

The Effect of Phase-to-earth Faults on the Operating Conditions of a Separated 110 kV Grid Normally Operated with Effectively Earthed Neutral, and Temporarily Supplied from a Compensated 110 kV Grid

Authors

Wilhelm Rojewski
Marian Sobierajski

Keywords

compensated grid, effectively earthed grid, grid neutral, phase-to-earth fault

Abstract

The paper discusses the interoperability of the German compensated 110 kV grid and the Polish effectively earthed 110 kV grid. It is assumed that an area of one grid, separated from its power system, will be temporarily supplied from the other grid in its normal regime. Reference is made to the risks associated with phase-to-earth faults in grids so interconnected. Particular attention is paid to the working conditions of surge arresters and voltage transformers in the Polish 110 kV grid deprived of its neutral earthing when supplied from the German grid.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015211

Background

The established cooperation of the Polish National Power System (NPS) with the systems of neighbouring countries takes place at the level of the 220 kV and 400 kV transmission grids, while, for obvious reasons, there have been no interconnections between 110 kV lines. Local cooperation between near-border 110 kV grid operators can contribute to improved security of supply, and often may be commercially reasonable. When organizing such interoperation, an area of one grid should be prepared, which will be isolated from its own power system and temporarily supplied from the other grid in its normal regime (connected with its power system). The grids will alternate in their supplier/recipient roles.

Such interoperation may be relatively easily organised between 110 kV grids with the same neutral earthing modes, and similar standards of power system protections. Such interoperation has been already established, for example between Polish and Czech operators, whose 110 kV grids operate with effectively earthed neutrals. It becomes more complicated when one of the 110 kV grids is effectively earthed, and the other is compensated, as is the case with the neighbouring Polish and German grids.

Interoperability analysis of the supply of a separated portion of the Polish 110 kV grid from the compensated German 110 kV grid leads to the following conclusions:

- In a fault-free condition, grid interoperation is risk-free.
- Given the possibility of short circuits, including phase-to-earth faults, no transformer in the separated portion of the Polish grid can have the star point earthed on the 110 kV side.

- For the Polish 110 kV grid an earth fault may prove to be dangerous, regardless of its location (in either the Polish or German grid). The overvoltages occurring in these conditions in the healthy phases in the entire grid with coefficient $k_u = \sqrt{3}$ may endanger the Polish grid, which is suitable for overvoltages with coefficient $k_u \leq 1.4$.
- The Polish 110 kV grid protection systems are not suitable to identify and eliminate earth faults in the considered conditions, while the earth faults in the compensated German grid are signalled only by the protection. Ground faults are eliminated through operational activities, with considerable delay.

Interoperability analysis of the supply of a separated portion of the German 110 kV grid from the effectively earthed Polish 110 kV grid leads to the following conclusions:

- In a fault-free condition, grid interoperation is risk-free.
- In the event of phase-to-earth fault in the compensated German grid its earthing and protection systems may prove inadequate for large short-circuit currents.

The issue of the interoperability of effectively earthed and compensated 110 kV grids is not new. In the postwar period there was such a need in the Upper Silesian region, and the problem was solved by using a special 110 kV/110 kV coupling transformer. This solution radically eliminates many problems, but has a very significant drawback – it is expensive. It is estimated that for a 160 MVA transformer, the total cost of its building and fitting could amount to approx. 2.5 million EUR.

Nominal grid voltage U_n (RMS)	Highest grid voltage U_n (RMS)	Highest device voltage U_n (RMS)	Rated power frequency short-time withstand voltage (RMS)	Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 μ s (Peak)
kV	kV	kV	kV	kV
110	123	123	(185)	(450)
			230	550

Note: If the values in parentheses are insufficient to demonstrate that the required phase-to-phase withstand voltages are satisfactory, it is necessary to conduct additional strength tests of the phase-to-phase insulation

Tab. 1. Standard insulation levels in 110 kV grids [1, 2]

This paper describes an attempt to answer the question of whether there is an alternative and less costly solution. For this purpose the risks were identified that could occur in the inter-operation of a grid which normally operates with an effectively earthed neutral and is temporarily deprived of its neutral earthing with a compensated grid. Then the measures were determined which are necessary to eliminate or reduce these risks.

Voltage conditions at fault in 110 kV grid

In normal operating conditions the voltage in a power grid with rated voltage U_n may exceed the rated voltage. Taking into account the fault factors, the grid's long-time voltage capability and the issue of grid and device insulation coordination is regulated by standards [1, 2]. The characteristic values defined by these standards for grids with 110 kV rated voltage are shown in Tab. 1.

Values in Tab. 1 are rms phase-to-phase voltages, and the corresponding rms phase voltages may be obtained by dividing them by $\sqrt{3}$.

In a grid with an effectively earthed neutral the constraints so determined are superimposed on the overvoltage coefficient limit values established during phase-to-earth faults, which requires appropriate ratios of short-circuit impedances Z_0/Z_1 . The required ratios are obtained through direct earthing of the star points of selected transformers. According to provisions of the IRIESP Transmission Grid Code [8] and IRIESD Distribution Grid Code [9], the overvoltage coefficient limit and the conditions necessary to obtain it in a 110 kV grid are defined by the following relations:

$$k_u = \frac{U_{maxf}}{U_{nff}} \leq 1.4; \quad 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{and} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1 \quad (1)$$

where:

U_{maxf} – the highest rms phase voltage at single phase fault, U_{nff} – rated rms phase voltage.

The voltage at the isolated star point of a transformer in a grid with effectively earthed neutral can be determined from:

$$U_0 = Z_0 I_0 = \frac{1}{2 \frac{Z_1}{Z_0} + 1} U_f \quad (2)$$

By adopting the limit X_0/X_1 ratios from the effective earthing conditions (1), the highest voltages at the isolated star point of a transformer are obtained:

$$U_0 = \frac{1}{2 \frac{1}{3} + 1} U_f = 0.6 \cdot U_f \quad (3)$$

In a grid that is not effectively earthed (i.e. insulated, compensated or resistance-earthed), which in Polish conditions refers to medium voltage distribution grids, the coefficient of earth-fault overvoltage in a healthy phase is $k_u = \sqrt{3}$. This results from very high ratios of zero to positive sequence short-circuit impedances Z_0/Z_1 in these grids. Since in Germany most 110 kV grids are operated under a compensated regime, the earth-fault overvoltage coefficient in these grids should be adopted as $k_u = 1.73$. Consequently, the transformer star points voltage at phase-to-earth fault will be $U_0 = U_f$.

Rules for selection of voltage transformers in 110 kV grids

The basic electrical parameters of voltage transformers are defined by standard [3]. Depending on the grid neutral operation mode a voltage transformer is selected with the appropriate earth fault coefficient k_n and an acceptable overvoltage duration. Coefficient k_n determines the maximum multiplicity of the primary operating voltage, at which the voltage transformer maintains the required thermal strength over the appropriate time, and the required accuracy. Standard rated voltage coefficients for selected cases are specified in Tab. 2.

In the Polish 110 kV grid operated with effectively earthed neutral, the rated primary voltage of a voltage transformer is adopted as $110/\sqrt{3}$ kV, while the highest operating voltage is 123 kV. Taking into account the earth-fault overvoltage coefficient in an effectively earthed grid $k_u = 1.4$, and protection tripping in response to phase-earth-faults, as standard the voltage transformers between phase conductors and earth have the voltage coefficient $k_n = 1.5/30$ s. This means that they may be subject to phase overvoltages with rms values $1.5 \times 110/\sqrt{3} = 95$ kV for a period not exceeding 30 s.

In a grid that is not effectively earthed, such as the German compensated 110 kV grid, in which no phase-to-earth fault

Rated voltage coefficient k_n	Rated time	Primary winding connection and grid neutral operation mode
1.2	without limitation	Between phase and earth in a grid with effectively earthed neutral
1.5	30 s	
1.9	30 s	
1.2	without limitation	Between phase and earth in a grid with insulated neutral point without automatic earth-fault switch-off, or in a compensated grid without automatic earth-fault switch-off

Tab. 2. Standard rated voltage coefficients

is automatically switched-off, voltage transformers will have voltage coefficient $k_n = 1.9/8$ h.

Rules for selection of surge arresters in 110 kV grids

Rules for selection of surge arresters are set out in the relevant standard [4], and their required parameters and properties are also dictated by the standard [5]. In the Polish 110 kV grid, surge arresters are installed in line bays, transformer bays and in star points of transformers with permanently or temporarily insulated neutrals. Surge arrester parameters recommended [6] for 110 kV grids are specified in Tab. 3.

In the case of temporary overvoltage an excess over the rated arrester voltage is allowed. This follows from the typical

Rated grid voltage U_n , kV	110	
Highest grid voltage U_g , kV	123	
Earth fault overvoltage coefficient k_u	1.4	
Short-circuit current, kA	40	
Arrester connected to:	grid line conductors	transformer star point
Continuous operating voltage U_c , kV	≥ 77	≥ 48
Rated voltage U_r , kV	≥ 96	60
Rated discharge current, kA	10	
Short-circuit strength, kA	40	

Tab. 3. Surge arresters parameters for effectively earthed 110 kV grids [6]

Rated grid voltage U_n , kV	110	
Highest grid voltage U_g , kV	123	
Earth fault overvoltage coefficient k_u	1.73	
Arrester connected to:	grid line conductors	transformer star point
Continuous operating voltage U_c , kV	≥ 123	≥ 72
Rated voltage U_r , kV	≥ 154	≥ 90

Tab. 4. Surge arrester parameters required in compensated 110 kV grids

characteristic of temporary overvoltage strength as a function of time [7] that for time periods of up to 0.5 seconds the rated voltage may be exceeded by approx. 10%.

In the case of the German 110 kV grid operated with ground fault current compensation, surge limiters have the parameters shown in Tab. 4.

Simulation of a single phase fault when separated Polish 110 kV grid is supplied from the German grid

The situation is considered whereby a separated portion of the Polish 110 kV grid is supplied from the German grid. All 110 kV/MV transformers in the separated Polish grid have their star points isolated, while the German grid operates in its normal regime with the compensation of capacitive earth fault current. Surge arresters and voltage transformers in the Polish grid are selected in accordance with the rules in force in an effectively earthed grid. A simplified diagram of the system adopted for the simulation is presented in Fig. 1.

In this system a phase-to-earth fault was simulated and voltages and currents were examined in the both grids, taking into account the operation of the surge arresters installed in the separated Polish grid. The examination was performed using a MATLAB/Simulink package and the standard surge arrester model. The following simulation scenarios were implemented:

1. at $t = 0.2$ s phase-to-earth fault develops in the German 110 kV grid
2. at $t = 0.5$ s circuit-breaker opens in the S-100 interconnection line in the RP-100 switching substation
3. at $t = 0.6$ s circuit-breaker opens in the S-100 interconnection line in the RN-100 switching substation on the German side.

Monitored parameters: voltages in RP-100 substation and currents in S-100 interconnection line; voltages and currents in RN-100 and in the German grid voltages in transformer star points in the Polish and German grids; surge arrester current; current in the fault location; current in the compensation device (Petersen coil) in the German grid. The simulation results are shown in Fig. 2–9.

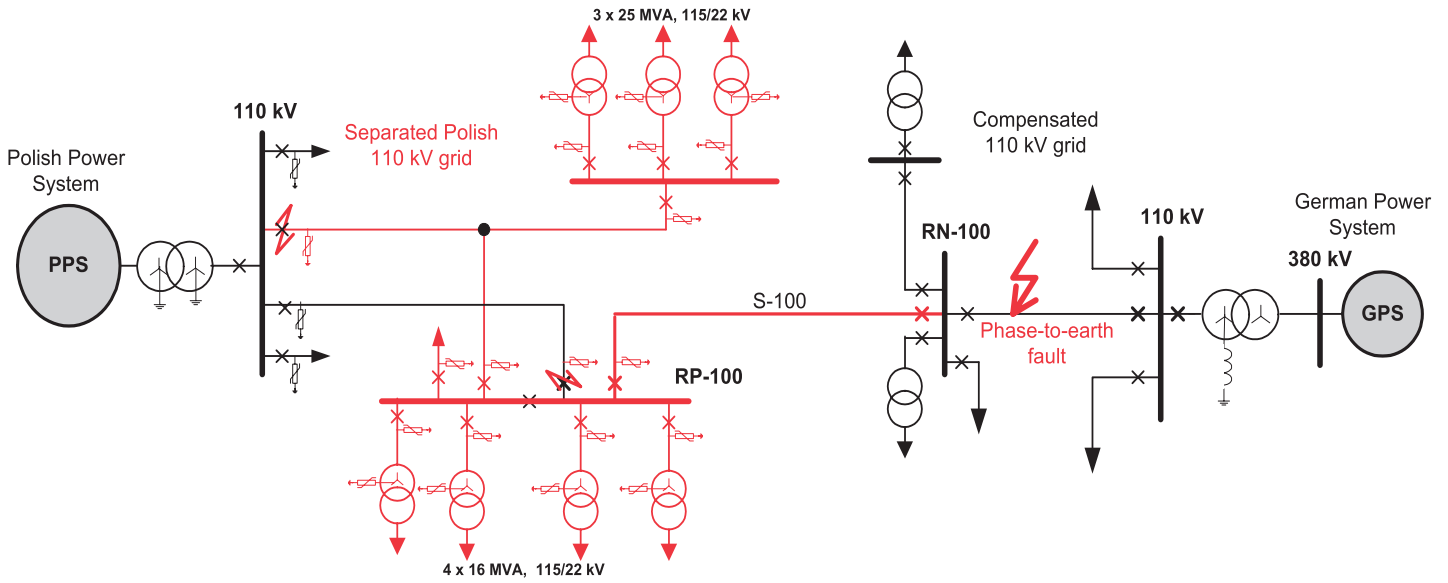


Fig. 1. Simplified diagram of the system adopted for the simulation

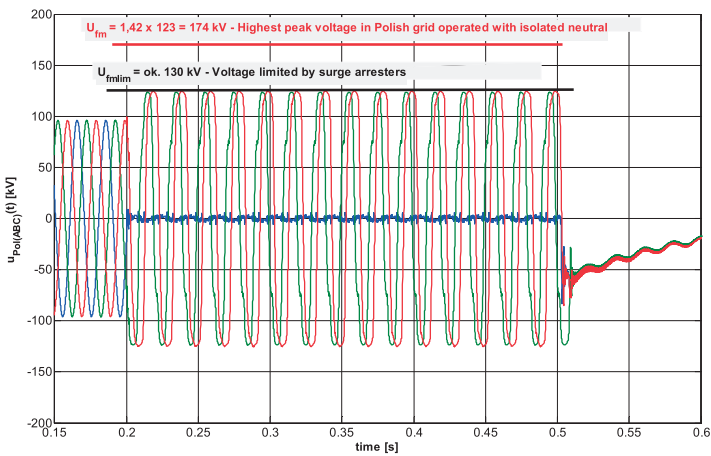


Fig. 2. Phase voltage waveforms in RP-100 substation at phase-to-earth fault in 110 kV grid

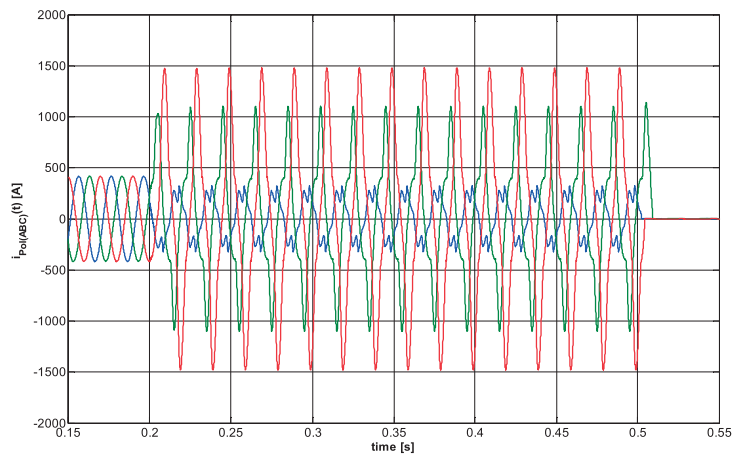


Fig. 3. Phase current waveforms in the SP-100 line in RP-100 substation at phase-to-earth fault

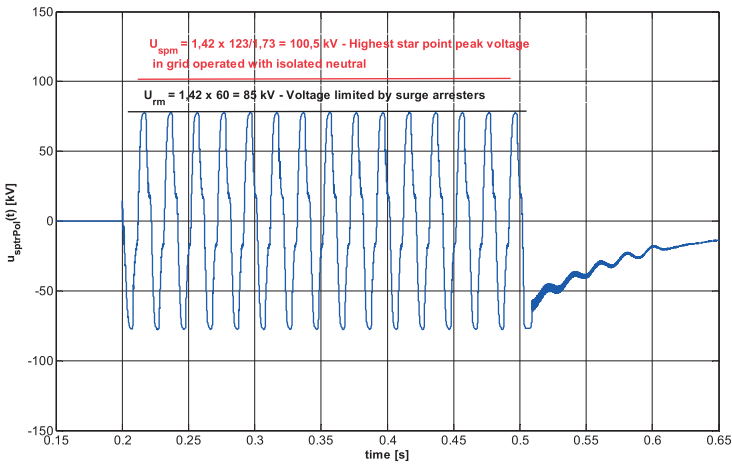


Fig. 4. Transformer star point voltage waveform in the Polish grid

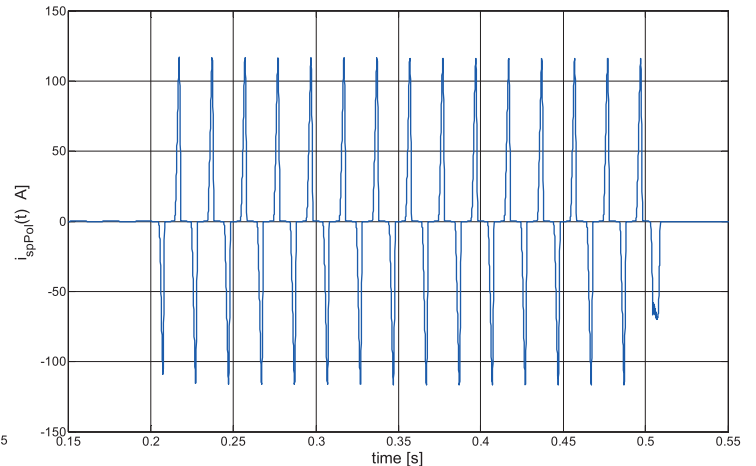


Fig. 5. Surge arrester current waveform in transformer star point

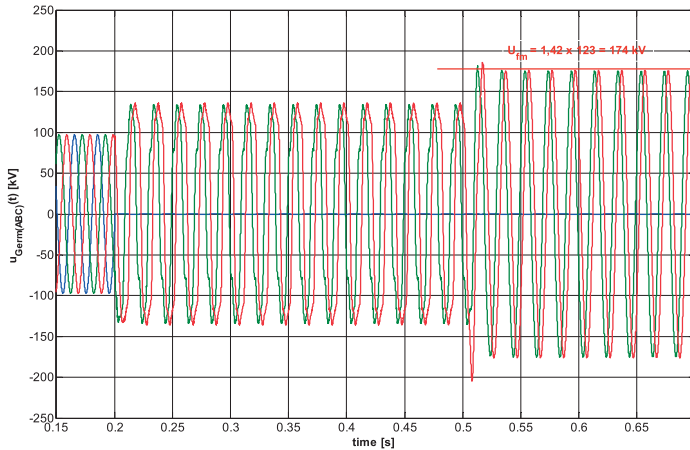


Fig. 6. Phase voltage waveforms in S-100 line of RN-100

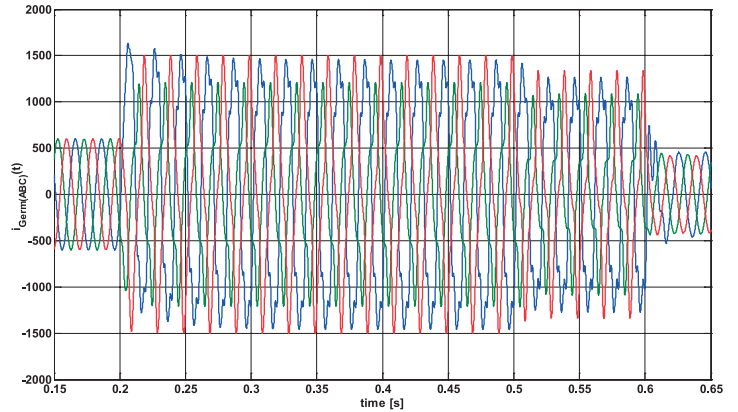


Fig. 7. Phase current waveforms in the German grid

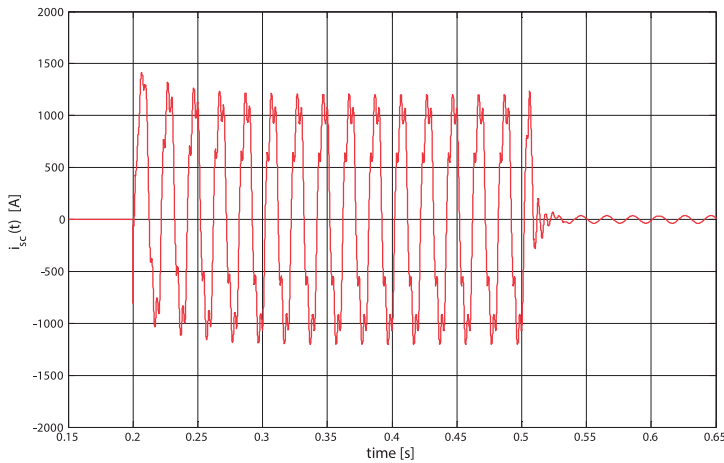


Fig. 8. Current waveform at fault location

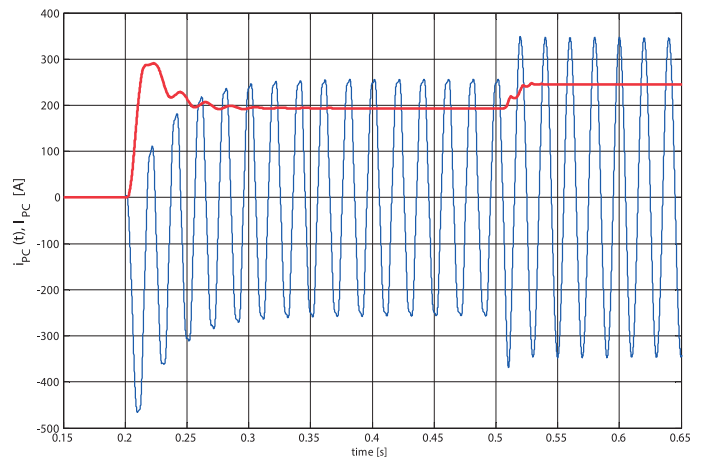


Fig. 9. Petersen coil current waveform and RMS

Conclusions

1. Supplying a separated portion of the Polish 110 kV grid from the compensated German 110 kV grid is risk-free in normal conditions. However, in the event of a phase-to-earth fault the surge arresters are activated in the Polish line conductors and transformer star points if their parameters have been selected in accordance with the standard for an effectively earthed grid.
2. This limits the overvoltages in the healthy phases and transformer star points to the level resulting from the surge arresters' rated voltages. This does not endanger the insulation of the grid and substation equipment, including voltage transformers, but results in strongly distorted voltages and currents, and increased phase currents and the current at the fault location.
3. The operation of the system at phase-to-earth fault increases the risk of electric shock in the compensated grid, as well the exposure of surge arresters to damage. Taking into account the surge arresters' typical resistance to momentary overvoltage a short-term, i.e. shorter than 1 sec., operation of the system at phase-to-earth fault may be allowed. During this time the interconnection between the systems must be cut-off.

4. In order to avoid the need for high-speed cutting-off the interconnection, the parameters for all surge arresters and voltage transformers in the separated Polish grid should be appropriate for the operation in a grid with compensation or an insulated neutral. For a sustained phase-to-earth fault, however, the operational return to the normal regime should be sought, i.e. supply from the Polish National power System.
5. Replacing the surge arresters alone would carry the risk over to the voltage transformers. At phase-to-earth fault their cores will saturate and magnetisation currents will increase, and, consequently, their primary windings will be thermally overloaded. In this situation cutting off the interconnection will be necessary with the shortest time delay possible.
6. The paper does not deal with other problems, the solution of which is necessary for such interoperation. These include fitting the grid with automatic controls that will cut-off and restore the connection with its own power system (ATS), as well as solutions for synchronism control at the grid interconnection point.

REFERENCES

1. PN-EN 60071-1:2008P Koordynacja izolacji, część 1, Definicje, zasady i reguły [Insulation coordination, part 1, Definitions, principles, and rules].
 2. PN-EN 60071-2:2000P Koordynacja izolacji. Przewodnik stosowania [Insulation coordination, Application guide].
 3. PN-EN 61869-3:2011, English version, Instrument Transformers – Inductive Voltage Transformers.
 4. PN-EN 60099-5:2014-01, English version, Surge Arresters, Part 5, Selection and application recommendations.
 5. PN-EN 60099-4:2009, Polish version, Ograniczniki przepięć, część 4, Beziskiernikowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego [Surge Arresters, Part 4, Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems].
 6. Sowa A., Ochrona odgromowa i przepięciowa. Ochrona odgromowa linii i stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Ochrona Odgromowa [Lightning and Surge Protection. Lightning protection of high voltage lines and substations. Lightning Protection] [online], www.elektroda.pl.
 7. BEZPOL, Beziskiernikowe ograniczniki przepięć w osłonie silikonowej [Surge arresters without gaps in silicone sheath, Specification sheet.
 8. IRIESP Transmission Grid Code, PSE, Version 2.0, Text in force since 1 August 2014.
 9. IRIESD Distribution Grid Code, Turon Dystrybucja, 1 January 2014.
-

Wilhelm Rojewski

Wrocław University of Technology

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Wrocław University of Technology (1973). He received his PhD in technical sciences at the Institute of Power Engineering of his alma mater (1977), where he is an assistant professor. He deals with power system automatic protections, control and regulation in the power system and interoperation conditions of distributed energy sources and the power system.

Marian Sobierajski

Wrocław University of Technology

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Full Professor of Wrocław University of Technology the Power Engineering Department. He deals with scientific issues related to planning and controlling power systems. His works refer mainly to probabilistic power flows, voltage stability and electricity quality, and to interoperation of distributed sources with transmission grids. His recent studies relate to smart power grids, interoperation of microinstallations and photovoltaic installations with medium and low voltage distribution grids, and frequency control at insular operation.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 114–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ zwarć 1-fazowych na warunki pracy wydzielonej sieci 110 kV, normalnie pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym, przejściowo zasilanej z sieci skompensowanej 110 kV

Autorzy

Wilhelm Rojewski
Marian Sobierajski

Słowa kluczowe

sieć skompensowana, sieć skutecznie uziemiona, punkt neutralny sieci, zwarcie 1-fazowe

Streszczenie

W artykule rozważane są warunki współpracy niemieckiej skompensowanej sieci 110 kV z polską siecią 110 kV skutecznie uziemioną. Zakłada się, że wydzielony od własnego systemu elektroenergetycznego obszar jednej sieci będzie przejściowo zasilany z pracującej w normalnym układzie drugiej sieci. Wskazuje się na zagrożenia, jakie towarzyszą zwarciom 1-fazowym w tak połączonych sieciach. Szczególną uwagę zwraca się na warunki pracy ograniczników przepięć i przekładników napięciowych w pozbawionej uziemienia punktu neutralnego polskiej sieci 110 kV, zasilanej ze skompensowanej sieci operatora niemieckiego.

Wprowadzenie

Trwała współpraca Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z systemami krajów sąsiednich odbywa się na poziomie sieci przesyłowych 220 kV i 400 kV, podczas gdy – ze zrozumiałych względów – nie stosuje się połączeń międzysystemowych między liniami 110 kV. Natomiast lokalna współpraca operatorów przygranicznych sieci 110 kV może przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa zasilania odbiorców, a nierzadko ma też sens komercyjny. Organizując taką współpracę, należy przygotować wyizolowany od własnego systemu elektroenergetycznego obszar jednej sieci, który będzie przejściowo zasilany z pracującej w normalnym układzie (połączonej z własnym systemem elektroenergetycznym) drugiej sieci. Role sieci zasilanej i zasilającej będą zamienne.

Stosunkowo łatwo można zorganizować taką współpracę w przypadku sieci 110 kV, o takim samym sposobie pracy punktu neutralnego oraz podobnym standardzie wyposażenia w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową (EAZ). Przykłady takiej współpracy istnieją np. między operatorami polskim i czeskim, których sieci 110 kV pracują ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym. Sytuacja komplikuje się, gdy jedna z sieci 110 kV jest siecią skutecznie uziemioną, a druga skompensowaną, jak to ma miejsce w przypadku sąsiedztwa sieci polskiej i niemieckiej.

Rozpatrując zasilanie wydzielonej części polskiej sieci 110 kV ze skompensowanej niemieckiej sieci 110 kV, dochodzi się do następujących ustaleń:

- W stanie bezzakłóceniovym praca połączonych sieci nie stwarza zagrożeń.
- Mając na uwadze możliwość wystąpienia zwarć, w tym zwarć 1-fazowych, żaden transformator w wydzielonej sieci polskiej nie może mieć uziemionego punktu gwiazdowego po stronie 110 kV.
- Dla polskiej sieci 110 kV zwarcia doziemne mogą się okazać groźnymi, niezależnie

od miejsca wystąpienia (w sieci polskiej lub niemieckiej). Występujące w tych warunkach ustalone przepięcia w fazach zdrowych całej sieci o współczynniku $k_u = \sqrt{3}$ mogą zagrażać sieci polskiej, dostosowanej do przepięć o współczynniku $k_u \leq 1,4$.

- EAZ polskiej sieci 110 kV nie jest przystosowana do identyfikacji i eliminacji zwarć doziemnych w rozważanych warunkach, natomiast zabezpieczenia ziemnozwarciowe w skompensowanej sieci niemieckiej działają na sygnał. Eliminacja doziemień odbywa się w drodze działań operacyjnych, ze znacznym opóźnieniem.

Rozważania zasilania wydzielonego obszaru sieci niemieckiej 110 kV ze skutecznie uziemionej sieci polskiej prowadzą do następujących ustaleń:

- W stanie bezzakłóceniovym praca połączonych sieci nie stwarza zagrożeń.
- W razie wystąpienia zwarć 1-fazowych w skompensowanej sieci niemieckiej uziemienia i zabezpieczenia w tej sieci mogą się okazać niedostosowane do dużych prądów zwarciovych.

Problem połączenia sieci 110 kV skutecznie uziemionej z siecią skompensowaną nie jest całkiem nowy. W okresie powojennym, na terenie Górnego Śląska miała miejsce taka potrzeba i problem rozwiązano za pomocą specjalnego transformatora sprzęgającego 110 kV/110 kV. To rozwiązanie radykalnie eliminuje wiele problemów, ale ma bardzo istotną wadę – jest drogie. Szacuje się, że w przypadku transformatora o mocy rzędu 160 MVA całkowity koszt zabudowy i wyposażenia może wynosić ok. 10 mln zł.

W artykule podjęto próbę odpowiedzi na pytanie, czy istnieje alternatywne rozwiązanie niewymagające ponoszenia takich kosztów. W tym celu rozpoznano zagrożenia, jakie mogą się pojawić podczas współpracy sieci normalnie pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym i przejściowo pozbawionej uziemienia punktu neutralnego z siecią skompensowaną. Następnie określono niezbędne działania w celu wyeliminowania lub ograniczenia tych zagrożeń.

Nominalne napięcie sieci U_n (wartość skuteczna)	Najwyższe napięcie sieci U_s (wartość skuteczna)	Najwyższe napięcie urządzeń U_m (wartość skuteczna)	Znamionowe wytrzymałe napięcie krótkotrwałe napięcia częstotliwości sieciowej (wartość skuteczna)	Znamionowe wytrzymałe napięcia udarowe piorunowe 1,2/50 μ s (wartość szczytowa)
kV	kV	kV	kV	kV
110	123	123	(185) 230	(450) 550

Uwaga: Jeżeli wartości podane w nawiasach są niewystarczające do wykazania, że wymagane międzyfazowe napięcia wytrzymałe są zadowalające, to konieczne jest przeprowadzenie dodatkowych prób wytrzymałości izolacji międzyfazowej

Tab. 1. Znormalizowane poziomy izolacji w sieci 110 kV [1, 2]

Napięciowe warunki zakłócenia w sieci 110 kV

W warunkach roboczych w sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym U_n może występować napięcie wyższe od napięcia znamionowego. Uwzględniając czynniki zakłócenia, dopuszczalną długotrwale wartość napięcia roboczego sieci oraz kwestię koordynacji izolacji sieci i urządzeń regulują normy [1, 2]. Wartości wielkości charakterystycznych, zdefiniowanych przez ww. normy, dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV podano w tab. 1.

Zamieszczone w tab. 1 wartości są wartościami skutecznymi napięcia międzyfazowego i odpowiadają im, po podzieleniu przez $\sqrt{3}$, wartości skuteczne napięcia fazowego. W sieciach ze skutecznym uziemionym punktem neutralnym nakłada się określone ograniczenia na dopuszczalne wartości współczynnika przecięć ustalonych podczas zwarć 1-fazowych, co wymaga zachowania stosownych relacji zwarciovych impedancji Z_0/Z_1 . Wymagane relacje uzyskuje się przez bezpośrednie uziemienie punktów gwiazdowych wybranych transformatorów. Zgodnie z zapisem IRiESP [8] oraz IRiESD [9] wartość graniczną współczynnika przecięć ustalonych oraz warunki konieczne dla jego uzyskania w sieci 110 kV określają relacje:

$$k_u = \frac{U_{maxf}}{U_{nr}} \leq 1,4, \quad 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{oraz} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1 \quad (1)$$

gdzie:

U_{maxf} – największa wartość skuteczna napięcia fazowego podczas zwarcia 1-fazowego, U_{nr} – znamionowa wartość skuteczna napięcia fazowego.

Wartość napięcia w nieziemionym punkcie gwiazdowym transformatora pracującego w sieci skutecznie uziemionej można określić z zależności:

$$U_0 = Z_0 I_0 = \frac{1}{2 \frac{Z_1}{Z_0} + 1} U_f \quad (2)$$

Przyjmując z warunków skutecznego uziemienia (1) graniczne wartości ilorazu X_0/X_1 otrzymuje się oszacowanie największych wartości napięcia w nieziemionym punkcie gwiazdowym transformatora:

$$U_0 = \frac{1}{2 \frac{1}{3} + 1} U_f = 0,6 \cdot U_f \quad (3)$$

W sieci nieziemionej skutecznie (izolowanej, skompensowanej lub uziemionej przez rezystancję), co w warunkach polskich odnosi się do sieci rozdzielczych średnich napięć, współczynnik ustalonych przecięć ziemnozwarciowych w fazach zdrowych wynosi $k_{u1} = \sqrt{3}$. Taka sytuacja jest wynikiem bardzo dużych relacji zwarciovych impedancji dla składowej zerowej do impedancji dla składowej zgodnej Z_0/Z_1 w tych sieciach. Z uwagi na fakt, że w Niemczech sieci 110 kV pracują w większości przypadków jako sieci skompensowane, współczynnik ustalonych przecięć ziemnozwarciowych w tych sieciach należy przyjąć $k_{u1} = 1,73$. Konsekwentnie, napięcie w punkcie gwiazdowym transformatorów podczas zwarcia 1-fazowego wyniesie $U_0 = U_f$.

Znamionowy współczynnik napięciowy k_n	Znamionowy czas	Sposób połączenia uzwojenia pierwotnego i sposób pracy punktu neutralnego sieci
1,2	bez ograniczenia	Między przewodem fazowym a ziemią w sieci ze skutecznym uziemionym punktem neutralnym
1,5	30 s	
1,9	30 s	
1,2	bez ograniczenia	Między przewodem fazowym a ziemią w sieci z izolowanym punktem neutralnym bez automatycznego wyłączania zwarć doziemnych lub w sieci skompensowanej bez automatycznego wyłączenia zwarć doziemnych

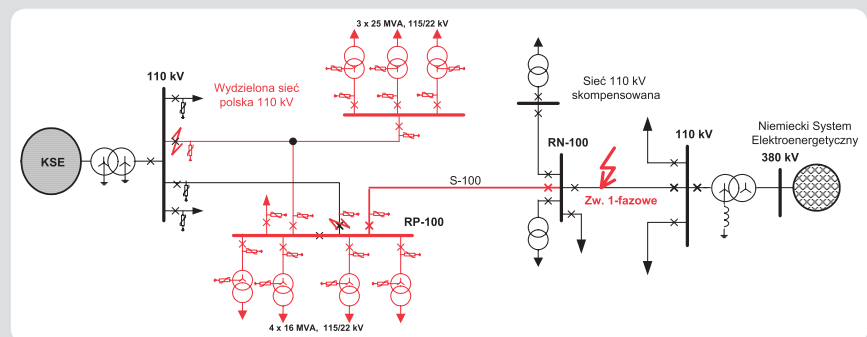
Tab. 2. Znormalizowane wartości znamionowych współczynników napięciowych

Napięcie znamionowe sieci U_n , kV	110	
Najwyższe napięcie sieci U_s , kV	123	
Współczynnik przecięć ziemnozwarciowych k_u	1,4	
Prąd zwarciovych, kA	40	
Ogranicznik przyłączany do:	przewodów roboczych sieci	punktu gwiazdowego transformatora
Napięcie trwałej pracy U_0 , kV	≥ 77	≥ 48
Napięcie znamionowe U_n , kV	≥ 96	≥ 60
Znamionowy prąd wyładowczy, kA	10	
Wytrzymałość zwarciovych, kA	40	

Tab. 3. Parametry ograniczników przecięć dla sieci 110 kV skutecznie uziemionej [6]

Napięcie znamionowe sieci U_n , kV	110	
Najwyższe napięcie sieci U_s , kV	123	
Współczynnik przecięć ziemnozwarciowych k_u	1,73	
Ogranicznik przyłączany do:	przewodów roboczych sieci	punktu gwiazdowego transformatora
Napięcie trwałej pracy U_0 , kV	≥ 123	≥ 72
Napięcie znamionowe U_n , kV	≥ 154	≥ 90

Tab. 4. Wymagane parametry ograniczników przecięć w skompensowanej sieci 110 kV



Rys. 1. Uproszczony schemat układu przyjętego do badań symulacyjnych

Zasady doboru przekładników napięciowych w sieci 110 kV

Podstawowe parametry elektryczne przekładników napięciowych definiuje norma [3]. W zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci wybiera się przekładnik

o odpowiednim współczynniku zwarcia doziemnego k_n i dopuszczalnym czasie trwania przecięcia. Współczynnik k_n określa największą krotność pierwotnego napięcia roboczego, przy którym przekładnik ma wymaganą wytrzymałość termiczną

w odpowiednim czasie oraz wymaganą dokładność. Znormalizowane wartości znamionowych współczynników napięciowych dla wybranych przypadków podano w tab. 2.

W przypadku polskiej sieci 110 kV, pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym, napięcie znamionowe pierwotne przekładnika przyjmuje się równe $110/\sqrt{3}$ kV, natomiast najwyższe napięcie robocze równe 123 kV. Uwzględniając współczynnik przepięć ziemnozwarciowych w sieci skutecznie uziemionej $k_u = 1,4$ oraz działanie zabezpieczeń na wyłączenie zwarć 1-fazowych, standardowo przekładniki włączone między przewody fazowe a ziemię mają współczynnik napięciowy $k_n = 1,5/30$ s. Oznacza to, że mogą podlegać fazowym przepięciom o wartości skutecznej $1,5 \times 110/\sqrt{3} = 95$ kV przez czas nieprzekraczający 30 s.

W sieci nieuziemionej skutecznie, np. w niemieckiej skompensowanej sieci 110 kV, w której zwarcia 1-fazowe nie są wyłączane automatycznie, przekładniki napięciowe będą miały współczynnik napięciowy $k_n = 1,9/8$ h.

Zasady doboru ograniczników przepięć w sieci 110 kV

Zasady doboru ograniczników przepięć określa norma [4], natomiast wymagane parametry i właściwości ograniczników opisuje norma [5]. W polskiej sieci 110 kV ograniczniki przepięć są instalowane w polach liniowych, w polach transformatorów oraz w punktach gwiazdowych transformatorów trwale lub okresowo izolowanych. Zalecane [6] wartości parametrów ograniczników dla sieci 110 kV zawarto w tab. 3.

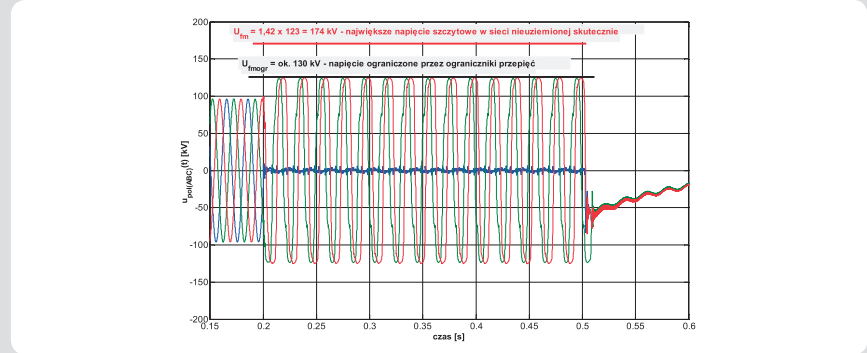
W przypadku przepięć dorywczych dopuszcza się przekroczenie napięcia znamionowego ogranicznika. Z typowej charakterystyki współczynnika wytrzymałości na przepięcia chwilowe w funkcji czasu wynika [7], że w czasie do 0,5 s możliwe jest przekroczenie napięcia znamionowego o ok. 10%.

W przypadku niemieckiej sieci 110 kV, pracującej z kompensacją prądu ziemnozwarciowego, ograniczniki przepięć mają parametry jak w tab. 4.

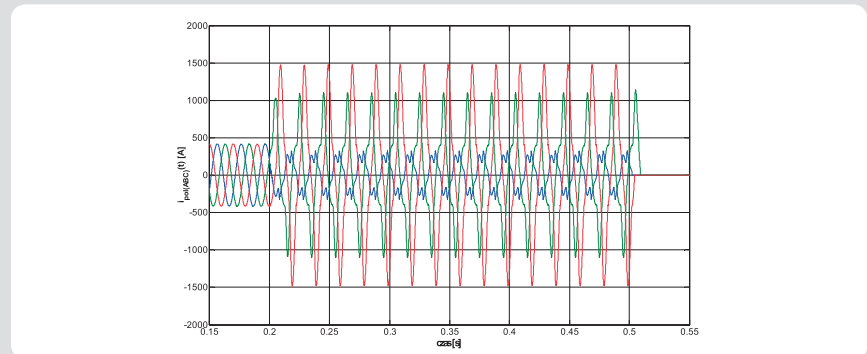
Symulacja zwarcia 1-fazowego podczas zasilania wydzielonej polskiej sieci 110 kV z sieci niemieckiej

Rozpatrywany jest układ, w którym wydzielony obszar polskiej sieci 110 kV zasilany jest z sieci niemieckiej. Wszystkie transformatory 110 kV/SN w wydzielonej polskiej sieci mają izolowany punkt gwiazdowy, natomiast sieć niemiecka pracuje w normalnym układzie z kompensacją pojemnościowego prądu zwarcia z ziemią. Ograniczniki przepięć i przekładniki napięciowe w polskiej sieci dobrane są zgodnie z zasadami obowiązującymi w sieci skutecznie uziemionej. Uproszczony schemat układu przyjętego do badań symulacyjnych przedstawiono na rys. 1.

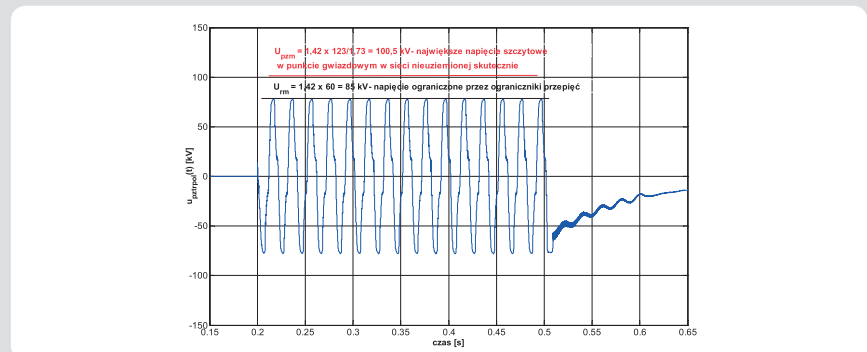
Wykonano symulację zwarcia 1-fazowego w układzie i badano warunki napięciowe oraz prądowe w obydwu sieciach, z uwzględnieniem działania ograniczników



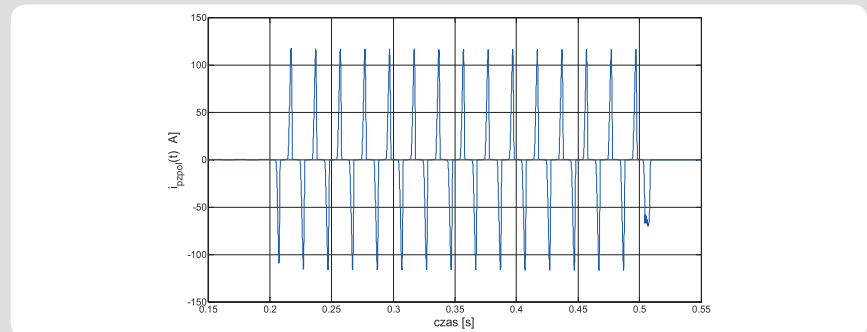
Rys. 2. Przebiegi napięć fazowych w rozdzielni RP-100 podczas zwarcia 1-fazowego w sieci 110 kV



Rys. 3. Przebiegi prądów fazowych w linii SP-100 w rozdzielni RP-100 podczas zwarcia 1-fazowego

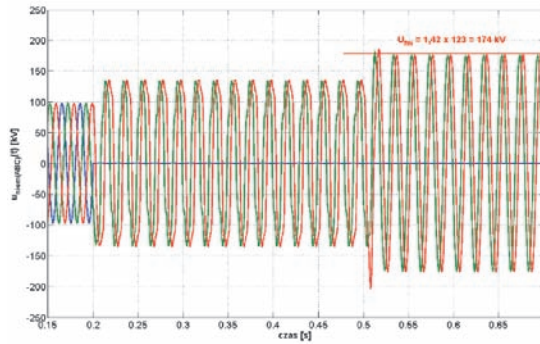


Rys. 4. Przebieg napięcia w punkcie gwiazdowym transformatora w sieci polskiej

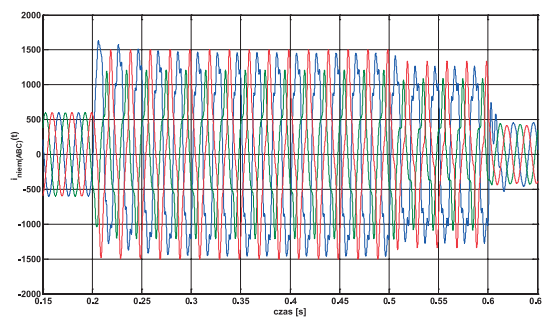


Rys. 5. Przebieg prądu ogranicznika przepięć w punkcie gwiazdowym transformatora

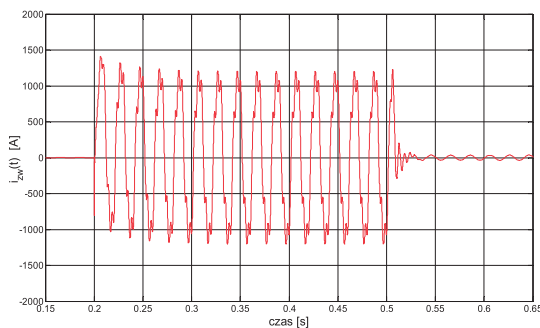
przepięć zainstalowanych w wydzielonej sieci polskiej. Badania wykonano przy użyciu pakietu MATLAB/Simulink, wykorzystując standardowy model ogranicznika



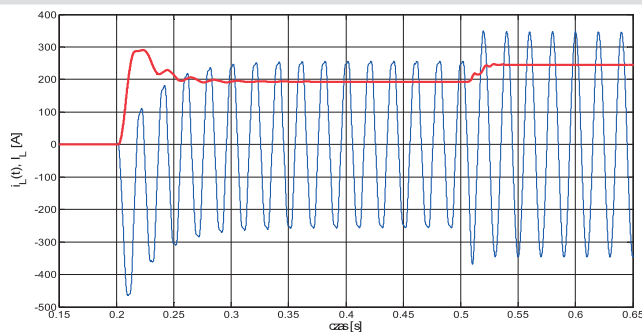
Rys. 6. Przebiegi napięć fazowych w linii S-100 od strony RN-100



Rys. 7. Przebiegi prądów fazowych w sieci niemieckiej



Rys. 8. Przebieg prądu w miejscu zwarcia



Rys. 9. Przebieg i wartości skutecznej prądu cewki gaszącej

- 2) w chwili $t = 0,5$ s następuje otwarcie wyłącznika w linii łączącej S-100 w rozdzielni RP-100
- 3) w chwili $t = 0,6$ s następuje otwarcie wyłącznika w linii łączącej w rozdzielni RN-100 po stronie niemieckiej.

Obserwowane są: napięcia w rozdzielni RP-100 i prądy w linii łączącej S-100; napięcia i prądy w RN-100 i w sieci niemieckiej; napięcia i prądy w gwiazdowych transformatorów w sieci polskiej i niemieckiej; prąd ogranicznika przepięć; prąd w miejscu zwarcia; prąd urządzenia kompensującego (cewki gaszącej) w sieci niemieckiej. Wyniki symulacji zamieszczono na rys. 2–9.

Podsumowanie

- 1) Zasilanie wydzielonego obszaru polskiej sieci 110 kV ze skompensowanej sieci 110 kV operatora niemieckiego nie stwarza zagrożenia w normalnych warunkach. Natomiast w razie wystąpienia zwarcia 1-fazowego dojdzie do zadziałania w polskiej sieci ograniczników przepięć w przewodach roboczych i punktach gwiazdowych transformatorów, jeśli parametry tych ograniczników zostały dobrane zgodnie ze standardem dla sieci skutecznie uziemionej.
- 2) W wyniku działania ograniczników przepięć napięcia faz zdrowych oraz w punktach gwiazdowych transformatorów zostają ograniczone do poziomu wynikającego z napięć znamionowych ograniczników. Nie stwarza to zagrożenia dla izolacji sieci i aparatury stacyjnej, w tym przekładników napięciowych, natomiast powoduje silne odkształcenie napięć i prądów, a także wzrost prądów fazowych oraz prądu w miejscu zwarcia.
- 3) Praca ww. układu ze zwarcie 1-fazowym wiąże się ze wzrostem zagrożenia porażeniowego w sieci skompensowanej, a także narażeniem ograniczników przepięć na uszkodzenia. Uwzględniając typową wytrzymałość ograniczników przepięć na chwilowe przepięcia, można dopuścić krótkotrwałą, tj. przez czas krótszy od 1 sekundy, pracę takiego układu ze zwarcie 1-fazowym. W tym czasie musi nastąpić rozcięcie połączenia współpracujących układów.
- 4) W celu uniknięcia konieczności szybkiego rozcinania połączonych sieci wszystkie ograniczniki przepięć i wszystkie przekładniki napięciowe w wydzielonej polskiej sieci powinny mieć parametry odpowiednie do pracy w sieci z izolowanym punktem neutralnym lub skompensowanej. Przy utrzymującym się zwarcie 1-fazowym powinno się jednak dążyć do operacyjnego powrotu do układu normalnego, tj. zasilania z KSE.
- 5) Wymiana samych ograniczników przepięć przeniesie zagrożenie na przekładniki napięciowe. Podczas zwarcia 1-fazowego dojdzie do nasycenia rdzeni i wzrostu prądu magnesowania, a w konsekwencji do przeciążenia cieplnego uzwojeń pierwotnych przekładników. W tej sytuacji konieczne będzie rozcięcie połączenia współpracujących sieci z możliwie najkrótszym czasem zwłoki.
- 6) W artykule nie poruszono innych problemów, których rozwiązanie jest niezbędne do realizacji ww. współpracy.

przepięć. Symulacje wykonano wg następującego scenariusza:

- 1) w chwili $t = 0,2$ s powstaje zwarcie 1-fazowe w niemieckiej sieci 110 kV

Dotyczy to m.in. wyposażenia sieci w układy EAZ rozcinające oraz przywracające połączenie z własnym systemem (SZR), jak również rozwiązania układów kontroli synchronizmu podczas łączenia sieci.

Bibliografia

1. PN-EN 60071-1:2008P Koordynacja izolacji, część 1, Definicje, zasady i reguły.
2. PN-EN 60071-2:2000P Koordynacja izolacji. Przewodnik stosowania.
3. PN-EN 61869-3:2011, wersja angielska, Przekładniki – Przekładniki napięciowe indukcyjne.
4. PN-EN 60099-5:2014-01, wersja angielska, Ograniczniki przepięć, część 5, Zalecenia wyboru i stosowania.
5. PN-EN 60099-4:2009, wersja polska, Ograniczniki przepięć, część 4, Beziskiernikowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego.
6. Sowa A., Ochrona odgromowa i przepięciowa. Ochrona odgromowa linii i stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Ochrona Odgromowa [online], www.elektroda.pl.
7. BEZPOL, Beziskiernikowe ograniczniki przepięć w osłonie silikonowej, karta katalogowa.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), PSE, Wersja 2.0, Tekst obowiązujący od 1 sierpnia 2014.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), Turon Dystrybucja, 1 stycznia 2014.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki swojej macierzystej uczelni (1977), gdzie pracuje na stanowisku adiunkta. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Profesor zwyczajny Politechniki Wroclawskiej. Pracuje w Katedrze Energoelektryki. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej oraz współpracy rozproszonych źródeł z sieciami przesyłowymi. Ostatnie badania są związane z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, współpracą mikroinstalacji i małych instalacji fotowoltaicznych z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia oraz regulacją częstotliwości w czasie pracy wyspowej.