zwarcia R_F . Rezystancję tę można aproksymować w pierwszym przybliżeniu uogólnioną statyczną charakterystyką napięciowo-prądową $U_F = f(I_F)$ w postaci zależności [12, 13]:

$$U_F = \begin{cases} I_F R_0, & \text{gdy } |I_F| < I_z \\ \text{sign}(I_F) U_k + I_F R_1, & \text{gdy } |I_F| \geq I_z \end{cases} \quad (1)$$

gdzie: U_k – napięcie załamania charakterystyki, R_0 – rezystancja początkowa, R_1

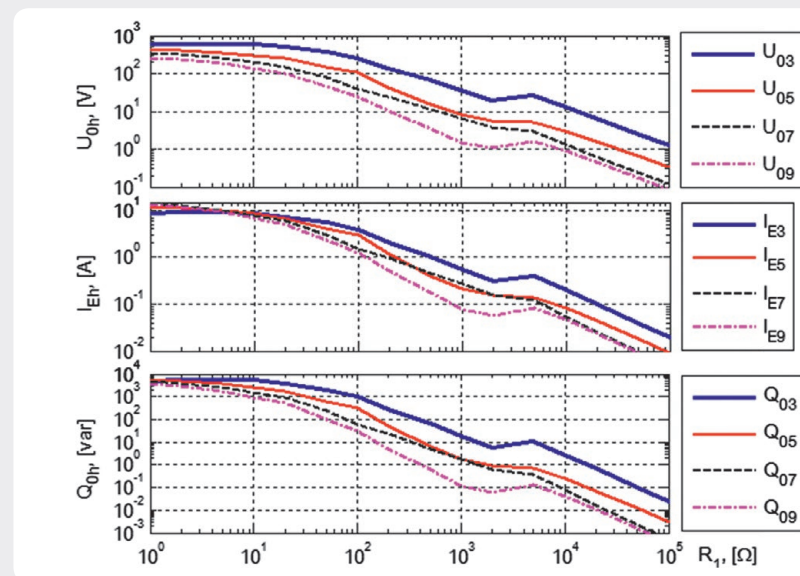
– rezystancja w zakresie dużych prądów, $I_z = U_z/R_0$ – prąd zapłonu łuku odpowiadający napięciu zapłonu U_z . Gdy $U_z = U_k$ charakterystyka odpowiada nieliniowej rezystancji bez udziału łuku.

Ważnym parametrem rezystancji R_F jest także stała czasowa τ , określająca dynamikę jej zmian w dziedzinie czasu.

Zawartość wyższych harmonicznych w napięciu i prądzie kolejności zerowej zależy od parametrów sieci oraz wzajemnej relacji parametrów rezystancji zwarcia i może osiągać kilkadziesiąt procent dla prądów i od kilku do kilkunastu procent dla napięcia [1, 3, 7]. Szczególnie duże wartości, nawet do kilkuset procent podstawowej harmonicznej, osiągają nieparzyste harmoniczne 3, 5, 7 i 9 prądu w sieci kompensowanej,

gdyż w przeciwieństwie do podstawowej harmonicznej nie podlegają kompensacji. Moc bierna tych harmonicznych zachowuje bardzo wysoki stopień monopolarności i jest dodatnia na linii doziemionej oraz ujemna na liniach zdrowych niezależnie od stopnia rozstrojenia kompensacji sieci, wartości rezystancji przejścia i przebiegu zwarcia. Dzięki temu można ją wykorzystać jako wielkość kryterialną do selektywnej identyfikacji zwarcí oporowych.

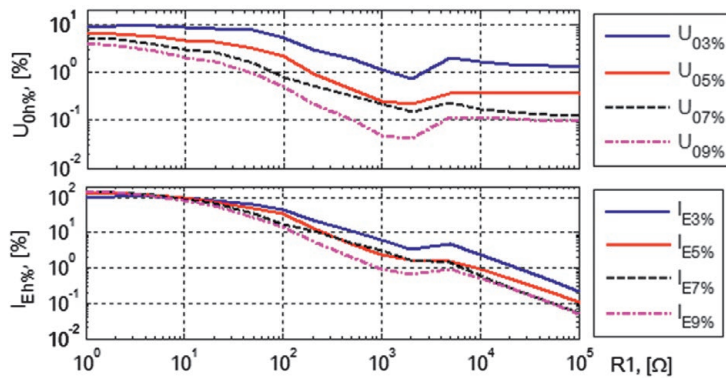
Z praktycznego punktu widzenia ważne jest oszacowanie wartości harmonicznych prądu, napięcia i mocy biernej kolejności zerowej w funkcji parametrów sieci i nieliniowej rezystancji zwarcia. Takie oszacowanie wykonano dla sieci kompensowanej 15 kV w oparciu o uproszczony model



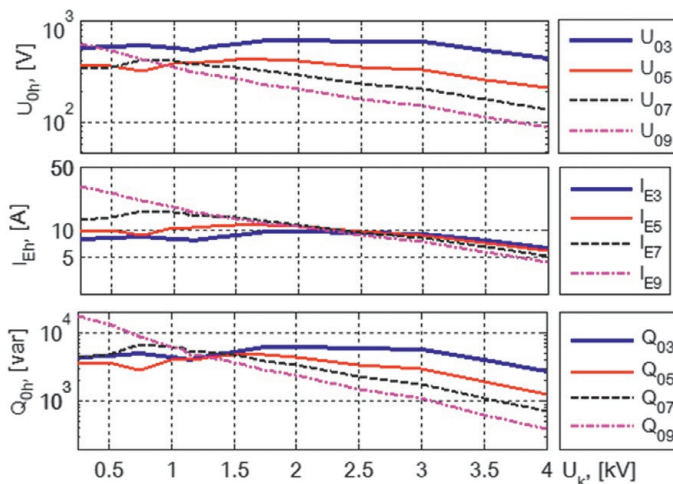
Rys. 1. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} , prądu I_{Eh} oraz ich mocy biernej Q_{0h} w funkcji rezystancji R_1 podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $U_k = 1,5$ kV, $s = 0,1$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 50–57. When referring to the article please refer to the original text.

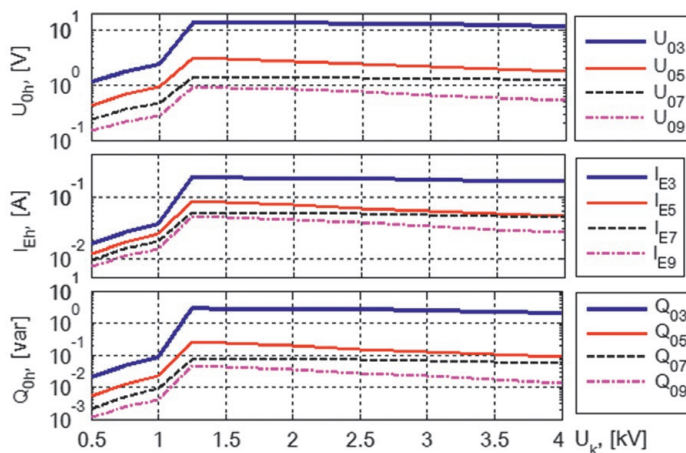
PL



Rys. 2. Procentowy udział harmonicznych napięcia $U_{0h\%}$ i prądu $I_{Eh\%}$ w funkcji rezystancji R_1 podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $U_k = 1,5$ kV, $s = 0,1$



Rys. 3. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy biernej Q_{0h} w funkcji napięcia progowego U_k podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $R_1 = 1,0$ Ω , $s = 0,1$



Rys. 4. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy biernej Q_{0h} w funkcji napięcia progowego U_k podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $R_1 = 10$ k Ω , $s = 0,1$

sieci w Matlabie/Simulinku, w którym uwzględniono pojemności i upływności dla składowej zerowej sieci, indukcyjność

i rezystancję systemu oraz indukcyjność i rezystancję linii zwartej. Do pomiaru harmonicznych zastosowano cyfrowe

metody przetwarzania sygnałów. Sygnały próbkowano z częstotliwością $f_p = 2400$ Hz. Harmoniczne wydzielono za pomocą cyfrowych filtrów pasmowoprzepustowych (FPP) Kaisera [14] o liczbie współczynników (długości okna) $N_{pp} = 212$ i współczynnika kształtu $\beta = 12$. Szerokość pasma głównego Δf_{lg} tych filtrów nie przekracza 100 Hz, a tłumienie listków bocznych A_{lb} jest nie mniejsze niż 100 dB. Wartości skuteczne harmonicznych napięcia U_{0h} , prądu I_{Eh} i ich mocy zerowej Q_{0h} określano na podstawie składowych ortogonalnych sygnałów obliczanych w wyniku korelacji sygnałów wejściowych z funkcjami sinus i kosinus w oknie jednookresowym (o liczbie współczynników $N_w = 48$) [15]. Wymienione wielkości poddano dodatkowo wygładzaniu za pomocą filtrów dolnoprzepustowych (FDP) Hanninga z dwuokresowym oknem przetwarzania (o liczbie współczynników $N_{dp} = 96$). Badano tylko nieparzyste harmoniczne o numerach 3, 5, 7 i 9, gdyż występują one przy każdym zwarciu z udziałem nieliniowej rezystancji i przy tym przyjmują duże wartości.

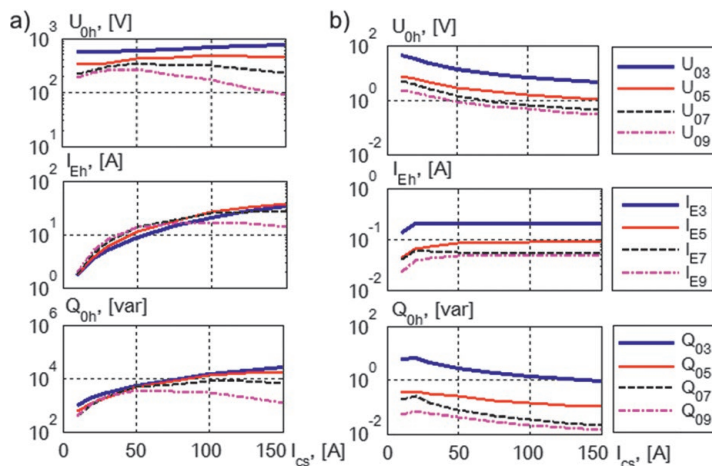
Na rysunkach od 1 do 6 przedstawiono wyniki badań harmonicznych U_{0h} , I_{Eh} i Q_{0h} ($h = 2, 5, 7, 9$) występujących podczas zwarcia łukowego w funkcji różnych parametrów. Wszystkie przypadki odpowiadają zwarciom łukowym o napięciu zapłonu $U_z = 10$ kV, stałej czasowej $\tau = 0,1$ ms i ilorazowi $R_1/R_0 \geq 100$. Ponadto przyjęto stałe wartości współczynnika tłumienia sieci $d_0 = 0,05$ i dobroci dławika kompensacyjnego $q_d = 80$. Zwarcia symulowano na linii napowietrznej z przewodami AFL 6-70 w odległości 1 km od stacji.

W przypadku zwarc łukowych cyklicznych, które występują przy dużych rezystancjach przewodzenia $R_1 > 1$ k Ω , pomiary rejestrowano w stanie ustalonym. Natomiast w przypadku zwarc łukowych przerywanych ($R_1 < 1$ k Ω) pomiary odpowiadają wartościom szczytowym odpowiedzi układu pomiarowego na zapłony łuku.

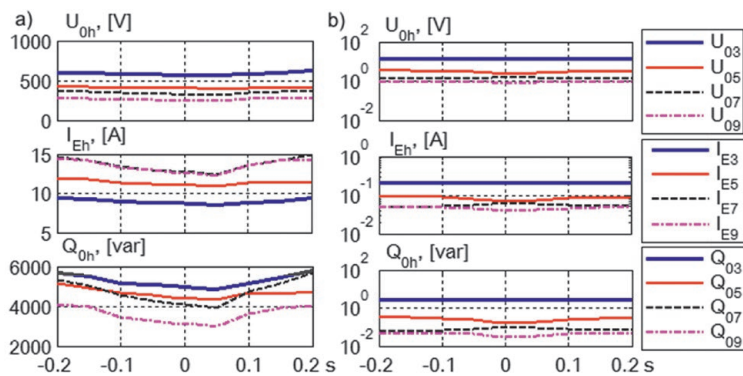
Z rys. 1 wynika, że wartości harmonicznych napięcia, prądu i mocy biernej silnie zależą od rezystancji w stanie przewodzenia łuku R_1 . W przedstawionym zakresie zmian R_1 wyniki różnią się o kilka rzędów wielkości. Dla mocy biernej Q_{0h} różnica przekracza aż sześć rzędów wielkości. Znaczący procentowy udział harmonicznych w stosunku do podstawowej harmonicznej (rys. 2) występuje tylko podczas zwarc o stosunkowo niewielkiej rezystancji R_1 , do kilkuset omów. Wzrost napięcia progowego łuku U_k może powodować zmniejszenie wartości harmonicznych, w przypadku zwarc niskorezystancyjnych (rys. 3), lub zwiększenie wartości harmonicznych wraz ze wzrostem U_k do około 1,25 kV, po czym ich zmniejszenie w przypadku zwarc wysokorezystancyjnych (rys. 4). Wzrost prądu pojemnościowego sieci I_{CS} przyczynia się na ogół do zwiększenia wartości harmonicznych podczas zwarc niskorezystancyjnych (rys. 5a) i do ich zmniejszenia podczas zwarc wysokorezystancyjnych (rys. 5b). Natomiast stopień rozstrojenia kompensacji s wpływa nieznaczająco na wartości harmonicznych (rys. 6), zwłaszcza podczas zwarc wysokooporowych.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 50–57. When referring to the article please refer to the original text.

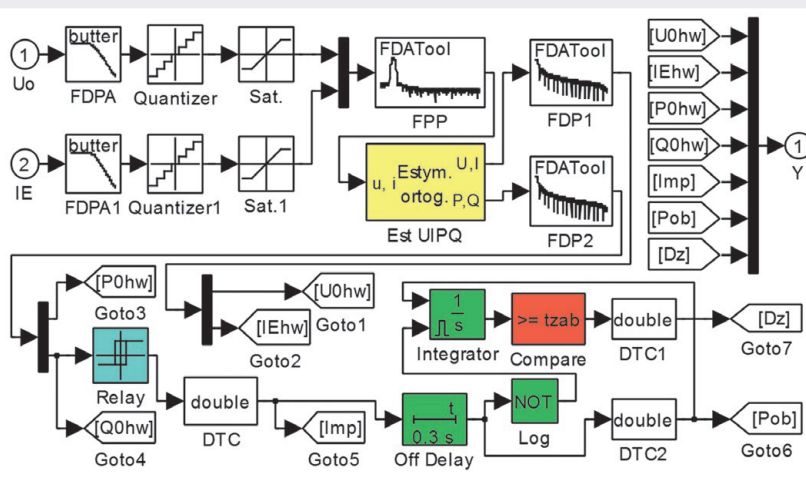
PL



Rys. 5. Zależności wartości skutecznej harmonicznego napięcia U_{oh} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy biernej Q_{oh} w funkcji prądu pojemnościowego sieci I_{CS} podczas zwarcia łukowego: a) $R_1 = 1,0 \Omega$; b) $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$; $U_k = 1,5 \text{ kV}$, $s = 0,1$



Rys. 6. Zależności wartości skutecznej harmonicznego napięcia U_{oh} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy biernej Q_{oh} w funkcji rozstrojenia kompensacji sieci s podczas zwarcia łukowego: a) $R_1 = 1,0 \Omega$; b) $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$; $I_{CS} = 50 \text{ A}$, $U_k = 1,5 \text{ kV}$



Rys. 7. Model zabezpieczenia ziemnozwarciowego z kryterium mocy biernej wyższej harmonicznego sygnałów

Z przedstawionej analizy wynika, że do wykrywania zwarcia wysookooporowych

najlepiej nadają się 3. harmoniczne napięcia U_{03} , prądu doziemnego I_{E3} i ich mocy biernej

Q_{03} , gdyż osiągają one największe wartości. Żeby wykrywać zwarcia wysokooporowe o rezystancji R_1 do $100 \text{ k}\Omega$, w oparciu o kryterium harmonicznym mocy biernej, trzeba stosować bardzo małe nastawy mocy rozruchowej Q_r rzędu $0,001 \text{ var}$.

3. Model zabezpieczenia do wykrywania zwarcia doziemnych wysoke rezystancyjnych
Na rys. 7 przedstawiono model zabezpieczenia ziemnozwarciowego z kryterium mocy biernej do identyfikacji zwarcia łukowych wysoke rezystancyjnych opracowany w środowisku Matlab/Simulink.

Sygnały napięcia zerowego u_0 i prądu doziemnego i_E poddawane są wstępnej filtracji dolnoprzepustowej w filtrach analogowych Butterwortha drugiego rzędu o częstotliwości odcięcia $f_c = 800 \text{ Hz}$. Sygnały odfiltrowane podlegają digitalizacji (próbkowaniu z częstotliwością $f_p = 2400 \text{ Hz}$ i kwantowaniu z rozdzielczością $0,61 \text{ V}$ dla napięcia i $6,1 \text{ mA}$ dla prądu) w elementach Quantizer oraz ograniczeniu w blokach typu Saturation. Następnie sygnały poddawane są filtracji pasmowej w celu wydzielenia określonej harmonicznego. Zastosowano parametryczne filtry pasmowoprzepustowe (FPP) z oknem Kaisera [14] o parametrach jak w poprzednim punkcie, tj: $N_{pp} = 212$, $\beta = 12$, $\Delta f_{lg} \leq 100 \text{ Hz}$, $A_{lb} = 100 \text{ dB}$.

W bloku Est UIPQ obliczane są składowe ortogonalne harmonicznego prądu i napięcia, wartości skuteczne tych wielkości oraz moc czynna i bierna. Składowe ortogonalne uzyskuje się w wyniku korelacji sygnałów z funkcjami sinus i kosinus w oknie przetwarzania o długości jednego okresu podstawowej harmonicznego [15]. Obliczone wielkości są poddawane filtracji dolnoprzepustowej w filtrach FDP.

Sygnały mocy biernej wybranej harmonicznego $Q_{0h}(n)$ i sygnał wygładzony $Q_{0hw}(n)$ są obliczane z zależności:

$$Q_{0h}(n) = I_{Ehd}(n)U_{0hq}(n) - I_{Ehq}(n)U_{0hd}(n)$$

$$Q_{0hw}(n) = \sum_{k=0}^{N_{dp}-1} Q_{0h}(n-k)h_{dp}(k) \quad (2)$$

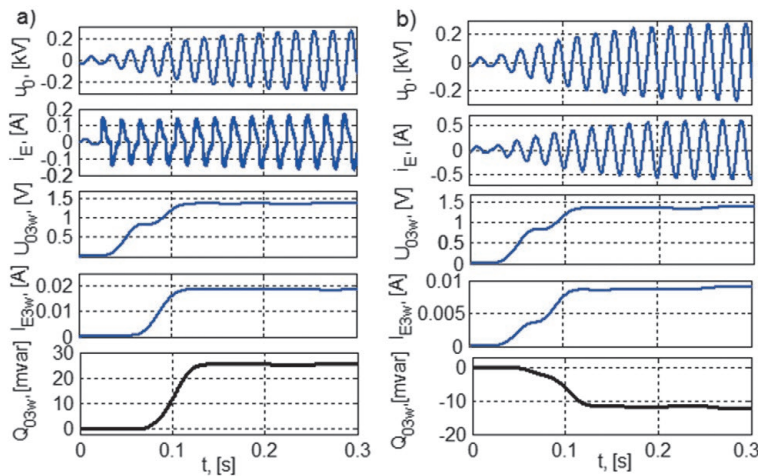
gdzie: I_{Ehd} , I_{Ehq} , U_{0hd} , U_{0hq} – składowe ortogonalne w osi d i q harmonicznego prądu doziemnego I_{Eh} i napięcia zerowego U_{0h} , $h_{dp}(k)$ – funkcja współczynników filtra dolnoprzepustowego Hanninga, $N_{dp} = 96$ – liczba współczynników filtra, n – numer bieżącej próbki.

Sygnał kryterialny Q_{0hw} jest porównywany z wartością rozruchową mocy Q_r w bloku Relay. Pierwszy impuls (zwarcie przerywane) lub sygnał ciągły (zwarcie cykliczne), spełniający warunek logiczny $Imp = (Q_{0hw} > Q_r)$, powoduje pobudzenie zabezpieczenia i uruchomienie członu czasowego (blok Integrator). Zwarcie jest wykrywane po nastawionej zwłoce czasowej t_{Zab} (blok Compare), o ile w tym czasie wystąpi impuls ciągły lub sekwencja impulsów Imp w odstępach czasowych Δt_{imp} nie większych od czasu podtrzymania (retrygeracji) pobudzenia T_{ret} (blok Off Delay). Warunki zadziałania sprowadzają się do następujących zależności logiczno-czasowych:

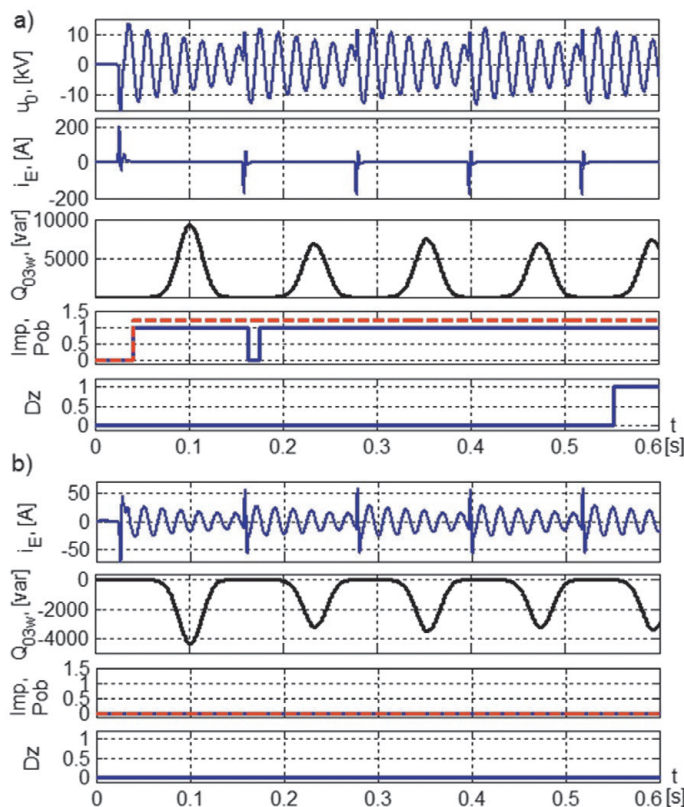
$$Imp = (Q_{0hw} > Q_r), \quad \Delta t_{imp} < T_{ret}, \quad t_{pob} \geq t_{Zab} \quad (3)$$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 50–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 8. Przebiegi wielkości pomiarowych w zabezpieczeniu linii zwartej (a) i nieuszkodzonej (b). Parametry rezystancji zwarcia: $R_0 = 1 \text{ M}\Omega$, $R_1 = 100 \text{ k}\Omega$, $U_k = 1,5 \text{ kV}$, $U_z = 10 \text{ kV}$, $\tau = 0,1 \text{ ms}$



Rys. 9. Przebiegi wielkości pomiarowych w zabezpieczeniu linii zwartej (a) i nieuszkodzonej (b). Parametry: $R_0 = 10 \text{ k}\Omega$, $R_1 = 1,0 \Omega$, $U_k = 1,5 \text{ kV}$, $U_z = 10 \text{ kV}$, $\tau = 0,1 \text{ ms}$

Badania symulacyjne zwarć doziemnych w sieci symetrycznej SN lub w sieci niewielką asymetrią wykazały, że w zabezpieczeniu z zastosowanymi sposobami filtracji oraz pomiaru mocy biernej wyższych harmonicznych, na przykład trzeciej Q_{03w} sygnał ten jest do tego stopnia monopolarny, że można przyjąć bardzo małą wartość $Q_r = 0,001 \text{ var}$.

W przypadku zwarć łukowych przerywanych w sieci kompensowanej sygnał Q_{03w} (lub Q_{05w} , Q_{07w} , Q_{09w}) jest nieciągły i występuje w postaci impulsów odpowiadających kolejnym zapłonom łuku. Przy cyklicznych zapłonach łuku sygnał ten jest ciągły.

4. Przykłady wykrywania zwarć łukowych
Możliwości omówionego zabezpieczenia ziemnozwarciowego w zakresie wykrywania zwarć doziemnych wysokorezystancyjnych przebadano symulacyjnie z wykorzystaniem programu Matlab/Simulink. Zwarcia przeprowadzano w przeciętnej sieci kompensowanej napowietrzno-kablowej 15 kV [3], utworzonej z czterech linii napowietrznych i dwóch linii kablowych o łącznym prądzie pojemnościowym $I_{CS} = 46,8 \text{ A}$. Do wykrywania zwarć w zabezpieczeniu zastosowano głównie moc bierną 3. harmonicznej składowej symetrycznej zerowej Q_{03w} oraz przyjęto nastawy: $Q_r = 0,001 \text{ var}$, $T_{ret} = 0,2 \text{ s}$, $t_{zab} = 0,5 \text{ s}$.

W sieci symetrycznej odnotowano przypadki poprawnego wykrywania zwarć z rezystancją przejścia nawet większą niż 100 k Ω . Na rys. 8 przedstawiono przykład przebiegów wielkości pomiarowych zabezpieczenia linii uszkodzonej i zdrowej podczas zwarcia łukowego z rezystancją w stanie przewodzenia $R_1 = 100 \text{ k}\Omega$. Zwarcie umiejscowiono w odległości 10 km od stacji. Rozstrojenie kompensacji sieci wynosiło $s = 0,05$. Jak wynika z rys. 8a, moc wygładzona 3. harmonicznej dla składowej symetrycznej zerowej linii uszkodzonej jest dodatnia i dużo większa od wartości rozruchowej, $Q_{03w} \gg Q_r = 0,001 \text{ var}$, a moc linii nieuszkodzonej (rys. 8b) jest ujemna. Oznacza to możliwość selektywnego wykrycia zwarcia wysokooporowego.

Zaproponowane zabezpieczenie pozwala również selektywnie wykrywać zwarcia łukowe przerywane z udziałem zarówno małej, jak i dużej rezystancji zwarcia. Na rys. 9 przedstawiono przykład zwarcia niskorezystancyjnego przerywanego, zamodelowanego w sieci kompensowanej z rozstrojeniem kompensacji $s = 0,05$. Między kolejnymi zapłonami łuku występują tutaj długie przerwy, trwające około 0,12 s, uwarunkowane szybkością narastania napięcia powrotnego na kolumnie połukowej do wartości napięcia zapłonu U_z . Sygnał Q_{03w} jest nieciągły i przybiera formę impulsów, których amplituda jest o ponad sześć rzędów większa od mocy rozruchowej Q_r . Na linii doziemionej (rys. 9a) impulsy są dodatnie, odstęp między nimi spełniają warunek $t_{imp} < T_{ret}$. Dlatego sygnał pobudzenia Pob , zainicjowany pierwszym impulsem Imp , jest ciągły i po zwłocze czasowej 0,5 s dochodzi do zadziałania zabezpieczenia (zmiana stanu sygnału Dz). Na linii nieuszkodzonej (rys. 9b) impulsy Q_{03w} są ujemne i nie dochodzi do pobudzenia i zadziałania zabezpieczenia.

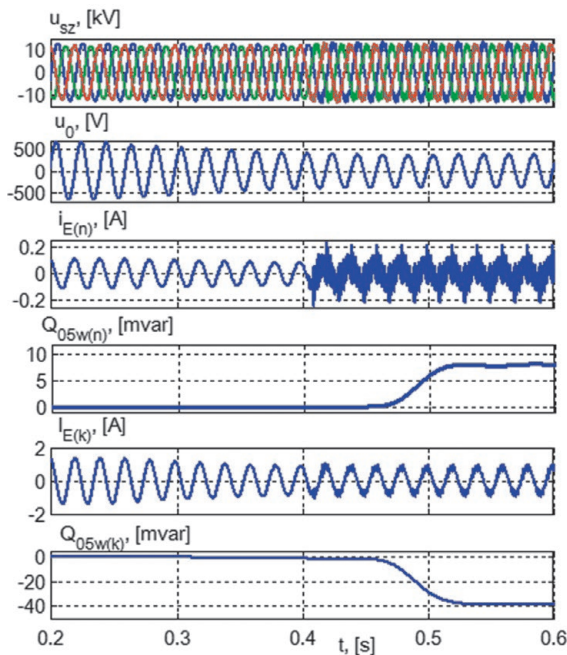
Zastosowanie bardzo niskiej nastawy mocy rozruchowej $Q_r = 0,001 \text{ var}$ i uzyskanie dzięki temu wysokiej czułości zabezpieczenia jest możliwe pod warunkiem, że w sieci występuje pomijalnie mała asymetria lub przy znacznej asymetrii niewielka zawartość tej harmonicznej, generowanej przez nieliniowe odbiorniki, która jest wykorzystywana jako wielkość kryterialna. Ponadto, ze względu na bardzo małe wartości harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądów i napięć podczas zwarć wysokooporowych, wymagane jest stosowanie przetworników analogowo-cyfrowych (PAC) o wysokiej rozdzielczości (co najmniej 16-bitowych).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 50–57. When referring to the article please refer to the original text.

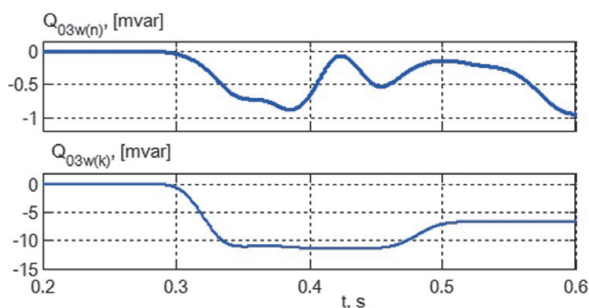
PL

Numer harmonicznej	5	7	11	13	17	19
Wartości napięć harmonicznych w fazach L1/L2/L3, [%]	3,72 3,98 3,88	3,54 3,76 3,71	4,16 4,47 4,34	4,40 4,80 4,61	9,53 10,64 11,04	2,62 2,61 2,71

Tab. 1. Zawartość harmonicznych w napięciach fazowych na szynach rozdzielni w odniesieniu do podstawowej harmonicznej podczas pracy prostownika



Rys. 10. Wpływ niesymetrii sieci i odkształceń napięć zasilania u_{sz} na prądy doziemne i moce bierne 5. harmonicznej na liniach nieuszkodzonych – napowietrznej $i_{E(n)}$ i $Q_{05w(n)}$ oraz kablowej $i_{E(k)}$ i $Q_{05w(k)}$. Początek zwarcia – $t_1 = 0,246$ s, załączenie prostownika – $t_2 = 0,4$ s. Parametry rezystancji zwarcia: $R_0 = 1$ M Ω , $R_1 = 100$ k Ω , $U_k = 1,5$ kV, $U_z = 10$ kV, $\tau = 0,1$ ms



Rys. 11. Wpływ niesymetrii sieci i odkształceń napięć zasilania na moce biernej 3. harmonicznej na liniach nieuszkodzonych – napowietrznej $Q_{03w(n)}$ i kablowej $Q_{03w(k)}$. Prądy zwarcia i parametry zwarcia – jak na rys. 10

W sieci symetrycznej harmoniczne generowane przez nieliniowe odbiorniki poprawiają czułość zabezpieczenia. Pod ich wpływem moc bierna harmonicznej kryterialnej na linii zwartej rośnie, a na linii zdrowej maleje (jest ujemna i rośnie jej wartość bezwzględna). Przy tym stwierdzono, że czułość zabezpieczenia w niewielkim stopniu zależy od błędów przekładników prądowych filtra składowej zerowej prądu, nawet w przypadku

błędów sięgających 3%. W praktyce w filtrach Holmgrena stosuje się przekładniki klasy 5P, których błąd prądowy nie przekracza 1%. W przypadku filtrów Ferrantiego błąd prądowy jest jeszcze mniejszy i jego wpływ na działanie zabezpieczenia można w pierwszym przybliżeniu pominąć. W sieci z kilkuprocentową asymetrią oraz z kilkuprocentową zawartością harmonicznych w napięciach źródłowych może dojść

do niekorzystnych zjawisk. Na liniach zdrowych z niesymetrią pojemnościową (linie napowietrzne) moc bierna wyższych harmonicznych może przyjmować wartości dodatnie wielokrotnie przekraczające zaproponowaną wartość rozruchową $Q_r = 0,001$ var.

Wpływ splotu niekorzystnych zjawisk na działanie zabezpieczenia przedstawiono na rys. 10 i 11. W modelu sieci SN wykorzystywanej do badań [3] uwzględniono naturalną asymetrię czterech linii napowietrznych o łącznej długości 203 km. Przy niewielkim rozstrojeniu kompensacji $s = 0,05$ w sieci występuje asymetria dla składowej zerowej napięcia rzędu $U_{0as\%} \cong 4\%$. Do szyn stacji jest podłączony duży nieliniowy odbiornik w postaci transformatora 5 MVA i 6-pulsowego prostownika tyrystorowego o mocy obciążenia w obwodzie prądu stałego 4 MW. Wskutek oddziaływania nieliniowego odbiornika w napięciu na szynach rozdzielni poprawiają się szeregi harmonicznych (5, 7, 11, 13, 17, 19 itd.), których udział procentowy zestawiono w tab. 1. Oddziaływanie niekorzystnych czynników zbadano dla zabezpieczeń reagujących na 5. harmoniczną (rys. 10) i 3. harmoniczną (rys. 11). Moc bierna 5. harmonicznej w nieuszkodzonej linii napowietrznej przed załączeniem prostownika jest bardzo mała i ujemna, a po załączeniu prostownika (moment czasowy $t_2 = 0,4$ s) staje się dodatnia i osiąga wartość maksymalną $Q_{50max} \cong 8$ mvar. Jest oczywiste, że dla uniknięcia błędnych działań zabezpieczenia tej linii należy zastosować nastawę $Q_r > Q_{50max}$. W nieuszkodzonej linii kablowej (symetrycznej) moc bierna po załączeniu prostownika staje się bardziej ujemna. Dla zabezpieczenia tej linii można pozostawić bardzo czułą nastawę $Q_r = 0,001$ var. Dla uniknięcia błędnych działań zabezpieczeń na liniach napowietrznych w rozpatrywanym przypadku należałoby zwiększyć moc rozruchową nawet 10-krotnie (do 0,01 var), co w konsekwencji spowoduje znaczne pogorszenie czułości. Wykrywane będą zwarcia z udziałem rezystancji zwarcia rzędu 10 k Ω , a nie 100 k Ω , co i tak oznacza bardzo dobry wynik.

Dla zabezpieczeń wykorzystujących moc bierną 3. harmonicznej mocy biernej oddziaływanie niesymetrii i odkształceń napięcia zasilania jest niewielkie i najczęściej pozytywne (rys. 11). Zabezpieczenia te, w rozpatrywanym przypadku, są niewrażliwe na odkształcenia napięcia zasilania, gdyż prostownik nie generuje 3. harmonicznej. Natomiast napięcia i prądy zerowe asymetrii są skutecznie tłumione przez filtry pasmowoprzepustowe (o tłumieniu w paśmie zaporowym $A_{fb} > 100$ dB), gdyż zawierają głównie składowe o częstotliwości podstawowej harmonicznej.

Asymetria ma istotny wpływ na pracę zabezpieczeń wykorzystujących podstawowe harmoniczne prądu i napięcia, zwłaszcza w sieciach z bardzo małym rozstrojeniem kompensacji $s < 0,05$, gdyż w miarę przybliżania się do rezonansu następuje wzrost niesymetrii napięć fazowych i prądów pojemnościowych, co pociąga za sobą konieczność zwiększania nastaw tych zabezpieczeń.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 50–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Szczegółowa zależność mocy rozruchowej od stopnia asymetrii sieci i odkształceń nieliniowych jest przedmiotem dalszych badań.

5. Podsumowanie

Cechą charakterystyczną zwarć łukowych, tj. zwarć z nieliniową rezystancją R_F , jest obecność wyższych harmonicznych, głównie 3, 5, 7 i 9, w prądach i napięciach składowych symetrycznych zerowych. Wymienione zwarcia można wykrywać za pomocą kryterium mocy biernej wyższych harmonicznych dla składowej symetrycznej zerowej. W przypadku zwarcia na linii impulsy mocy biernej Q_{0hw} są dodatnie, a podczas zwarcia poza linią – ujemne, co stanowi podstawę do odróżniania zwarć wewnętrznych od zewnętrznych. Wskazane jest wykorzystanie przede wszystkim mocy 3. harmonicznej, gdyż przyjmuje ona największe wartości, zwłaszcza podczas zwarć wysokorezystancyjnych. Ponadto nie jest ona generowana przez duże przemysłowe odbiorniki energoelektroniczne.

W zabezpieczeniu pracującym w sieci z niewielką asymetrią można nastawić bardzo małą wartość mocy rozruchowej Q_r rzędu 1 mvar, dzięki czemu uzyskuje się możliwość wykrywania zwarć z udziałem bardzo dużej rezystancji zwarcia rzędu 100 kΩ.

Ze względu na bardzo małe wartości harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądów i napięć występujących podczas zwarć wysokooporowych wymagane jest stosowanie 16-bitowych przetworników analogowo-cyfrowych, zapewniających wysoką rozdzielczość.

Wartość mocy rozruchowej Q_r zależy w ogólnym przypadku od stopnia asymetrii sieci, odkształceń napięć zasilających i błędów filtrów składowych symetrycznych zerowych. W sieciach z kilkuprocentową asymetrią i kilkuprocentowym współczynnikiem odkształceń napięcia wymagana, ze względu na selektywność działania zabezpieczeń, wartość Q_r może być wielokrotnie większa niż w sieci symetrycznej, co prowadzi do znacznego zmniejszenia

skuteczności działania zabezpieczenia. Do określenia właściwej nastawy mocy rozruchowej, uwzględniającej asymetrię sieciową, odkształcenia napięć powodowane przez nieliniowe odbiorniki i błędy filtrów składowych symetrycznych zerowych, niezbędne są dalsze badania.

Proponowane zabezpieczenie jest całkowicie odporne na zakłócenia zewnętrzne, powstające poza chronioną linią, ale może pobudzać się pod wpływem operacji łączeniowych lub skokowych zmian obciążenia na zabezpieczanej linii. Skutecznym sposobem eliminacji błędnych działań pod wpływem wewnętrznych zakłóceń łączeniowych jest stosowanie zwłoki czasowej.

Bibliografia

1. Synal B., Zjawiska ziemnozwarciowe w sieciach o małym prądzie zwarcia doziemnego, *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej* 1975, nr 31, Monografie nr 4.
2. Hänninen S., Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristics, indication and location, Technical Research Centre of Finland, Espoo 2001.
3. Marciniak L., Impulsowoprądowe i falkowe kryteria identyfikacji zwarć doziemnych rezystancyjnych oraz łukowych w sieciach średnich napięć, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Monografie nr 273, 2013.
4. Łukowicz M., Metody wykrywania zwarć wysokorezystancyjnych w napowietrznych liniach elektroenergetycznych, *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej* 2013, nr 99, Monografie nr 32.
5. Michalik M., Okraszewski T.M., Application of the wavelet transform to backup protection of MV networks – wavelet phase comparison method, IEEE Bologna Power Tech Conference, paper No. 154, Bologna, Italy, 23–26 June 2003.
6. Elkalashy N.I., Lehtonen M., Advancing DWT-Bayesian technique for earth fault protection in MV networks, *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering* 2009, Vol. 1, No. 2, s. 89–93.
7. Kim C.J., Russell B.D., Harmonic behavior during arcing faults on power distribution feeders, *Electric Power Systems Research* 1988, No. 24, s. 219–225.
8. Benner C., Russell B.D., Practical high-impedance fault detection on distribution feeders, *IEEE Transactions on Industry Applications* 1997, Vol. 33, No. 3, s. 635–640.
9. Marciniak L., Wavelet criteria for identification of arc intermittent faults in medium voltage networks, Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems, MEPS'10”, paper 09.1, Wrocław, 20–22 September 2010.
10. Marciniak L., Identyfikacja zwarć doziemnych wysokorezystancyjnych w sieciach średnich napięć, *Przegląd Elektrotechniczny* 2015, nr 8, s. 185–189.
11. Борковский С.О., Горева Т.С., Горева Т.И., Проблема диагностики однофазных замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю, *Фундаментальные Исследования* 2014, No. 9, s. 954–959.
12. Marciniak L., Implementacje modeli łuku ziemnozwarciowego w programach PSCAD i Matlab/Simulink, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 9a, s. 126–129.
13. Sawicki A., Haltof M., Nieliniowe modele matematyczne łuku elektrycznego, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 11, s. 257–261.
14. Zieliński T., Cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Od teorii do zastosowań, WKiŁ, Warszawa 2009.
15. Szafran J., Wiszniewski A., Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej, WNT, Warszawa 2001.

Lubomir Marciniak

dr hab. inż., prof. PCz
Politechnika Częstochowska
e-mail: lubmar@el.pcz.czest.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Moskiewskiego Instytutu Energetycznego (1980), uzyskał tytuł doktora na tejże uczelni (1986), a następnie doktora habilitowanego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Częstochowskiej (2014). Od 1980 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Częstochowskiej, obecnie na stanowisku profesora. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, lokalizacją zwarć, modelowaniem sieci i zabezpieczeń oraz badaniami ich działania w stanach przejściowych.

Mateusz Piątek

mgr inż.
Termo-Klima MK, Katowice
e-mail: m.piatek@termo-klima.pl

Ukończył studia magisterskie ze specjalizacją elektroenergetyka na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2015). Tego samego roku rozpoczął studia III stopnia w Instytucie Elektroenergetyki na Politechnice Częstochowskiej. Obszar jego zainteresowań wypełnia elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.