



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH

DYSCYPLINA AUTOMATYKA, ELEKTRONIKA, ELEKTROTECHNIKA
I TECHNOLOGIE KOSMICZNE

ROZPRAWA DOKTORSKA

Analiza wpływu losowości parametrów sieci
i spodziewanych zakłóceń na wybór sposobu
połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieci
średniego napięcia

Autor: mgr inż. Jarosław Maksymilian Kmak

Promotor rozprawy: dr hab. inż. Wiesław Nowak, prof. AGH
Promotor pomocniczy: dr inż. Rafał Tarko

Praca wykonana:
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

Kraków, 2023



AGH

AGH UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

FIELD OF SCIENCE: ENGINEERING AND TECHNOLOGY

SCIENTIFIC DISCIPLINE: AUTOMATION, ELECTRONICS, ELECTRICAL
ENGINEERING AND SPACE TECHNOLOGIES

DOCTORAL THESIS

Analysing the influence of randomness in power grid
parameters and expected disturbances on the
selecting of the means of neutral earthing in a
medium-voltage network

Author: Jarosław Maksymilian Kmak, M.Sc.

First supervisor: Wiesław Nowak, D.Sc.

Assisting supervisor: Rafał Tarko, Ph.D.

Completed in:

AGH University of Science and Technology
Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and
Biomedical Engineering
Department of Electrical Engineering and Power Engineering

Krakow, 2023

*Składam serdeczne podziękowania
Panu dr. hab. inż. Wiesławowi Nowakowi
za wprowadzenie w świat badań naukowych,
inspirację do podjęcia tematu tej rozprawy i cenne wskazówki,
które były bardzo pomocne w jej realizacji.*

*Dziękuję Panu dr. inż. Rafałowi Tarko
za wieloletnie wsparcie i współpracę,
wiele cennych spostrzeżeń i motywowanie do pracy.*

*Dziękuję Polskiemu Towarzystwu Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
za pomoc w pozyskaniu danych pomiarowych
niezbędnych do realizacji badań.*

Streszczenie

Zagadnienie wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych średnich napięć (SN), należy do ciągle aktualnych problemów elektroenergetyki. Wśród wielu kryteriów tego wyboru najbardziej istotne to poziom zagrożenia porażeniowego przy zwarciach doziemnych oraz skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, a także poziom przepięć dorywczych i przejściowych. Kryteria te oparte są na ocenie wartości prądu jednofazowego zwarcia doziemnego, jego rozptyłu w sieci i układzie uziomowym oraz poziomów napięć występujących w różnych punktach sieci podczas doziemienia. Wymagania nakładane przez te kryteria na wartości prądów i napięć są wzajemnie przeciwstawne, a tym samym wybór sposobu pracy punktu neutralnego sieci jest efektem kompromisu pomiędzy poszczególnymi wymaganiami.

Sieci SN pracują z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym, który w praktyce jest izolowany od ziemi albo połączony z ziemią poprzez cewkę, rezystor, lub równoległe połączenie tych urządzeń. Pomimo, że w sieciach tych wartości prądów zwarc jednofazowych są relatywnie małe, to jednak mogą one być przyczyną zagrożenia porażeniowego występującego w pobliżu miejsca zwarcia. Ponadto małe wartości prądów zwarcia mogą być powodem braku skuteczności działania automatyki ziemnozwarciowej.

Dla wyboru oraz oceny sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN, konieczne jest przeprowadzenie analizy prądów i napięć w stanach jednofazowych zwarc doziemnych. Analiza taka wymaga przyjęcia wartości parametrów sieci i zakłóceń, wśród których szczególnie istotne są rezystancje układów uziomowych, rezystancja zwarcia oraz napięcie robocze. Pomimo, że parametry te mają charakter losowy, to najczęściej w praktyce wykonywane są analizy deterministyczne dla przyjętych *a priori* takich ich wartości, aby otrzymać oszacowanie ekstremalnych dla danego kryterium wartości napięć i prądów.

W rozprawie zaproponowano modele statystyczne wymienionych parametrów sieci i zakłóceń, na których podstawie metodą Monte Carlo otrzymywano rozkłady analizowanych wartości napięć uziomowych oraz sygnałów dla elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Głównym celem badań zawartych w rozprawie było opracowanie spójnego zestawu metod statystycznych, umożliwiających obiektywną ocenę i podejmowanie decyzji o wyborze sposobie połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci SN. Dysertacja stanowi oryginalny wkład w obszarze modelowania i analizy skutków jednofazowych zwarc doziemnych w sieciach elektroenergetycznych SN.

Abstract

The issue of selecting the means of neutral earthing in medium-voltage (MV) power networks, is one of the current problems of the electric power engineering. Among many criteria of this selection, the most important are the level of shock hazard during earth faults and the reliability of earth fault protections, as well as the level of temporary and transient overvoltages. These criteria are based on single-phase earth fault current value assessment, its distribution in the network and the substations' earthing system and the voltage levels at various points in the network during an earth fault. The requirements specified by the criteria, regarding the values of currents and voltages, are mutually opposed, so the selecting of the means of neutral earthing in the network is the result of a compromise between the different requirements.

MV networks are operated as non-efficiently earthed systems. In practice neutral point is either isolated from the earth or connected to the earth by a resistor, a coil or their connection in parallel. Despite the fact that in these networks the values of single-phase short-circuit currents are relatively small, they can still be the cause of the shock hazard occurring near the fault location. Moreover, small values of short-circuit currents can be the reason for the lack of reliability of the earth fault protection.

For the selecting and evaluation of the means of neutral earthing in the MV network, it is necessary to conduct an analysis of currents and voltages in single-phase earth fault conditions. The analysis requires the parameters assumption of the network and faults conditions, among which the resistances of the substations earthing systems, the fault resistance and the operating voltage are particularly important. Despite the fact that these parameters have a random character, most often in practical applications deterministic analyses are performed for a priori assumed such their values in order to obtain an estimate for the extreme values of voltages and currents for a given criterion.

The dissertation proposed statistical models of the above mentioned parameters for network and faults. These models were used in Monte Carlo method applicated to obtain statistical distributions of the values of analysed earth voltages and signals for electric power protections. The main aim of the research performed in the dissertation was the elaboration of a coherent set of statistical methods to objective evaluation different means of neutral earthing in MV network and on this basis selecting proper means. The dissertation is an original contribution in the area of modelling and analysis of the effects of single-phase earth faults in medium-voltage power grids.

Spis treści

Wykaz oznaczeń	8
1. Wstęp	17
1.1. Teza i cel rozprawy	17
1.2. Zakres rozprawy	18
2. Problemy wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych	20
2.1. Wprowadzenie	20
2.2. Sieci ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym	22
2.3. Sieci średnich napięć z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym	26
2.3.1. Sieci z izolowanym punktem neutralnym	28
2.3.2. Sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez cewkę.....	30
2.3.3. Sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez rezystor	34
2.3.4. Sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez układ równoległy cewki i rezystora	36
2.3.5. Wpływ parametrów sieci i zakłóceń na prąd jednofazowego zwarcia doziemnego	37
3. Kryteria wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieciach średnich napięć.....	41
3.1. Zagrożenie porażeniowe	41
3.1.1. Najwyższe dopuszczalne wartości napięć rażeniowych dotykowych i krokowych	43
3.1.2. Ocena instalacji uziemiającej stacji SN/nn ze względu na napięcia dotykowe i uziomowe	45
3.1.3. Porażenie prądem elektrycznym w ujęciu probabilistycznym	50
3.2. Skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych	51
3.3. Przepięcia ziemnozwarciowe	54
4. Analiza czynników losowych wpływających na skutki jednofazowych zwarc doziemnych w sieciach średnich napięć.....	58
4.1. Przedmiot rozważań	58
4.2. Impedancje dróg ziemnopowrotnych linii średnich napięć	60

4.3.	Losowość rezystancji uziemienia stacji SN/nn	63
4.3.1.	Losowość rezystywności gruntu	63
4.3.2.	Wpływ korozji na rezystancję uziomu	65
4.3.3.	Losowość wypadkowej rezystancji uziemień przewodu ochronno-neutralnego sieci niskiego napięcia.....	66
4.4.	Statystyczny model rezystancji uziemienia stacji SN/nn.....	67
4.4.1.	Badania statystyczne rezystancji uziemienia stacji SN/nn.....	67
4.4.2.	Statystyki opisowe próby	71
4.4.3.	Model statystyczny rezystancji uziemienia stacji SN/nn.....	80
4.5.	Rezystancja zwarcia	83
4.5.	Napięcie robocze na szynach SN stacji WN/SN.....	84
5.	Model sieci średniego napięcia do statystycznych badań skutków jednofazowych zwarć doziemnych.....	86
6.	Metoda statystycznej oceny skutków jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach średnich napięć.....	93
6.1.	Statystyczna metoda oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn	94
6.2.	Statystyczna metoda doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych	100
7.	Zastosowanie analizy statystycznej do wyboru wariantu pracy punktu neutralnego przykładowej sieci średniego napięcia.....	111
7.1.	Analizowana sieć	111
7.2.	Statystyczna ocena zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn dla różnych wariantów pracy punktu neutralnego	113
7.3.	Statystyczny dobór nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych dla różnych wariantów pracy punktu neutralnego	132
7.4.	Wybór wariantu pracy punktu neutralnego analizowanej sieci	161
8.	Podsumowanie	164
	Załącznik – Model sieci średniego napięcia z uwzględnieniem parametrów podłużnych linii	166
	Bibliografia	172

Wykaz oznaczeń

Łacińskie oznaczenia

A	– obszar działania OSD
B_{rp}	– wartość rozruchowa (nastawa) zabezpieczenia susceptancyjnego
B_u	– susceptancja uchybowa
B_0	– część urojona admitancji \underline{Y}_0 (susceptancja zerowa)
B_{0d}	– susceptancja zerowa mierzona w danym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola
B_{0dk}	– susceptancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola
B_{0L}	– susceptancja zerowa mierzona w danym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
B_{0Lk}	– susceptancja zerowa wyznaczona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
C_A, C_B, C_C	– pojemność doziemna fazy A, B, C
C_f	– pojemność doziemna (fazowa)
C_m	– uśredniona pojemność międzyfazowa sieci
C_0	– pojemność dla składowej symetrycznej kolejności zerowej (pojemność zerowa)
c_1, \dots, c_4	– parametr regresji
$\cos\varphi$	– współczynnik mocy obciążenia zasilanego napięciem sinusoidalnym
$\underline{E}_A, \underline{E}_B, \underline{E}_C$	– napięcia źródłowe fazowe
E_w	– wolumen energii dystrybuowanej przez OSD
$f(r_F)$	– funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa rezystancji R_F zwarcia
$F(r_F)$	– dystrybuanta rezystancji R_F zwarcia
$f(r_B)$	– funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa rezystancji R_B uziemienia stacji SN/nn
$F(r_B)$	– dystrybuanta rezystancji R_B uziemienia stacji SN/nn
$F(u_E)$	– dystrybuanta napięcia uziomowego U_E
$F(u_r)$	– dystrybuanta napięcia roboczego U_r
$F(3i_{0L})$	– dystrybuanta potrojonej wartości prądu I_{0L}
$f(\rho)$	– funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa rezystywności ρ gruntu
G_A, G_B, G_C	– konduktancja doziemna fazy A, B, C
G_f	– konduktancja doziemna (fazowa)
$G(u_E)$	– prawdopodobieństwo przekroczenia napięcia uziomowego U_E
$G(3i_{0L})$	– prawdopodobieństwo przekroczenia wartości prądu $3I_{0L}$
G_{rp}	– wartość rozruchowa (nastawa) zabezpieczenia konduktancyjnego

G_u	– konduktancja uchybowa
G_0	– część rzeczywista admitancji \underline{Y}_0 (konduktancja zerowa)
G_{0d}	– konduktancja zerowa mierzona w danym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola
G_{0dk}	– konduktancja zerowa wyznaczona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola
G_{0L}	– konduktancja zerowa mierzona w danym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
G_{0Lk}	– konduktancja zerowa wyznaczona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
$H(u_E)$	– dystrybuanta rozkładu uciętego napięcia uziomowego U_E
i	– indeks stacji SN/nn
I_b	– natężenie prądu raeniowego
I_B	– natężenie prądu biernego
I_{CZ}	– natężenie prądu czynnego
\underline{I}_E	– prąd uziomowy (składowa prądu \underline{I}_F)
I_f	– natężenie progowego prądu fibrylacyjnego
\underline{I}_F	– prąd zwarcia doziemnego (wartość chwilowa)
\underline{I}_F	– prąd jednofazowego zwarcia doziemnego
$\underline{I}_{F(I)}$	– prąd jednofazowego zwarcia doziemnego w sieci z izolowanym punktem neutralnym
$\underline{I}_{F(L)}$	– prąd jednofazowego zwarcia doziemnego w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez cewkę (dławik)
$\underline{I}_{F(R)}$	– prąd jednofazowego zwarcia doziemnego w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor
$\underline{I}_{F(RL)}$	– prąd jednofazowego zwarcia doziemnego w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez układ równoległy cewki i rezystora
I''_{k1}	– wartość prądu zwarciovego początkowego przy zwarciach jednofazowych
I''_{k2E}	– wartość prądu zwarciovego początkowego przy zwarciach dwufazowych z ziemią
I''_{k3}	– wartość prądu zwarciovego początkowego przy zwarciach trójfazowych
\underline{I}_L	– prąd cewki
\underline{I}_N	– prąd dopływający do punktu neutralnego
\underline{I}_{PEN}	– prąd płynący przewodem PEN (składowa prądu \underline{I}_F)
I_r	– całkowity (bez kierunkowy) prąd rozruchowy zabezpieczenia zerowoprądowego kierunkowego
\underline{I}_R	– prąd płynący drogami ziemnopowrotnymi linii średnich napięć (składowa prądu \underline{I}_F)

\underline{I}_{RN}	– prąd rezystora uziemiającego
I_{rp}	– wartość rozruchowa (nastawa) zabezpieczenia zerowoprądowego (zerowoprądowego kierunkowego)
I_u	– uchyb (błąd) prądowy filtru składowej zerowej prądu
\underline{I}_0	– składowa symetryczna kolejności zerowej prądu (prąd zerowy)
\underline{I}_{0d}	– składowa symetryczna kolejności zerowej prądu płynącego przez zabezpieczenie doziemionej linii
\underline{I}_{0k}	– składowa symetryczna kolejności zerowej prądu płynącego przez zabezpieczenie w k -tym polu rozdzielni SN
\underline{I}_{0dk}	– składowa symetryczna kolejności zerowej prądu płynącego przez zabezpieczenie w linii zasilanej z k -tego pola rozdzielni SN podczas doziemienia w linii zasilanej z tego pola
\underline{I}_{0L}	– składowa symetryczna kolejności zerowej prądu płynącego przez zabezpieczenie w analizowanej linii w przypadku doziemienia w innych liniach, przyłączonych do tej samej sekcji rozdzielni SN
I_{0Lk}	– składowa symetryczna kolejności zerowej prądu płynącego przez zabezpieczenie w linii zasilanej z k -tego pola rozdzielni SN w przypadku doziemienia w innych liniach, przyłączonych do tej samej sekcji rozdzielni
k	– realizacja zmiennej losowej K
K	– liczba pól liniowych rozdzielni SN w stacji WN/SN
k_b	– współczynnik bezpieczeństwa
k_c	– współczynnik czułości
k_E	– wskaźnik sezonowych zmian rezystywności gruntu
k_{F1-3}	– stosunek wartości prądów zwarć jednofazowych do wartości prądów zwarć trójfazowych
k_{F2E-3}	– stosunek wartości prądów zwarć dwufazowych z ziemią do wartości prądów zwarć trójfazowych
k_p	– współczynnik przepięć
k_{pd}	– poziom przepięć dorywczych
k_{zd}	– współczynnik zwarcia doziemnego
k_{zd1}	– współczynnik zwarcia doziemnego określający dla zwarcia jednofazowego wzrost napięcia na fazie opóźnionej względem fazy dotkniętej zwarcie
k_{zd2}	– współczynnik zwarcia doziemnego określający dla zwarcia jednofazowego wzrost napięcia na fazie wyprzedzającej względem fazy dotkniętej zwarcie
k_{zd3}	– współczynnik zwarcia doziemnego dla zwarcia dwufazowego
k_1	– średnia liczba transformatorów SN przypadająca na jedną stację SN
k_2	– średnia liczba transformatorów WN przypadająca na jedną stację WN
k_3	– średnia długość linii SN przypadająca na jeden transformator WN

k_4	– udział procentowy linii napowietrznych w całkowitej długości sieci SN
k_5	– udział procentowy linii kablowych w całkowitej długości sieci SN
k_6	– stosunek długości linii kablowych SN do długości linii napowietrznych SN
k_7	– średnia liczba przyłączy przypadająca na jeden transformator SN
L	– długość drogi ziemnopowrotnej
l_F	– odległość punktu zwarcowego F od szyn SN
L_{K-nn}	– długość linii kablowej SN na terenie działania OSD
L_{K-SN}	– długość linii kablowej SN na terenie działania OSD
l_{LN}	– długość linii napowietrznej dotkniętej zwarcie
L_N	– indukcyjność połączenia punktu neutralnego z ziemią
L_{N-nn}	– długość linii napowietrznej nn na terenie działania OSD
L_{N-SN}	– długość linii napowietrznej SN na terenie działania OSD
L_p	– długość przyłączy
L_{rez}	– indukcyjność rezonansowa
L_w	– indukcyjność dławika wymuszającego w automatyce AWSB
M	– liczba stacji SN/nn
n	– roczna liczba narażeń
N	– liczebność próby
N_{od}	– liczba odbiorców energii elektrycznej na obszarze działania OSD
N_p	– liczba przyłączy
N_{PEN}	– liczba uziemień w sieci nn
N_{S-SN}	– liczba stacji średniego napięcia
N_{S-WN}	– liczba stacji wysokiego napięcia
N_{T-SN}	– liczba transformatorów średniego napięcia
N_{T-WN}	– liczba transformatorów wysokiego napięcia
p	– rząd kwantyla
P_e	– prawdopodobieństwo ekspozycji
P_i	– prawdopodobieństwo indywidualne, że w założonym okresie czasu człowiek może być narażony na działanie napięcia rażeniowego o wartości przekraczającej wartość dopuszczalną
r	– współczynnik redukcyjny
R_a	– rezystancja dodatkowa w obwodzie zwarcowym
R_{a1}	– rezystancja obuwia
R_{a2}	– rezystancja stanowiska
R_B	– rezystancja uziemienia stacji SN/nn; rezystancja uziemienia stacji SN/nn rozpatrywana jako zmienna losowa
r_B	– rezystancja zmiennej losowej R_B
R_{Bmax}	– maksymalna dopuszczalna rezystancja uziemienia stacji SN/nn
R_E	– rezystancja uziomu stacji SN/nn

R_F	– rezystancja zwarcia; rezystancja zwarcia rozpatrywana jako zmienna losowa
r_F	– realizacja zmiennej losowej R_F
r_{Fp}	– kwantyl rezystancji R_F zwarcia rzędu p
R_k	– rezystancja przejścia
R_N	– rezystancja połączenia punktu neutralnego z ziemią
R_p	– rezystancja przejścia między dotykanym elementem pod napięciem a ręką
R_{PEN}	– wypadkowa rezystancja uzemień w sieci niskiego napięcia
R_{US}	– rezystancja uzziemienia stacji WN/SN
R_w	– rezystancja wymuszająca w automatyce AWSCZ
R_0	– wartość rezystancji dla składowej symetrycznej kolejności zerowej
R_1	– wartość rezystancji dla składowej symetrycznej kolejności zgodnej
S_k''	– moc zwarciowa systemu elektroenergetycznego
S_{obc}	– moc pozorna obciążenia
S_{Tr}	– moc znamionowa transformatora zasilającego
T	– okres analizy zagrożenia
t	– czas
t_F	– czas przepływu prądu rażeniowego; czas trwania zwarcia doziemnego (czas wyłączenia zwarcia doziemnego); nastawa czasowa zabezpieczenia
t_{Fmax}	– maksymalny czas trwania zwarcia doziemnego (maksymalny czas wyłączenia zwarcia)
t_n	– przeciętny czas pojedynczego narażenia (dotykania lub przebywania w strefie zagrożenia)
u	– wartość chwilowa napięcia
u_A	– wartość chwilowa napięcia fazy A
u_B	– wartość chwilowa napięcia fazy B
u_C	– wartość chwilowa napięcia fazy C
u_E	– napięcie uziomowe (realizacja zmiennej losowej)
\underline{U}_E	– napięcie uziomowe (zmienna losowa)
U_{Ep}	– dopuszczalne napięcie uziomowe
u_{E0}	– napięcie ucięcia dystrybuanty napięcia uziomowego U_E
U_f	– wartość skuteczna napięcia fazy nieuszkodzonej (zdrowej) w stanie przed wystąpieniem zwarcia doziemnego
U_F	– napięcie zakłóceniove
U_m	– wartość fazowa najwyższego napięcia urządzenia
U_n	– napięcie znamionowe sieci
u_r	– realizacja zmiennej losowej U_r
U_r	– napięcie robocze na szynach SN stacji WN/SN (zmienna losowa)
U_{rp}	– wartość rozruchowa (nastawa) zabezpieczenia zerowonapięciowego
U_S	– napięcie krokowe rażeniowe

U_{ST}	– napięcie dotykowe spodziewane
U_{STp}	– dopuszczalne napięcie dotykowe spodziewane
U_T	– napięcie dotykowe rażeniowe
U_{Tp}	– dopuszczalne napięcie dotykowe rażeniowe
U_u	– uchyb filtru składowej zerowej napięcia
U_z	– wartość skuteczna napięcia fazy nieuszkodzonej (zdrowej) w stanie ustalonym zwarcia doziemnego (po wytlumieniu procesów przejściowych)
\underline{U}_0	– składowa symetryczna kolejności zerowej napięcia
\underline{U}_{0as}	– składowa symetryczna kolejności zerowej napięcia związanego z asymetrią sieci
X_N	– reaktancja połączenia punktu neutralnego z ziemią
X_0	– reaktancja dla składowej symetrycznej kolejności zerowej
X_1	– reaktancja dla składowej symetrycznej kolejności zgodnej
\underline{Y}	– sumaryczna admitancja poprzeczna
$\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$	– admitancja doziemna fazy A, B, C
\underline{Y}_f	– admitancja poprzeczna (doziemna) fazowa
Y_{rp}	– wartość rozruchowa modułu admitancji zerowej Y_0
Y_u	– moduł admitancji uchybowej
\underline{Y}_0	– składowa symetryczna kolejności zerowej admitancji (admitancja zerowa)
$\underline{Y}_0^{(1)}$	– składowa symetryczna kolejności zerowej admitancji (admitancja zerowa) przed załączeniem automatyki AWSCZ (AWSB)
$\underline{Y}_0^{(2)}$	– składowa symetryczna kolejności zerowej admitancji (admitancja zerowa) po załączeniu automatyki AWSCZ (AWSB)
Y_{0d}	– moduł admitancji zerowej mierzonej w polu rozdzielni SN zasilającym linię doziemioną
\underline{Y}_{0dk}	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola
$\underline{Y}_{0dk}^{(1)}$	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola, przed załączeniem automatyki AWSCZ (AWSB)
$\underline{Y}_{0dk}^{(2)}$	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola, po załączeniu automatyki AWSCZ (AWSB)
\underline{Y}_{0k}	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN
Y_{0L}	– moduł admitancji zerowej mierzonej w danym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
\underline{Y}_{0Lk}	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni

$\underline{Y}_{0Lk}^{(1)}$	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni, przed załączeniem automatyki AWSCZ (AWSB)
$\underline{Y}_{0Lk}^{(2)}$	– admitancja zerowa mierzona w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni, po załączeniu automatyki AWSCZ (AWSB)
YY_{rp}	– wartość rozruchowa zabezpieczenia admitancyjno-porównawczego
YY_0	– moduł różnicy admitancji zerowej po załączeniu automatyki AWSCZ (AWSB) i przed jej załączeniem
YY_{0d}	– moduł różnicy admitancji zerowej YY_0 mierzonej w polu rozdzielni SN zasilającym linię doziemioną
YY_{0dk}	– moduł różnicy admitancji zerowej YY_0 mierzonej w k -tym polu rozdzielni SN podczas zwarcia w linii zasilanej z tego pola
YY_{0L}	– moduł różnicy admitancji zerowej YY_0 mierzonej w danym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
YY_{0Lk}	– moduł różnicy admitancji zerowej YY_0 mierzonej w k -tym polu rozdzielni SN w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni
Z_b	– impedancja ciała człowieka
\underline{Z}_N	– impedancja połączenia punktu neutralnego sieci z ziemią
\underline{Z}_R	– wypadkowa impedancja dróg ziemnopowrotnych
\underline{Z}_0	– impedancja dla składowej symetrycznej kolejności zerowej
\underline{Z}_1	– impedancja dla składowej symetrycznej kolejności zgodnej

Greckie oznaczenia

α	– poziom istotności testu statystycznego
α_{ch}	– kąt charakterystyczny (kąt wewnętrzny, kąt największej czułości prądowej zabezpieczenia)
β	– parametr rozkładu Weibulla
ϑ_i	– przekładnia przekładnika ziemnozwarciowego
ϑ_u	– przekładnia filtra składowej zerowej napięcia
λ	– parametr rozkładu Weibulla
λ_z	– oczekiwana (przeciętna) liczba zwarć w ciągu jednego roku
μ	– parametr rozkładu logarytmo-normalnego
ξ	– stopień rozstrojenia kompensacji (stopień rozkompensowania)
ρ	– rezystywność gruntu
σ	– parametr rozkładu logarytmo-normalnego
$\Sigma_{l_{SK}}$	– łączna długość linii kablowych SN
$\Sigma_{l_{SN}}$	– łączna długość linii napowietrznych SN

φ	– kąt przesunięcia fazowego pomiędzy U_0 i I_0
φ_F	– faza prądu I_F
$\varphi_{F(I)}$	– faza prądu $I_{F(I)}$
$\varphi_{F(L)}$	– faza prądu $I_{F(L)}$
$\varphi_{F(R)}$	– faza prądu $I_{F(R)}$
$\varphi_{F(RL)}$	– faza prądu $I_{F(RL)}$
φ_R	– faza wypadkowej impedancji dróg ziemnopowrotnych
χ	– parametr miejsca doziemienia
ω	– pulsacja napięcia sieci

Funkcje i oznaczenia matematyczne

a	– operator obrotu o 120° w dodatnim kierunku trygonometrycznym
e	– liczba e (podstawa logarytmu naturalnego)
f	– funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa
F	– dystrybuanta
G	– prawdopodobieństwo przekroczenia
g_1	– współczynnik asymetrii (skośności)
H	– dystrybuanta rozkładu uciętego
Im	– część urojona (imaginalis) liczby zespolonej
IQR	– rozstęp międzykwartyłowy
j	– jednostka urojona
m_e	– mediana
\max	– funkcja maksimum
\min	– funkcja minimum
Re	– część rzeczywista (realis) liczby zespolonej
s	– odchylenie standardowe
\bar{x}	– wartość średnia
x_{\max}	– wartość maksymalna
x_{\min}	– wartość minimalna
z	– statystyka wykorzystywana w teście z -score
π	– liczba π

Pozostałe oznaczenia i akronimy

A, B, C	– grupy (typy) wykresów pudełkowych napięć uziomowych U_E w stacjach SN/nn
A', B', C'	– grupy (typy) wykresów pudełkowych potrójonej składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu $3I_0$ w polach rozdzielni SN

A”, B”, C”	– grupy (typy) wykresów kolumnowych pływających modułu admitancji dla składowej symetrycznej kolejności zerowej w polach rozdzielni SN
ARN	– automatyka regulacji napięcia
AWSB	– automatyka wymuszania składowej biernej
AWSCZ	– automatyka wymuszania składowej czynnej
B0	– zabezpieczenie susceptancyjne
CT	– przekładnik ziemnozwarciowy
E	– ziemia (jako element obwodu ziemnopowrotnego)
F	– punkt zwarcia doziemnego
G0	– zabezpieczenie konduktancyjne
Gr-1	– grunty rolne
Gr-2	– gliny, ily
Gr-3	– piaski, żwiry, kamienie
Gr-4	– grunty mieszane
I0	– zabezpieczenie zerowoprądowe
j.w.	– jednostka względna
LN	– linia napowietrzna
nn	– niskie napięcie
NN	– najwyższe napięcie
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
PN	– punkt neutralny
PTPiREE	– Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
PZ ₀	– układ pomiaru składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia
PZ _k	– układ pomiaru składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu w <i>k</i> -tym polu liniowym
RYY0	– zabezpieczenie admitancyjno-porównawcze
SE	– system elektroenergetyczny
SN	– średnie napięcie
TR	– transformator zasilający sieć średniego napięcia
TU	– transformator uziemiający
U0	– zabezpieczenie zerowonapięciowe
VT	– przekładniki napięciowe
Y0	– zabezpieczenie admitancyjne
Wi-1	– grunty suche
Wi-2	– grunty wilgotne
Wi-3	– grunty mokre
WN	– wysokie napięcie

1. Wstęp

1.1. Teza i cel rozprawy

Zagadnienie wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych średnich napięć (SN), ze względu na swoją złożoność i wieloaspektowość, należy do ciągle aktualnych problemów elektroenergetyki. Wśród wielu kryteriów tego wyboru najbardziej istotne to poziom zagrożenia porażeniowego przy zwarciach doziemnych oraz skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, a także poziom przepięć dorywczych i przejściowych. Kryteria te oparte są na ocenie wartości prądu jednofazowego zwarcia doziemnego, jego rozprywu w sieci i układzie uziomowym oraz poziomów napięć występujących w różnych punktach sieci podczas doziemienia. Wymagania nakładane przez te kryteria na wartości prądów i napięć są wzajemnie przeciwstawne, a tym samym wybór sposobu pracy punktu neutralnego sieci jest efektem kompromisu pomiędzy poszczególnymi wymaganiami. Priorytety kryteriów w różnych miejscach na świecie nie są jednakowe, co wynika nie tylko z aspektów technicznych i prawnych, ale również z zaszłości historycznych w zakresie rozwiązań technicznych stosowanych na danym terenie. W efekcie wybór sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN jest często subiektywny. Z powodu braku jednoznacznych wytycznych i normalizacji w tym zakresie, w poszczególnych krajach preferowane są różne rozwiązania w zakresie sposobu pracy punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych.

Stosowane w praktyce sposoby połączenia punktu neutralnego sieci SN z ziemią – w odróżnieniu od sieci wysokich (WN) i najwyższych napięć (NN) – są przyczyną braku skuteczności uziemienia punktu neutralnego, co skutkuje tym, że wartości prądów zwarcé jednofazowych są niejednokrotnie mniejsze od wartości prądów roboczych. Pomimo tego, zwarcia te mogą być przyczyną zagrożenia porażeniowego zarówno w sieciach średnich napięć, jak i w sieciach niskich napięć (nn), a także mogą wystąpić trudności ze skutecznym działaniem zabezpieczeń elektroenergetycznych.

Dla wyboru oraz oceny sposobu pracy punktu neutralnego danej sieci SN, konieczne jest przeprowadzenie analizy prądów i napięć w stanach zakłóceń wywołanych jednofazowymi zwarciami doziemnymi. Wykonanie tej analizy wymaga przyjęcia wartości parametrów sieci i zakłóceń, wśród których szczególnie istotne są parametry układów uziomowych oraz rezystancja przejścia w miejscu zwarcia. Analizy sieci mają najczęściej charakter deterministyczny, bowiem wykonywane są w założonych stanach zakłóceń dla przyjętych *a priori* takich wartości parametrów sieci i zakłóceń, aby oszacować ekstremalne dla danego kryterium wartości napięć i prądów.

Jednak zwarcie w sieci elektroenergetycznej jest zdarzeniem losowym. Przypadkowość miejsca zwarcia oraz losowość parametrów sieci jest przyczyną losowości zarówno zagrożenia porażeniowego, jak i skuteczności działania ziemnozwarciowej automatyki zabezpieczeniowej. Stanowiło to motywację do podjęcia badań w tym obszarze. W rozprawie sformułowano następującą tezę:

Uwzględnienie losowości parametrów sieci i zakłóceń umożliwia wyznaczenie dla każdego ze sposobów połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci średniego napięcia, wymaganych nastaw elektroenergetycznej automatyki ziemnozwarciowej lub maksymalnych rezystancji uziemienia stacji SN/nn, tak aby zagrożenie porażeniowe podczas jednofazowych zwarć doziemnych nie przekroczyło założonego akceptowalnego poziomu.

Głównym celem badań zawartych w rozprawie było opracowanie spójnego zestawu metod statystycznych, umożliwiających obiektywną ocenę i podejmowanie decyzji o wyborze reżimu pracy punktu neutralnego sieci średnich napięć. Dysertacja stanowi oryginalny wkład w obszarze modelowania i analizy skutków jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach elektroenergetycznych średnich napięć.

1.2. Zakres rozprawy

Treść rozprawy zawarto w siedmiu rozdziałach oznaczonych numerami 2÷8. Rozdział 2 (*Problemy wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych*) poświęcono przeglądowi stosowanych w praktyce krajowej i światowej sposobów połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieciach o różnym poziomie napięcia znamionowego. W odróżnieniu od sieci wysokich napięć (WN), które ze względu na ograniczanie przepięć pracują najczęściej z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym, w sieciach SN punkt ten nie jest skutecznie uziemiony. Analizę własności poszczególnych sposobów pracy punktu neutralnego sieci SN z uwypukleniem ich wad i zalet, przeprowadzono na podstawie literatury przedmiotu oraz zilustrowano przykładami będącymi wynikami badań własnych autora. W końcowej części rozdziału dokonano poglądowej analizy wpływu parametrów sieci i zakłóceń na prąd jednofazowego zwarcia doziemnego.

W rozdziale 3 (*Kryteria wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieciach średnich napięć*) przeanalizowano podstawowe kryteria brane pod uwagę przy wyborze sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci średniego napięcia. Należą do nich: poziom zagrożenia porażeniowego, skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz wielkość przepięć ziemnozwarciowych. Każde z tych kryteriów zilustrowano przykładami pochodzącymi z analiz przeprowadzonych przez autora rozprawy. Szczególną uwagę zwrócono na zagadnienia związane z zagrożeniem porażeniowym, które są przedmiotem normalizacji. Dokonano również aproksymacji

dopuszczalnych napięć uziomowych w funkcji czasu trwania zakłócenia, która wykorzystana została w dalszych częściach rozprawy.

W rozdziale 4 (*Analiza czynników losowych wpływających na skutki jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach średnich napięć*) przeprowadzono analizę czynników losowych wpływających na skutki jednofazowych zwarć doziemnych. Do czynników tych zaliczono w szczególności impedancję układu uziomowego, rezystancję zwarcia oraz wartość napięcia roboczego. Celem analizy było opracowanie modeli statystycznych tych wielkości w postaci odpowiednich rozkładów prawdopodobieństwa, które stały się podstawą badań symulacyjnych przedstawionych w kolejnych rozdziałach rozprawy. Szczególną uwagę zwrócono na rezystancję układu uziomowego stacji SN/nn, której model statystyczny opracowano na podstawie pozyskanych od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych wyników pomiarów.

W rozdziale 5 (*Model sieci średniego napięcia do statystycznych badań skutków jednofazowych zwarć doziemnych*) przedstawiono model sieci średniego napięcia w programie *ElectroMagnetic Transient Program* (EMTP-ATP), przyjęty do analizy jednofazowych zwarć doziemnych. Ponadto przedstawiono opracowaną przez autora metodę prowadzenia badań statystycznych, w której do sterowania procesem symulacji wykorzystano środowisko MATLAB. Zaproponowana metoda umożliwia otrzymanie na drodze badań symulacyjnych rozkładów statystycznych wartości napięć uziomowych oraz sygnałów dla elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Rozkłady te są podstawą dalszych analiz przedstawionych w rozdziałach 6 i 7.

W rozdziale 6 (*Metoda statystycznej oceny skutków jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach średnich napięć*) zaprezentowano opracowaną przez autora metodę statystycznej oceny zagrożenia porażeniowego podczas zwarć doziemnych w stacjach SN/nn oraz statystyczną metodę doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Metody te oparte są na wynikach badań symulacyjnych sieci SN przeprowadzonych zgodnie procedurą przedstawioną w rozdziale 5.

Przedmiotem rozdziału 7 (*Zastosowanie analizy statystycznej do wyboru wariantu pracy punktu neutralnego przykładowej sieci średniego napięcia*) jest analiza przykładowej napowietrzno-kablowej sieci 15 kV z wykorzystaniem metod przedstawionych w rozprawie pod kątem wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego.

Podsumowanie rozprawy zawarto w rozdziale 8.

2. Problemy wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych

2.1. Wprowadzenie

Sposób połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych ma istotny wpływ na ich projektowanie i eksploatację, szczególnie w stanach zakłóceń [59]. W zależności bowiem od przyjętego rozwiązania, różnie kształtują się poziomy prądów zwarć doziemnych, a tym samym wielkość zagrożenia porażeniowego oraz niezawodność działania automatyki zabezpieczeniowej. Oprócz tego, przyjęty sposób połączenia wpływa na poziom przepięć, a tym samym na proces koordynacji izolacji układów elektroenergetycznych. W związku z tym wybór sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego jest problemem złożonym i wieloaspektowym. Problem ten jest znany od zarania dziejów elektroenergetyki (np. [96, 117, 181, 201]) i zachowuje ciągle swoją aktualność.

Pomimo, że w praktyce spotyka się wiele sposobów połączenia punktu neutralnego z ziemią, to generalnie można je zaklasyfikować do trzech podstawowych grup [89]:

- A) sieci elektroenergetyczne z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym,
- B) sieci elektroenergetyczne z pośrednio uziemionym punktem neutralnym,
- C) sieci elektroenergetyczne z izolowanym punktem neutralnym.

Istotą tej klasyfikacji jest charakter i wartość impedancji Z_N łączącej punkt neutralny sieci z ziemią – tabela 2.1. Pomimo, że pojęcie punktu neutralnego jest pojęciem teoretycznym, to może być on identyfikowany z fizycznymi punktami określonych urządzeń, na przykład punkty gwiazdowe uzwojeń transformatorów i generatorów czy przewód neutralny sieci czteroprzewodowych.

Innym kryterium klasyfikacji sposobów połączenia punktu neutralnego z ziemią, są skutki napięciowe zwarć doziemnych. Zwarcia te są przyczyną wzrostu napięć na fazach nieuszkodzonych, które rozpatrywane są jako przepięcia ziemnozwarciowe szybkozmienne (nieustalone) oraz przepięcia dorywcze ziemnozwarciowe w stanie ustalonym zwarcia. Przybliżone wartości względne przepięć szybkozmiennych, wyrażone współczynnikiem przepięć k_p , przedstawiono w tabeli 2.1. Problemy te są przedmiotem koordynacji izolacji [155, 156], w której wyróżnia się *sieci ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym* oraz *sieci z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym*. Podstawą zakwalifikowania danej sieci do jednej z tych grup jest wartość współczynnika zwarcia doziemnego k_{zd} , będącego stosunkiem [89, 101]:

$$k_{zd} = \frac{U_z}{U_f} \quad (2.1)$$

gdzie:

- U_z – wartość skuteczna napięcia fazy nieuszkodzonej (zdrowej) w stanie ustalonym zwarcia doziemnego (po wytlumieniu procesów przejściowych),
- U_f – wartość skuteczna napięcia tej fazy przed wystąpieniem zwarcia doziemnego.

Tab. 2.1. Cechy charakterystyczne sieci elektroenergetycznych dla różnych sposobów połączenia z ziemią punktu neutralnego według [89]

Rodzaj sieci	Stosunki ¹⁾			I_{k1}'' / I_{k3}'' ²⁾	k_p ³⁾
	X_0/X_1	R_0/X_1	R_0/X_0		
A. Z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym ($Z_N = 0$)					
1. Skutecznie	0÷3	0÷1,0	—	> 60%	≤ 2,00
2. Bardzo skutecznie	0÷1	0÷0,1	—	> 95%	< 1,50
B. Z pośrednio uziemionym punktem neutralnym					
1. Przez rezystancję ($Z_N = R_N$)					
a) małą	0÷10	—	≥ 2	< 25%	< 2,50
b) dużą	—	> 100	≤ -1	< 1%	≤ 2,73
2. Przez indukcyjność ($Z_N = jX_N$)					
a) małą	3÷10	0÷1	—	> 25%	< 2,30
b) dużą	> 10	—	< 2	< 25%	≤ 2,73
c) rezonansową	—	—	—	< 1%	≤ 2,73
3. Równoległe połączenie rezystancji i indukcyjności ($Z_N = R_N + jX_N$)					
> 10	—	> 2	< 10%	≤ 2,73	
C. Z izolowanym punktem neutralnym ($Z_N \rightarrow \infty$)					
1. Zakres A	$-\infty \div -40$	—	—	< 8%	≤ 3,00
2. Zakres B	$-40 \div 0$	—	—	> 8%	> 3,00

¹⁾ R_0, X_0, X_1 – rezystancje i reaktancje sieci w miejscu zwarcia dla składowych symetrycznych kolejności zerowej (0) i zgodnej (1)

²⁾ stosunek wartości prądu zwarciego początkowego przy zwarciach jednofazowych I_{k1}'' do wartości prądu zwarciego początkowego przy zwarciach trójfazowych I_{k3}''

³⁾ współczynnik przecięć ziemnozwarciowych szybkozmiennych

Najczęściej przyjmuje się, że wartością kryterialną dla sieci skutecznie uziemionych jest $k_{zd} \leq 1,4$ [89], co oznacza, że w danym miejscu sieci napięcia faz nieuszkodzonych w ustalonym stanie zwarcia nie wzrosną więcej niż o 40% w stosunku do wartości napięcia roboczego przed wystąpieniem zwarcia. Alternatywnie jako warunek skuteczności uziemienia podaje się [91, 102], że napięcie U_z nie powinno przekraczać 80% największego napięcia przewodowego w stanie normalnym, co

proceeds to values close to k_{zd} . In practice, the requirement $k_{zd} \leq 1,4$ is possible under certain conditions only in networks with a directly grounded neutral point, which causes that networks with an indirectly grounded or isolated neutral point are, by definition, ineffective grounded networks.

2.2. Sieci ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym

Effective grounding of the neutral point, used above all in high and highest voltage networks and in practice leads to direct grounding of the star points of transformers. In Poland, this solution is used in transmission networks of 220 kV and 400 kV, and also in distribution networks of 110 kV.

The advantage of effective grounding of the neutral point is above all the limitation of the value of the transient earth fault currents, which conditions the selection of the voltage level of the surge arresters. This is reflected directly in the effectiveness of the protection of the electroenergetic systems against overvoltages, which results from the proportional dependence between the operating voltage and the reduced voltage (protection level) of the surge arresters. As a result, in the coordination of the insulation, it leads to the selection of electroenergetic devices at lower voltage levels, and thus to the reduction of the costs of the devices [91].

The level of the transient earth fault currents k_{pd} is determined by the fault coefficient k_{pd} (2.1), where the voltage U_f is taken as the phase voltage of the highest voltage device U_m [155]:

$$k_{pd} = \frac{U_z}{\frac{U_m}{\sqrt{3}}} \quad (2.2)$$

The fault coefficient k_{pd} is determined for single-phase and two-phase faults to ground, based on the values of the fault impedances $Z_1 = R_1 + jX_1$ and zero impedance $Z_0 = R_0 + jX_0$ of the network at the fault location. Using the dependencies presented in [89, 97], the fault coefficient k_{zd} can be written in the following form:

$$k_{zd} = \max(k_{zd1}, k_{zd2}, k_{zd3}) \quad (2.3)$$

where:

- k_{zd1} – coefficient of the fault to ground determining the single-phase voltage rise on the delayed phase relative to the phase of the fault

$$k_{zd1} = \left| a^2 \frac{\frac{R_0}{X_1} - \frac{R_1}{X_1} + j \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right)}{\frac{R_0}{X_1} + 2 \frac{R_1}{X_1} + j \left(\frac{X_0}{X_1} + 2 \right)} \right| \quad (2.4)$$

k_{zd2} – współczynnik zwarcia doziemnego określający dla zwarcia jedno–fazowego wzrost napięcia na fazie wyprzedzającej względem fazy dotkniętej zwarcie

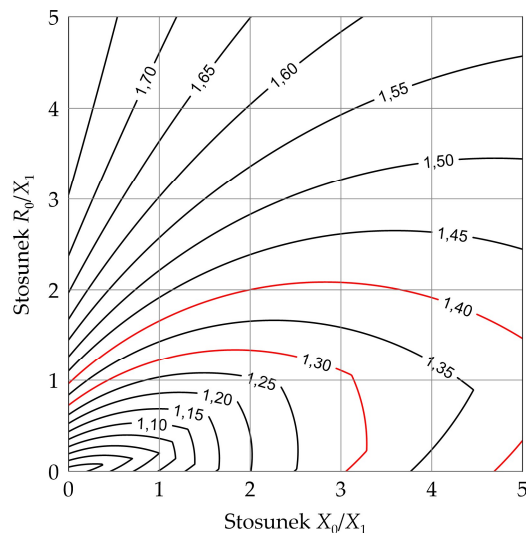
$$k_{zd2} = \left| a \frac{\frac{R_0}{X_1} - \frac{R_1}{X_1} + j \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right)}{\frac{R_0}{X_1} + 2 \frac{R_1}{X_1} + j \left(\frac{X_0}{X_1} + 2 \right)} \right| \quad (2.5)$$

k_{zd3} – współczynnik zwarcia doziemnego dla zwarcia dwufazowego

$$k_{zd3} = \left| \frac{3 \left(\frac{R_0}{X_1} + j \frac{X_0}{X_1} \right)}{2 \frac{R_0}{X_1} + \frac{R_1}{X_1} + j \left(2 \frac{X_0}{X_1} + 1 \right)} \right| \quad (2.6)$$

$$a = e^{j \frac{2}{3} \pi} \quad (2.7)$$

Na rysunku 2.1 przedstawiono zależność współczynnika k_{zd} w funkcji stosunku X_0/X_1 i R_0/X_1 przy założeniu stosunku rezystancji zgodnej do reaktancji zgodnej $R_1/X_1 = 0,2$.



Rys. 2.1. Zależność współczynnika k_{zd} w funkcji stosunku X_0/X_1 i R_0/X_1 dla wartości $R_1/X_1 = 0,2$ (badania własne)

Zależność $k_{zd} = f(X_0/X_1, R_0/X_1)$ jest podstawą określania kryteriów skuteczności uziemienia układów elektroenergetycznych, jako maksymalnych wartości stosunków X_0/X_1 i R_0/X_1 , które nie powodują przekroczenia określonych poziomów współczynnika zwarcia doziemnego. Dla polskich sieci wysokich i najwyższych napięć przedstawiają się one następująco [97, 204]:

— sieci o napięciu znamionowym 110 kV

$$\left. \begin{array}{l} 1 \leq X_0 / X_1 \leq 3 \\ R_0 / X_1 \leq 1 \end{array} \right\} \Rightarrow k_{zd} \leq 1,4 \quad (2.8)$$

— sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV

$$\left. \begin{array}{l} 1 \leq X_0 / X_1 \leq 2 \\ R_0 / X_1 \leq 0,5 \end{array} \right\} \Rightarrow k_{zd} \leq 1,3 \quad (2.9)$$

Powyższe warunki skuteczności uziemienia są warunkami koniecznymi, ale jak wykazano w publikacji [187] nie są to warunki wystarczające.

Dla danej wartości impedancji zgodnej \underline{Z}_1 o wartości współczynnika k_{zd} decyduje wartość impedancji zerowej \underline{Z}_0 . Ze wzrostem wartości R_0 i (przede wszystkim) X_0 następuje wzrost wartości k_{zd} . Wartość reaktancji X_0 zależy od liczby uziemionych punktów gwiazdowych transformatorów i ich lokalizacji w sieci. Ze względu na wartości napięć celowe jest uziemianie wszystkich punktów gwiazdowych, przez co uzyskuje się najmniejsze wartości X_0 . Wiąże się to jednak ze wzrostem wartości prądów zwarciovych. Można łatwo wykazać, że wartości prądów zwarc jednofazowych odniesione do wartości prądów zwarc trójfazowych wyrażają się zależnością:

$$k_{F1-3} = \frac{I''_{k1}}{I''_{k3}} = \left| \frac{3 \left(\frac{R_1}{X_1} + j \right)}{\frac{R_0}{X_1} + 2 \frac{R_1}{X_1} + j \left(\frac{X_0}{X_1} + 2 \right)} \right| \quad (2.10)$$

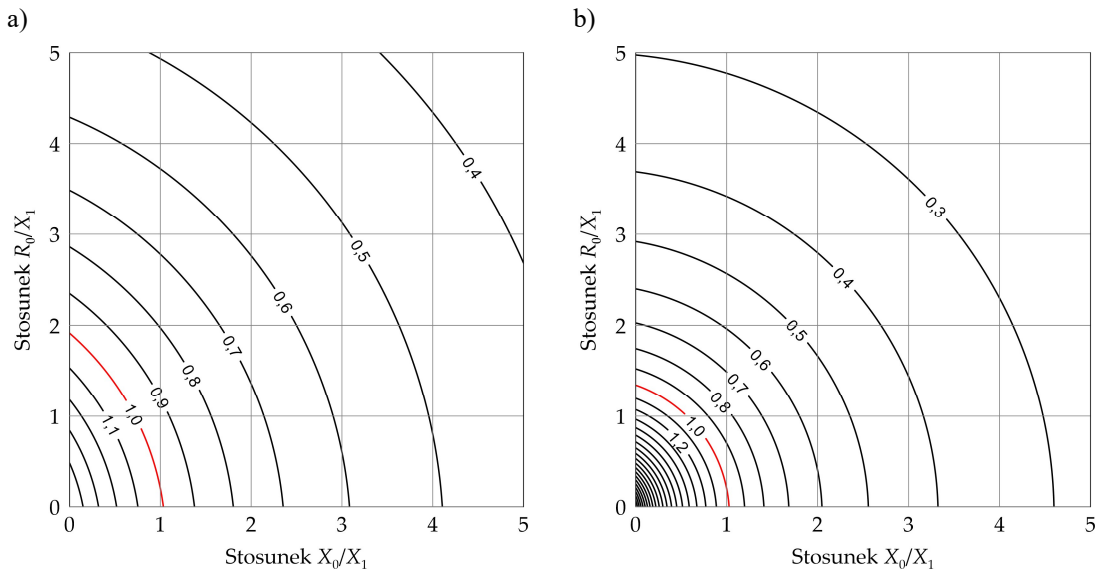
a wartości prądów zwarc dwufazowych:

$$k_{F2E-3} = \frac{I''_{k2E}}{I''_{k3}} = \left| \frac{3 \left(\frac{R_1}{X_1} + j \right)}{2 \frac{R_0}{X_1} + \frac{R_1}{X_1} + j \left(2 \frac{X_0}{X_1} + 1 \right)} \right| \quad (2.11)$$

gdzie:

- I''_{k1} – wartość prądu zwarciovego początkowego przy zwarciach jednofazowych,
- I''_{k2E} – wartość prądu zwarciovego początkowego przy zwarciach dwufazowych z ziemią,
- I''_{k3} – wartość prądu zwarciovego początkowego przy zwarciach trójfazowych.

Na rysunku 2.2a i 2.2b przedstawiono zależności $k_{F1-3} = f(X_0/X_1, R_0/X_1)$ oraz $k_{F2E-3} = f(X_0/X_1, R_0/X_1)$, które otrzymano dla wartości stosunku $R_1/X_1 = 0,2$.



Rys. 2.2. Zależność współczynnika a) k_{F1-3} ; b) k_{F2E-3} w funkcji stosunku X_0/X_1 i R_0/X_1 dla wartości $R_1/X_1 = 0,2$ (badania własne)

Z przedstawionych rozważań wynika, że możliwe jest ograniczanie wartości prądów zwarc jedno- i dwufazowych w wyniku odziemiania punktów gwiazdowych wybranych transformatorów. Rozwiązanie to jest powszechnie stosowane w praktyce. Jednak podstawowym warunkiem jego zastosowania jest zachowanie skuteczności uziemienia punktu neutralnego, określonej warunkami (2.8) i (2.9) oraz konieczność zastosowania ograniczników przepięć w celu ochrony punktów gwiazdowych transformatorów.

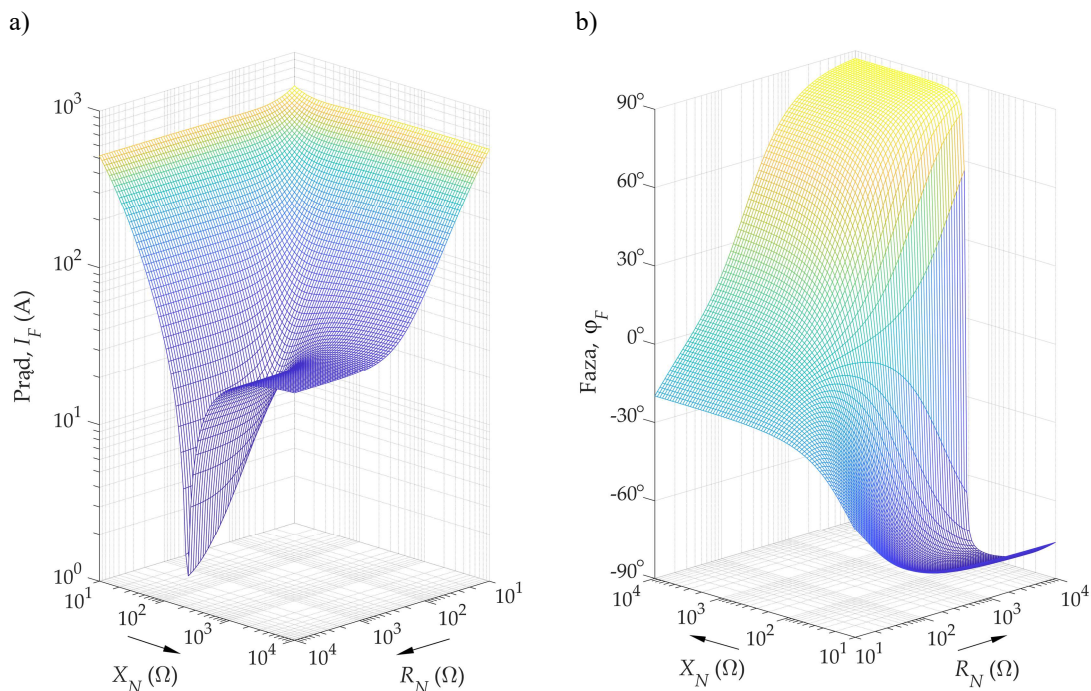
Wbrew przedstawionym zaletom bezpośredniego uziemienia punktu neutralnego sieci wysokich napięć, praktyka światowa w tym względzie nie jest jednolita. Tytułem przykładu, w Niemczech w przeciwieństwie do sąsiadującej z nimi Polski, sieć 110 kV pracuje jako skompensowana. Rodzi to pewne problemy związane z ewentualną współpracą tych sieci w obszarze przygranicznym, a w konsekwencji wymaga rozwiązań w postaci specjalnego transformatora separującego lub odpowiedniej automatyki rozcinającej [164].

Należy nadmienić, że również sieci oraz instalacje niskiego napięcia pracują najczęściej z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym (układy TN-C, TN-S, TN-C-S, TT) [170]. Jednak problemy z tego wynikające są całkowicie odmienne od przedstawionych powyżej zagadnień w sieciach WN oraz NN. Szczególnie popularne w Europie są sieci w układzie TN-C, co wynika z efektywnej eliminacji zwarc (metaliczny obwód zwarcowy), a tym samym większej skuteczności ochrony przeciwporażeniowej. Pracę sieci nn z izolowanym punktem neutralnym (układ pracy IT) stosuje się tylko w szczególnych przypadkach [130] wymagających większej niezawodności zasilania.

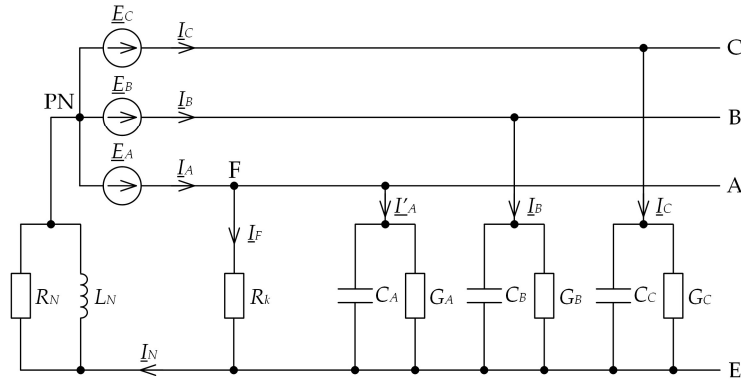
2.3. Sieci średnich napięć z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym

Dla sieci elektroenergetycznych średnich napięć charakterystyczne są sposoby połączeń punktów neutralnych z ziemią zakwalifikowane w rozdziale 2.1 do grup B i C. Pomimo ich niewątpliwych zalet, w niektórych krajach, na przykład USA (gdzie sieć SN jest czteroprzewodowa [124]), Australia, Kanada, Wielka Brytania czy Hiszpania, bezpośrednie uziemianie punktu neutralnego sieci SN jest jednym z dopuszczalnych sposobów pracy [192].

W sieciach SN spotyka się wiele rozwiązań, począwszy od braku jakiegokolwiek połączenia punktu neutralnego z ziemią (grupa C) do połączenia punktu neutralnego z ziemią poprzez rezystory, cewki lub ich równoległe połączenie. Każdy z tych sposobów ma swoje wady i zalety, które wynikają z szerokiego zakresu wartości prądów zwarcé jednofazowych [58], uwarunkowanych wartościami rezystancji R_N i reaktancji X_N połączenia z ziemią punktu neutralnego. Ilustruje to dla pewnej sieci SN rysunek 2.3, na którym przedstawiono przykładową zależność modułu I_F (rys. 2.3a) oraz fazy φ_F (rys. 2.3b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego w funkcji wartości połączonych równoległe rezystancji R_N i reaktancji X_N . Zależności te zostały wyznaczone dla układu modelowego sieci SN, który szczegółowo przedstawiono w rozdziale 3 i załączniku.



Rys. 2.3. Zależność modułu I_F (a) oraz fazy φ_F (b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego od rezystancji R_N i reaktancji X_N połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci SN (badania własne)



Rys. 2.4. Uproszczony schemat jednofazowego zwarcia doziemnego w sieci średniego napięcia [212]

PN – punkt neutralny; F – punkt zwarcia; E – ziemia; \underline{E}_A , \underline{E}_B , \underline{E}_C – napięcia źródłowe fazowe; \underline{I}_F – prąd jednofazowego zwarcia doziemnego; \underline{I}_N – prąd dopływający do PN; R_N – rezystancja połączenia PN z ziemią; L_N – indukcyjność połączenia PN z ziemią; C_A , C_B , C_C – pojemności doziemne; G_A , G_B , G_C – konduktancje doziemne; R_k – rezystancja przejścia

Przybliżone wartości prądu \underline{I}_F mogą być wyznaczone również na podstawie schematu z rysunku 2.4, dla którego [212]:

$$\underline{I}_F = I_F e^{j\varphi_F} = \frac{\underline{Y}\underline{E}_A - \sum_{i=A,B,C} \underline{Y}_i \underline{E}_i}{1 + R_k \underline{Y}} \quad (2.12)$$

gdzie:

\underline{E}_i – napięcia źródłowe fazowe:

$$\begin{aligned} \underline{E}_A &= \frac{U_n}{\sqrt{3}} \\ \underline{E}_B &= \frac{U_n}{\sqrt{3}} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \\ \underline{E}_C &= \frac{U_n}{\sqrt{3}} e^{j\frac{2\pi}{3}} \end{aligned}$$

U_n – napięcie znamionowe sieci,

\underline{Y}_i – admitancje poprzeczne fazowe dla podstawowej harmonicznej napięcia,

$$\underline{Y}_A = G_A + j\omega C_A$$

$$\underline{Y}_B = G_B + j\omega C_B$$

$$\underline{Y}_C = G_C + j\omega C_C$$

G_i – konduktancje doziemne,

C_i – pojemności doziemne,

ω – pulsacja napięcia sieci,

\underline{Y} – sumaryczna admitancja poprzeczna,

$$\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}_N} + \sum_{i=A,B,C} \underline{Y}_i$$

$$\frac{1}{\underline{Z}_N} = \frac{1}{R_N} + \frac{1}{j\omega L_N}$$

- \underline{Z}_N – impedancja połączenia punktu neutralnego z ziemią,
- R_N – rezystancja połączenia punktu neutralnego z ziemią,
- L_N – indukcyjność połączenia punktu neutralnego z ziemią,
- R_k – rezystancja przejścia.

2.3.1. Sieci z izolowanym punktem neutralnym

W sieci z izolowanym punktem neutralnym ($R_N \rightarrow \infty, L_N \rightarrow \infty$), zakładając równość admittancji $\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_C = \underline{Y}_f = (G_f + j\omega C_f)$ oraz pomijając rezystancję przejścia ($R_k = 0$), prąd \underline{I}_F (2.12) może być wyrażony wzorem:

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{F(I)} = I_{F(I)} e^{j\varphi_{F(I)}} \approx 3\underline{Y}_f \underline{E}_A = \sqrt{3}(G_f + j\omega C_f)U_n \quad (2.13)$$

Ponieważ konduktancja doziemna stanowi około 2% susceptancji doziemnej sieci [78], to prąd $\underline{I}_{F(I)}$ ma charakter niemal czysto pojemnościowy [24, 111]:

$$\underline{I}_{F(I)} \approx j3\omega C_f \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (2.14)$$

Prąd ten dopływa do miejsca zakłócenia przewodami fazy zwartej, a powraca do źródła zasilającego poprzez pojemności niezwartych faz sieci [97]. Największe prądy w ziemi występują w pobliżu miejsca zwarcia i zanikają obustronnie w miarę oddalania się od niego. W fazach zdrowych natężenie prądu zwarciovego zwiększa się w kierunku źródła zasilającego. Na wartość prądu $I_{F(I)}$ nie wpływa wartość mocy zwarciovwej źródła zasilającego, dlatego w schemacie z rysunku 2.4 pominięto impedancje zwarciovwe źródła. Pominięto również impedancje podłużne sieci, które nie wpływają istotnie na wartość prądu $I_{F(I)}$ [111]. Zależności (2.13) i (2.14) słuszne są przy założeniu symetrii fazowej sieci i pominięciu pojemności międzyfazowych, co spełnione jest tylko w przypadku linii z kablami jednożyłowymi (ekranowanymi). W przypadku linii napowietrznych oraz linii z kablami o izolacji rdzeniowej, w miejsce pojemności C_f należy podstawić pojemność C_0 dla składowej symetrycznej kolejności zerowej, która wynosi:

$$C_0 = C_f + 2C_m \quad (2.15)$$

gdzie:

- C_m – (uśredniona) pojemność międzyfazowa sieci.

Dla sieci pracujących z izolowanym punktem neutralnym, jako zaletę uznaje się małe wartości prądów przy zwarciach doziemnych, a tym samym niewielkie niebezpieczeństwo porażen [78, 185]. Ponadto, gdy prąd ziemnozwarciowy (jednofazowego zwarcia doziemnego) nie przekracza kilkunastu amperów, wówczas w sieciach napowietrznych osiąga się samoczynne (bez udziału wyłączników) gaszenie łuków zwarć doziemnych [24, 58, 185]. W zależności od rodzaju i napięcia znamionowego sieci wartości te wynoszą od kilku (5 A) do kilkudziesięciu amperów (50 A) [24, 131, 212]. Jest to jednak spełnione głównie w przypadku mało rozległych sieci napowietrznych. W przypadku sieci kablowych lub sieci mieszanych o przewadze linii kablowych, prąd zwarcia doziemnego może osiągać dużo większe wartości, a tym samym zwiększać zagrożenie porażeniowe nim wywołane. Wymaga to zastosowania niezawodnie działających zabezpieczeń w celu szybkiego wyłączenia zwarć doziemnych. Istotną wadą sieci o tym układzie pracy jest zdecydowanie największy poziom przepięć ziemnozwarciowych. W stanie ustalonym napięcia faz zdrowych dochodzą do poziomu napięć międzyfazowych, natomiast w stanie nieustalonym mogą osiągnąć wartość rzędu $(2,7 \div 3,5) U_m$, a nawet więcej [97], co stwarza realne niebezpieczeństwo przekształcenia jednofazowych zwarć doziemnych w wieloprądowe zwarcia wielokrotne, w tym wielofazowe [24, 106].

Sieci SN z izolowanym punktem neutralnym są rozpowszechnione w świecie [168]. Przykładem może być Finlandia [124], gdzie przyczyną tego są bardzo $20 \div 30$ razy większe wartości rezystywności gruntu w stosunku do wartości w innych krajach europejskich. Zastosowanie przy tak dużych wartościach rezystywności na przykład uziemienia punktu neutralnego sieci przez rezystor nie zwiększa prądu I_F na tyle, by uzyskać niezawodne działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych [192]. Izolowanie punktu neutralnego jest także stosowane w przemysłowych sieciach rozdzielczych SN [64, 71, 114]. Z kolei litewska norma LEK136 rekomenduje izolowanie punktu neutralnego dla sieci napowietrznych 20 kV o niewielkim pojemnościowym prądzie zwarcia doziemnego, a także do zasilania silników wysokonapięciowych i potrzeb własnych stacji [26]. Ponadto litewski operator utrzymuje dostawę energii elektrycznej przy pojedynczym doziemieniu do 8 godzin, co poprawia wskaźniki niezawodności dostaw energii elektrycznej. Innym przykładem są sieci dystrybucyjne 10 kV i 35 kV w mieście Xining (Chiny) [59], jednak ze względu na duży poziom przepięć rozważane było przejście na inny reżim pracy punktu neutralnego. W Polsce sieci z izolowanym punktem neutralnym występują między innymi na obszarze miasta Krakowa.

Sieci SN z izolowanym punktem neutralnym cechują się największą podatnością na występowanie ferrezonansu [24, 93, 188] (szczególnie na szynach rozdzielni SN słabo obciążonych stacji elektroenergetycznych), choć zgodnie z badaniami [5] może on również pojawić się w sieciach kompensowanych. Zjawisko to przyczynia się do przeciążenia uzwojeń pierwotnych przekładników napięciowych oraz dorywczych przepięć ferrezonansowych [141, 188], które mogą osiągać wartość $(3,0 \div 3,4) U_m$ [5, 101, 168]. W praktyce drgania ferrezonansowe najczęściej zostają wzbudzone w wyniku wprowadzenia w stan nasycenia rdzeni ferromagnetycznych nieliniowych

elementów indukcyjnych (transformatory, przekładniki napięciowe) na skutek przepięcia ziemnozwarciowego [90, 101, 144]. Podatność sieci SN na wystąpienie ferorezonansu nie jest decydującym czynnikiem w wyborze sposobu połączenia z ziemią PN, pomimo że uziemienie PN przez rezystor praktycznie całkowicie eliminuje to zjawisko [5, 101].

2.3.2. Sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez cewkę

W sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez cewkę o indukcyjności L_N ($R_N \rightarrow \infty$), prąd zwarcia $\underline{I}_F = \underline{I}_{F(L)}$ silnie zależy od wartości tej indukcyjności. Ilustruje to rysunek 2.5, przedstawiający rozkłady brzegowe wykresów z rysunku 2.3 dla $R_N = 10^4 \Omega$. Cechą charakterystyczną jest możliwość wystąpienia zjawiska rezonansu równoległego w obwodzie utworzonym z pojemności zerowej C_0 sieci oraz cewki o indukcyjności $L_N = L_{rez}$. Przyjmując takie same założenia jak dla wzorów (2.13)–(2.15), prąd \underline{I}_F (2.12) można wyrazić uproszczoną zależnością:

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{F(L)} = I_{F(L)} e^{j\varphi_{F(L)}} \approx \frac{U_n}{\sqrt{3}} \left(j3\omega C_0 + \frac{1}{j\omega L_N} \right) = \underline{I}_{F(I)} + \underline{I}_{LN} \quad (2.16)$$

gdzie:

- $\underline{I}_{F(I)}$ – prąd pojemnościowy określony wzorami (2.14) i (2.15),
- \underline{I}_{LN} – prąd cewki.

Wartość indukcyjności rezonansowej może być wyznaczona dla pulsacji ω z wzoru (2.16) dla $\underline{I}_{F(L)} = 0$:

$$L_{rez} = \frac{1}{3\omega^2 C_0} \quad (2.17)$$

Rysunek 2.5a ilustruje również możliwość ograniczania prądu doziemienia (teoretycznie nawet do wartości 0) w sieciach, w których wartości prądów pojemnościowych $I_{F(I)}$ są zbyt duże, aby wykorzystać zalety izolowania punktu neutralnego. Znajduje to praktyczne zastosowanie w sieciach kompensowanych [204], dla których:

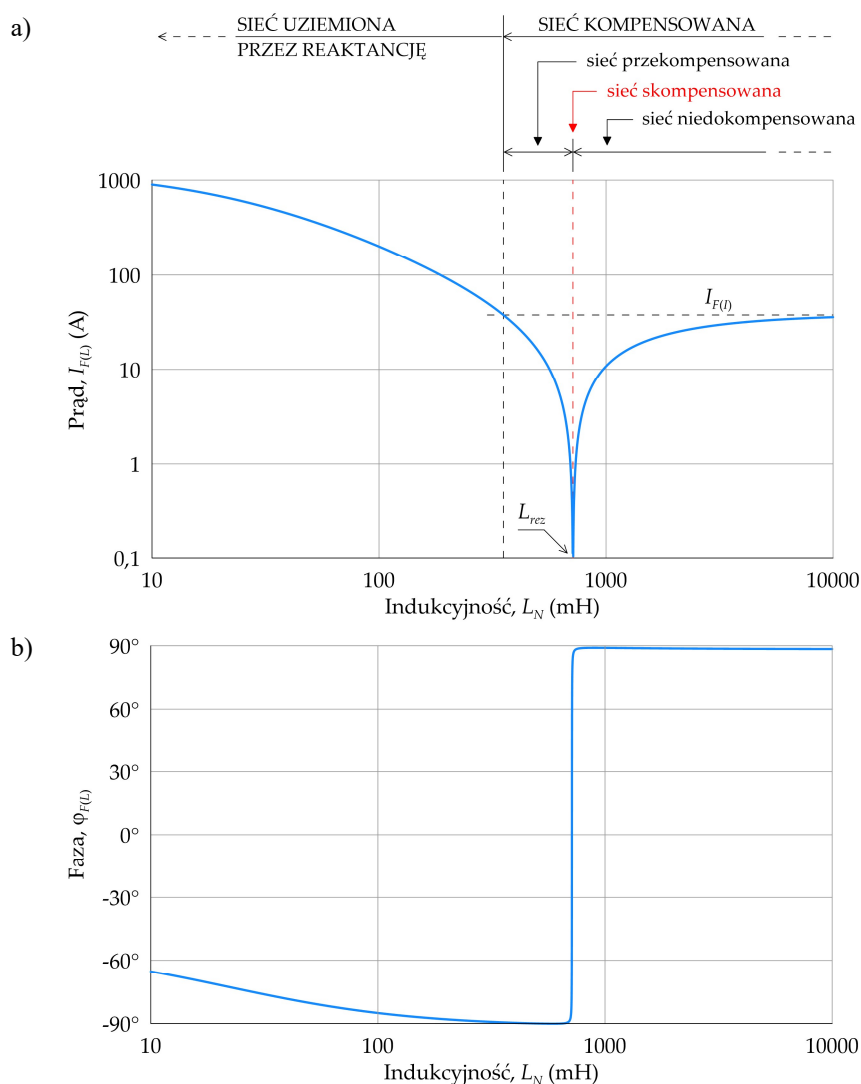
$$I_{F(L)} \leq I_{F(I)} \quad (2.18)$$

W sieciach tych cewkę przyjęto również nazywać dławikiem gaszącym lub cewką Petersena.

Szczególnym przypadkiem sieci kompensowanych są sieci skompensowane, dla których $I_{F(L)} = 0$. Jednak w celu uniknięcia negatywnych dla sieci skompensowanych skutków rezonansu [108], w praktyce nie stosuje się idealnej kompensacji [106, 212]. Według [101, 204] stopień rozstrojenia kompensacji (stopień rozkompensowania) ξ sieci:

$$\xi = \frac{I_L - I_{F(I)}}{I_{F(I)}} = \frac{1}{3\omega^2 C_0 L_N} - 1 \quad (2.19)$$

powinien być utrzymany w granicach od $\xi = -5\%$ do $\xi = +15\%$ z wyjątkiem krótkotrwałych stanów zakłóceń w sieci. W sieciach o dużej asymetrii pojemnościowej zalecane jest utrzymywanie rozstrojenia w granicach od $\xi = +5\%$ do $\xi = +15\%$.



Rys. 2.5. Rozkłady brzegowe zależności modułu I_F (a) oraz fazy φ_F (b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego od indukcyjności L_N połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci SN, przy rezystancji $R_N \rightarrow \infty$ (badania własne)

Rozstrojenie kompensacji ξ określa stopień skompensowania sieci. Wartość $\xi = 0$ odpowiada idealnej kompensacji, $\xi > 0$ przekompensowaniu sieci, natomiast $\xi < 0$ jej niedokompensowaniu (rys. 2.5) [197]. Odstrojenie od rezonansu jest szczególnie istotne w sieciach o znacznych asymetriach [63, 120, 179]. Przekompensowanie pozwala

również unikać występowania przebiegów rezonansowych [42], które mogłyby powstawać w sieciach niedokompensowanych, w przypadku zmiany struktury sieci prowadzącej do zmniejszenia pojemności C_0 , na przykład w wyniku odłączenia od szyn rozdzielni SN jednej z linii. Z tego względu zalecane jest [70] stosowanie urządzeń kompensujących z płynną regulacją indukcyjności L_N wyposażonych w automatykę nadążnej kompensacji ziemnozwarciowej [54, 70, 99, 120, 176], w której jednym z wykorzystywanych kryteriów regulacji [120, 176] jest utrzymywanie zadanego współczynnika ξ . Należy zauważyć, że nawet przy zastosowaniu tego rozwiązania w praktyce trudno byłoby zrealizować kompensację idealną, co wynika nie tylko z ograniczeń wykorzystanego regulatora, ale również występowania w miejscu zwarcia niekompensowanych wyższych harmonicznych prądu pojemnościowego oraz składowej czynnej związanej z upływnością sieci tworzących *prąd resztkowy* [45].

Obok niekwestionowanych zalet sieci kompensowanych, ten sposób pracy sieci ma również wady [42, 159, 181, 197, 199]. Jedną z nich są stosunkowo duże wartości nieustalonych przebiegów ziemnozwarciowych [128], co jednak dotyczy również sieci z izolowanym punktem neutralnym. Jednak zasadniczą wadą kompensacji mogą być trudności z zapewnieniem prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych [128], co wynika przede wszystkim z minimalizacji prądu I_F , a także silnej w tych sieciach zależności sygnałów napięciowych i prądowych zabezpieczeń od stopnia rozkompensowania sieci ξ , lokalizacji zwarcia oraz rezystancji R_F zwarcia [113].

Poprawę warunków działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach kompensowanych uzyskuje się najczęściej poprzez automatyczne, dorywcze zbocznikowanie indukcyjności L_N rezystorem R_w [23, 98, 106, 136, 199, 212], w celu krótkotrwałego (kilkusekundowego) wymuszenia w prądzie I_F składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego o wartości od kilkunastu do kilkudziesięciu amperów (w warunkach polskich około $15 \div 100$ A). Rozwiązanie to funkcjonuje w praktyce pod nazwą *automatyki wymuszania składowej czynnej* (AWSCZ). Umożliwia ono zastosowanie zabezpieczeń konduktancyjnych oraz admitancyjno-porównawczych [121], których dużą zaletą jest niezależność działania od pojemności linii i rezystancji R_F zwarcia. Automatyka AWSCZ w sieci kompensowanej stwarza również korzystne warunki do działania zabezpieczeń kierunkowych czynnomocowych oraz w szczególnych przypadkach zerowoprądowych [106, 199, 212]. Wadą AWSCZ jest skokowe obniżenie składowej zerowej napięcia w wyniku załączenia rezystora bocznikującego i stąd możliwość wystąpienia tzw. zjawiska „pompowania na zwarcie” [78], którego skutkiem może być uszkodzenie rezystora wymuszającego R_w lub znajdującej się w jego obwodzie aparatury łączeniowej.

W pewnych sytuacjach, na przykład dla sieci przebiegających przez tereny o dużej rezystywności gruntu, alternatywą dla AWSCZ może być wymuszenie składowej biernej o charakterze indukcyjnym [24, 106, 119]. W sieciach skompensowanych z *automatyką wymuszania składowej biernej* (AWSB), zamiast rezystora wymuszającego stosuje się dodatkowy dławik wymuszający L_w . Dla sieci skompensowanej z AWSB odpowiednie są zabezpieczenia susceptancyjne, kierunkowe biernomocowe i admitancyjne

porównawcze [78, 119]. Należy nadmienić, że w literaturze np. [106] przedstawiane są także rozwiązania z wymuszaniem dodatkowej składowej prądu ziemnozwarciowego o charakterze pojemnościowym.

Kolejnym rozwiązaniem problemu selektywnego działania zabezpieczeń w sieciach kompensowanych – chociaż już raczej o historycznym znaczeniu – jest tzw. dekompensacja [24, 45, 128], polegająca na chwilowym odłączeniu cewki kompensującej L_N w celu wymuszenia pracy sieci z izolowanym punktem neutralnym. Rozwiązanie to umożliwia stosowanie dobrze sprawdzających się w praktyce zabezpieczeń kierunkowych biernomocowych, a także z pewnymi wyjątkami zerowonadprądowych i admitancyjnych. Metoda dekompensacji ma jednak szereg wad, między innymi skokowy wzrost prądu I_F , co przekłada się na zwiększenie zagrożenia porażeniowego. Ponadto, dekompensacja sieci może być przyczyną intensyfikacji przebiegów ziemnozwarciowych w wyniku ich kumulacji ze stanami nieustalonymi powodowanymi odłączeniem cewki L_N [128]. Dekompensacja była rozpowszechniona na przykład w dawnym Zakładzie Energetycznym Gliwice [20].

Innym sposobem – oprócz kompensacji sieci – jest połączenie punktu neutralnego sieci z ziemią przez cewkę o takiej wartości indukcyjności L_N , dla której (rys. 2.5):

$$I_{F(L)} > I_{F(I)} \quad (2.20)$$

Wtedy wartość prądu zwarcia doziemnego $I_{F(L)}$ jest zbyt duża by uzyskać samogaszenie łukowego zwarcia doziemnego. Z drugiej jednak strony uzyskuje się korzystne warunki do działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Ten sposób uziemienia punktu neutralnego – uziemienie przez reaktancję – brany jest pod uwagę jako alternatywa rezystora uziemającego w tych przypadkach, gdy moc wydzielona w rezystorze uziemającym, może spowodować jego termiczne zniszczenie. To rozwiązanie w literaturze anglojęzycznej określane jest jako *low inductance grounded* [89]. W odróżnieniu od stosowanych w sieciach kompensowanych jednofazowych cewek Petersena [97] o dużej indukcyjności, uziemienie przez reaktancję realizuje się poprzez dławiki trójfazowe lub odpowiednio dobrane transformatory uziemające. Uziemienie punktu neutralnego przez reaktancję jest rozwiązaniem niespotykanym w Polsce, choć brano pod uwagę jego zastosowanie w sieciach wewnętrznych farm wiatrowych [78].

Kolejne ciekawe rozwiązanie dedykowane dla sieci o dużej asymetrii zaproponowano w [203]. Polega ono na połączeniu punktu neutralnego sieci z ziemią poprzez układ równoległy dwóch indukcyjności: cewki Petersena oraz dodatkowej indukcyjności odstrojonej od rezonansu z siecią. W stanie normalnej pracy punkt neutralny połączony jest z ziemią tylko poprzez tę dodatkową indukcyjność, co zmniejsza napięcie związane z asymetrią naturalną. Natomiast dławik gaszący o regulowanej indukcyjności dołączany jest dorywczo na czas eliminacji zwarcia doziemnego.

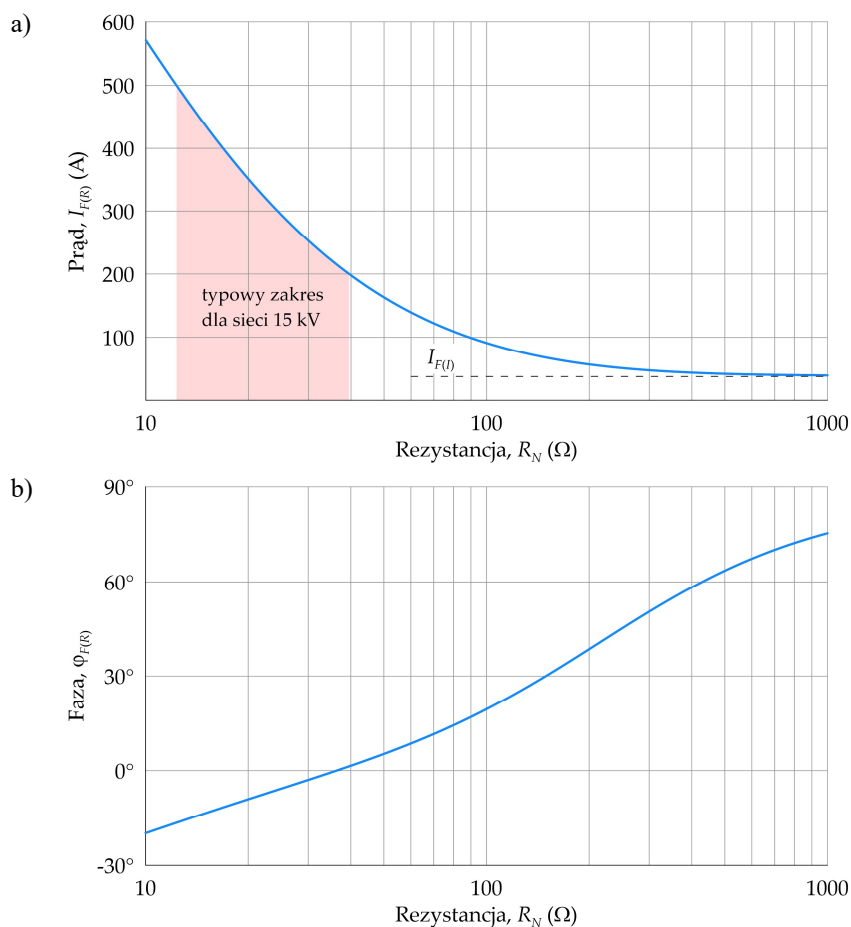
2.3.3. Sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez rezystor

W sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez rezystor o rezystancji R_N ($L_N \rightarrow \infty$), prąd zwarciaowy $\underline{I}_F = \underline{I}_{F(R)}$ przyjmuje wartość zależną od rezystancji R_N . Ilustruje to rysunek 2.6, przedstawiający rozkłady brzegowe wykresów z rysunku 2.3 dla $\omega L_N = 10^4 \Omega$. W odróżnieniu od przebiegu prądu $I_{F(L)}$ przedstawionego na rysunku 2.5a, funkcja $I_{F(R)} = f(R_N)$ jest monotoniczna. Jej asymptotą poziomą jest linia $I_{F(R)} = I_{F(I)} = 37,72$ A. Przyjmując takie same założenia jak dla wzorów (2.13)÷(2.15) – prąd \underline{I}_F (2.12) można wyrazić wzorem:

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{F(R)} = I_{F(R)} e^{j\varphi_{F(R)}} \approx \frac{U_n}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{R_N} + j3\omega C_0 \right) = \underline{I}_{RN} + \underline{I}_{F(I)} \quad (2.21)$$

gdzie:

- $\underline{I}_{F(I)}$ – prąd pojemnościowy określony wzorami (2.14) i (2.15),
- \underline{I}_{RN} – prąd rezystora uziemiającego.



Rys. 2.6. Rozkłady brzegowe zależności modułu I_F (a) oraz fazy φ_F (b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego od rezystancji R_N połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci SN, przy reakcji $\omega L_N \rightarrow \infty$ (badania własne)

W praktycznych realizacjach przyjmuje się taką wartość rezystancji R_N , aby prąd zwarcia $I_{F(R)}$ nie przekraczał 500 A, ze względu na zagrożenie porażeniowe [24, 106]. Jednocześnie uważa się, że prądy o takich wartościach nie wywołują znaczącego narażenia cieplnego dla żył powrotnych kabli [71]. Wyjątkiem są sieci ze znaczną liczbą silników asynchronicznych, w których ze względu na zagrożenie dla obwodów magnetycznych silników prąd $I_{F(R)}$ nie powinien przekraczać 100 A [78]. Z drugiej jednak strony zalecane jest, aby wartość składowej czynnej I_{RN} była zbliżona do wartości składowej biernej pojemnościowej $I_{F(I)}$ [78, 101, 131]. Wówczas prąd $I_{F(R)}$ jest przesunięty względem napięcia o kąt $\varphi_{F(R)} = 45^\circ$, co ogranicza możliwość ponownych zapłonów łuku prądu zwarciego, a w efekcie przyczynia się do ograniczania przepięć ziemnozwarciowych. Tym samym zmniejsza się ryzyko przekształcenia jednofazowego zwarcia doziemnego w zwarcie podwójne. Przyjęcie wartości R_N w przedziale [101]:

$$R_N = (1 \div 2,5) \cdot \frac{1}{3\omega C_0} \quad (2.22)$$

zapewnia, że współczynnik przepięć nie powinien przekroczyć 2,5 j.w. Zakładając według [204] największą dopuszczalną w sieciach SN wartość prądu $I_{F(I)} = 50$ A, z warunku (2.22) wynika, że wartość prądu $I_{RN} > (50 \div 125)$ A, jednak ze względu na możliwy rozwój sieci uzasadnione jest zwiększenie wartości tego zakresu o co najmniej 20% [84]. W efekcie wartość rezystancji R_N powinna spełnić warunek:

$$\begin{cases} I_{RN} \geq 200 \text{ A} \\ I_{F(R)} \leq 500 \text{ A} \end{cases} \quad (2.23)$$

Dodatkowym walorem sieci z rezystorem uziemiającym jest duża pewność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, a tym samym możliwość uzyskania względnie krótkich (poniżej 0,3 sekundy [24]) czasów wyłączeń doziemień przez zastosowanie prostych i niezawodnych jednowielkościowych zabezpieczeń zerowonadprądowych [186]. Bardzo dobrze sprawdzają się również zabezpieczenia konduktancyjne, kierunkowe czynnomocowe i admitancyjne [78].

Za główną wadę uziemienia punktu neutralnego sieci przez rezystor uważa się zagrożenie porażeniowe w sieciach napowietrznych i w zasilanych z nich stacjach SN/nn, co wynika z wartości napięć uziomowych, zależnych od wartości prądów doziemienia oraz większych niż w sieciach kablowych impedancji uziemienia stacji. W sieciach kablowych zagrożenie porażeniowe jest mniejsze, co wynika stąd, że uziemienia stacji SN/nn w tych sieciach są zazwyczaj częścią zespolonej instalacji uziemiającej [39, 40, 43, 69, 152, 154, 157]. Dlatego też w sieciach kablowych – w przeciwieństwie do sieci napowietrznych – uziemienie punktu neutralnego przez rezystor jest szczególnie predystynowane.

2.3.4. Sieci z punktem neutralnym połączonym z ziemią przez układ równoległy cewki i rezystora

Przedstawione w poprzednich rozdziałach sposoby pracy punktu neutralnego nie są jedynymi, chociaż najczęściej spotykanymi w praktyce. Wśród innych sposobów wymieniłem można również uziemienie punktu neutralnego przez układ równoległego połączenia cewki i rezystora [24, 85]. Dobór wartości indukcyjności L_N oraz rezystancji R_N stanowi kompromis pomiędzy poziomem napięć a wartością prądu zwarcia doziemnego. Podobnie jak w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, także w układzie równoległym zmniejszanie rezystancji R_N prowadzi do obniżania wartości szczytowej napięć i napięcia asymetrii naturalnej [124, 196], ale również wzrostu wartości prądu ziemnozwarciowego \underline{I}_F :

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{F(RL)} = I_{F(RL)} e^{j\varphi_{F(RL)}} \approx \frac{U_n}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{R_N} + \frac{1}{j\omega L_N} + j3\omega C_0 \right) = \underline{I}_{RN} + \underline{I}_{LN} + \underline{I}_{F(I)} \quad (2.24)$$

a tym samym wzrostu zagrożenia porażeniowego.

W odróżnieniu od sieci kompensowanych, w układzie równoległym nie ma konieczności przekompensowywania, dlatego też indukcyjność L_N może być dobrana jako indukcyjność rezonansowa L_{rez} określona wzorem (2.17) i wówczas prąd \underline{I}_F :

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{F(RL)} = I_{F(RL)} e^{j\varphi_{F(RL)}} \approx \frac{U_n}{\sqrt{3}} \frac{1}{R_N} = \underline{I}_{RN} \quad (2.25)$$

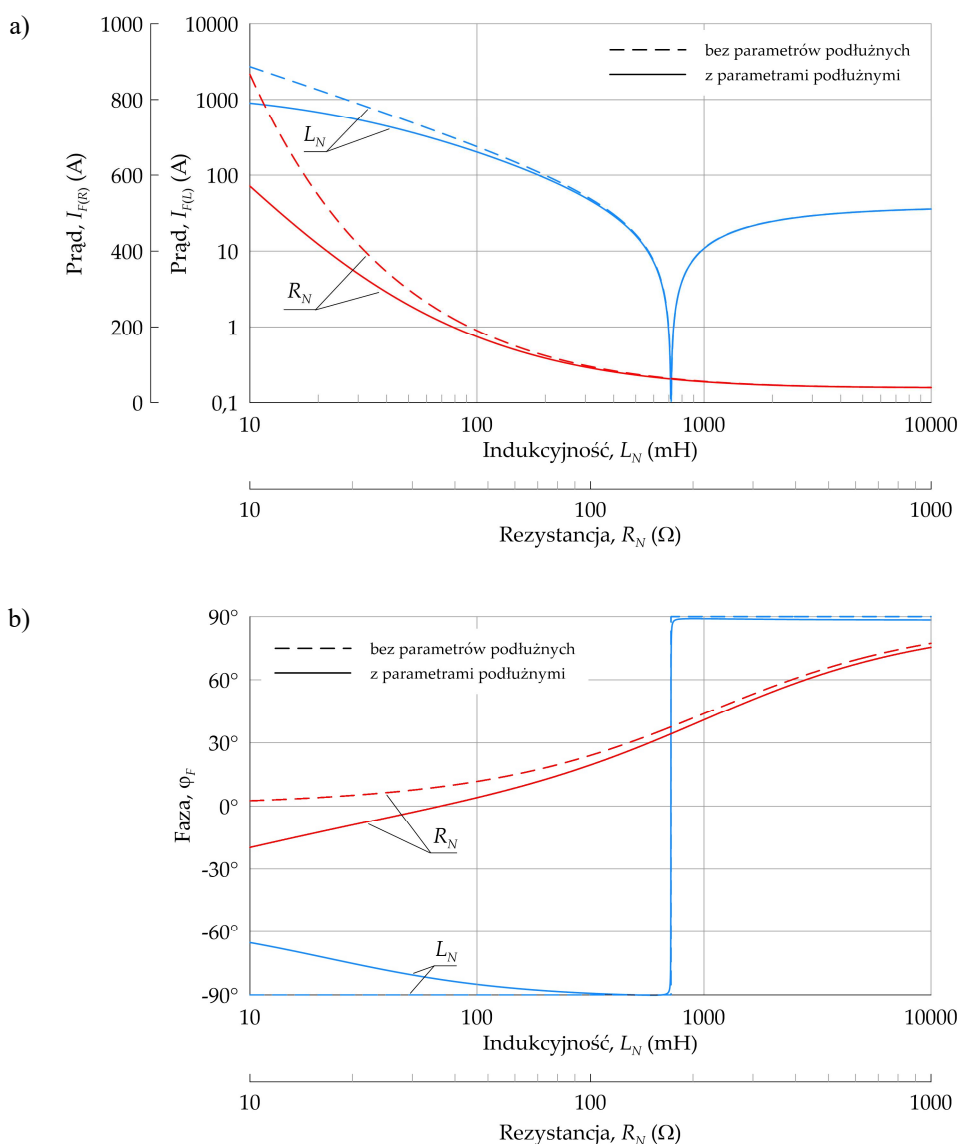
Uzyskuje się wówczas nawet dwukrotne zmniejszenie wartości prądu I_F w stosunku do sytuacji, gdyby sieć była uziemiona tylko przez rezystor R_N [78]. W efekcie umożliwia to istotne złagodzenie wymagań dotyczących uziemień w sieci SN w aspekcie zagrożenia porażeniowego, jednak prąd ten jest na ogół zbyt duży, by możliwe było samogaszenie zwarcia łukowego. Podobnie jak w sieci uziemionej przez rezystor, może prowadzić to do znacznej intensywności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

Według publikacji [72] układ równoległy jest dobrym rozwiązaniem dla sieci przebiegających przez tereny o dużej rezystywności gruntu.

Ciekawe rozwiązanie, zbliżone do uziemienia punktu neutralnego przez układ równoległy, zaproponowano w Instytucie Politechniki Poznańskiej i nadano mu nazwę *automatyki rezystora pierwotnego* (ARP) [72]. Rozwiązanie to nawiązuje do *automatyki wymuszania pierwotnego* (AWP) [98] i polega na dorywczym dołączaniu po określonym czasie od wystąpienia zwarcia, równoległego rezystora R_N do dławika L_N . W odróżnieniu od sieci kompensowanej z automatką AWSCZ, głównym celem załączenia rezystora jest zmniejszenie napięć. Kluczową rolę w ocenie zastosowania tego rozwiązania stanowi bilans korzyści wynikających z możliwego zgaszenia zwarcia bez udziału automatyki zabezpieczeniowej oraz zagrożenia napięciowego dla układu izolacyjnego przed załączeniem rezystora uziemiającego.

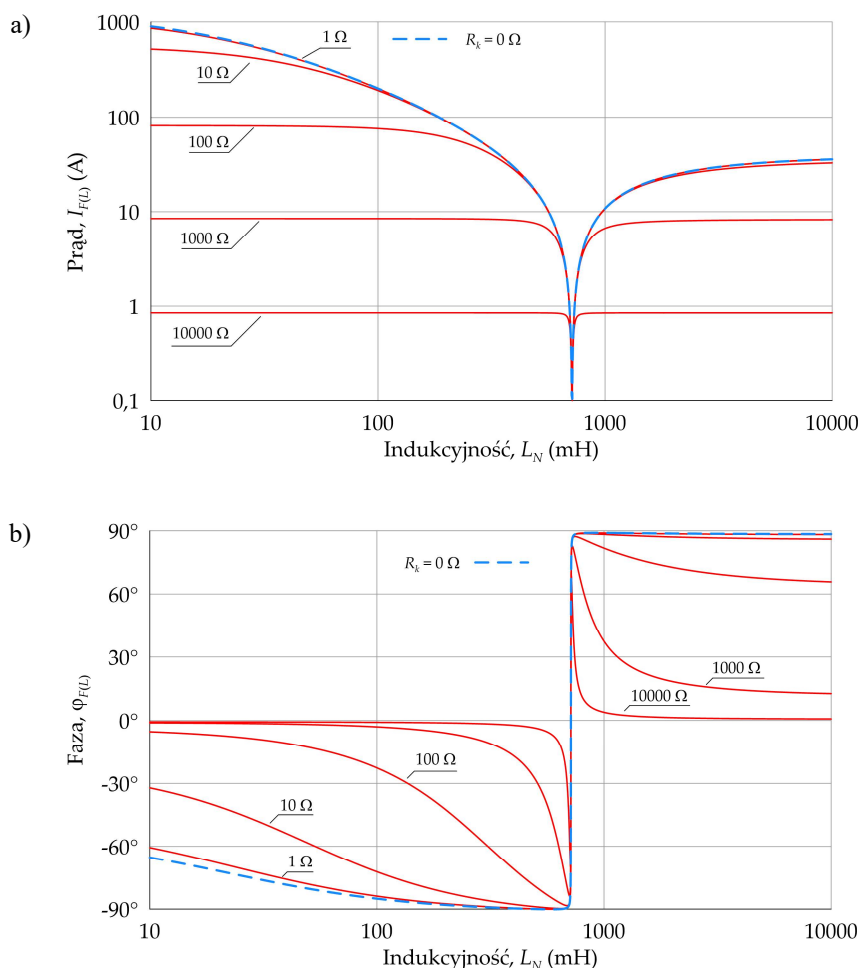
2.3.5. Wpływ parametrów sieci i zakłóceń na prąd jednofazowego zwarcia doziemnego

Przedstawione w poprzednich rozdziałach rozważania ujmują wpływ tych parametrów sieci, które są najistotniejsze z punktu widzenia wartości prądu jednofazowego zwarcia doziemnego. Są to przede wszystkim parametry połączenia punktu neutralnego z ziemią, a także wypadkowa pojemność sieci dla składowej symetrycznej kolejności zerowej.



Rys. 2.7. Porównanie modułu I_F (a) i fazy ϕ_F (b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez cewkę o indukcyjności L_N albo rezystor o rezystancji R_N , z pominięciem i uwzględnieniem parametrów podłużnych linii (badania własne)

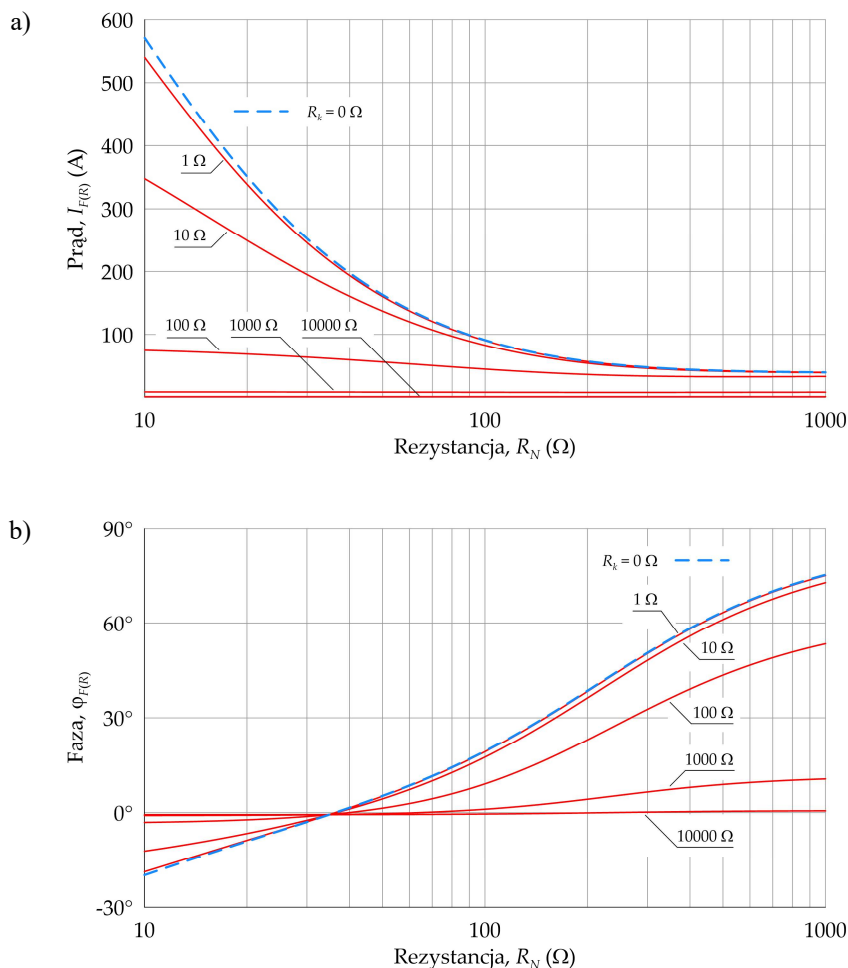
Specyfiką sieci średniego napięcia jest znikomy wpływ mocy zwarciowej na wartość jednofazowego prądu zwarcia doziemnego, co pozwala pominąć w schemacie zastępczym na rysunku 2.4 impedancje zwarciowe systemu zasilającego. W analizach uproszczonych często pomija się również parametry podłużne linii, jednak trzeba mieć świadomość tego, że nie zawsze jest to uzasadnione, szczególnie w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. Ilustruje to rysunek 2.7, na którym porównano zależności z rysunków 2.5 i 2.6 z pominięciem i uwzględnieniem parametrów podłużnych linii. Z porównania tego wynika, że dla sieci kompensowanych i dla stosowanych w praktyce stopni ich rozstrojenia ξ , dopuszczalne jest nieuwzględnianie parametrów podłużnych. Jednak bardziej wnikliwe analizy – takie jak przedstawione w dalszych rozdziałach rozprawy – wymagają uwzględnienia również tych parametrów sieci, szczególnie w sieciach uziemionych przez rezystor (rys. 2.7) o dużych prądach znamionowych (w sieciach 15 kV większych od 200 A [45]).



Rys. 2.8. Rozkłady brzegowe zależności modułu I_F (a) oraz fazy φ_F (b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego od indukcyjności L_N połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci SN, przy rezystancji $R_N \rightarrow \infty$ dla różnych wartości rezystancji przejścia R_k (badania własne)

Najważniejszym parametrem jest pojemność zerowa C_0 sieci, która zależy od sumarycznej długości i pojemności jednostkowych poszczególnych odcinków linii. Pominięty natomiast może być parametr poprzeczny linii związany z jej upływnością.

Parametrem sieci związanym z doziemieniem jest impedancja transformatora uziemiającego, którego rolą jest utworzenie w sieci fizycznej realizacji punktu neutralnego oraz również zasilanie potrzeb własnych stacji WN/SN [98]. Jednak w doborze mocy znamionowej tego transformatora decydujące znaczenie ma przede wszystkim wartość prądu I_N [178] zależna od parametrów urządzeń w punkcie neutralnym sieci. Impedancja transformatora uziemiającego jest dodatkową impedancją dla składowej symetrycznej kolejności zerowej na drodze przepływu prądu I_F w połączeniu punktu neutralnego z ziemią, której wpływ na I_F jest szczególnie istotny w przypadku zastosowania transformatorów o mniejszych mocach znamionowych w sieciach uziemionych przez rezystor [76] oraz sieciach kompensowanych [120].



Rys. 2.9. Rozkłady brzegowe zależności modułu I_F (a) oraz fazy φ_F (b) prądu jednofazowego zwarcia doziemnego od rezystancji R_N połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci SN, przy reaktancji $\omega L_N \rightarrow \infty$ dla różnych wartości rezystancji przejścia R_k (badania własne)

Wpływ ten wynika z kompensacji prądu pojemnościowego sieci przez prąd indukcyjny pochodzący od reaktancji transformatora. Dlatego też impedancja transformatora uziemiającego została uwzględniona w modelach będących podstawą badań przedstawionych w dalszych rozdziałach niniejszej dysertacji.

Cechą charakterystyczną sieci kompensowanych i z izolowanym punktem neutralnym jest słaba zależność prądu jednofazowego zwarcia doziemnego od lokalizacji wystąpienia tego zakłócenia. Wynika to z małej wartości podłużnej impedancji sieci od źródła do miejsca zwarcia, w stosunku do wartości reaktancji drogi powrotnej prądu doziemienia przez pojemności C_0 . W sieciach uziemionych przez rezystor zależność ta jest silniejsza, lecz nie taka jak przy innych rodzajach zwarć wielkoprądowych.

W zależnościach (2.13), (2.16), (2.21) i (2.24) pominięto rezystancję przejścia R_k (rys. 2.4), której wartość w punkcie doziemienia może się wahać w dużych granicach od 0 do około 10000 Ω , a najczęściej spotykane w Polsce wartości R_k zawierają się w granicach 150÷1800 Ω [212]. Rezystancja R_k wpływa na prąd I_F i czym jest większa, tym mniejsza jest wartość tego prądu (rys. 2.8 i 2.9). Jest to korzystne z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego, jednak pogarsza warunki działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych ze względu na zmniejszanie się wartości sygnałów zabezpieczeniowych ze wzrostem rezystancji R_k .

Należy również podkreślić, że o zagrożeniu porażeniowym w stacji SN/nn decyduje wartość napięcia uziomowego, która zależna jest nie tylko od prądu I_F , ale również od rezystancji układu uziomowego. W odróżnieniu od wcześniej wymienionych parametrów sieci, które mają charakter deterministyczny, zarówno rezystancja przejścia, jak i rezystancja układu uziomowego mają charakter losowy. Cecha ta jest podstawą badań prezentowanych w niniejszej rozprawie, bowiem umożliwia zastosowanie podejścia statystycznego do analizy zagrożenia porażeniowego. Rosnące znaczenie metod statystycznych, które są narzędziem stosowanym obecnie do rozwiązywania wielu problemów w elektroenergetyce (np. koordynacja izolacji [137, 143], dobór przekroju żył powrotnych kabli SN [10, 184], dobór wytrzymałości zwarcia urządzeń [19], analiza awaryjności i niezawodności sieci elektroenergetycznych [37]), stanowiło dodatkową motywację do podjęcia próby ich aplikacji w tym obszarze.

3. Kryteria wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieciach średnich napięć

Spośród wielu kryteriów wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieciach średnich napięć [23, 58, 71, 78, 93, 101, 177, 186, 202], podstawowe znaczenie mają poziom zagrożenia porażeniowego [20, 43, 52, 53, 101, 116, 138, 158, 162, 189] i skuteczność działania zabezpieczeń [8, 63, 80, 81, 87, 119, 134, 142, 147] podczas zwarcć doziemnych. Ważnym kryterium wyboru jest również poziom przepięć dorywczych i przejściowych [5, 31, 32, 60, 127, 149, 168, 207] wywołanych zwarciami doziemnymi. Pomimo, że kryterium to nie wiąże się z problematyką niniejszej dysertacji, to dla komplementarności rozważań zdecydowano się również na poruszenie tego zagadnienia.

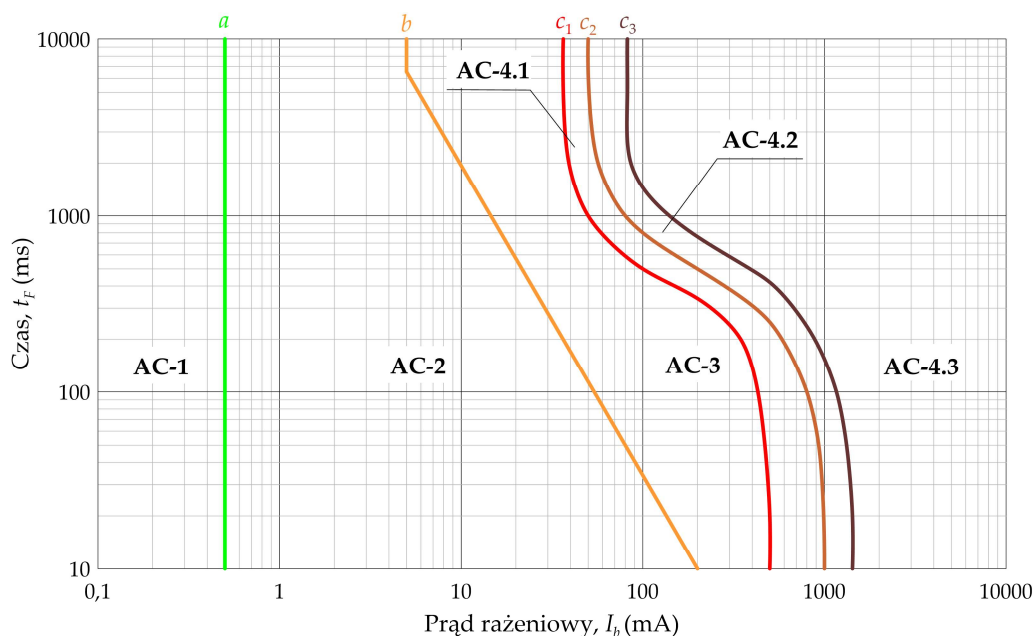
3.1. Zagrożenie porażeniowe

Przepływ prądu elektrycznego przez organizm człowieka może wywołać szereg negatywnych konsekwencji ze śmiercią włącznie [46, 74, 92, 116, 129, 159, 189]. Skutki rażenia prądem elektrycznym uzależnione są od wielu czynników [74, 92, 122, 129, 138]. Należą do nich zarówno parametry prądu rażeniowego (rodzaj prądu, jego natężenie oraz czas przepływu), a także droga jego przepływu przez ciało człowieka oraz osobnicze czynniki związane ze stanem psychofizycznym i fizjologicznym rażonego.

Na rysunku 3.1. przedstawiono zależności prądowo-czasowe według raportu technicznego IEC-479 [162], określające reakcję organizmu człowieka na przepływ prądu rażeniowego 50 Hz pomiędzy lewą ręką a stopami. Rysunek 3.1 zawiera pięć wykresów zależności czasu t_F przepływu prądu rażeniowego od jego wartości I_b , oznaczonych jako a , b , c_1 , c_2 , c_3 .

Krzywa a określa próg odczuwania przez człowieka prądu przepływającego przez jego organizm, natomiast krzywa b określa możliwości samodzielnego uwolnienia się rażonego człowieka spod działania prądu elektrycznego. Krzywe c_1 ÷ c_3 określają odpowiednio kwantyle rzędu 0%, 5%, 50% prawdopodobieństwa wystąpienia fibrylacji komór serca w wyniku przepływu prądu rażeniowego. Wykresy te są również granicami sześciu stref określających patofizjologiczne skutki oddziaływania prądu na ciało człowieka. Strefa AC-1 wyznacza obszar wartości t_F i I_b , dla których nie występują reakcje patologiczne. W strefie AC-2 zwykle brak jest szkodliwych skutków fizjologicznych, jednak jest możliwość odczuwania takich efektów jak np. mrowienie w palcach, skurcze włókien mięśniowych, drętwienie, ból. W strefie AC-3 zwykle brak jest uszkodzeń organicznych pomimo możliwych silnych i bolesnych skurczów mięśni,

trudności w oddychaniu oraz odwracalnych zaburzeń rytmu serca. W obszarze wartości t_F i I_b wyznaczonych przez strefy AC-4.1 ÷ AC-4.3 występują takie same skutki jak w strefie AC-3, jednak równocześnie wzrasta ryzyko wystąpienia migotania komór serca.



Rys. 3.2. Strefy czasowo-prądowe skutków przepływu prądu przemiennego przez organizm człowieka na drodze lewa ręka – stopy [162]

a – próg odczuwania przez człowieka prądu przepływającego przez jego organizm; b – próg możliwości samouwolnienia się rażonego człowieka spod działania prądu elektrycznego; c_1 , c_2 , c_3 – krzywe odpowiadające kolejno kwantylom rzędu 0%, 5%, 50% prawdopodobieństwa wystąpienia fibrylacji komór serca w wyniku przepływu prądu rażeniowego; AC-1 – strefa braku reakcji; AC-2 – strefa braku szkodliwych skutków fizjologicznych; AC-3 – strefa braku uszkodzeń organicznych; AC-4.1 ÷ AC-4.3 – strefy wzrastającego (od 0% do 50%) prawdopodobieństwa wystąpienia fibrylacji serca

Wystąpienie fibrylacji komór sercowych w wyniku przepływu prądu rażeniowego, stanowi podstawę określania kryteriów ochrony przeciwporażeniowej [4, 43, 48, 116, 138, 158]. Graniczna wartość prądu rażeniowego wywołująca migotanie komór serca (progowy prąd fibrylacyjny I_f), jest zmienną losową zależną od wielu czynników [15, 53, 104], która dla określonego czasu trwania zwarcia ma rozkład logarytmiczno-normalny [15]. Ponadto, wyznaczenie wartości prądu I_f wymaga uwzględnienia drogi jego przepływu przez organizm człowieka [53]. Najbardziej niekorzystnym wariantem jest przepływ prądu rażeniowego pomiędzy klatką piersiową a rękoma. Z kolei, aby prąd płynący pomiędzy stopami wywołał fibrylację serca, musi mieć około dwadzieścia pięć razy większą wartość niż w przypadku przepływu między lewą ręką a stopami.

Krzywe przedstawione na rysunku 3.1 są podstawą normalizacji w zakresie ochrony przed skutkami porażenia prądem elektrycznym [116, 138], a w oparciu o nie formułowane są kryteria bezpieczeństwa przy urządzeniach prądu przemiennego [43, 48].

3.1.1. Najwyższe dopuszczalne wartości napięć rażeniowych dotykowych i krokowych

W zagadnieniach praktycznych, ocenę zagrożenia porażeniowego nie odnosi się bezpośrednio do prądu przepływającego przez ciało człowieka (prądu rażeniowego), lecz operuje się napięciem rażeniowym [92], stanowiącym spadek napięcia na impedancji Z_b ciała człowieka. Impedancja Z_b zależy od wielu czynników [46, 53, 57, 92], przede wszystkim od napięcia, częstotliwości i drogi przepływu prądu przez ciało oraz pola powierzchni styku z elektrodą. Impedancja Z_b jest wielkością osobniczą, dlatego też nie ma ona charakteru deterministycznego [67, 103]. W zależności od drogi przepływu prądu rażeniowego, do oceny zagrożenia przyjmowane są napięcie dotykowe rażeniowe U_T i napięcie krokowe rażeniowe U_S [46].

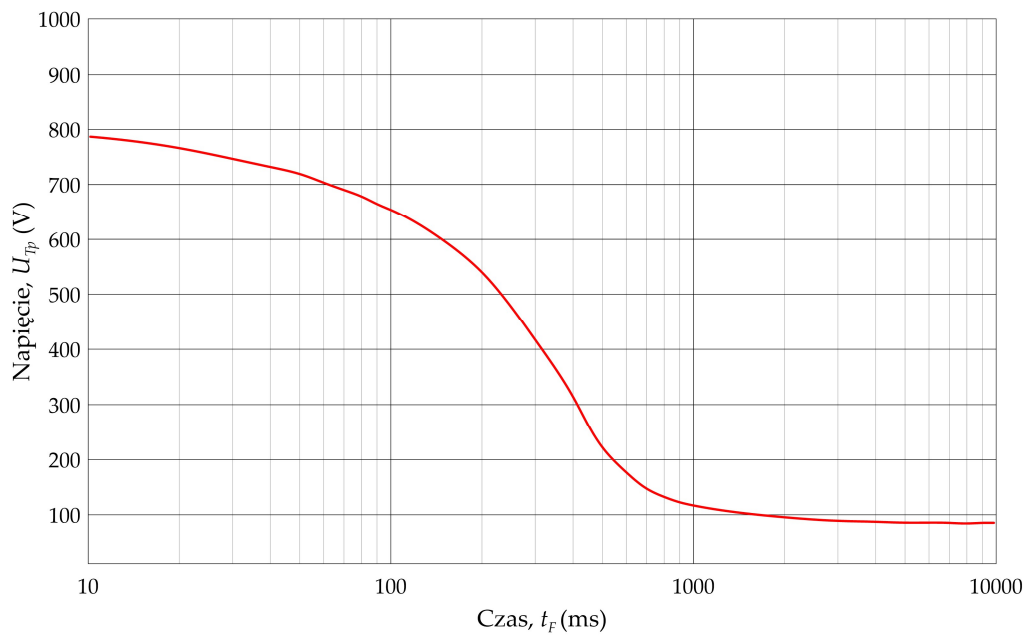
Napięcie dotykowe stanowi różnicę potencjałów występującą pomiędzy częściami przewodzącymi dostępnymi podczas ich jednoczesnego dotyku. Zgodnie z normami dotyczącymi zagadnień bezpieczeństwa, przy analizie napięć dotykowych rozważa się przepływ prądu rażeniowego pomiędzy ręką a stopami człowieka, przy założeniu, że stoi on w odległości jednego metra od dotykanej części przewodzącej [4, 78, 122]. Natomiast jako napięcie krokowe przyjmowana jest różnica potencjałów pomiędzy dwoma punktami na powierzchni ziemi, odległymi od siebie o jeden metr, co z założenia ma odpowiadać umownej długości kroku człowieka [74]. Ponieważ normatywne wartości dopuszczalnych napięć krokowych są większe niż napięć dotykowych, to w ocenie zagrożenia porażeniowego rozpatruje się tylko napięcia dotykowe.

Wartości U_{Tp} dopuszczalnych napięć dotykowych zależne są od czasu t_F przepływu prądu rażeniowego (rys. 3.2) i dłuższym czasom t_F odpowiadają coraz mniejsze wartości U_{Tp} . Wartości te zawierają się w przedziale od około 100 V dla czasów t_F powyżej 1000 ms, do około 800 V dla czasów t_F wynoszących 10 ms.

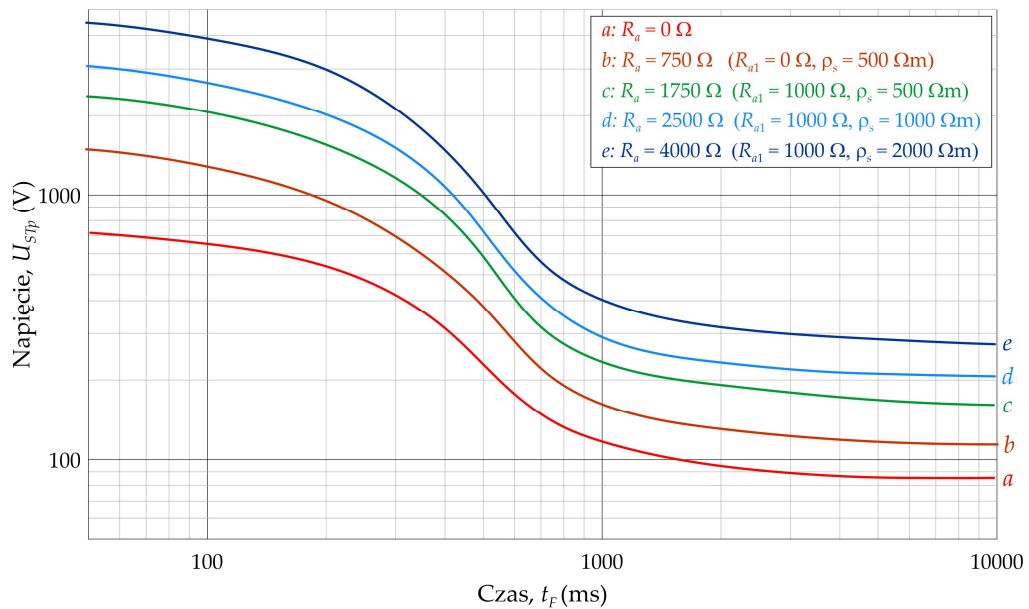
Napięcia U_{Tp} , będące podstawą normatywnej oceny zagrożenia porażeniowego [92, 152], wyznaczone są w oparciu o podejście deterministyczne dla określonej impedancji ciała człowieka, drogi przepływu prądu przez organizm człowieka oraz założonego ryzyka wywołania migotania komór serca. W rzeczywistości wielkości te są zmiennymi losowymi [103]. Dlatego niektórzy autorzy [52, 53, 103] do oceny ryzyka porażenia prądem elektrycznym wykorzystują pełne podejście statystyczne.

Krzywa U_{Tp} (rys. 3.2) dotyczy najgorszego wariantu porażenia prądem elektrycznym, charakteryzującym się największym spodziewanym natężeniem prądu przepływającego przez organizm człowieka. W rzeczywistości o wartości tego prądu decyduje nie tylko impedancja ciała człowieka, ale także rezystancje dodatkowe w postaci rezystancji przejścia R_p pomiędzy ręką a dotykanym elementem pod napięciem, rezystancji obuwia R_{a1} i rezystancji stanowiska R_{a2} [43]. Dlatego też w zagadnieniach ochrony przeciwporażeniowej operuje się pojęciem napięcia dotykowego spodziewanego U_{ST} , które w odróżnieniu od U_T , jest wartością napięcia przed wystąpieniem kontaktu człowieka z elementem pod napięciem. Na rysunku 3.3 przedstawiono rodzinę krzywych

dopuszczalnych napięć dotykowych spodziewanych U_{STp} , odpowiadających przykładowym wartościom rezystancji dodatkowych w obwodzie rażeniowym.



Rys. 3.2. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe U_{Tp} w funkcji czasu przepływu prądu rażeniowego t_f [152]



Rys. 3.3. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe spodziewane U_{STp} w funkcji czasu przepływu prądu rażeniowego t_f z uwzględnieniem rezystancji dodatkowych R_a [152]

3.1.2. Ocena instalacji uziemiającej stacji SN/nn ze względu na napięcia dotykowe i uziomowe

W projektowaniu i eksploatacji stacji elektroenergetycznych SN/nn nie analizuje się napięć dotykowych rażeniowych, jeżeli instalacja uziemiająca tych stacji jest częścią tzw. *zespolej instalacji uziemiającej* (ZIU) [43, 152, 154]. W tym przypadku wartości napięć dotykowych *a priori* uważa się za nieprzekroczone. Należy nadmienić, że pomimo braku obiektywnych kryteriów pozwalających jednoznacznie zdefiniować ZIU [40, 69, 157], to mianem ZIU określa się rozległą sieć uziomów wzajemnie ze sobą połączonych, które tworzą jeden równoważny układ uziemiający, gwarantujący wyrównanie potencjałów (ekwipotencjalizację) na danym terenie oraz niską wartość wypadkowej rezystancji uziemienia.

W tworzeniu ZIU istotną rolę mają przedmioty przewodzące – nazywane uziomami naturalnymi – pograżone w gruncie zasadniczo dla innych celów niż uziemienie, z którymi łączy się projektowane układy uziomowe. Znacznie wykorzystywanych w przeszłości do tego celu cechujących się niską (rzędu $0,5 \Omega$) rezystancją uziemienia [21, 200] żeliwnych sieci wodociągowych, straciło obecnie na znaczeniu ze względu na upowszechnianie się w budowie tych sieci rur z materiałów nieprzewodzących. Zgodnie z wcześniejszymi przewidywaniami [22] doprowadziło to do rozpadu siatki uziomów naturalnych, którą tworzyła sieć wodociągowa.

Istotnym składnikiem ZIU o rosnącym znaczeniu są cechujące się stosunkowo niską rezystancją uziemienia konstrukcje żelbetonowe, do których zalicza się nie tylko żerdzie i ustoje słupów, ale również fundamenty budynków (uziomy fundamentowe). Problem w tym przypadku stanowi dokładne określenie wartości rezystancji uziemienia z powodu dużych wahań rezystywności betonu w funkcji czasu, temperatury czy wilgotności [21, 200]. Postawiono nawet hipotezę, że słup betonowy można w pewnych warunkach uznać za wykonany z materiału izolacyjnego [74, 82]. Elementami ZIU o szczególnym znaczeniu są żyły powrotne i powłoki kabli SN, które jako połączone najczęściej z uziomem stacji WN/SN zapewniają metaliczną drogę powrotną dla prądu zwarciovego. Należy zwrócić uwagę, że pewnym zagrożeniem związanym z ZIU jest możliwość wynoszenia do sieci SN potencjału uziomu stacji zasilającej WN/SN podczas zwarcia po stronie WN w tej stacji [29, 51].

Pomimo trudności w określeniu ZIU, bez wątplenia uznaje się, że występuje ona na obszarze dużych aglomeracji miejskich, ze względu na gęstą sieć uzbrojenia terenu [39, 69]. W przypadku, gdy stacja SN/nn znajduje się poza obszarem ZIU, ocenę spełnienia kryteriów ochrony przeciwporażeniowej, pod kątem nieprzekroczenia dopuszczalnych napięć dotykowych, wykonuje się według algorytmu zawartego w normie [152, 154]. Zgodnie z nim zamiast napięć dotykowych rażeniowych rozpatruje się napięcia uziomowe U_E , będące spadkami napięć powstałych na rezystancjach uziomów w wyniku przepływu prądów zwarciovych. Ochrona przeciwporażeniowa jest zapewniona, jeżeli napięcia uziomowe w stacji SN/nn nie przekracza podwojonej wartości U_{Tp} :

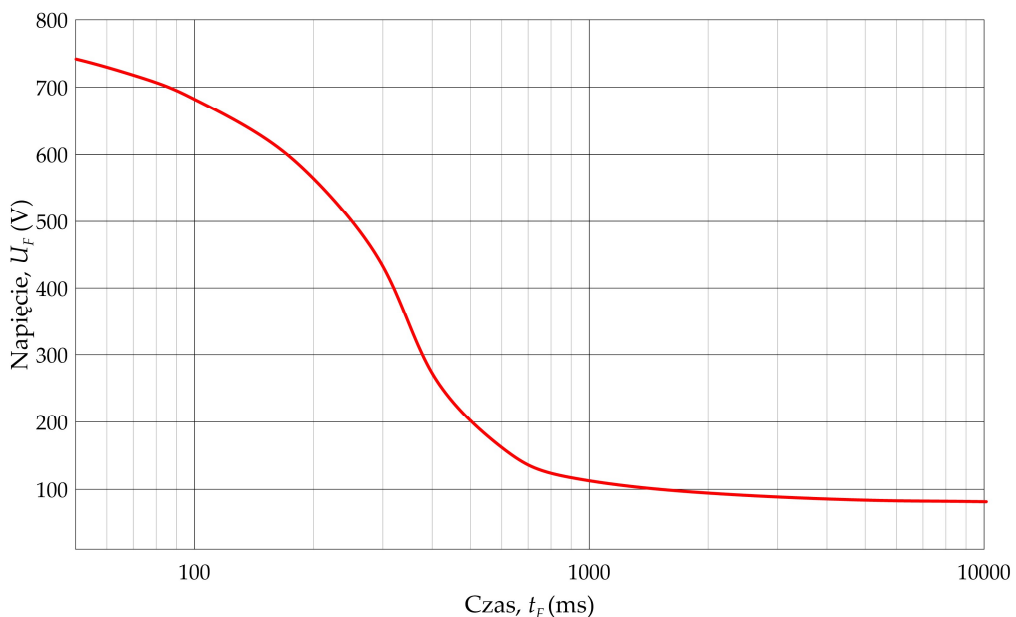
$$U_E \leq 2U_{Tp} \quad (3.1)$$

Ocena napięć dotykowych rażeniowych jest niezbędna tylko wtedy, gdy obliczone bądź zmierzone napięcie uziomowe U_E przekracza czterokrotność największego dopuszczalnego napięcia dotykowego rażeniowego U_{Tp} (rys. 3.2).

Powyższy sposób oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn ma zastosowanie wyłącznie w przypadku, gdy uziom ochronny (po stronie SN) i uziom funkcjonalny (po stronie nn) stacji są rozdzielone. Zgodnie z doświadczeniami autora niniejszej dysertacji w warunkach polskich zdarza się to jednak rzadko. Najczęściej urządzenia niskonapięciowe i wysokonapięciowe w stacji SN/nn połączone są ze wspólnym uziomem i tylko takie przypadki są przedmiotem dysertacji. W tej sytuacji zwarcia doziemne po stronie SN skutkują przenoszeniem napięcia uziomowego do sieci nn [44]. Dla pojawiających się w sieci nn napięć pomiędzy częściami przewodzącymi dostępnymi a ziemią, przyjęta jest nazwa *napięcie zakłócenowe* U_F [88]. Zgodnie z normą [88] zagrożenie porażeniowe nie występuje, jeżeli wartość napięcia uziomowego U_E nie przekracza największej dopuszczalnej wartości napięcia zakłócenowego U_F , zależnej od czasu trwania t_F (rys. 3.4) zakłócenia zwarciovego:

$$U_E \leq U_F \quad (3.2)$$

Krzywa $U_F(t_F)$ określa więc *de facto* dopuszczalne wartości napięć uziomowych U_{Ep} . Ponieważ kryterium (3.2) jest ostrzejsze niż dla urządzeń wysokiego napięcia niepołączonych galwanicznie z uziomami niskiego napięcia, pełni ono wiodącą rolę w ocenie zagrożenia porażeniowego podczas zwarć doziemnych w stacjach SN/nn [44].

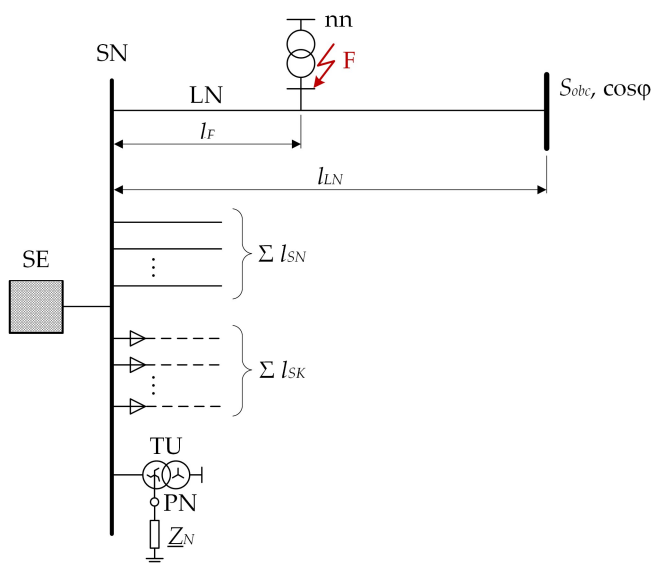


Rys. 3.4. Dopuszczalne napięcie zakłócenowe U_F podczas zwarć doziemnych po stronie SN w funkcji czasu trwania zwarcia doziemnego t_F

Na potrzeby niniejszej dysertacji wartości napięć U_{Ep} (V) aproksymowano w przedziale czasu $0,1 \text{ s} \leq t_F \leq 1,0 \text{ s}$ wielomianem stopnia szóstego:

$$U_{Ep} = -10208,3t_F^6 + 43315,7t_F^5 - 72805,3t_F^4 + 60204,3t_F^3 - 23751,9t_F^2 + 2770,4t_F + 585,7 \quad (3.3)$$

Napięcia uziomowe U_E podczas zwarcí doziemnych mogą być wyznaczane metodami obliczeniowymi (symulacyjnymi), a także weryfikowane pośrednio przez pomiar rezystancji uziemienia w stacjach SN/nn. Wartości tych napięć zależne są od wielu czynników. W celu zilustrowania ich wpływu, rozważono wyidealizowaną elektroenergetyczną sieć rozdzielczą SN, której schemat przedstawiono na rysunku 3.5. Sieć ta zasilana jest z systemu elektroenergetycznego SE o mocy zwarciowej S_k'' . Punkt neutralny PN sieci jest nieskutecznie uziemiony poprzez impedancję Z_N , która przyłączona jest do punktu gwiazdowego transformatora uziemiającego TU. W rozpatrywanej sieci wyodrębniono linię napowietrzną LN o długości l_{LN} , w której rozważano jednofazowe zwarcie doziemne F występujące w odległości l_F od szyn rozdzielni SN. Założono, że linia LN obciążona jest mocą pozorną S_{obc} o współczynniku $\cos\varphi$. Ponadto z szyn rozdzielni SN zasilane są inne linie napowietrzne o łącznej długości Σl_{SN} oraz linie kablowe o łącznej długości Σl_{SK} .



Rys. 3.5. Schemat wyidealizowanej elektroenergetycznej sieci rozdzielczej

SE – system elektroenergetyczny; LN – wyodrębniona linia napowietrzna; F – jednofazowe zwarcie doziemne; Σl_{SN} – sumaryczna długość innych linii napowietrznych; Σl_{SK} – sumaryczna długość linii kablowych; TU – transformator uziemiający; PN – punkt neutralny sieci; Z_N – impedancja połączenia PN z ziemią

Dla rozpatrywanej sieci rozdzielczej (rys. 3.5) opracowano model matematyczny, którego szczegóły przedstawiono w załączniku do niniejszej rozprawy. Do analizy przyjęto parametry wyspecyfikowane w tabeli 3.1. Są nimi:

- miejsce doziemienia χ w linii LN,

- obciążenie linii LN – współczynnik mocy $\cos\varphi$ i moc pozorna S_{obc} ,
- rezystancja R_B uziemienia stacji SN/mn,
- rezystancja R_F zwarcia.

Analizę przeprowadzono dla trzech wariantów: 1) punkt neutralny izolowany; 2) punkt neutralny uziemiony przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 200$ A; 3) punkt neutralny uziemiony przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 500$ A.

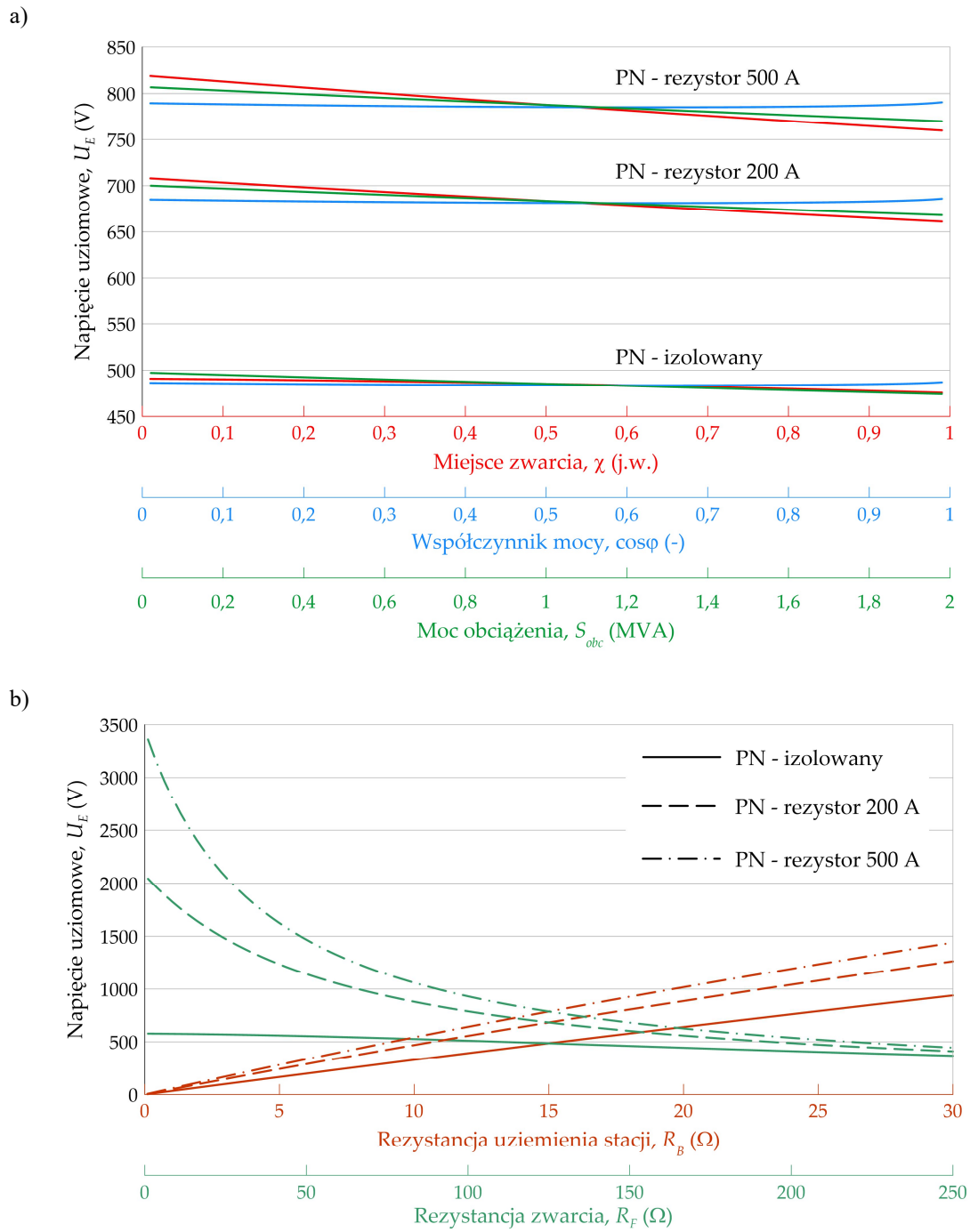
Tab. 3.1. Wartości i zakresy analizowanych parametrów sieci

Analizowany parametr	Wartości parametrów sieci				
	$\chi = I_F / I_{LN}$ (j.w.)	$\cos\varphi$	S_{obc} (kVA)	R_B (Ω)	R_F (Ω)
χ	$\langle 0;1 \rangle$	0,93	1000	15	125
$\cos\varphi$	0,50	$\langle 0;1 \rangle$	1000	15	125
S_{obc}	0,50	0,93	$\langle 0;2000 \rangle$	15	125
R_B	0,50	0,93	1000	$\langle 0;30 \rangle$	125
R_F	0,50	0,93	1000	15	$\langle 0;250 \rangle$

Zależności napięć uziomowych U_E od powyższych parametrów przedstawiono na rysunku 3.6. Zgodnie z oczekiwaniami, miejsce zwarcia (χ) oraz obciążenie (S_{obc}) i jego współczynnik mocy ($\cos\varphi$) wpływają nieznacznie na wartości napięcia uziomowego U_E (rys. 3.6a). Względne różnice napięć uziomowych przy zwarcu na początku oraz na końcu linii wynoszą dla rozważanych wariantów pracy punktu neutralnego odpowiednio $-3,1\%$, $-6,6\%$ oraz $-7,2\%$. Dla rozważanych zmian mocy S_{obc} względne różnice napięć uziomowych nie są zależne od wariantu pracy punktu neutralnego i wynoszą $-4,8\%$. Natomiast współczynnik mocy obciążenia nie ma praktycznie wpływu na zmianę wartości napięć uziomowych, bowiem względne różnice pomiędzy największymi i najmniejszymi wartościami napięć uziomowych są poniżej 1%, niezależnie od sposobu pracy punktu neutralnego.

Parametrami, od których w istotny sposób zależy napięcie U_E jest rezystancja R_B uziemienia stacji oraz rezystancja R_F zwarcia (rys. 3.6b).

Dla rozważanej sieci, zależność U_E od R_B jest liniowo rosnąca o nachyleniu zależnym od wariantu połączenia z ziemią punktu neutralnego, determinującego wartość prądu zwarcia I_F . Współczynniki nachylenia wynoszą $31,3 \text{ V}\cdot\Omega^{-1}$ dla wariantu 1; $42,2 \text{ V}\cdot\Omega^{-1}$ dla wariantu 2 oraz $48,1 \text{ V}\cdot\Omega^{-1}$ dla wariantu 3. Liniowość charakterystyk $U_E(R_B)$ wynika z tego, że rozpatrywane jest zwarcie w linii napowietrznej, gdzie cały prąd zwarcia I_F wpływa do uziomu stacji. Należy jednak nadmienić, że w przypadku linii kablowych bądź kablowo-napowietrznych, charakterystyki $U_E(R_B)$ nie będą liniowe ze względu na rozptyw prądu zwarcia I_F nie tylko do uziomu stacji R_B , ale również innymi możliwymi drogami powrotnymi [28, 39, 185].



Rys. 3.6. Zależność napięcia uziomowego U_E dla różnych wariantów pracy punktu neutralnego PN: a) od miejsca zwarcia χ , mocy obciążenia S_{obc} oraz współczynnika mocy obciążenia $\cos\varphi$; b) od rezystancji R_B uziemienia stacji SN/nn oraz rezystancji R_F zwarcia (badania własne)

Rezystancja R_F wpływa na zmniejszenie wartości napięć uziomowych [1]. Względne różnice napięć U_E dla skrajnych wartości R_F wynoszą $-36,5\%$ dla sieci z izolowanym punktem neutralnym, -80% dla sieci z rezystorem uziemiającym o prądzie $I_{RN} = 200 \text{ A}$ oraz $-86,7\%$ dla sieci z rezystorem uziemiającym o prądzie $I_{RN} = 500 \text{ A}$. Przedstawione wyniki pokazują korzystny wpływ rezystancji R_F na zmniejszenie

zagrożenia porażeniowego, jednak rezystancja R_F jest przyczyną zmniejszania się wartości sygnałów prądowych i napięciowych dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Zagadnienia te są szerzej przedstawione w kolejnym rozdziale.

Przedstawione na rysunku 3.6 wyniki pokazują wpływ rozważanych parametrów na wartości analizowanych napięć w ujęciu deterministycznym. Jednak wyniki tej analizy pozwalają na sformułowanie wniosków przede wszystkim natury jakościowej, a możliwości formułowania ilościowych wniosków natury ogólnej są ograniczone. Wynika to z szerokiego zakresu zmienności i losowości parametrów, przede wszystkim rezystancji R_B i R_F . Z tego względu kompleksowa analiza deterministyczna napięć uziomowych, będących podstawą oceny zagrożenia porażeniowego, jest trudna do wykonania.

3.1.3. Porażenie prądem elektrycznym w ujęciu probabilistycznym

Ryzyko porażenia prądem elektrycznym uzależnione jest od wielu czynników. W probabilistycznym ujęciu tego problemu definiuje się *prawdopodobieństwo indywidualne* P_i [158], będące prawdopodobieństwem zdarzenia losowego, że w założonym okresie czasu (najczęściej okres jednego roku), człowiek może być narażony na działanie napięcia rażeniowego o wartości przekraczającej wartość dopuszczalną. W przypadku stacji SN/nn z połączonymi uziomami części wysokonapięciowej i niskonapięciowej, wyraża ono prawdopodobieństwo P_i , że podczas zwarcia w stacji, człowiek znajdzie się pod działaniem napięcia zakłóceniewego większego od U_F (rys. 3.4). Można je przedstawić w postaci zależności [67, 158]:

$$P_i = P(U_E > U_F) \cdot P_e \quad (3.4)$$

gdzie:

- $P(U_E > U_F)$ – prawdopodobieństwo przekroczenia przez napięcie uziomowe U_E najwyższej wartości dopuszczalnej napięcia zakłóceniewego U_F ,
- P_e – prawdopodobieństwo ekspozycji.

Prawdopodobieństwo $P(U_E > U_F)$ zależne jest przede wszystkim od rezystancji uziemienia w miejscu zwarcia oraz czasu trwania zwarcia. Prawdopodobieństwo ekspozycji P_e to prawdopodobieństwo koincydencji dwóch zdarzeń: 1) wystąpienia zwarcia jednofazowego, 2) przebywania człowieka w strefie zagrożenia porażeniem powstałej w wyniku wystąpienia zwarcia jednofazowego [67]. Roczna liczba zwarc jednofazowych w danej sieci jest zmienną losową K o wartościach k , dla której można założyć rozkład Poissona [52, 158] o prawdopodobieństwie wyrażonym zależnością:

$$Pois(k; \lambda_z) = e^{-\lambda_z} \frac{\lambda_z^k}{k!} \quad (3.5)$$

gdzie:

λ_z – oczekiwana (przeciętna) liczba zwarć w ciągu jednego roku.

W oparciu o powyższe założenie w publikacji [158] podano następującą zależność na prawdopodobieństwo ekspozycji P_e :

$$P_e \approx n \lambda_z \frac{t_n + t_F}{T} \quad (3.6)$$

gdzie:

t_n – przeciętny czas pojedynczego narażenia (dotykania lub przebywania w strefie zagrożenia),

t_F – czas trwania zwarcia,

T – okres analizy (1 rok),

n – roczna liczba narażeń.

Oszacowanie prawdopodobieństwa ekspozycji P_e jest trudne. O ile czas trwania zwarcia doziemnego t_F (utożsamiany najczęściej z nastawą czasową automatyki zabezpieczeniowej [77]) jest wielkością deterministyczną, to przeciętny czas pojedynczego narażenia t_n i roczna liczba narażeń n są *stricte* wielkościami losowymi o dużych rozrzutach. Podobnie jak inne wskaźniki niezawodnościowe sieci [37], przeciętna roczna liczba zwarć λ_z jest zmienną losową, która w praktyce jest parametrem statystycznym charakteryzującym sieć elektroenergetyczną pod względem awaryjności. Wartości parametru λ_z zależą od struktury, wieku i stanu technicznego sieci oraz terenu, przez który ta sieć przebiega. W sieciach SN parametr λ_z może osiągać wartości nawet kilkudziesięciu zwarć jednofazowych na 100 km długości linii w ciągu jednego roku i być znacznie większy niż intensywność wyłączeń awaryjnych linii, która w przypadku linii napowietrznej gołej wynosi około kilkunastu na 100 km długości linii na rok [38]

Pomimo tych trudności, oszacowanie prawdopodobieństwa ekspozycji P_e jest niezbędne na przykład dla określenia ryzyka zawodowego związanego z porażeniem prądem elektrycznym na stanowisku pracy. Metodę oceny tego ryzyka przy urządzeniach niskiego napięcia zaproponowano w artykule [105]. Odpowiednie prawdopodobieństwa składowe (uwzględniające różne scenariusze porażenia) obliczane były na podstawie modeli probabilistycznych opartych na procesach Markowa. Podobnie oceniano również zagrożenie porażeniowego ludzi w sieciach elektroenergetycznych o napięciu 275 kV [52, 57].

3.2. Skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Poza zagrożeniem porażeniowym, skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych jest drugim podstawowym kryterium wyboru sposobu połączenia

z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznej średniego napięcia. Skuteczność ta (rozumiana jako selektywność, niezawodność, czułość i szybkość działania zabezpieczeń [17, 140, 199, 212]) istotna jest nie tylko z punktu widzenia niezawodności i ciągłości dostaw energii elektrycznej [62, 134], ale również z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego. W ocenie zagrożenia porażeniowego zakłada się bowiem niezawodne działanie automatyki zabezpieczeniowej i wyłączenie doziemienia w założonym czasie t_F . W rzeczywistości wiele czynników o charakterze losowym może powodować, że założenie to nie będzie prawdziwe. Szczególne znaczenie ma rezystancja R_F zwarcia, ponieważ rzutuje ona bezpośrednio na zmniejszenie wartości sygnałów składowych symetrycznych kolejności zerowej prądu $3I_0$ i napięcia $3U_0$ [8, 16, 81, 112, 118, 142, 147, 186, 206, 210], będących podstawą działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych [17, 77, 87, 115, 199, 212]. Z drugiej strony zbędne działanie tych zabezpieczeń możliwe jest w wyniku wzrostu potencjału punktu neutralnego sieci na skutek wystąpienia dużej asymetrii [63] bądź drgań ferorezonansowych [141, 168].

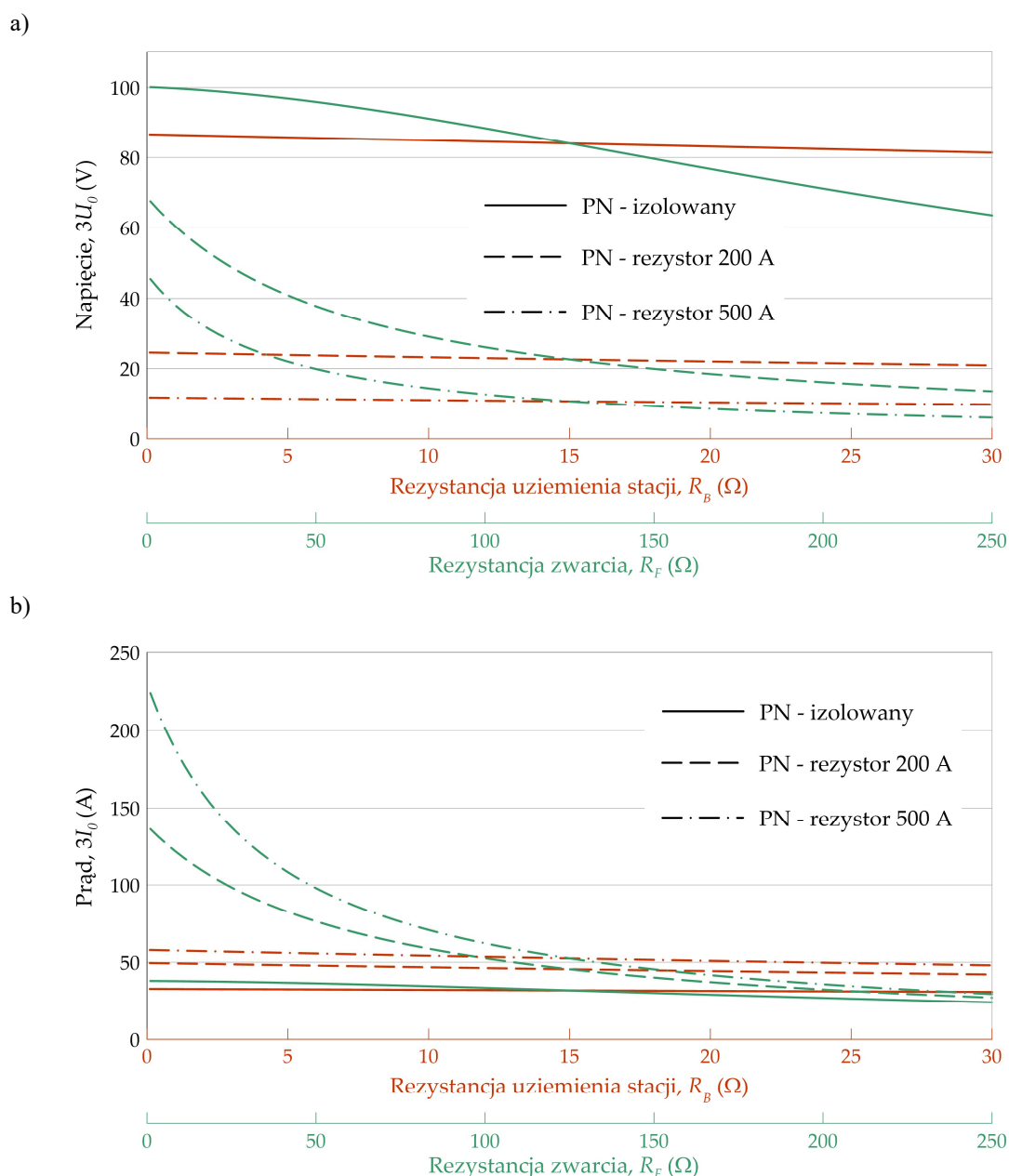
Pomimo opracowywania nowych niekonwencjonalnych kryteriów zabezpieczeniowych [81, 123, 134, 183, 198], rosnącego zaawansowania konstrukcji kolejnych generacji zabezpieczeń oraz aplikacji techniki cyfrowej i mikroprocesorowej [75, 210] a także funkcji adaptacyjnych [73], kryteria związane z detekcją zakłóceń opracowane dziesiątki lat temu zachowują swoją aktualność [147]. Należy podkreślić, że jest tak pomimo zmiany charakteru sieci SN – na skutek wzrostu mocy przyłączonych do nich źródeł wytwórczych – w kierunku sieci aktywnych, w których przepływ mocy może odbywać się również w kierunku stacji WN/SN [83]. Dla zwarć doziemnych w sieciach SN podstawowe znaczenie mają kryteria wykorzystujące podstawowe harmoniczne sygnałów $3I_0$ i $3U_0$: nadprądowe, nadnapięciowe, kierunkowe bierno- i czynnomocowe oraz grupa kryteriów admitancyjnych (kryterium admitancyjne, konduktancyjne, susceptancyjne oraz admitancyjne-porównawcze) [121, 206].

Wartości sygnałów $3U_0$ i $3I_0$ zależne są od wielu czynników. Analogicznie jak w przypadku napięć uziomowych U_E rozważanych w rozdziale 3.1.2, na wartości tych sygnałów nieznacznie wpływają parametry χ , S_{obc} i $\cos\varphi$, a względne różnice $3U_0$ i $3I_0$ dla skrajnych wartości tych parametrów są niemal identyczne jak dla napięć uziomowych. Również nieznaczny wpływ ma rezystancja uziemienia stacji R_B , co dla wyidealizowanej sieci z rysunku 3.5 ilustruje rysunek 3.7. Przedstawione na nim zależności $3U_0$ (rys. 3.7a) i $3I_0$ (rys. 3.7b) od R_B są liniowo malejące o nieznacznych nachyleniach wynoszących około $-0,2 \text{ V}\cdot\Omega^{-1}$ oraz $-0,2 \text{ A}\cdot\Omega^{-1}$.

Parametrem, od którego w istotny sposób zależy napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ jest natomiast rezystancja R_F zwarcia (rys. 3.7). Zależności $3U_0(R_F)$ oraz $3I_0(R_F)$ są silnie malejące, a względne ich różnice dla skrajnych wartości R_F są niemal identyczne jak dla wykresów napięć uziomowych $U_E(R_F)$ przedstawionych na rysunku 3.6b. Jednak w odróżnieniu od napięć uziomowych, zmniejszanie się sygnałów $3U_0$ oraz $3I_0$ wraz ze wzrostem rezystancji R_F jest zjawiskiem niekorzystnym, prowadzącym do obniżenia skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Należy również wziąć pod uwagę, że w skrajnych przypadkach rezystancja R_F może osiągać wartość nawet rzędu

kilku- czy kilkunastu kiloomów, co prowadzi praktycznie do zaniku sygnałów wejściowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych [8, 81, 119, 142, 147, 210].

Ze względu na możliwość szerokiego zakresu zmian wartości i losowego charakteru parametru R_F , również kompleksowa analiza deterministyczna sygnałów $3U_0$ i $3I_0$, będących podstawą oceny skuteczności zabezpieczeń ziemnozwarciowych, jest trudna do wykonania.



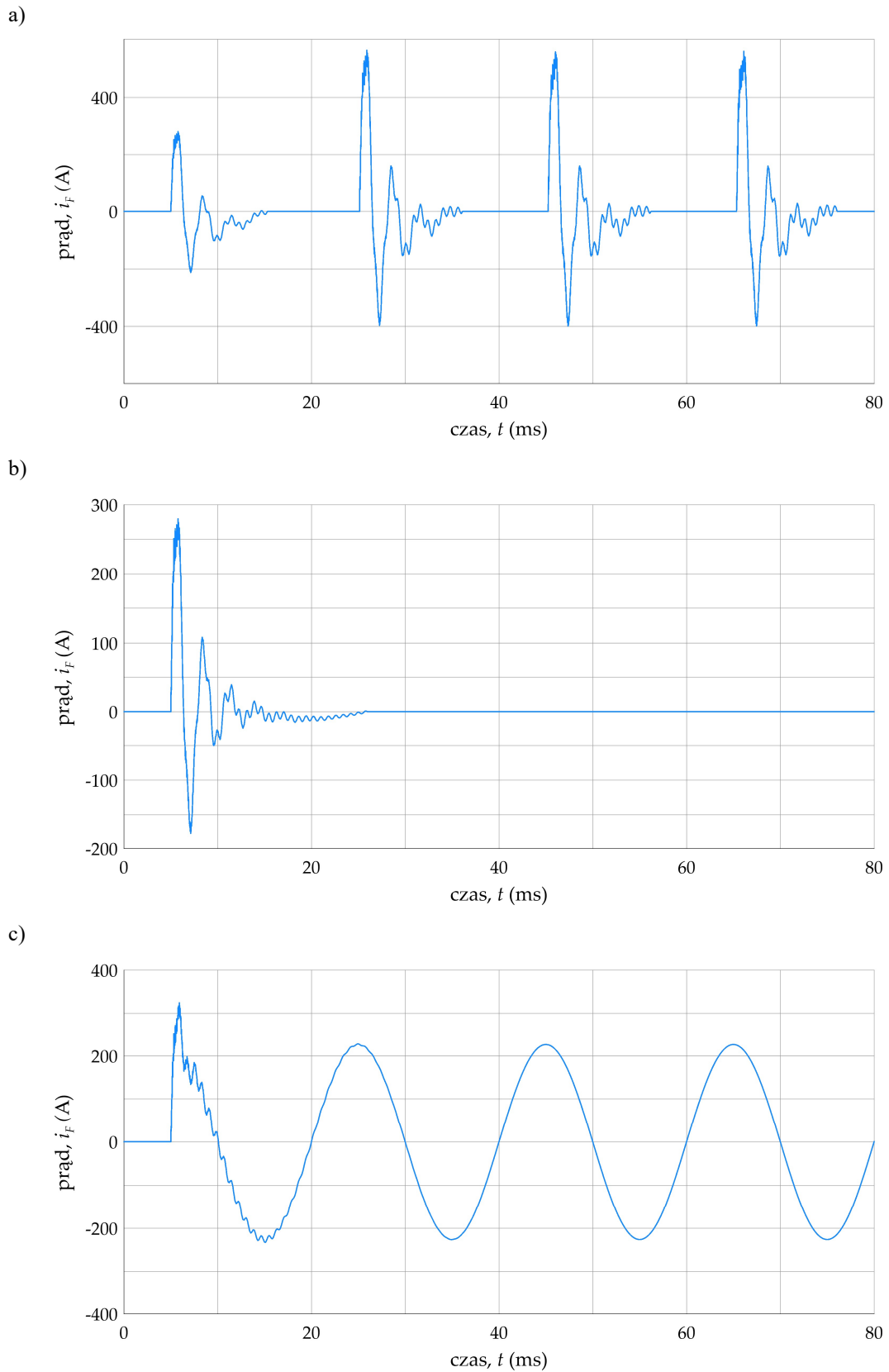
Rys. 3.7. Zależność potrojonej składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia $3U_0$ (a) oraz prądu $3I_0$ (b) od rezystancji uzimienia R_B stacji SN/nn oraz rezystancji zwarcia R_F (badania własne)

3.3. Przepięcia ziemnozwarciowe

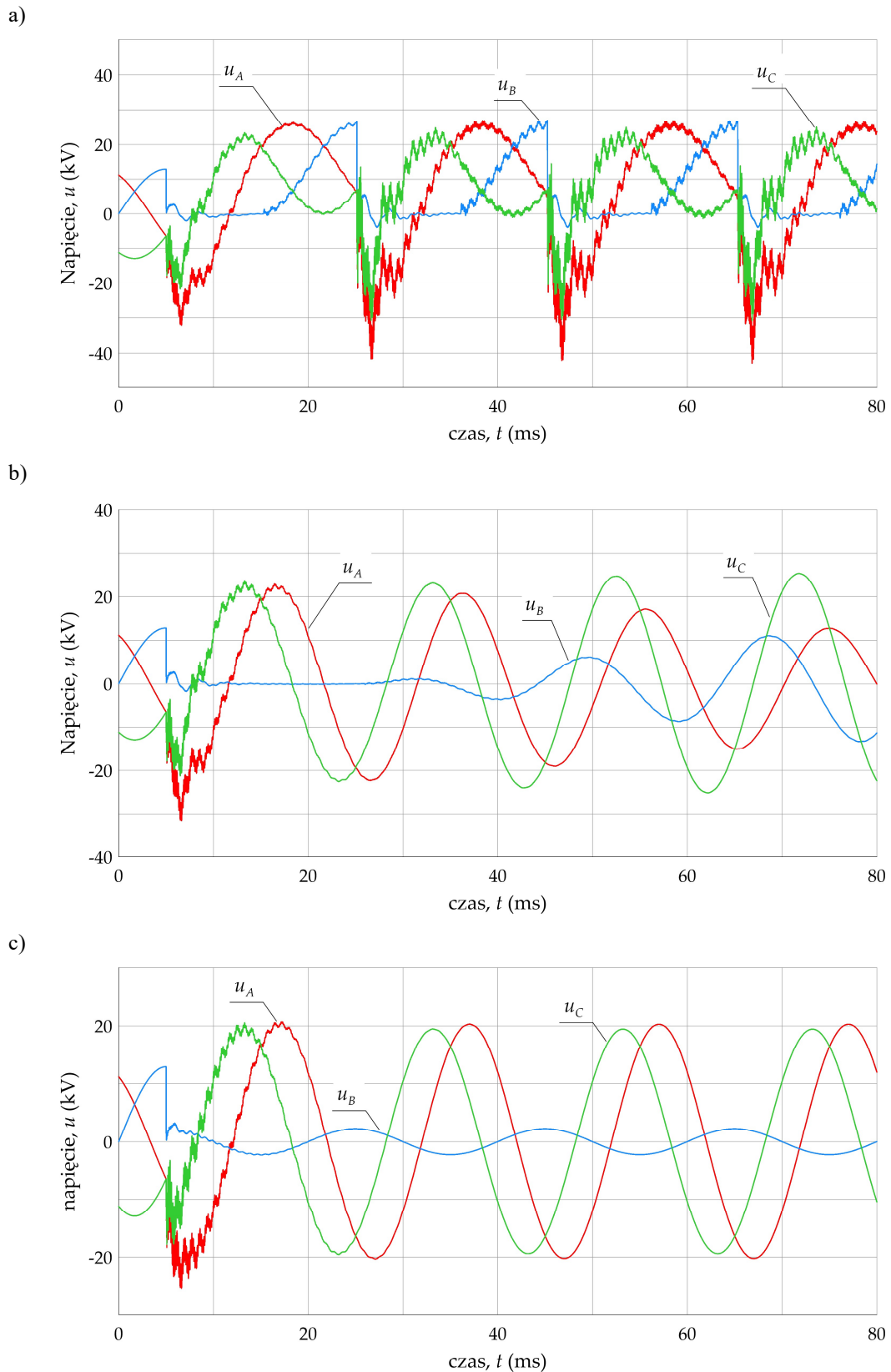
Przepięcia ziemnozwarciowe są skutkami jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach elektroenergetycznych. W sieciach średnich napięć istotne są przepięcia nieustalone, bowiem maksymalne wartości przepięć ustalonych są praktycznie na stałym poziomie równym około 1,73 j.w. Natomiast wartości przepięć nieustalonych są zależne od sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego [5, 60, 127], a także rodzaju sieci (napowietrzna, kablowa), jej rozległości (sumarycznej długości linii), lokalizacji zwarcia oraz rezystancji R_F zwarcia [1]. Zarówno struktura sieci, jak i sposób połączenia punktu neutralnego z ziemią decydują o charakterze i wartości prądu zwarcia doziemnego, od których zależy to, czy zwarcie łukowe będzie miało charakter przerywany. Do wielokrotnych zapłonów łuku prądu zwarcia dochodzić może w sytuacji, gdy prąd zwarcia doziemnego sieci jest zbyt mały, by podtrzymać trwałe palenie się łuku elektrycznego i jednocześnie zbyt duży, by łuk uległ zgaszeniu w chwili przejścia prądu przez zero. Wielokrotne zapłony łuku elektrycznego są przyczyną intensyfikacji przepięć nieustalonych [149].

Do wielokrotnych zapłonów łuku elektrycznego dochodzi najczęściej w liniach napowietrznych w sieciach z izolowanym punktem neutralnym [5]. Na rysunku 3.8a przedstawiono przykładowy przebieg prądu i_F zwarcia przez łuk przerywany w modelowej sieci 15 kV (rys. 3.5). Przebieg ten wyznaczono w oparciu o teorię Petersa i Slepiana [60, 150] zakładającą, że łuk elektryczny zapala się w chwili osiągnięcia przez napięcie fazy zwieranej wartości maksymalnej, natomiast gaśnie przy pierwszym przejściu składowej wolnozmiennnej (podstawowej) prądu zwarcia przez zero. W rzeczywistości zarówno zmieniające się w czasie wyładowania łukowego napięcie przebicia jak i będąca funkcją tego napięcia krotność przepięcia są zmiennymi losowymi [5, 168]. Łuk przerywany jest przyczyną intensyfikacji przepięć nieustalonych [97], co przedstawiono na rysunku 3.9a. Największa wartość przepięcia nieustalonego wynosi 42,87 kV (3,01 j.w.).

W sieciach kompensowanych, na skutek oddziaływania indukcyjności kompensującej dławika, prąd zwarcia jest na ogół na tyle mały, a odbudowywanie się napięcia fazy zwartej na tyle powolne [207], że duża część zwarć łukowych w liniach napowietrznych gaśnie samoistnie przy pierwszym przejściu prądu przez zero, bez działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Jest to wielka zaleta, a zarazem podstawowy cel stosowania tego sposobu pracy punktu neutralnego. Na rysunku 3.8b przedstawiono przebieg prądu i_F w modelowej sieci 15 kV z kompensacją, a na rysunku 3.9b odpowiadające tej sytuacji przepięcia. Największa wartość przepięcia nieustalonego wynosi 31,54 kV (2,21 j.w.), a więc jest znacznie mniejsza niż w przypadku sieci pracującej z izolowanym punktem neutralnym [31, 32].



Rys. 3.8 Przebiegi prądu i_f podczas zwarcia fazy B w sieci a) z izolowanym punktem neutralnym; b) kompensowanej; c) uziemionej przez rezystor o $I_{RN} = 200$ A (badania własne)



Rys. 3.9 Przebiegi napięć fazowych u_A , u_B i u_C w miejscu zwarcia podczas zwarcia fazy B
a) z izolowanym punktem neutralnym; b) kompensowanej; c) uziemionej przez rezystor o $I_{RN} = 200$ A
(badania własne)

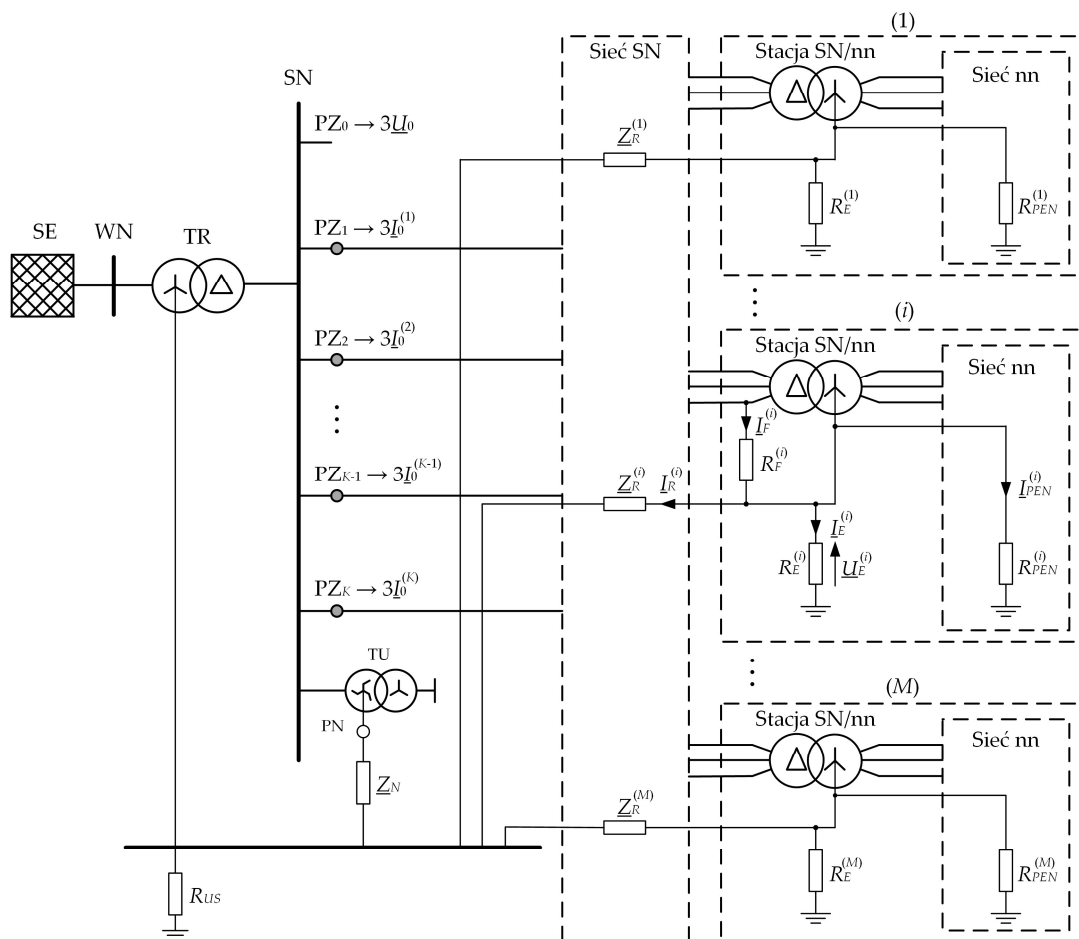
W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wystąpienie zwarcia przez łuk przerywany jest mało prawdopodobne, jednak w szczególnych przypadkach może być zaobserwowane [5]. Bowiern przeważnie duża wartość prądu zwarcia (rys. 3.8c) powoduje niezawodne i szybkie wyłączenie zwarć przez elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową. Największa wartość przepięcia nieustalonego (rys. 3.9c) w modelowej sieci 15 kV uziemionej przez rezystor o prądzie znamionowym 200 A wynosi 25,36 kV (1,78 j.w.).

Największe wartości przepięć ziemnozwarciowych mogą wystąpić w sieciach z izolowanym punktem neutralnym i kompensowanych. Mogą być one zagrożeniem dla układów izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych (np. silników elektrycznych [168]) o obniżonej – wskutek ich długotrwałej eksploatacji – wytrzymałości elektrycznej, bowiem pomimo ich stosunkowo niedużych wartości w porównaniu z przepięciami pochodzenia piorunowego [25, 60, 144, 180], nie są one redukowane przez ograniczniki przepięć. W efekcie w sieciach z izolowanym punktem neutralnym i kompensowanych częściej dochodzi do przekształcenia pojedynczych zwarć doziemnych na zwarcia wielokrotne – w praktyce głównie niejednoczesne zwarcia dwumiejscowe [184, 194] – których prąd w granicznych przypadkach osiąga wartość prądu zwarcia dwufazowego (rzędu nawet kilku kiloamperów) [10, 18, 148]. Tak duży prąd stanowi istotne narażenie cieplne żył powrotnych, co wpływa na wzrost awaryjności kabli, szczególnie w izolacji polietylenowej.

4. Analiza czynników losowych wpływających na skutki jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach średnich napięć

4.1. Przedmiot rozważań

Przedmiotem rozważań jest układ elektroenergetyczny średniego napięcia, w którym rozpatrywane są prądowe i napięciowe skutki jednofazowych zwarć doziemnych (doziemień). Uogólniony schemat układu przedstawiono na rysunku 4.1.



Rys. 4.1. Schemat rozważnego układu elektroenergetycznego SN

SE – system elektroenergetyczny wysokiego napięcia; TR – transformator zasilający sieć średniego napięcia; PZ_0 – układ pomiaru składowej zerowej napięcia $3\underline{U}_0$; $PZ_1 \div PZ_K$ – układy pomiarów składowych zerowych prądów $3\underline{I}_0$ w polach liniowych; TU – transformator uziemiający; Z_N – impedancja uziemiającego punktu neutralnego (PN); R_{US} – rezystancja uziemiającego stacji WN/SN; Z_R – wypadkowa impedancja dróg ziemnopowrotnych; R_E – rezystancja uziomu stacji SN/nn; R_{PEN} – wypadkowa rezystancja uziemień w sieci niskiego napięcia (nn); R_F – rezystancja zwarcia; I_F – prąd zwarcia doziemnego; I_E , I_R , I_{PEN} – składowe prądy I_F w układzie uziomowym stacji; \underline{U}_E – napięcie uziomowe

Rozważany układ jest zasilany z systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia (SE) poprzez transformator (TR), którego strona wtórna przyłączona jest do szyn rozdzielni SN. Do szyn SN przyłączone są: pole pomiaru napięcia (PZ_0), pola liniowe ($PZ_1 \div PZ_K$) zasilające sieć średniego napięcia oraz pole transformatora uzimającego (TU). W rozważanej sieci SN występuje M stacji transformatorowych SN/nn, zasilających M sieci niskiego napięcia.

Schemat układu (rys. 4.1) zawiera elementy, które odwzorowują parametry sieci istotnie wpływające na poziom zagrożenia porażeniowego oraz niezawodność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Do parametrów tych należą:

- impedancja \underline{Z}_N uziemienia punktu neutralnego (PN) sieci SN;
- wypadkowe impedancje \underline{Z}_R dróg ziemnopowrotnych;
- rezystancja R_F zwarcia;
- rezystancje R_E uziomów stacji SN/nn;
- wypadkowe rezystancje R_{PEN} uziemienia w sieci nn.

Schemat zawiera również rezystancję R_{US} uziemienia stacji WN/SN, która jednak ma mało istotny wpływ na wartości napięć i prądów wynikających z jednofazowych zwarcí doziemnych w sieci SN.

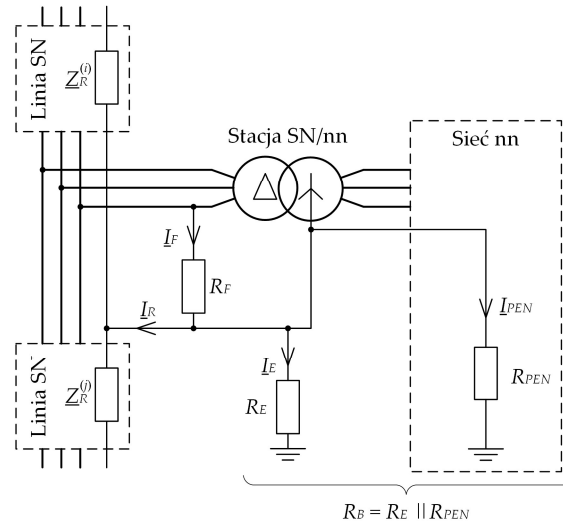
Spośród wielu możliwych sposobów uziemień PN, w niniejszej rozprawie rozważono trzy podstawowe (najczęściej spotykane w praktyce) rozwiązania:

- brak uziemienia, tzn. punkt neutralny izolowany;
- dławik kompensacyjny z rezystorem dołączanym przez *automatykę wymuszania składowej czynnej (AWSCZ)*;
- rezystor uziemiający.

W przedmiotowej sieci analizuje się jednofazowe zwarcie doziemne, które ma miejsce po stronie SN w i -tej stacji SN/nn. W wyniku tego stanu zakłóceniewego, w miejscu zwarcia płynie prąd I_F , którego wartość uzależniona jest nie tylko od wymienionych powyżej parametrów, ale również od rozległości (wypadkowej pojemności) sieci oraz od wartości napięcia roboczego. Wartość prądu I_F ma bezpośredni wpływ na wartość sygnału $3U_0$ składowej zerowej napięcia na szynach rozdzielni SN (pole PZ_0) oraz na wartości sygnałów $3I_0$ w polach liniowych $PZ_1 \div PZ_K$ (rys. 4.1). Wartości tych sygnałów przekładają się wprost na selektywność, niezawodność i czułość działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych pól liniowych. Ponadto w układzie uziomowym stacji dotkniętej zwarcie występuje związane z zagrożeniem porażeniowym napięcie uziomowe \underline{U}_E , którego wartość wynika z rozptywu prądu zwarcia I_F na prądy składowe I_E , I_R i I_{PEN} . Rozptyw ten w problematyce ochrony przeciwporażeniowej charakteryzowany jest *współczynnikiem redukcyjnym r* będącym udziałem prądu uziomowego I_E w całkowitym prądzie zwarcia doziemnego I_F . Wartości r zależne są od wielu czynników związanych ze strukturą sieci [7, 28, 45, 78], której nieodłącznym elementem są układy uziomowe stacji SN/nn.

Układ uziomowy stacji (rys. 4.2) tworzy nie tylko uziom własny o rezystancji R_E , ale również uziemienia przewodów ochronno-neutralnych PEN w sieci nn o wypadkowej rezystancji R_{PEN} oraz drogi ziemnopowrotne w sieci SN o wypadkowej impedancji \underline{Z}_R .

Równoległe połączenie rezystancji R_E i R_{PEN} określane jest jako rezystancja R_B uziemienia stacji i jest jednym z podstawowych pojęć zagadnień ochrony przeciwporażeniowej i praktyki eksploatacyjnej w elektroenergetyce [170]. Impedancje i rezystancje te przeanalizowano w dalszych częściach niniejszego rozdziału.



Rys. 4.2. Układ uziomowy stacji SN/nn
 R_B – rezystancja uziemienia stacji

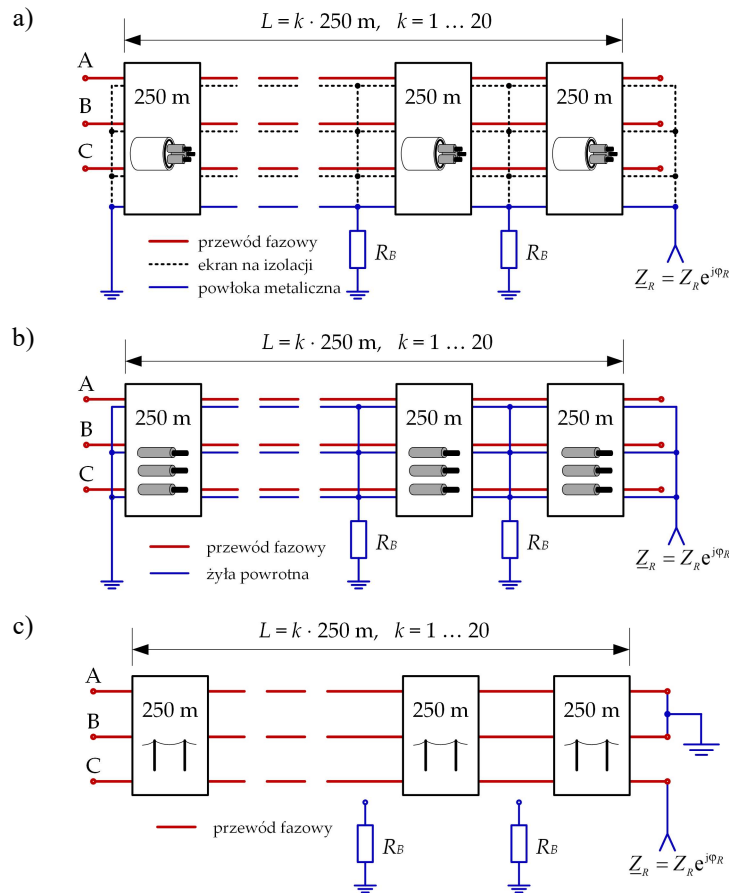
4.2. Impedancje dróg ziemnopowrotnych linii średnich napięć

O wartości wypadkowej impedancji Z_R dróg ziemnopowrotnych (rys. 4.1) decyduje liczba oraz rodzaj linii SN przyłączonych do danej stacji SN/nn [28, 39, 157]. W praktyce, stacje te najczęściej połączone są z dwiema liniami (rys. 4.2), rzadziej z więcej niż z dwiema (przeważnie w miejskich sieciach kablowych), aczkolwiek spotykane są również stacje końcowe – tylko z jedną linią (przeważnie w sieciach napowietrznych).

Wypadkowa impedancja drogi ziemnopowrotnej zależy nie tylko od liczby przyłączonych linii, ale także od tego czy dana linia jest linią kablową czy linią napowietrzną. W liniach kablowych impedancje Z_R mają wielokrotnie mniejsze wartości niż w liniach napowietrznych, bowiem są to impedancje ziemnopowrotne powłok metalicznych i żył powrotnych. Natomiast w liniach napowietrznych impedancja Z_R wynika z parametrów poprzecznych linii, przede wszystkim ich pojemności.

W sieciach średnich napięć o nieskutecznie uziemionym punkcie neutralnym wyróżnić można trzy podstawowe rodzaje dróg ziemnopowrotnych: 1) powłoki metaliczne kabli trójżyłowych, 2) żyły powrotne kabli jednożyłowych, 3) admittance poprzeczne linii napowietrznych. W celu porównania impedancji $Z_R = Z_R e^{j\varphi_R}$ tych dróg, opracowano wyidealizowane modele linii elektroenergetycznych, które przedstawiono na rysunku 4.3. Linie te stanowią szeregowo połączenie k ($k = 1 \dots 20$) odcinków o długości

250 m każdy, tworzące linię o zmiennej długości $L = k \cdot 250$ m. Założono, że pomiędzy odcinkami znajdują się rezystancje R_B uziemień stacji SN/nn, które przyłączone są do rozpatrywanych dróg powrotnych prądu zwarciowego.

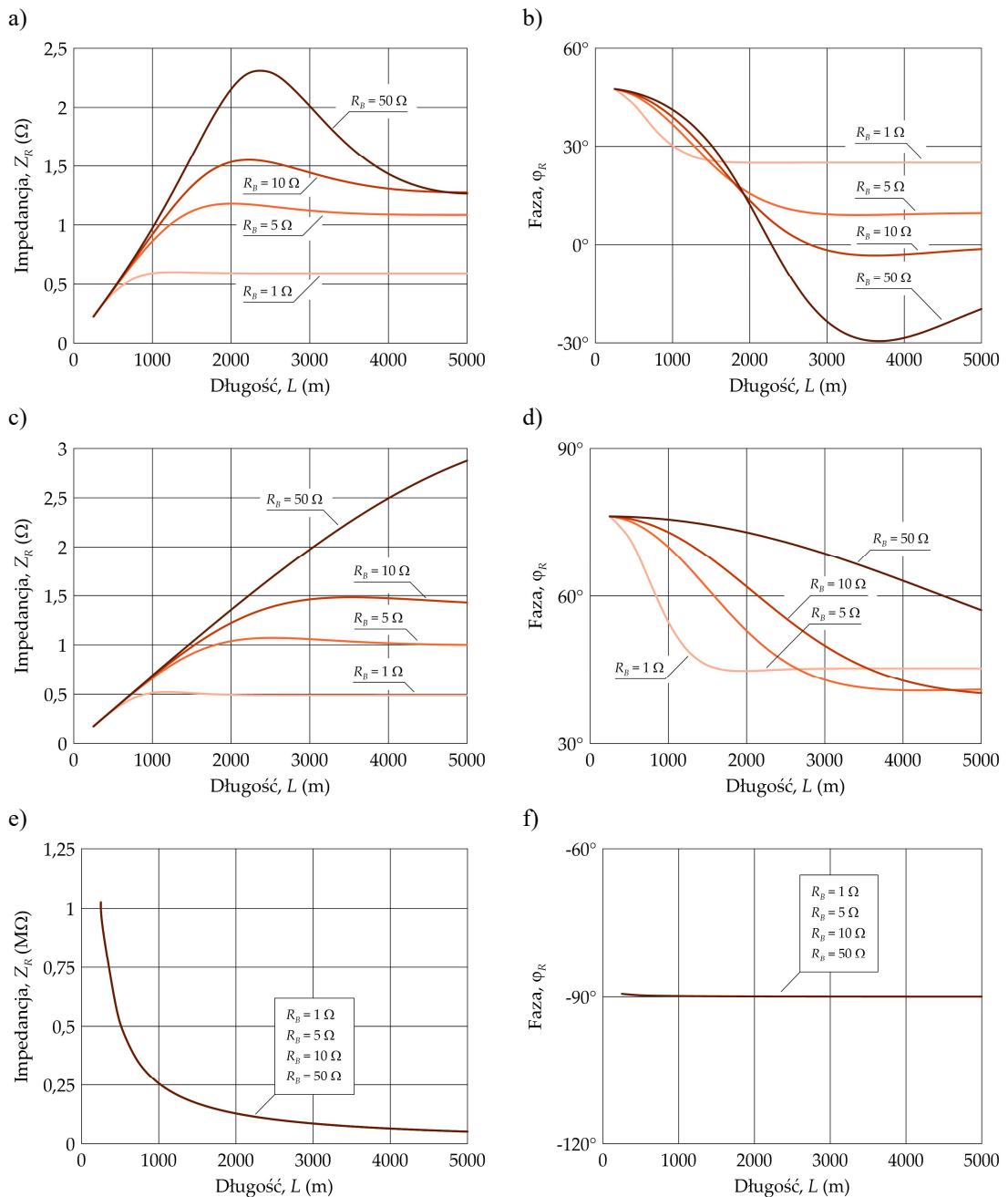


Rys. 4.3. Modele dróg ziemnopowrotnych w sieciach SN: (a) powłoki metaliczne kabli trójżyłowych, (b) żyły powrotne kabli jednożyłowych, (c) admitancje poprzeczne linii napowietrznych

Rysunek 4.3a przedstawia model linii z kablem trójżyłowym, w której drogą powrotną jest metaliczna powłoka z zewnętrzną osłoną włóknistą. Osłona ta nie ma własności izolacyjnych, co powoduje, że powłoka na całej długości ma kontakt z otaczającym gruntem [109]. Rysunek 4.3b przedstawia model linii z trzema kablami jednożyłowymi, w której drogę powrotną tworzą połączone równolegle ich żyły powrotne. Konstrukcje tych kabli zawierają zewnętrzne powłoki termoplastyczne, dzięki czemu żyły powrotne są izolowane na całej długości od otaczającego gruntu. Z kolei na rysunku 4.3c przedstawiono model linii napowietrznej, w której drogę powrotną prądu tworzą admitancje (głównie susceptancje) linii, natomiast rezystancje R_B nie są ze sobą galwanicznie połączone.

Na rysunku 4.4 przedstawiono otrzymane przy pomocy programu EMTP-ATP zależności modułu Z_R (rys. 4.4a, c, e) oraz argumentu φ_R (rys. 4.4b, d, f) rozpatrywanych linii w funkcji ich długości L . Pomiędzy tymi zależnościami występują różnice zarówno pod względem jakościowym, jak i ilościowym. Największe z nich występują pomiędzy liniami napowietrznymi (rysunek 4.4e, f) a liniami kablowymi (rysunek 4.4a÷d).

Ponadto, właściwością dróg ziemnopowrotnych w liniach kablowych, która nie występuje w liniach napowietrznych, jest zależność impedancji Z_R od rezystancji R_B . Różnice występują również w przypadku linii kablowych, jednak gdyby powłoka metaliczna kabla trójżyłowego była pokryta osłoną termoplastyczną, to właściwości takiej drogi ziemnopowrotnej zbliżone byłyby do właściwości dróg ziemnopowrotnych w kablach jednożyłowych.



Rys. 4.4. Zależności modułu Z_R oraz argumentu ϕ_R impedancji dróg ziemnopowrotnych dla wybranych linii w funkcji ich długości L : a), b) – kabel trójżyłowy z zewnętrzną osłoną włóknistą 8,7/15 kV; c), d) – trzy kable jednożyłowe 12/20 kV; e), f) – linia napowietrzna 15 kV (badania własne)

W rzeczywistych sieciach wypadkowe impedancje dróg ziemnopowrotnych mają charakter losowy, pomimo że drogi te zdeterminowane są praktycznie stałą, z góry założoną strukturą sieci. Przyczyną tego jest losowość wartości rezystancji R_B uziemień stacji SN/nn, będących równoległym połączeniem rezystancji R_E uziomu stacji oraz wypadkowej rezystancji R_{PEN} uziemień w sieci nn (rys. 4.2).

4.3. Losowość rezystancji uziemienia stacji SN/nn

Losowość rezystancji R_B uziemienia stacji SN/nn wynika z wielu czynników. Decydujące znaczenie ma przede wszystkim losowość parametrów geoelektrycznych gruntu, wynikająca z wpływu warunków atmosferycznych i środowiskowych, a także zmiana wymiarów geometrycznych elektrod uziomu, pod wpływem zachodzących podczas eksploatacji układu uziomowego procesów korozji. Czynniki te wpływają na losowość wartości rezystancji R_E oraz rezystancji R_{PEN} , która ponadto zależna jest również od liczby uziemień w sieci niskiego napięcia.

4.3.1. Losowość rezystywności gruntu

Rezystywność gruntu jest parametrem lokalnym, ponieważ nawet na niewielkim obszarze charakter gruntu, od którego jest zależna [122, 163], może ulegać znacznym zmianom. Ponadto cechuje się zmiennością w czasie, wynikającą z sezonowości [66, 122] i zależności od warunków atmosferycznych [14, 68,74, 166, 195].

Zmiany rezystywności gruntu w ciągu roku uzależnione są od głębokości zalegania danej warstwy gruntu, ponieważ od tego zależy głębokość jego nasiąkania, zamarzania oraz intensywność parowania. Czynniki atmosferyczne takie jak wilgotność i temperatura, wpływają głównie na wierzchnie warstwy gruntu, natomiast ich wpływ na warstwy gruntu położone głębiej jest ograniczony. Rezystywność wierzchnich warstw gruntu szybko rośnie wraz ze spadkiem temperatury. W warunkach polskich dobowe wahania temperatury gruntu zanikają prawie całkowicie na głębokości do około 1 metra, a roczne do około 20 metrów.

Wzrost wilgotności powoduje spadek rezystywności gruntu [68]. W efekcie opadów lub zamarzania, nawet początkowo jednorodny grunt należałoby traktować jako wielowarstwowy [68, 161]. Zamarzanie może spowodować, że grunt jednorodny o rezystywności $100 \Omega \cdot m$ może uzyskać strukturę wielowarstwową o rezystywności warstwy wierzchniej równej nawet $10000 \Omega \cdot m$ [49]. W efekcie napięcia dotykowe w okresie zimowym mogą wzrosnąć nawet kilka-, kilkanaście razy. Chociaż głębokość zamarzania gruntu – utożsamiana z położeniem izotermy zerowej – zależy od wielu czynników [211], to w Polsce nie przekracza ona najczęściej 0,5 metra.

Sezonową zmienność rezystywności gruntu można uwzględnić w postaci wskaźników sezonowych zmian rezystywności gruntu [68, 79, 200] wyznaczanych

empirycznie na podstawie wieloletnich obserwacji. Jednak bardziej poprawnym podejściem do problemu jest traktowanie rezystywności gruntu jako zmiennej losowej.

Badania statystyczne parametrów geoelektrycznych gruntu są nieliczne. W artykule [132] profesor H. Markiewicz zawarł wyniki badań terenowych rezystywności gruntów, które były przeprowadzone w latach 60-tych ubiegłego wieku na terenach równinnych zachodniej Polski, a wyniki te przedstawił w postaci krzywych gęstości prawdopodobieństwa dla sześciu wyróżnionych kategorii gruntów (tab. 4.1). W ramach niniejszej dysertacji, przeprowadzono z wykorzystaniem metody najmniejszych kwadratów [33] aproksymacje tych krzywych funkcjami gęstości wybranych rozkładów teoretycznych. Przeprowadzona analiza wykazała, że najlepszą jakość dopasowania (z błędem średniokwadratowym nie większym niż $1,3 \cdot 10^{-6}$) uzyskano dla rozkładu logarytmo-normalnego, którego gęstość prawdopodobieństwa wyrażona jest wzorem:

$$f(\rho) = \frac{1}{\rho\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln \rho - \mu}{\sigma}\right)^2\right] \quad (4.1)$$

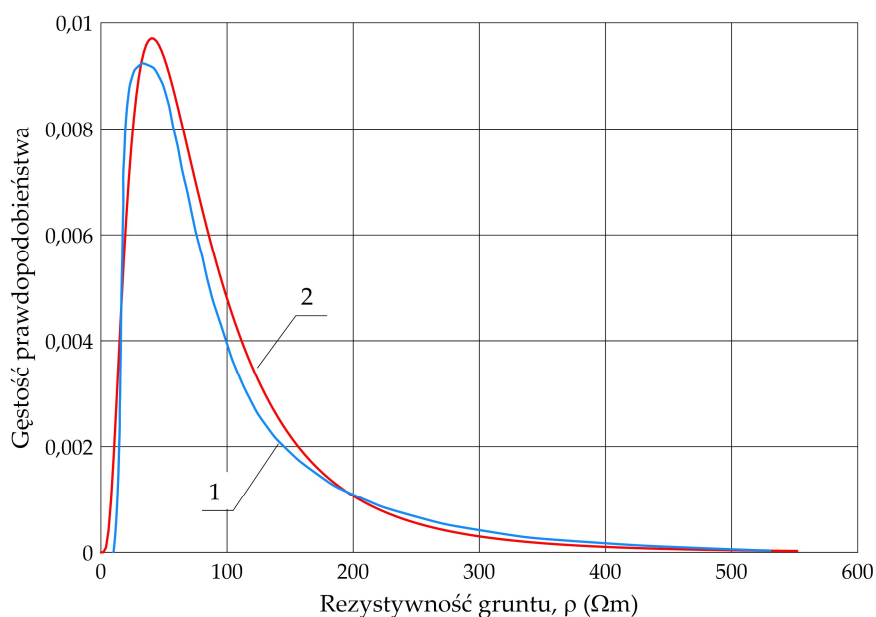
gdzie:

μ, σ – parametry rozkładu logarytmo-normalnego.

Wyniki aproksymacji przedstawiono w tabeli 4.1 oraz zilustrowano przykładowo na rysunku 4.5 dla kategorii gruntów *gliniastych, lekkich i średnich różnego pochodzenia geologicznego*.

Tab. 4.1. Kategorie gruntów wg publikacji [132] i wyznaczone parametry rozkładów logarytmo-normalnych ich rezystywności (badania własne)

Nr	Kategoria gruntu	μ	σ
1	Grunty gliniaste lekkie i średnie różnego pochodzenia geologicznego	4,28	0,759
2	Ziemie czarne utworzone z glin oraz czarnoziemy utworzone z lessów	4,49	0,783
3	Iły i gliny ciężkie pochodzenia czołowo-lodowcowego	4,92	0,769
4	Mady, torfy i piaski akumulacji rzecznej	5,16	0,548
5	Gleby utworzone z piasków luźnych słabo gliniastych i gliniastych różnego pochodzenia geologicznego	5,34	0,841
6	Piaski i żwiry suche akumulacji czołowo-lodowcowej (zwierciadło wody poniżej 3 m)	Brak możliwości dopasowania	



Rys. 4.5. Gęstość rozkładu prawdopodobieństwa rezystywności gruntów gliniastych, lekkich i średnich różnego pochodzenia geologicznego: 1 – krzywa na podstawie [132], 2 – aproksymacja rozkładem logarytmno-normalnym (badania własne)

Rezystywność gruntu jest najistotniejszym czynnikiem losowym determinującym wartość rezystancji uziomu. Nie mniej ważna jest również zmiana wymiarów geometrycznych elektrod uziomu, pod wpływem zachodzących podczas eksploatacji układu uziomowego procesów korozji.

4.3.2. Wpływ korozji na rezystancję uziomu

Pomimo, że parametry geometryczne układu uziomowego traktowane są jako deterministyczne, to jednak zachodzące procesy korozji wpływają również na losowość rezystancji uziomu. Proces korozji może nawet doprowadzić do przzerwania ciągłości układu uziomowego i utraty możliwości spełniania przez niego wymaganych funkcji [208]. W tym kontekście określa się trwałość uziomu, będącą czasem, który upłynie od umieszczenia uziomu w gruncie do momentu, gdy skutek korozji dojdzie do tak znacznego zmniejszenia przekroju poprzecznego uziomu, że istnieje duże prawdopodobieństwo przzerwania jego ciągłości [200]. Krytycznymi miejscami są najczęściej zwężenia przekrojów poprzecznych, znajdujące się w niewielkiej odległości od zacisku uziomowego.

Uziomy ulegają korozji elektrolitycznej oraz elektrochemicznej [74]. Korozja elektrolityczna spowodowana jest przepływem przez uziomy prądów błądzących [50, 172, 173], których źródłem w środowisku są urządzenia i instalacje prądu stałego, przede wszystkim trakcja elektryczna. Przepływ prądu błądzącego ze względu na losowość jego kierunku, zwrotu i natężenia można traktować jako proces stochastyczny.

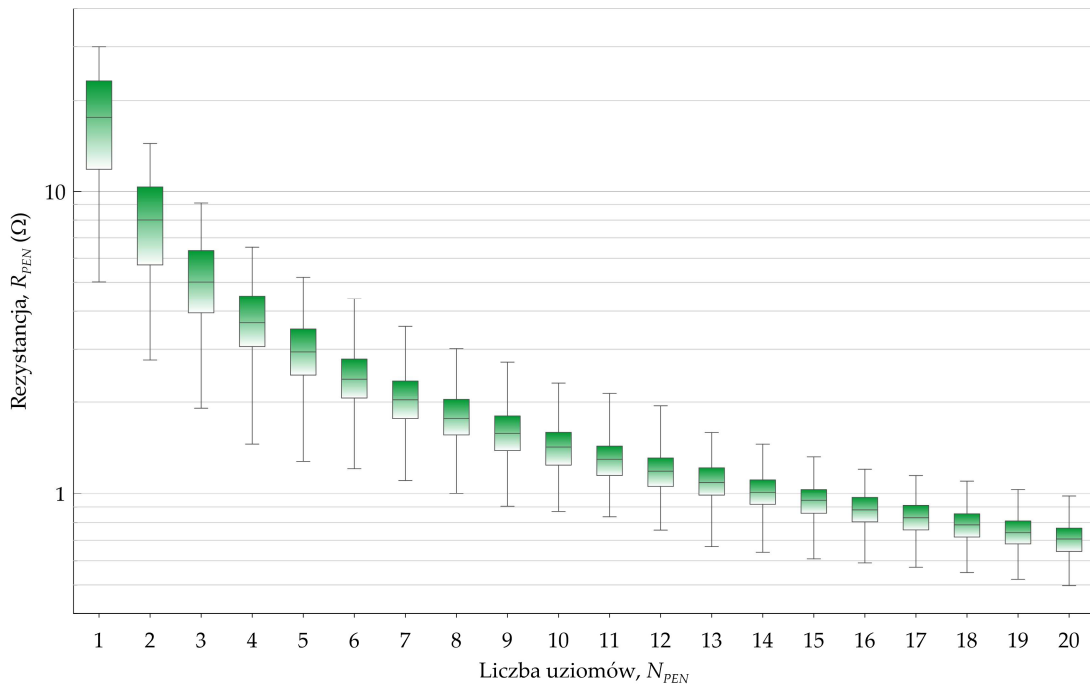
Ze względu na zwiększone ryzyko korozji elektrolitycznej nie jest zalecane łączenie uziomów z szynami trakcji elektrycznej w celu obniżenia wypadkowej rezystancji układu uziomowego. Istotą korozji elektrochemicznej jest tworzenie się w środowisku elektrolitu makroogniw korozyjnych, w wyniku różnic potencjałów elektrochemicznych na powierzchni korodującego uziomu, najczęściej na skutek nierównomiernej aeracji gruntu. Korozyjność środowiska zależy od wielu czynników, między innymi od rezystywności gruntu [169]. Spadek rezystywności zwiększa agresywność korozyjną środowiska. Ze względu na znaczne zróżnicowanie w czasie i przestrzeni czynników wpływających na proces korozji elektrochemicznej, jej szybkość rozpatruje się w aspekcie probabilistycznym [200] i na tej podstawie również prognozuje się trwałość uziomu. Należy nadmienić, że procesy korozji uziomów nie tylko wpływają na pogorszenie warunków ochrony przeciwporażeniowej oraz niezawodność urządzeń elektroenergetycznych, ale również są istotnym problemem gospodarczym [41, 95, 169, 171, 200].

4.3.3. Losowość wypadkowej rezystancji uziemień przewodu ochronno-neutralnego sieci niskiego napięcia

Sieci niskiego napięcia pracują najczęściej w układzie z uziemionym punktem neutralnym, do którego przyłączany jest przewód ochronno-neutralny (PEN). W celu zapewnienia ochrony przeciwporażeniowej konieczne jest zachowanie jego ciągłości i łączenie z istniejącymi innymi uziomami, na przykład złącz, instalacji odbiorców oraz uziomami naturalnymi, a tym samym zbliżenia jego potencjału do potencjału ziemi [139, 170]. W efekcie powstaje sieć uziomów połączonych ze sobą galwanicznie poprzez przewód PEN.

Wypadkowa rezystancja R_{PEN} uziemienia tej sieci ma charakter losowy i zależna jest od liczby uziemień N_{PEN} w sieci nn. Ilustruje to rysunek 4.6, na którym przedstawiono wykresy pudełkowe wypadkowej rezystancji R_{PEN} , dla różnej liczby uziomów połączonych przewodem PEN. Wykresy te otrzymano przy założeniu, że rezystancja pojedynczego uziomu nn jest zmienną losową o rozkładzie jednostajnym z przedziału $\langle 5 \Omega, 30 \Omega \rangle$.

Pomimo, że przeprowadzona analiza dostarcza wniosków głównie o charakterze jakościowym, to jednak wynika z niej, że rezystancja R_{PEN} będzie istotnie wpływać nie tylko na wartości rezystancji R_B (rys. 4.2), ale także na ich rozrzut.



Rys. 4.6. Wykresy pudełkowe przypadkowej rezystancji uziemienia R_{PEN} dla różnej liczby uziołów połączonych przewodem PEN (badania własne)

4.4. Statystyczny model rezystancji uziemienia stacji SN/nn

4.4.1. Badania statystyczne rezystancji uziemienia stacji SN/nn

Z przeprowadzonych w poprzednich rozdziałach rozważań wynika, że przypadkowa rezystancja R_B uziemienia stacji SN/nn obciążona jest znaczną niepewnością i z tego powodu uznano, że należy rozpatrywać ją jako zmienną losową. Do badań statystycznych tej zmiennej pozyskano próbę losową stacji SN/nn zasilanych tylko liniami napowietrznymi SN. W stacjach tych układy uziołowe nie są bowiem połączone z układami uziołowymi pozostałych stacji, a tym samym impedancje dróg ziemnopowrotnych $Z_R = \infty$ (rys. 4.2).

Badania statystyczne przeprowadzono metodą ankietową, w oparciu o wzór przedstawiony w tabeli 4.2. W ankiecie wyszczególniono pięć cech. Pierwszą z nich, a zarazem najistotniejszą z punktu widzenia niniejszej dysertacji, jest wartość rezystancji R_B , stanowiąca wynik pomiarów eksploatacyjnych, wykonywanych okresowo w stacjach SN/nn, w różnych warunkach środowiskowych i geoelektrycznych. Pozostałe cechy takie jak: rodzaj i wilgotność gruntu, miesiąc w którym pomiar został wykonany i szacowana wartość prądu zwarcia doziemnego, mają charakter uzupełniający, pozwalający ocenić reprezentatywność próby.

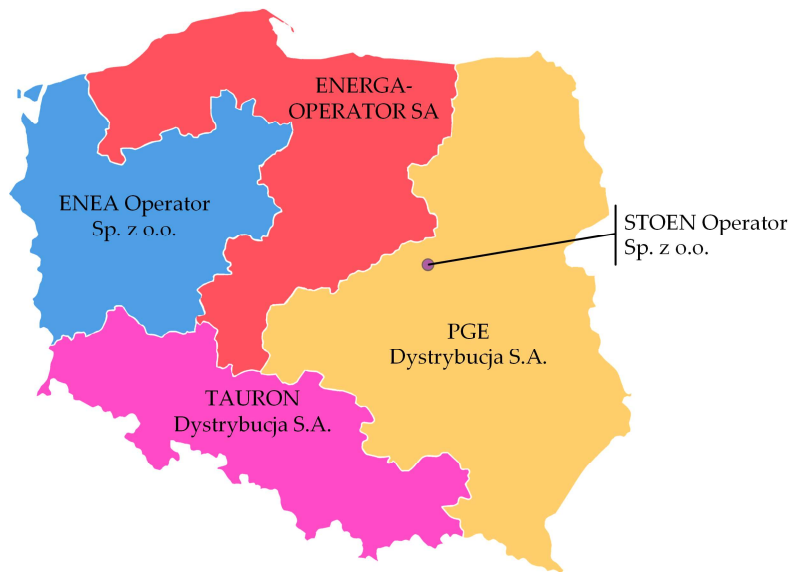
Tab. 4.2. Wzór ankiety dotyczący stacji SN/nn

Nr próbki	Rezystancja $R_B (\Omega)$	Rodzaj gruntu	Wilgotność gruntu	Miesiąc wykonania pomiaru	Prąd zwarcia doziemnego $I_F (A)$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1					
2					
...

Dzięki uprzejmości *Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej* ankieta została przekazana do głównych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) energetyki zawodowej na terenie Polski (rys. 4.7, tab. 4.3), wymienionych poniżej w kolejności alfabetycznej:

- OSD-1 – Enea Operator Sp. z o.o.
- OSD-2 – ENERGA-OPERATOR SA
- OSD-3 – PGE Dystrybucja S.A.
- OSD-4 – Stoen Operator Sp. z o.o.
- OSD-5 – TAURON Dystrybucja S.A.

Na podstawie rysunku 4.7 założono, że pozyskane wartości próby R_B będą reprezentatywne dla całego kraju, pomimo zróżnicowania wielkości obszaru działania, liczby odbiorców i wolumenu energii dystrybuowanej przez poszczególnych Operatorów (tab. 4.3).



Rys. 4.7. Główni Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych energetyki zawodowej na terenie Polski

Tab. 4.3. Charakterystyka systemów rozdziału energii elektrycznej głównych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (opracowano na podstawie [160])

	OPERATOR				
	OSD-1	OSD-2	OSD-3	OSD-4	OSD-5
Dane ogólne					
obszar działania, A (tys. km ²)	58	75	122	0,5	57
liczba odbiorców, N_{od}	2 703 041	3 244 803	5 590 733	1 089 044	5 776 683
wolumen dystrybuowanej energii, E_w (GWh)	20 336	23 132	32 729	7 460	51 875
Liczba stacji elektroenergetycznych, N_S					
wysokiego napięcia, N_{S-WN}	249	302	464	41	495
średniego napięcia, N_{S-SN}	38 689	62 324	95 552	6 880	61 593
Liczba transformatorów, N_T					
wysokiego napięcia, N_{T-WN}	457	536	838	84	909
średniego napięcia, N_{T-SN}	37 572	62 279	96 251	6 874	58 483
Długość linii, L_L					
napowietrznych średniego napięcia, L_{N-SN} (km)	33 110	54 506	89 238	227	39 811
kablowych średniego napięcia, L_{K-SN} (km)	13 508	15 364	25 811	7 790	26 220
napowietrznych niskiego napięcia, L_{N-mn} (km)	26 982	56 342	121 079	1 316	73 877
kablowych niskiego napięcia, L_{K-mn} (km)	29 006	35 837	50 518	6 082	42 988
Przylączy					
długość, L_P (km)	13 232	24 659	81 213	2 222	50 395
liczba, N_P	986 328	1 028 910	3 105 698	103 461	2 054 809

W tabeli 4.4 przedstawiono wyniki ogólnej analizy statystycznej systemów dystrybucji poszczególnych Operatorów. Do przeprowadzenia tej analizy przyjęto poniższe wskaźniki:

- k_1 – średnia liczba transformatorów SN przypadająca na jedną stację SN

$$k_1 = \frac{N_{T-SN}}{N_{S-SN}} \quad (4.2)$$

gdzie: N_{T-SN} – liczba transformatorów średniego napięcia,
 N_{S-SN} – liczba stacji średniego napięcia;

- k_2 – średnia liczba transformatorów WN przypadająca na jedną stację WN

$$k_2 = \frac{N_{T-WN}}{N_{S-WN}} \quad (4.3)$$

gdzie: N_{T-WN} – liczba transformatorów wysokiego napięcia,
 N_{S-WN} – liczba stacji wysokiego napięcia;

- k_3 – średnia długość linii SN przypadająca na jeden transformator WN

$$k_3 = \frac{L_{N-SN} + L_{K-SN}}{N_{T-WN}} \quad (4.4)$$

gdzie: L_{N-SN} – długość linii napowietrznej SN,
 L_{K-SN} – długość linii kablowej SN;

- k_4 – udział procentowy linii napowietrznych w całkowitej długości sieci SN

$$k_4 = \frac{L_{N-SN}}{L_{N-SN} + L_{K-SN}} \quad (4.5)$$

- k_5 – udział procentowy linii kablowych w całkowitej długości sieci SN

$$k_5 = \frac{L_{K-SN}}{L_{N-SN} + L_{K-SN}} \quad (4.6)$$

- k_6 – stosunek długości linii kablowych SN do długości linii napowietrznych SN

$$k_6 = \frac{L_{K-SN}}{L_{N-SN}} \quad (4.7)$$

- k_7 – średnia liczba przyłączy przypadająca na jeden transformator SN

$$k_7 = \frac{N_p}{N_{T-SN}} \quad (4.8)$$

gdzie: N_p – liczba przyłączy.

Przedstawione w tabeli 4.4 wartości wskaźnika k_1 (od 0,97 do 1,01) pozwalają stwierdzić, że stacje średniego napięcia (SN/nn) są w zdecydowanej większości stacjami jednotransformatorowymi. Z kolei wartości wskaźnika k_2 (od 1,77 do 2,05) świadczą o tym, że stacje wysokiego napięcia (WN/SN) to głównie stacje dwutransformatorowe.

Tab. 4.4. Wskaźniki charakteryzujące systemy rozdziału energii elektrycznej głównych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (badania własne)

Operator	Wskaźniki						
	k_1 (-)	k_2 (-)	k_3 (km)	k_4 (%)	k_5 (%)	k_6 (-)	k_7 (-)
OSD-1	0,97	1,84	102,0	71,0	29,0	0,41	26,3
OSD-2	1,00	1,77	130,4	78,0	22,0	0,28	16,5
OSD-3	1,01	1,81	137,3	77,6	22,4	0,29	32,3
OSD-4	1,00	2,05	95,4	2,8	97,2	34,32	15,1
OSD-5	0,95	1,84	72,6	60,3	39,7	0,66	35,1

Wartości wskaźnika k_3 , charakteryzującego rozległość sieci SN zasilanej z jednego transformatora WN/SN, wykazują zróżnicowanie dla poszczególnych Operatorów (od 72,6 km do 137,3 km). Duże dysproporcje występują w udziałach linii napowietrznych (wartości wskaźnika k_4 od 2,8% do 78,0%), w udziałach linii kablowych (wartości wskaźnika k_5 od 22,0% do 97,2%), a tym samym w wartościach wskaźnika k_6 (od 0,28 do 34,32). Zróżnicowanie wartości wskaźników $k_3 \div k_6$ świadczy także o zróżnicowaniu składowej pojemnościowej prądu zwarcia doziemnego w sieciach SN eksploatowanych przez poszczególnych Operatorów, która zależna jest od wypadkowej pojemności sieci uwarunkowanej jej rozległością i strukturą.

Średnia liczba przyłączy nn przypadająca na jeden transformator SN/nn (wskaźnik k_7) koresponduje z liczbą uziomów połączonych z przewodem ochronno-neutralnym (PEN). Na podstawie rysunku 4.6 można stwierdzić, że już dla najmniejszej wartości wskaźnika $k_7 = 15,1$ (tab. 4.4), powinna być zapewniona wartość wypadkowej rezystancji R_{PEN} mniejsza od 2Ω .

4.4.2. Statystyki opisowe próby

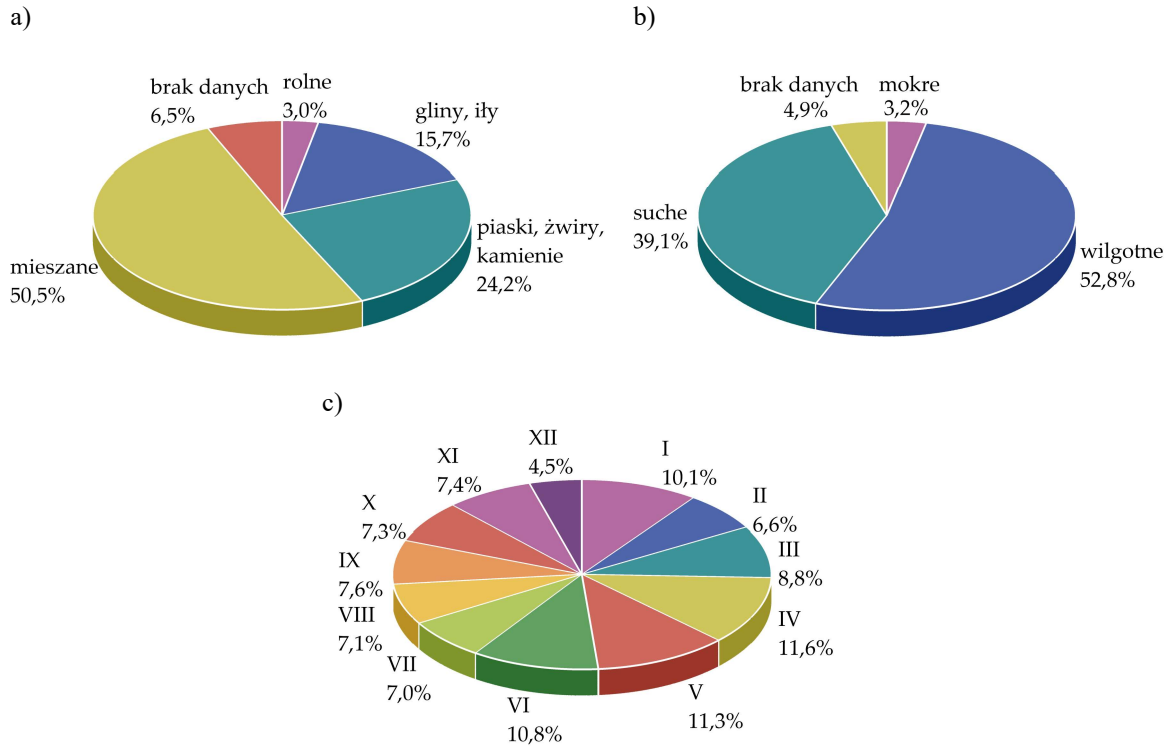
W wyniku przeprowadzonych badań statystycznych pozyskano od pięciu Operatorów próbę losową o łącznej liczebności dwa tysiące czterysta osiem stacji. Próbę tę poddano analizie, której pierwszym etapem była ocena jej reprezentatywności na podstawie cech uzupełniających zawartych w kolumnach 3÷6 tabeli 4.2.

Na rysunku 4.8 przedstawiono struktury próby ze względu na rodzaj gruntu, na którym posadowione były stacje SN/nn (rys. 4.8a), wilgotność gruntu w dniu wykonywania pomiaru rezystancji R_B (rys. 4.8b) i miesiąc wykonania pomiaru (rys. 4.8c). Wyróżnione przez Operatorów rodzaje gruntów zagregowano w cztery kategorie:

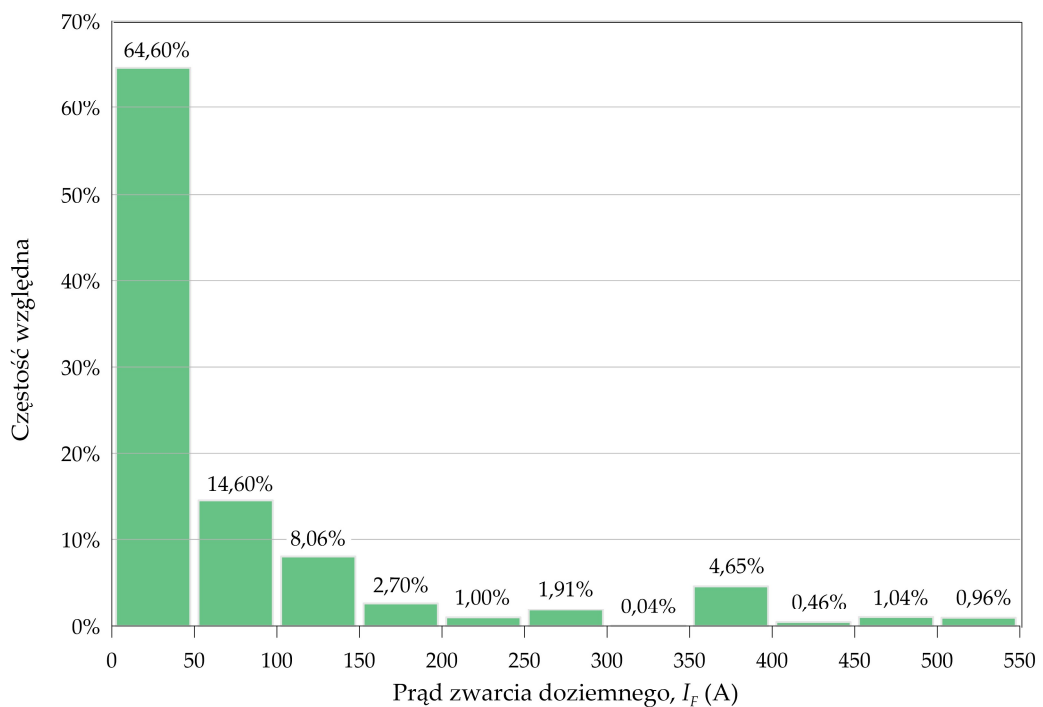
- Gr-1 – grunty rolne;
- Gr-2 – gliny, iły;
- Gr-3 – piaski, żwiry, kamienie;
- Gr-4 – grunty mieszane.

Natomiast wyróżnione przez Operatorów wilgotności gruntów zagregowano w trzy kategorie:

- Wi-1 – grunty suche;
- Wi-2 – grunty wilgotne;
- Wi-3 – grunty mokre.



Rys. 4.8. Struktury próby zmiennej losowej R_B ze względu na rozważane cechy uzupełniające: a) rodzaj gruntu, b) wilgotność gruntu, c) miesiąc wykonania pomiaru



Rys. 4.9. Histogram częstości względnych wartości prądu I_F zwarcia doziemnego

Na rysunku 4.9 przedstawiono histogram częstości względnych prądu I_F zwarcia doziemnego, z którego wynika, że prawie 65% wartości próby pochodzi ze stacji, w których $I_F \leq 50$ A. Występowanie w próbie również stacji o prądzie $I_F > 250$ A świadczy, że wartości rezystancji R_B pochodzą także z sieci SN, w których punkty neutralne są połączone z ziemią poprzez rezystory uziemiające.

Powyższa analiza pozwala założyć, że pozyskana próba rezystancji uziemienia R_B jest reprezentatywna dla różnych warunków środowiskowych i geoelektrycznych na obszarze całego kraju.

Pierwszym etapem analizy statystycznej próby stacji SN/nn była jej analiza opisowa. W tabeli 4.5 przedstawiono główne statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na Operatorów oraz dla całej próby, a na rysunku 4.10 zilustrowano je w postaci wykresów pudełkowych. Ze statystyk tych wynika, że rozkłady zmiennej losowej R_B charakteryzują się asymetrią prawostronną, o czym świadczą wartości współczynnika asymetrii g_1 zawarte w tabeli 4.5.

Zakresy zmienności zmiennej losowej R_B są zróżnicowane, co wynika przede wszystkim ze zróżnicowania wartości maksymalnych x_{\max} (tab. 4.5, rys. 4.10). O ile można uznać, że wartości minimalne x_{\min} są zbliżone do siebie i wynoszą około $0,1 \div 0,3 \Omega$, to wartości maksymalne dla poszczególnych Operatorów charakteryzują się dużym zróżnicowaniem od $3,80 \Omega$ (OSD-2) do $37,40 \Omega$ (OSD-5). Wartości średnie \bar{x} wynoszą od $0,53 \Omega$ (OSD-2) do $2,88 \Omega$ (OSD-5) i są większe od wartości median m_e , co dodatkowo potwierdza dodatnią skośność rozkładu zmiennej losowej R_B . Z przeprowadzonej analizy wynika również, że dla populacji uziemień stacji SN/nn na terenie całej Polski, średnia wartość rezystancji R_B wynosi $\bar{x} = 1,89 \Omega$ przy odchyleniu standardowym $s = 2,47 \Omega$. Wartość mediany $m_e = 1,21 \Omega$ świadczy o tym, że ze statystycznego punktu widzenia połowa stacji SN/nn ma rezystancję uziemienia $R_B \leq 1,21 \Omega$. Największa wartość rezystancji R_B wynosi $x_{\max} = 37,40 \Omega$, a rozkład R_B cechuje się asymetrią dodatnią ($g_1 = 6,17$). Rozkład ten był przedmiotem wniosku statystycznego, którego wyniki przedstawiono w dalszej części niniejszego rozdziału.

W tabeli 4.6 i na rysunku 4.11 przedstawiono rozważane statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na rodzaj gruntu, na którym posadowiona jest stacja. Zgodnie z przewidywaniami, najwyższe wartości statystyki $x_{\max} = 37,40 \Omega$ zaobserwowano dla gruntów piaszczystych, żwirowych i kamienistych (Gr-3). Dla pozostałych gruntów obserwuje się następujące wartości x_{\max} : $26,00 \Omega$ dla gruntów mieszanych (Gr-4); $14,00 \Omega$ dla gruntów gliniastych i ilastych (Gr-2) oraz $3,60 \Omega$ dla gruntów rolnych (Gr-1).

Gliny i ły ze względu na większą pojemność wodną mają mniejszą rezystywność, co przekłada się na mniejsze wartości R_B . Grunty rolne są to gleby żyzne, zawierające niejednokrotnie liczne cząstki próchnicy. Czynniki decydujące o ich przydatności do celów rolniczych (korzystne stosunki wodne, stopień aeracji i obecność wielu soli mineralnych) przekładają się również na niewielkie wartości rezystywności tej kategorii gruntów. Klasa gruntów mieszanych jest bardzo zróżnicowana. O ich własnościach geoelektrycznych, w tym rezystywności, decydują udziały gruntów składowych. Z tego

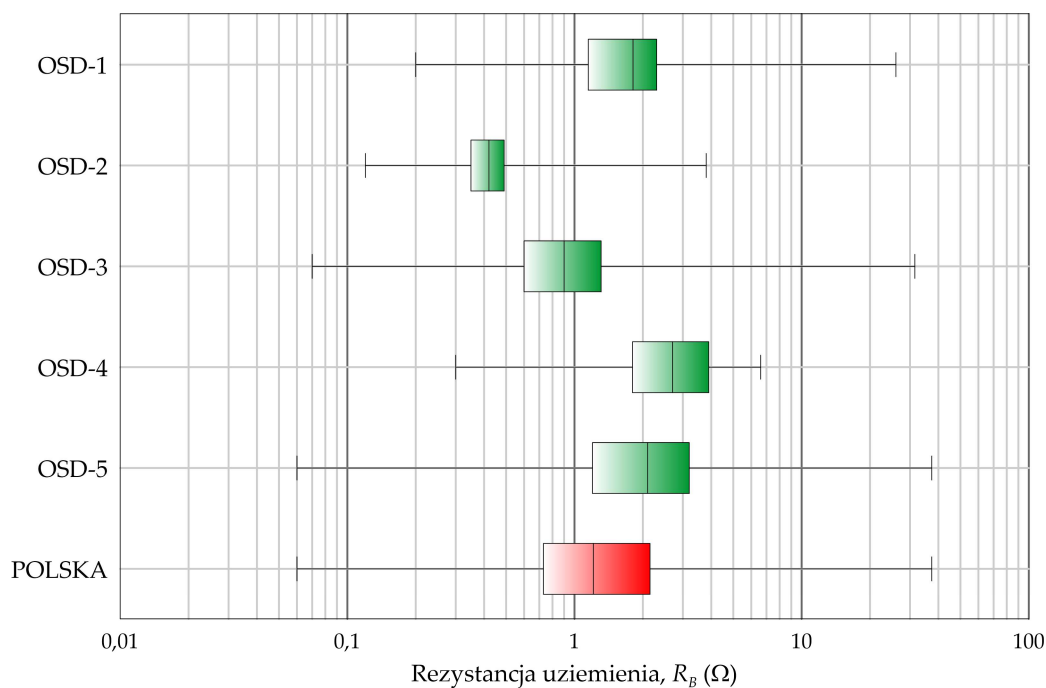
powodu nie można gruntów mieszanych scharakteryzować pod względem rezystywności w sposób jednoznaczny i uniwersalny.

Powyższe uszeregowanie kategorii gruntów (Gr-3 → Gr-4 → Gr-2 → Gr-1) na podstawie wartości x_{\max} dotyczy również pozostałych statystyk próby (tab. 4.6, rys. 4.11), oprócz statystyk x_{\min} , których wartości zbliżone są do siebie i wynoszą około $0,1 \div 0,3 \Omega$.

Tab. 4.5. Główne statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na Operatorów

Operator	Zmienna losowa R_B					
	x_{\min} (Ω)	x_{\max} (Ω)	\bar{x} (Ω)	m_e (Ω)	s (Ω)	g_1 (-)
OSD-1	0,20	26,00	2,28	1,81	2,73	5,77
OSD-2	0,12	3,80	0,53	0,42	0,55	5,12
OSD-3	0,07	31,50	1,19	0,90	1,52	10,23
OSD-4	0,30	6,60	2,85	2,70	1,30	0,31
OSD-5	0,06	37,40	2,88	2,10	3,30	4,79
Polska	0,06	37,40	1,89	1,21	2,47	6,17

x_{\min} – wartość minimalna, x_{\max} – wartość maksymalna, \bar{x} – wartość średnia, m_e – mediana, s – odchylenie standardowe, g_1 – współczynnik asymetrii (skośności)

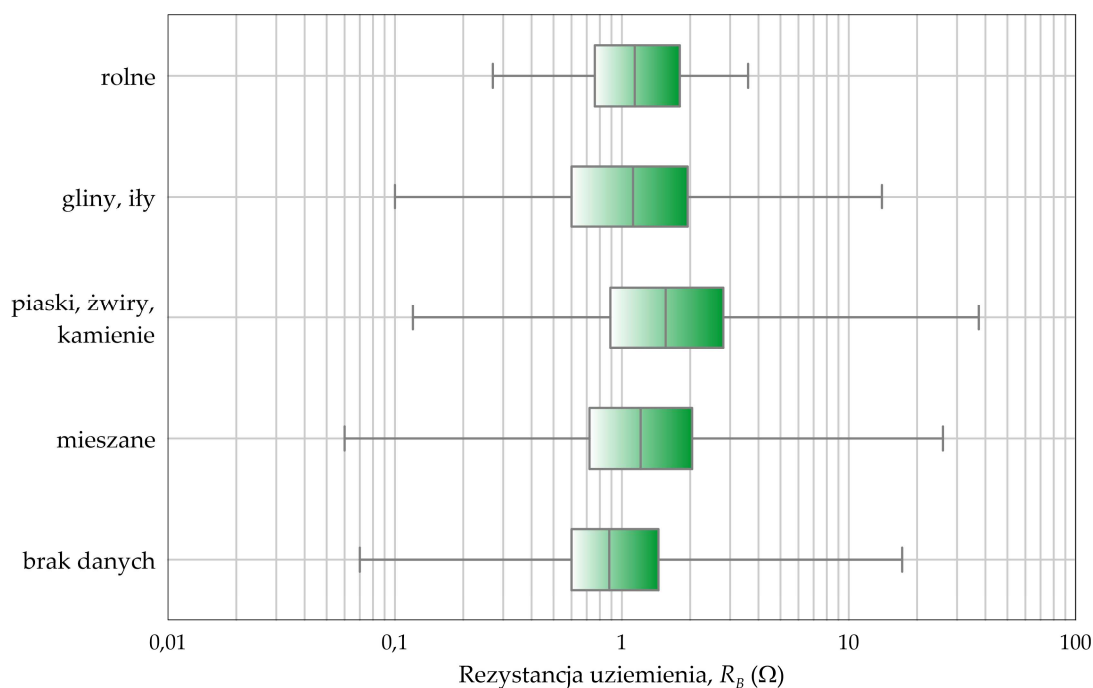


Rys. 4.10. Wykresy pudełkowe zmiennej losowej R_B z podziałem na Operatorów

Tab. 4.6. Główne statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na rodzaj gruntu

Rodzaj gruntu	N	Zmienna losowa R_B (Ω)					
		x_{\min} (Ω)	x_{\max} (Ω)	\bar{x} (Ω)	m_e (Ω)	s (Ω)	g_1 (-)
rolne	72	0,27	3,60	1,32	1,14	0,75	0,82
gliny, iły	379	0,10	14,00	1,68	1,12	1,78	2,76
piaski, żwiry, kamienie	583	0,12	37,40	2,43	1,56	3,36	5,88
mieszane	1217	0,06	26,00	1,80	1,21	2,26	5,51
brak danych	157	0,07	17,19	1,30	0,88	1,64	6,55

x_{\min} – wartość minimalna, x_{\max} – wartość maksymalna, \bar{x} – wartość średnia, m_e – mediana, s – odchylenie standardowe, g_1 – współczynnik asymetrii (skośności)



Rys. 4.11. Wykresy pudełkowe zmiennej losowej R_B z podziałem na rodzaj gruntu

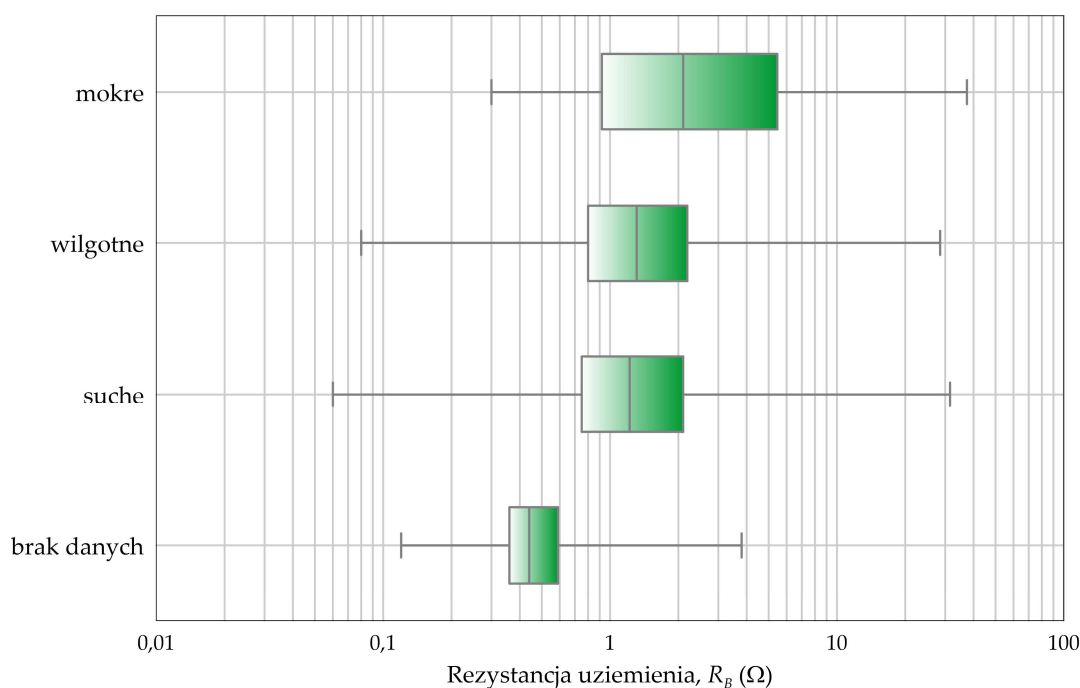
W odróżnieniu od rodzaju gruntu, który można uznać za cechę próby nie ulegającą zmianie w czasie, wilgotność gruntu wykazuje duże zróżnicowanie w ciągu roku, czego efektem jest istotna zmienność rezystywności gruntu, a tym samym rezystancji R_B uziemia stacji. Z punktu widzenia eksploatacji istotna jest maksymalna wartość rezystancji R_B , do oszacowania której stosowane są (pomimo nieuregulowania tej kwestii w normalizacji) wskaźniki k_E sezonowych zmian rezystywności gruntu [74, 79]. Idea stosowania tych wskaźników bazuje na przypisaniu do kolejnych miesięcy roku odpowiednich wilgotności gruntu, co bezpośrednio determinuje wartości tych

wskaźników. W rzeczywistości, przeprowadzona w publikacji [47] analiza wieloletniej zmienności sezonowej opadów na terenie Polski wykazuje brak korelacji pomiędzy maksymalną (minimalną) ilością opadów a miesiącem. W związku z tym sztywne przypisywanie wartości wskaźników k_E do poszczególnych miesięcy jest obarczone znaczną niepewnością [79]. W tabeli 4.7 i na rysunku 4.12 przedstawiono rozważane statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na wyróżnione uprzednio wilgotności gruntu, natomiast w tabeli 4.8 i na rysunku 4.13 ze względu na miesiąc wykonania pomiaru.

Tab. 4.7. Główne statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na wilgotności gruntu

Wilgotność gruntu	N	Zmienna losowa R_B					
		x_{\min} (Ω)	x_{\max} (Ω)	\bar{x} (Ω)	m_e (Ω)	s (Ω)	g_1 (-)
mokre	77	0,30	37,40	4,10	2,10	5,04	4,13
wilgotne	1272	0,08	28,50	1,87	1,31	2,07	5,49
suche	941	0,06	31,50	1,90	1,22	2,67	6,15
brak danych	118	0,12	3,80	0,63	0,44	0,62	3,62

N – liczebność, x_{\min} – wartość minimalna, x_{\max} – wartość maksymalna, \bar{x} – wartość średnia, m_e – mediana, s – odchylenie standardowe, g_1 – współczynnik asymetrii (skośności)

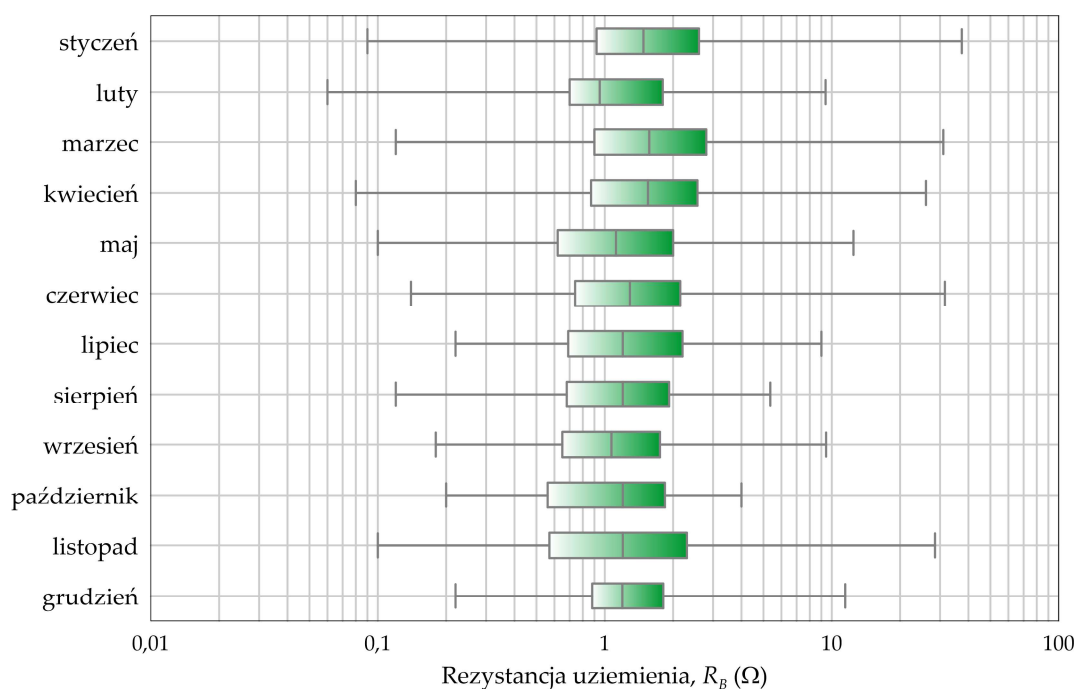


Rys. 4.12. Wykresy pudełkowe zmiennej losowej R_B z podziałem na wilgotności gruntu

Tab. 4.8. Główne statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na miesiąc pomiaru

Miesiąc pomiaru	N	Zmienna losowa R_B					
		x_{\min} (Ω)	x_{\max} (Ω)	\bar{x} (Ω)	m_e (Ω)	s (Ω)	g_1 (-)
styczeń	244	0,09	37,40	2,76	1,48	3,91	4,40
luty	159	0,06	9,39	1,50	0,95	1,41	2,47
marzec	211	0,12	31,00	2,26	1,57	2,81	6,12
kwiecień	279	0,08	26,00	2,33	1,55	3,17	4,99
maj	273	0,10	12,46	1,52	1,12	1,32	2,92
czerwiec	260	0,14	31,50	1,78	1,29	2,32	8,66
lipiec	168	0,22	9,00	1,53	1,20	1,18	2,13
sierpień	170	0,12	5,36	1,40	1,20	0,92	1,04
wrzesień	183	0,18	9,44	1,47	1,07	1,39	2,90
październik	175	0,20	4,00	1,35	1,20	0,89	0,84
listopad	178	0,10	28,50	2,56	1,20	3,86	3,54
grudzień	108	0,22	11,46	1,60	1,20	1,53	3,61

N – liczebność, x_{\min} – wartość minimalna, x_{\max} – wartość maksymalna, \bar{x} – wartość średnia, m_e – mediana, s – odchylenie standardowe, g_1 – współczynnik asymetrii (skośności)



Rys. 4.13. Wykresy pudełkowe zmiennej losowej R_B z podziałem na miesiąc pomiaru

Na podstawie przedstawionych w tabeli 4.7 statystyk można stwierdzić, że najwyższe wartości statystyk x_{\min} , x_{\max} , \bar{x} oraz m_e zaobserwowano dla gruntów mokrych, co jest niezgodne z oczekiwaniami. W szczególności wartość średnia

rezystancji R_B dla gruntów mokrych ($\bar{x} = 4,10 \Omega$) jest ponad dwukrotnie większa niż w przypadku gruntów suchych ($\bar{x} = 1,90 \Omega$) i gruntów wilgotnych ($\bar{x} = 1,87 \Omega$). Dla kategorii *miesiąc wykonania pomiaru* najwyższe wartości średniej rezystancji R_B występują w styczniu ($\bar{x} = 2,76 \Omega$) oraz w listopadzie ($\bar{x} = 2,56 \Omega$). Miesiące te powszechnie uważane są za miesiące wilgotne i dlatego przyjmowane dla nich współczynniki k_E mają stosunkowo duże wartości. Z przeprowadzonej analizy wynika, że stosowane w praktyce wartości współczynników k_E są nieadekwatne do rzeczywistości, co potwierdza również publikacja [47]. Szacowanie więc na podstawie k_E maksymalnej wartości rezystancji R_B jaka może wystąpić w ciągu roku, wydaje się niezasadne.

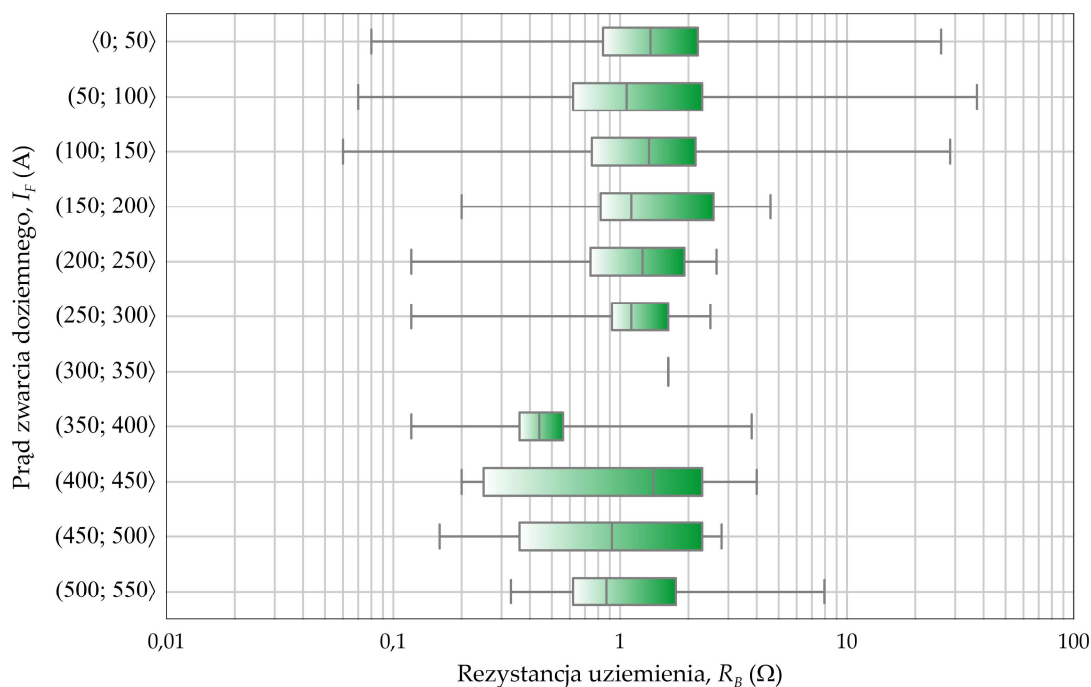
Ostatnią rozważaną cechą uzupełniającą jest wartość prądu I_F zwarcia doziemnego. W tabeli 4.9 i na rysunku 4.14 przedstawiono rozważane statystyki opisowe zmiennej losowej R_B z podziałem na zakresy wartości I_F , który zależy głównie od wypadkowej pojemności sieci oraz sposobu połączenia jej punktu neutralnego z ziemią. Od wartości prądu I_F oraz od struktury sieci zależy wartość prądu uziomowego I_E determinującego wymagania dotyczące maksymalnej dopuszczalnej rezystancji R_B . Pomimo, że w próbie R_B nie zaobserwowano ściśle monotonicznej zależności funkcyjnej pomiędzy żadną ze statystyk x_{\min} , x_{\max} , \bar{x} i m_e a zakresem wartości prądu I_F , to jednak wyraźną granicę można zaobserwować w przypadku statystyki x_{\max} dla wartości prądu 250 A. Maksymalne zaobserwowane wartości rezystancji R_B są w przypadku sieci o prądzie $I_F \leq 250$ A ($12,66 \Omega \div 37,40 \Omega$) o rząd wielkości większe niż w przypadku sieci o $I_F > 250$ A ($1,63 \Omega \div 7,95 \Omega$). Wynika to z faktu, że uziomy stacji zasilanych z sieci o dużych wartościach prądu I_F (głównie sieci, których punkty neutralne są połączone z ziemią poprzez rezystory uziemiające) są bardziej rozbudowane ze względu na konieczność zapewnienia niższych wartości R_B , a niejednokrotnie są częścią zespolonej instalacji uziemiającej [39, 152, 154].

Podsumowując powyższe wywody, można stwierdzić, że przeprowadzona analiza zmiennej losowej R_B z uwzględnieniem cech uzupełniających, szczególnie wilgotności gruntu i miesiąca pomiaru, wykazała, że stosowane powszechnie metody deterministyczne oceny największych wartości rezystancji R_B są zbyt uproszczone i przez to niedokładne. Z tego powodu autor niniejszej dysertacji opracował w oparciu o pozyskane dane pomiarowe, statystyczny model rezystancji R_B uziemienia stacji SN/nn.

Tab. 4.9. Główne statystyki opisowe zmiennej losowej R_B dla zakresów wartości prądu I_F zwarcia doziemnego

Prąd zwarcia doziemnego I_F (A)	N	Zmienna losowa R_B					
		x_{\min} (Ω)	x_{\max} (Ω)	\bar{x} (Ω)	m_e (Ω)	s (Ω)	g_1 (-)
$\langle 0; 50 \rangle$	1556	0,08	26,00	1,91	1,36	2,03	4,98
$\langle 50; 100 \rangle$	351	0,07	37,40	2,31	1,07	4,13	4,98
$\langle 100; 150 \rangle$	194	0,06	28,50	2,14	1,34	3,00	5,35
$\langle 150; 200 \rangle$	65	0,20	14,60	1,62	1,12	1,17	0,90
$\langle 200; 250 \rangle$	24	0,12	12,66	1,35	1,26	0,82	0,23
$\langle 250; 300 \rangle$	46	0,12	2,50	1,30	1,12	0,56	0,69
$\langle 300; 350 \rangle$	1	1,63	1,63	1,63	1,63	0	-
$\langle 350; 400 \rangle$	112	0,12	3,80	0,67	0,44	0,70	2,92
$\langle 400; 450 \rangle$	11	0,20	4,00	1,41	1,40	1,21	0,90
$\langle 450; 500 \rangle$	25	0,16	2,80	1,28	0,92	1,04	0,35
$\langle 500; 550 \rangle$	23	0,33	7,95	1,37	0,87	1,62	3,38

N – liczebność, x_{\min} – wartość minimalna, x_{\max} – wartość maksymalna, \bar{x} – wartość średnia, m_e – mediana, s – odchylenie standardowe, g_1 – współczynnik asymetrii (skośności)

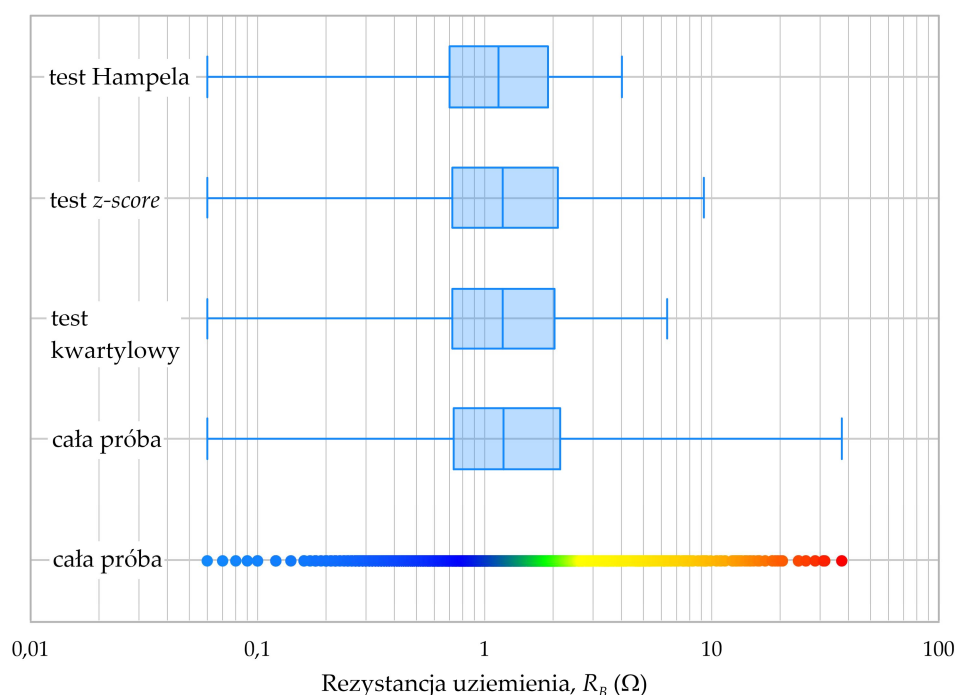


Rys. 4.14. Wykresy pudełkowe zmiennej losowej R_B dla zakresów wartości prądu I_F zwarcia doziemnego

4.4.3. Model statystyczny rezystancji uziemienia stacji SN/nn

Z przeprowadzonej w poprzednim podrozdziale analizy opisowej próby losowej stacji wynika, że w przypadku każdej z branych pod uwagę cech uzupełniających, odnotowano wartości R_B przekraczające nawet kilkunastokrotnie wyznaczone średnie \bar{x} i mediany m_e . Występowanie tych wartości w próbie może być związane nie tylko z rozkładem statystycznym, któremu podlega zmienna R_B (tzw. ogon rozkładu), lecz również być skutkiem błędów popełnionych w trakcie pomiarów i raportowań danych. Wartości odstające (ang. *outliers*) mogą być wykorzystywane jako wskaźniki diagnostyczne, również w odniesieniu do rezystancji R_B .

Identyfikacja obserwacji odstających jest trudnym i złożonym zagadnieniem. Do jego rozwiązania w statystyce stosowane są liczne dedykowane metody [27, 125, 193], bazujące obecnie głównie na algorytmach grupowania danych. W celu identyfikacji odstających wartości R_B w pozyskanej próbie zastosowano wybrane z tych metod: test kwartylowy, test *z-score* oraz test Hampela. Na rysunku 4.15 przedstawiono graficznie w postaci chmury punktów próbę rezystancji R_B oraz wykresy pudełkowe zarówno całej próby, jak i próby z odrzuconymi wartościami R_B , które na podstawie zastosowanych testów zostały zakwalifikowane jako *outliersy*.



Rys. 4.15. Wykresy pudełkowe dla całej próby R_B oraz prób z odrzuconymi na podstawie wybranych testów wartościami odstającymi

Zgodnie z testem kwartylowym, obserwacje odstające to wartości oddalone od dolnego i górnego kwartylu o odległość przekraczającą trzykrotność rozstępu międzykwartylowego *IQR*, pokrywającego z definicji połowę masy prawdopodobieństwa

zmiennej losowej R_B . Za obserwacje odstające, zgodnie z tym testem uznano więc siedemdziesiąt sześć wartości R_B , co stanowi 3,16% liczebności całej próby. Blisko dwukrotnie mniejszą liczbę wartości odstających w próbie R_B (czterdzieści pomiarów, tj. 1,66% liczebności próby) wykryto za pomocą opartego na nierówności Czebyszewa [107] heurystycznego testu z -score, wykorzystującego wartość średnią i odchylenie standardowe zmiennej R_B [2]. Zgodnie z tym testem, za wartości odstające uznaje się obserwacje, dla których wartość statystyki $z > 3$. Natomiast największą liczbę wartości odstających w próbie, wynoszącą 7,90% liczebności próby, wykryto za pomocą testu Hampela opartego na kryterium mediany odchyłek od mediany z próby [27].

Na podstawie przeprowadzonych testów, można stwierdzić, że próba losowa R_B zawiera stosunkowo duży udział obserwacji odstających – w zależności od rodzaju testu od 1,66% aż do 7,90%. Oznacza to, że nie ma podstaw do odrzucenia tych wielkości jako przypadkowych, będących skutkiem popełnienia błędu. Ze względu na charakter zagadnień poruszanych w ramach rozprawy uznano, że ich obecność w próbie jest następstwem charakteru wielkości, jaką jest rezystancja R_B uziemienia stacji oraz to, że mogą mieć one istotny wpływ na postać modelu statystycznego tej rezystancji. Dodatkowym argumentem przemawiającym za takim rozwiązaniem są obliczone wartości bardziej odpornych na obserwacje odstające wskaźników położenia próby: średniej uciętej i średniej winsorowskiej [107] o parametrach 2,5%; 5% i 10% (tab. 4.10). Zaobserwowano istotną zmianę wartości średniej R_B już przy odrzuceniu zaledwie po 2,5% najmniejszych i największych zaobserwowanych wartości. Zmiana ta wynosi aż 0,26 Ω , co stanowi około 13,8% średniej.

Tab. 4.10. Średnie ucięte i winsorowskie próby rezystancji R_B

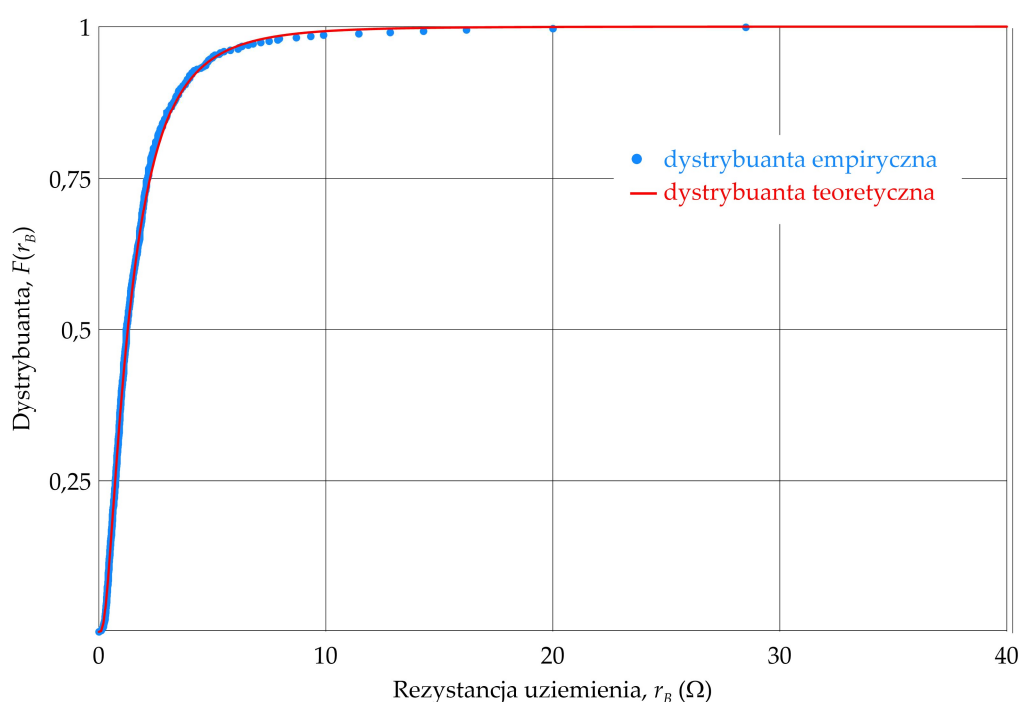
Średnia	1,89 Ω
Średnia ucięta 2,5%	1,63 Ω
Średnia ucięta 5%	1,54 Ω
Średnia ucięta 10%	1,45 Ω
Średnia winsorowska 2,5%	1,74 Ω
Średnia winsorowska 5%	1,66 Ω
Średnia winsorowska 10%	1,57 Ω

Kolejnym etapem analizy próby rezystancji R_B było wnioskowanie statystyczne w postaci estymacji punktowej, którego celem było znalezienie teoretycznego rozkładu statystycznego opisującego najdokładniej zmienną R_B . Rozkładem tym okazał się być asymetryczny rozkład logarytmo-normalny. Parametry tego rozkładu zostały wyznaczone metodą największej wiarygodności [107]. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa przyjętego rozkładu ma postać równania (4.1), którego parametry przyjmują wartości: $\mu = 0,241$, $\sigma = 0,845$.

W celu weryfikacji hipotezy statystycznej, że zmienna R_B podlega rozkładowi (4.1), zastosowano nieparametryczny test Kołmogorowa – Smirnowa [11, 107, 151]. Test ten wykazał, że na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, że zmienna R_B ma rozkład (4.1).

Na rysunku 4.16 przedstawiono w jednym układzie współrzędnych dystrybuantę empiryczną zmiennej R_B (kolor niebieski) oraz dystrybuantę rozkładu teoretycznego o wzorze (kolor czerwony):

$$F(r_B) = \int_0^{r_B} \frac{1}{x\sqrt{2\pi} \cdot 0,845} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - 0,241}{0,845}\right)^2\right] dx \quad (4.9)$$



Rys. 4.16. Dystrybuanta teoretyczna i empiryczna zmiennej losowej R_B

Dystrybuanta zmiennej losowej R_B stanowi model statystyczny rezystancji R_B uziemienia stacji SN/nn, który stanowi podstawę badań symulacyjnych oraz oceny zagrożenia porażeniowego i skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, których wyniki przedstawiono w dalszych rozdziałach niniejszej dysertacji.

4.5. Rezystancja zwarcia

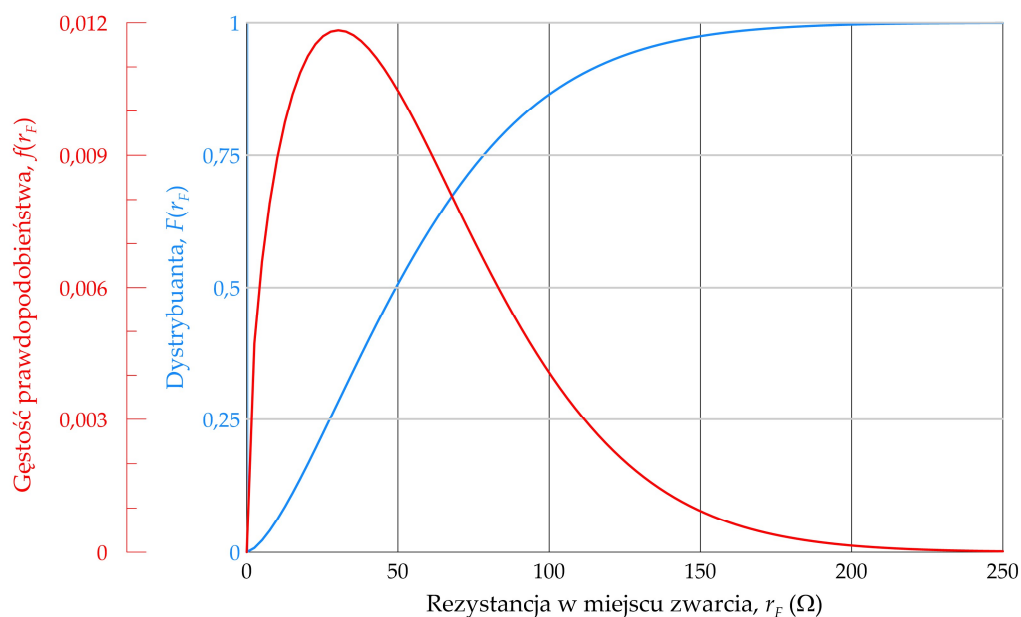
Istotnym elementem decydującym o wartości prądu doziemienia jest również rezystancja samego zwarcia [106, 126, 135, 139], która na schemacie przedstawionym na rysunku 4.1 została odwzorowana jako rezystancja R_F , włączona pomiędzy zwierane punkty rozpatrywanego układu elektroenergetycznego. Rezystancja ta w sieciach napowietrznych może osiągać stosunkowo duże wartości i zawierać się w granicach od kilku do kilkudziesięciu omów [9], natomiast najmniejsze jej wartości występują w przypadku zwarć w stacjach elektroenergetycznych. Uważa się [21], że w około 99% przypadków zwarć doziemnych rezystancje te mają wartości $R_F < 300 \Omega$.

Ponieważ większość zwarć w sieciach średnich napięć jest zvarciami łukowymi [190], to o wartościach rezystancji R_F decyduje przede wszystkim rezystancja samego łuku elektrycznego oraz ewentualne inne rezystancje dodatkowe [126]. Rezystancja łuku elektrycznego wykazuje istotną zmienność w czasie jego palenia się [34, 167, 182], ponieważ zależy zarówno od długości łuku elektrycznego (utożsamianej z odległością elektrod zwarciovych), jak i prądu łuku (utożsamianego z prądem zwarcia) [9, 175, 190, 191]. Silna zależność tej rezystancji od prądu jest wynikiem nieliniowego charakteru łuku elektrycznego [34, 126, 167, 182] i histerezy jego charakterystyki prądowo-napięciowej [65]. Ponadto łuk elektryczny w układach SN z niewielką odległością między elektrodami oraz stosunkowo niewielkim prądem cechuje się większą dynamiką niż w układach wysokonapięciowych z dużymi odstępami izolacyjnymi [94, 205]. Losowy charakter wykazuje również trudna do wyznaczenia dodatkowa rezystancja, bowiem zależy ona nie tylko od powierzchni styku zwieranych elementów układu elektroenergetycznego, ale także od ewentualnej obecności dodatkowych elementów (np. gałęzie drzew) w obwodzie zwarciovym.

Ponieważ zarówno rezystancja łuku elektrycznego, jak i dodatkowa rezystancja są zmiennymi losowymi, więc i rezystancja R_F zwarcia jako szeregowe połączenie tych rezystancji jest zmienną, do rozpatrywania której adekwatne jest przyjęcie jej modelu w postaci rozkładu statystycznego [12, 62]. W publikacji [12] zaproponowano dla zmiennej losowej R_F rozkład Weibulla o następującej postaci funkcji gęstości:

$$f(r_F) = \lambda \beta r_F^{\beta-1} \exp(-\lambda r_F^\beta) \quad (4.10)$$

z wartościami parametrów $\lambda = 0,001$ oraz $\beta = 1,5$. Na rysunku 4.17 przedstawiono rozkład gęstości (4.10) wraz z odpowiadającą mu dystrybuantą $F(r_F)$, a w tabeli 4.11 wartości wybranych kwantyli zmiennej losowej R_F . Ten model statystyczny rezystancji R_F zwarcia został wykorzystany w badaniach symulacyjnych będących przedmiotem niniejszej rozprawy.



Rys. 4.17. Funkcja gęstości $f(r_F)$ i dystrybuanta $F(r_F)$ rozkładu Weibulla rezystancji r_F

Tab. 4.11. Wybrane kwantyle r_{Fp} rzędu p zmiennej losowej R_F

Rząd p	kwantyl r_{Fp}
1%	2,9 Ω
2%	4,7 Ω
5%	8,7 Ω
10%	14,1 Ω
25%	27,5 Ω
50%	49,3 Ω
75%	78,3 Ω
90%	109,8 Ω
95%	130,9 Ω
99%	174,4 Ω

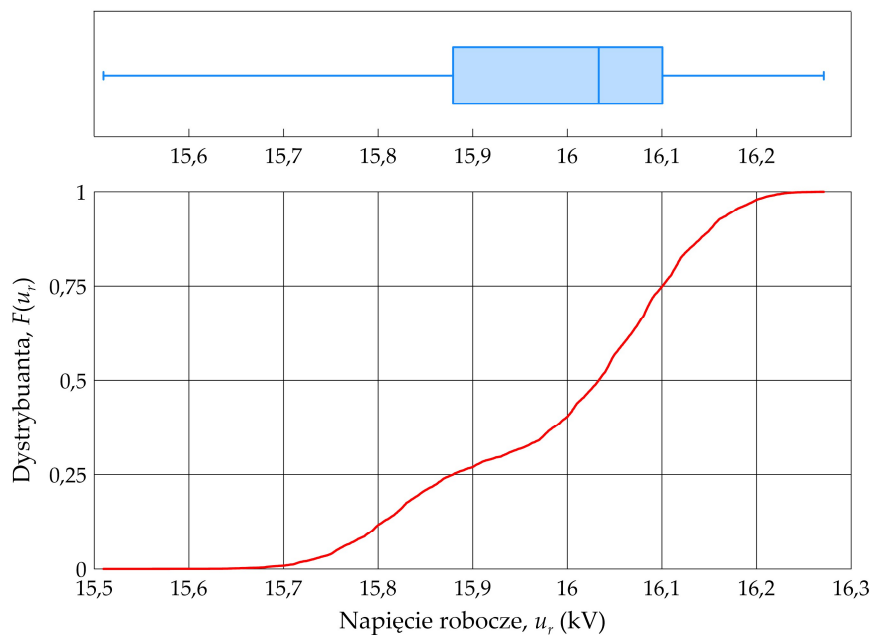
4.6. Napięcie robocze na szynach SN stacji WN/SN

Rzeczywisty prąd I_F zwarcia doziemnego zależy nie tylko od wypadkowej pojemności sieci i sposobu połączenia punktu neutralnego z ziemią, ale również od napięcia roboczego. Wartości napięć występujące w poszczególnych punktach sieci elektroenergetycznej wynikają z wartości napięcia na szynach SN stacji WN/SN zasilających daną sieć oraz od spadków napięć występujących w poszczególnych odcinkach sieci. Spadki napięć w liniach SN mają charakter losowy, ponieważ zależą nie tylko od deterministycznej struktury sieci, ale przede wszystkim od rozplywów mocy

w sieci, będących skutkiem losowych zmian mocy odbiorów z niej zasilanych [35, 36] oraz losowych zmian mocy generowanej przez rozproszone w niej źródła wytwórcze.

Obciążenie transformatora WN/SN podlega istotnym zmianom w cyklach dobowych, tygodniowych i rocznych, przekładając się na zmiany spadków napięcia, a więc i na poziomy napięcie w poszczególnych punktach sieci, które ze względu na wymagania odbiorców SN i nn zasilanych z danej sieci muszą mieścić się w określonych zakresach [153, 165]. W celu zapewnienia dopuszczalnych poziomów napięcia roboczego zarówno w szczytach, jak i w dolinach obciążenia, konieczna jest regulacja napięcia. W praktyce eksploatacyjnej kontroli i regulacji podlega wartość napięcia na szynach SN w stacji WN/SN z udziałem *automatyki regulacji napięcia* (ARN). Regulacja ta, polegająca na podobciążeniowej zmianie zaczerpów transformatora WN/SN, jako nieciągła nie jest dokładna.

Z powyższych powodów wartość napięcia roboczego U_r na szynach SN stacji WN/SN, jako funkcja celowych działań regulacyjnych oraz obciążenia transformatora WN/SN, jest zmienną losową. Na rysunku 4.18 przedstawiono wykres pudełkowy oraz dystrybuantę empiryczną dla napięcia roboczego, otrzymane na podstawie próby losowej zawierającej 14 390 wartości U_r rejestrowanych w interwałach piętnastominutowych na szynach 15 kV pewnej stacji 110/15 kV.

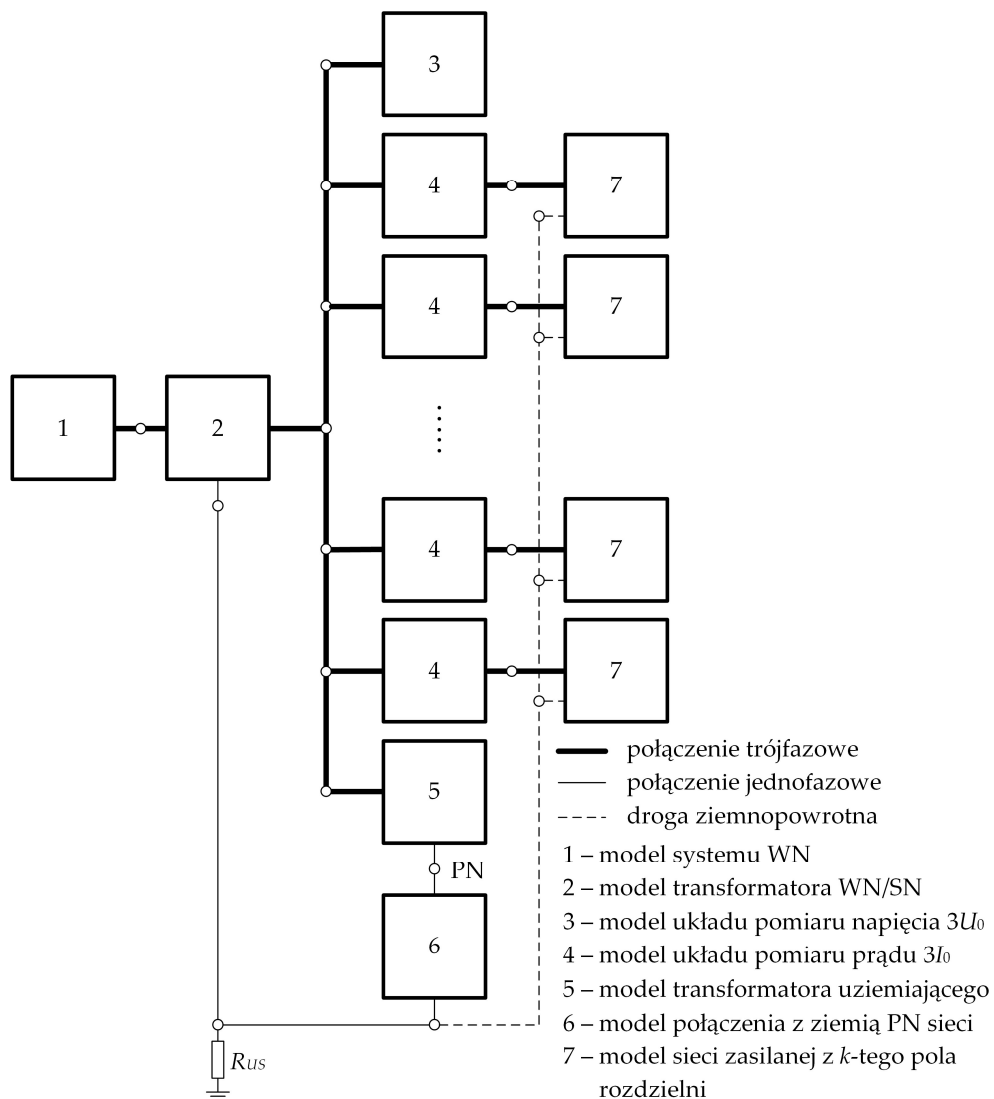


Rys. 4.18. Wykres pudełkowy oraz dystrybuanta empiryczną napięcia roboczego U_r na szynach 15 kV stacji 110/15 kV (opracowanie własne)

Przedstawiona dystrybuanta stanowi model statystyczny napięcia roboczego U_r na szynach SN stacji WN/SN, który został wykorzystany w badaniach symulacyjnych będących przedmiotem niniejszej rozprawy.

5. Model sieci średniego napięcia do statystycznych badań skutków jednofazowych zwarć doziemnych

Badania skutków jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach średnich napięć o uogólnionej strukturze przedstawionej na rysunku 4.1, przeprowadzono z wykorzystaniem opracowanego w programie komputerowym EMTP-ATP [3, 56, 174] modelu, którego schemat blokowy ilustruje rysunek 5.1. Model ten stanowi zbiór odpowiednio połączonych modeli cząstkowych elementów sieci, których odwzorowanie istotne jest z punktu widzenia celu analizy.



Rys. 5.1. Schemat blokowy modelu analizowanego układu elektroenergetycznego

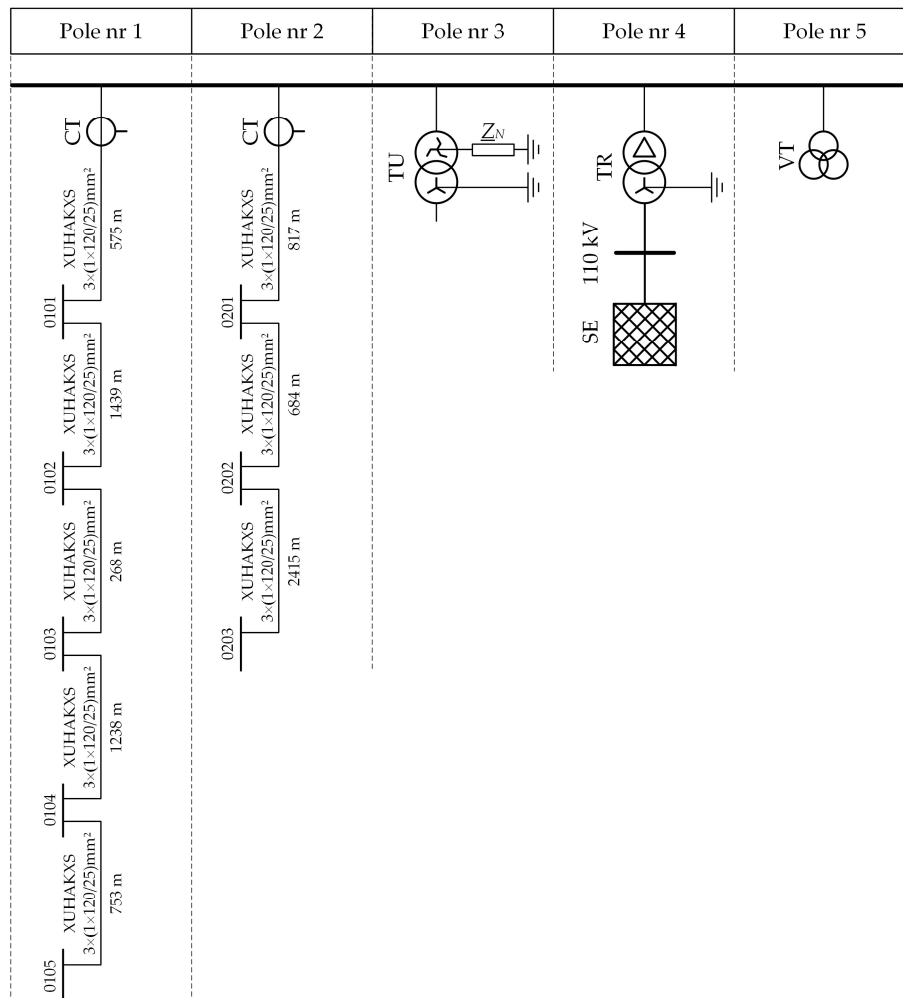
Blok (1) na rysunku 5.1 stanowi model systemu elektroenergetycznego WN. Odzworowany on jest w postaci trójfazowego źródła napięcia przemiennego połączonego szeregowo ze zwarciovymi impedancjami zastępczymi systemu WN, określonymi w dziedzinie składowych symetrycznych [13]. Wartości tych impedancji wynikają nie tylko z mocy zwarciowej systemu, ale również z warunków jego skuteczności uziemienia. Blok (2) stanowi model transformatora WN/SN o układzie połączeń YNd, który odzworowany jest w postaci macierzy impedancji własnych i wzajemnych jego uzwojeń [13]. W programie EMTP-ATP wartości tych impedancji mogą być wyznaczone między innymi na podstawie danych znamionowych transformatora. Należy zwrócić uwagę na to, że z punktu widzenia analizy jednofazowych zwarć doziemnych w sieci średniego napięcia, istotne jest tylko odzworowanie napięcia znamionowego systemu WN oraz połączenia w trójkąt uzwojeń SN transformatora. Pozostałe parametry zwarciowe – zarówno systemu jak i transformatora – praktycznie nie wpływają na wartości napięć i prądów w sieci SN podczas jednofazowych zwarć doziemnych.

Blok (3) stanowi model pomiaru składowej zerowej napięcia $3U_0$ na szynach rozdzielni, natomiast bloki (4) są modelami pomiarów w polach liniowych składowych zerowych prądów $3I_0$. Modele te opracowano w oparciu o zaimplementowany w preprocesorze graficznym ATPDraw [6, 86] komponent ABC2SEQ, który oblicza fazory napięć albo prądów w dziedzinie składowych symetrycznych. Komponent ten wykorzystuje stosowny algorytm obliczeniowy, który zrealizowany jest w wewnętrznym języku programowania MODELS [55, 61]. Na potrzeby przeprowadzonych badań symulacyjnych, kod źródłowy komponentu ABC2SEQ został zmodyfikowany w celu wyznaczania nie tylko części rzeczywistych i urojonych sygnałów $3U_0$ oraz $3I_0$, ale również ich wartości skutecznych. Wielkości te istotne są dla analizy warunków działania zabezpieczeń zerowonapięciowych, zerowoprądowych, kierunkowych oraz admitancyjnych.

Blok (5) stanowi model transformatora uziemiającego o układzie połączeń ZNyn, którego uzwojenia po stronie SN są połączone w zygzak. Dzięki temu w transformatorze tego typu, prąd składowej zerowej wywołany doziemieniem w sieci SN, nie przenosi się na stronę niskiego napięcia [97], dlatego też uzwojenia wtórne mają kilkakrotnie mniejszą moc niż uzwojenia pierwotne [98]. Specyfika transformatorów uziemiających pozwala na ich uproszczone odzworowanie w postaci impedancji uzwojenia zygzakowego dla składowej symetrycznej kolejności zerowej. Jednocześnie punkt zygzakowy (gwiazdowy) uzwojenia SN stanowi fizyczną realizację punktu neutralnego sieci SN. W programie EMTP-ATP takie uproszczone odzworowanie transformatora uziemiającego może być zrealizowane z wykorzystaniem trójfazowego, symetrycznego modelu linii, którego parametry określone są w dziedzinie składowych symetrycznych (R_0, R_1, X_0, X_1). Zwarte po jednej ze stron końcówki modelu linii tworzą węzeł stanowiący punkt neutralny układu (PN). Do węzła tego przyłączony jest blok (6), będący modelem danego rozwiązania połączenia z ziemią punktu neutralnego (sieć izolowana, sieć kompensowana z AWSCZ, sieć uziemiona przez rezystor).

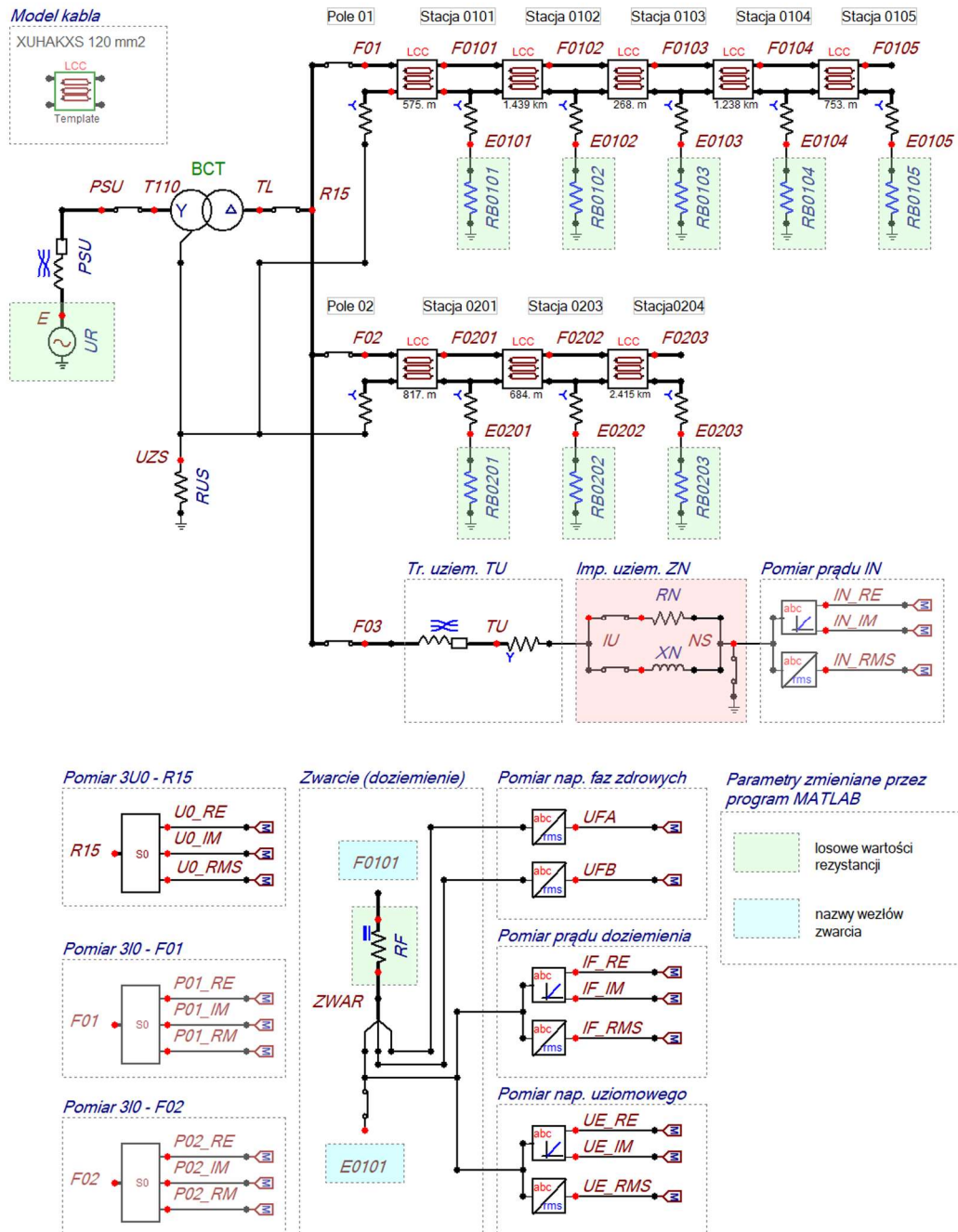
Modele sieci zasilanych z pól liniowych rozdzielni SN, które na rysunku 5.1 reprezentowane są przez bloki (7), stanowią zbiory połączonych odcinków linii napowietrznych i kablowych. Odcinki linii zamodelowano w postaci sprzężonych pojemnościowo, magnetycznie i galwanicznie czwórników typu π [13], które oprócz pojemności linii odwzorowują także drogi ziemnowpływne o impedancjach Z_R , będące jednym z elementów składowych układów uziomowych stacji SN/nn (rys. 4.2).

Na rysunku 5.2 przedstawiono schemat przykładowej sieci średniego napięcia, a na rysunku 5.3 jej odwzorowanie w preprocesorze graficznym ATPDraw [6] programu EMTP-ATP. Sieć tę stanowią dwa ciągi linii kablowych zasilanych z pól nr 1 i 2 pięciopolewej rozdzielni 15 kV. W polu nr 3 przyłączony jest transformator uziemiający TU, w polu nr 4 transformator zasilający TR 110/15 kV, a pole nr 5 jest polem pomiaru napięcia oraz filtrem (potrójnej) składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia, utworzonym z połączenia w otwarty trójkąt uzwojeń dodatkowych przekładników napięciowych VT.



Rys. 5.2. Schemat przykładowej sieci średniego napięcia

SE – system elektroenergetyczny 110 kV, TR – transformator zasilający 110/15 kV, TU – transformator uziemiający 15/0,4 kV, Z_N – impedancja połączenia z ziemią punktu neutralnego, VT – przekładniki napięciowe, CT – przekładnik ziemnozwarciowy



Rys. 5.3. Odzworowanie układu z rysunku 5.2 w preprocesorze graficznym ATPDraw

Efektom działania programu ATPDraw jest utworzenie pliku *.atp, będącego tekstowym opisem badanego układu. Rysunek 5.4 przedstawia strukturę takiego pliku dla układu z rysunku 5.3. Plik *.atp jest następnie automatycznie przekazywany przez ATPDraw do programu EMTP-ATP w celu jego wykonania, wynikiem którego jest między innymi utworzenie pliku tekstowego *.lis z przebiegu procesu symulacji oraz pliku binarnego *.p14 do wizualizacji otrzymanych przebiegów w postprocesorze graficznym PlotXY [30, 146].

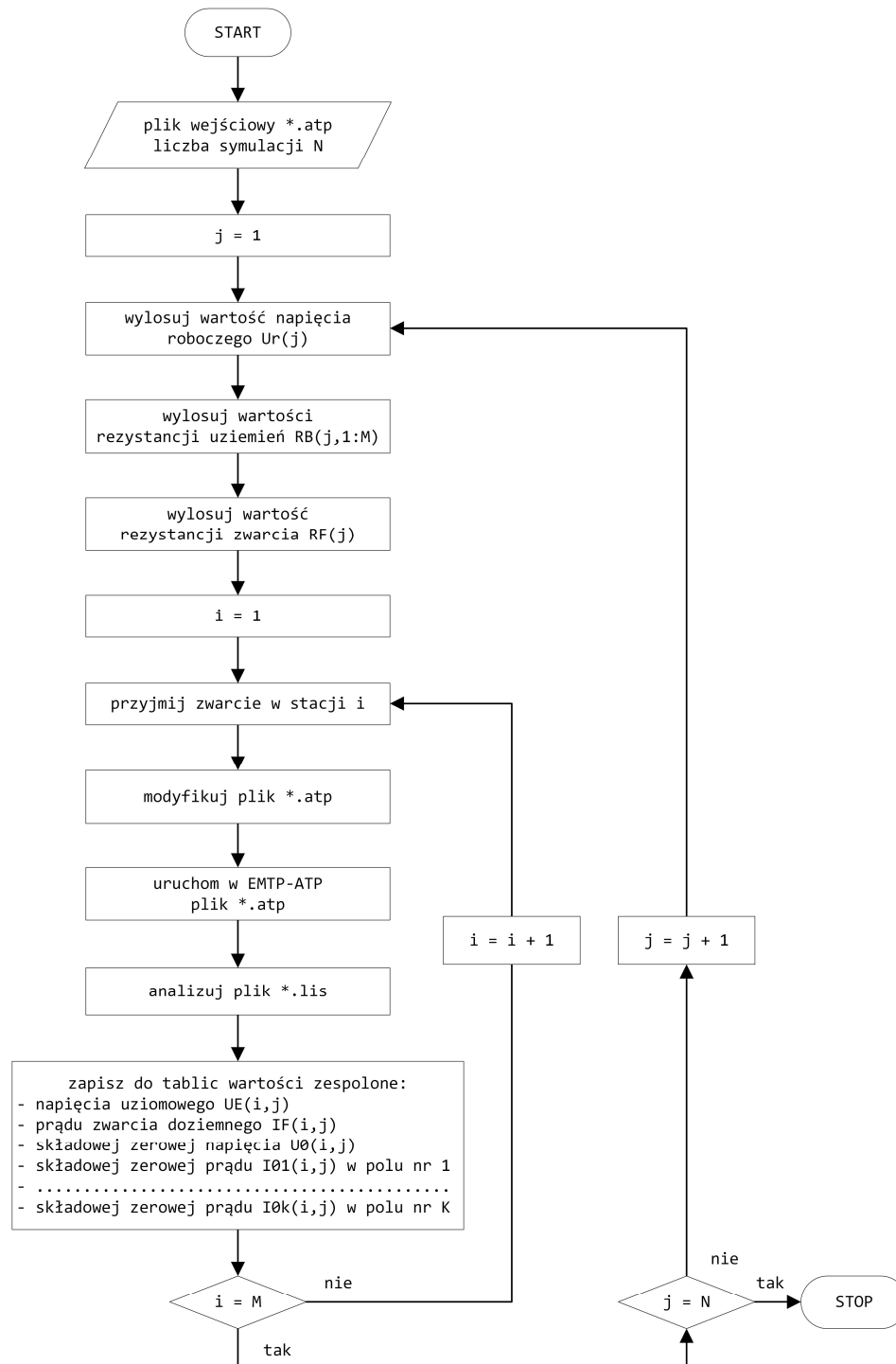
```

12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 BEGIN NEW DATA CASE
2 C -----
3 C Generated by ATPDraw grudzień, 6, 2022
4 C from project E:\DR\Modele\siec_testowa_08.acp
...
8 C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt ><Epsiln>
9 1.E-5 .04 50.
...
11 /MODELS
12 MODELS
13 INPUT
14 MM0001 {v(ZWARC)}
15 MM0002 {i(F02A)}
...
384 IN_RMS AS IN_RMS
385 ENDMODELS
386 C 1 2 3 4 5 6 7 8
387 C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
388 /BRANCH
389 C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >
390 C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
391 UZS .5 0
392 51EA PSUA 1.98 8.35
...
424 53F03C TUC
425 XN NS 130. 0
426 RN NS 150. 0
...
430 E0101 10. 0
...
434 E0102 10. 0
...
438 E0103 10. 0
...
442 E0104 10. 0
...
446 E0105 10. 0
...
453 E0201 10. 0
...
457 E0202 10. 0
...
461 E0203 10. 0
...
468 F0101A ZWARA 1.E-6 0
469 F0101B ZWARB 1.E-6 0
470 F0101C ZWARC 10. 0
471 C XUHAKXS - 12/20 kV, 120 mm2
472 $INSERT, E:\DR\Modele\R06_1.pch
...
480 /SWITCH
481 C < n 1><>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
482 PSUA T110A -1. 1.E3 0
...
492 ZWARC E0101 -1. 1.E3 0
...
500 R15C F03C -1. 1.E3 0
501 /SOURCE
502 C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
503 14EA 89814.6239 50. -1. 100.
504 14EB 89814.6239 50. -120. -1. 100.
505 14EC 89814.6239 50. -240. -1. 100.
506 /OUTPUT
507 BLANK MODELS
508 BLANK BRANCH
509 BLANK SWITCH
510 BLANK SOURCE
511 BLANK OUTPUT
512 BLANK PLOT
513 BEGIN NEW DATA CASE
514 BLANK

```

Rys. 5.4. Struktura pliku tekstowego *.atp dla układu z rysunku 6.3

Badania rozkładów statystycznych wielkości elektrycznych charakteryzujących badane sieci w stanie jednofazowych zwarć doziemnych, przeprowadzano metodą Monte Carlo [107] przy wykorzystaniu programu opracowanego w środowisku MATLAB [145]. Zadaniem tego programu było automatyczne sterowanie (poza preprocesorem ATPDraw) symulacjami i analizą wyników według algorytmu przedstawionego na rysunku 5.5.



Rys. 5.5. Algorytm skryptu w programie MATLAB sterującego procesem symulacji i analizy wyników

Punktem wyjścia działania programu (rys. 5.5) jest wczytanie do środowiska MATLAB pliku tekstowego *.atp przygotowanego wstępnie w programie ATPDraw oraz określenie liczby N symulacji, będącej jednocześnie liczbą losowań rozważanych parametrów sieci i spodziewanych zakłóceń. W symulacji j ($j = 1:N$) losowane są z rozkładów statystycznych przedstawionych w postaci dystrybuant w rozdziale 4 (rys. 5.16÷5.18):

- wartość napięcia roboczego $U_r(j)$, która jest przeliczana na stronę 110 kV;
- wartości rezystancji $R_B(j, i = 1:M)$ dla M stacji SN/nn zasilanych z rozważanej sieci SN;
- wartość rezystancji $R_F(j)$.

Losowanie to przeprowadzane jest metodą odwracania dystrybuanty [209] w oparciu o liczby o rozkładzie równomiernym z przedziału $\langle 0,1 \rangle$, wygenerowane przez zaimplementowany w środowisku MATLAB generator liczb pseudolosowych typu Mersenne Twister [133].

W każdej symulacji j przyjmowane jest kolejno jednofazowe zwarcie doziemne w stacji i , dla którego modyfikowany jest i uruchamiany w programie EMTP-ATP plik *.atp. Dla układu z rysunku 5.3 modyfikacjom podlegają następujące pola pliku z rysunku 5.4:

- amplitudy sił elektromotorycznych, które znajdują się w kolumnach 11÷20 wierszy o numerach 503÷505;
- wartości rezystancji uziemień R_B – kolumny 27÷32 wierszy o numerach 430, 434, 438, 442, 446, 453, 457, 461;
- wartości rezystancji zwarcia R_F – kolumny 27÷32 wiersza o numerze 470;
- nazwy węzłów zwarcia – kolumny 3÷8 wierszy o numerach 468÷470 oraz kolumny 9÷14 wiersza o numerze 492.

Kolejnym krokiem algorytmu jest uruchomienie w programie EMTP-ATP zmodyfikowanego pliku *.atp, a następnie analiza tekstowego pliku wynikowego *.lis i zapis do zmiennych środowiska MATLAB następujących wielkości zespolonych:

- napięcia uziomowego $U_E(i, j)$;
- prądu zwarcia doziemnego $I_F(i, j)$;
- składowej zerowej napięcia $U_0(i, j)$;
- składowej zerowej prądu $I_{0k}(i, j)$ w polach k o numerach 1÷ K .

Powyższe wielkości losowe są podstawą analizy, której celem jest określenie na gruncie statystycznym poziomu zagrożenia porażeniowego i niezawodności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w analizowanych sieciach średniego napięcia. Zastosowana w tej analizie autorska metoda przedstawiona została w kolejnym rozdziale.

6. Metoda statystycznej oceny skutków jednofazowych zwarć doziemnych w sieciach średnich napięć

Przedmiotem rozważań jest sieć elektroenergetyczna SN, z której zasilane jest M stacji SN/nn (rys. 4.1). Celem rozdziału jest zaprezentowanie statystycznej metody oceny zagrożenia porażeniowego w tych stacjach podczas jednofazowych zwarć doziemnych oraz statystycznej metody doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Metody te oparte są na analizie otrzymanych zgodnie procedurą opisaną w rozdziale 5 rozkładów statystycznych wielkości elektrycznych charakteryzujących sieć w stanie zwarcia doziemnego w poszczególnych stacjach SN/nn. Do tych wielkości należą napięcia uziomowe \underline{U}_E :

$$\underline{U}_E(i, j), \quad i = 1, \dots, M \quad j = 1, \dots, N \quad (6.1)$$

oraz prądy zwarć doziemnych \underline{I}_F w stacjach SN/nn:

$$\underline{I}_F(i, j), \quad i = 1, \dots, M \quad j = 1, \dots, N \quad (6.2)$$

a także składowe symetryczne kolejności zerowej napięć \underline{U}_0 w stacji zasilającej WN/SN:

$$\underline{U}_0(i, j), \quad i = 1, \dots, M \quad j = 1, \dots, N \quad (6.3)$$

i prądów \underline{I}_{0k} w poszczególnych K polach rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN:

$$\underline{I}_{0k}(i, j), \quad i = 1, \dots, M \quad j = 1, \dots, N \quad k = 1, \dots, K \quad (6.4)$$

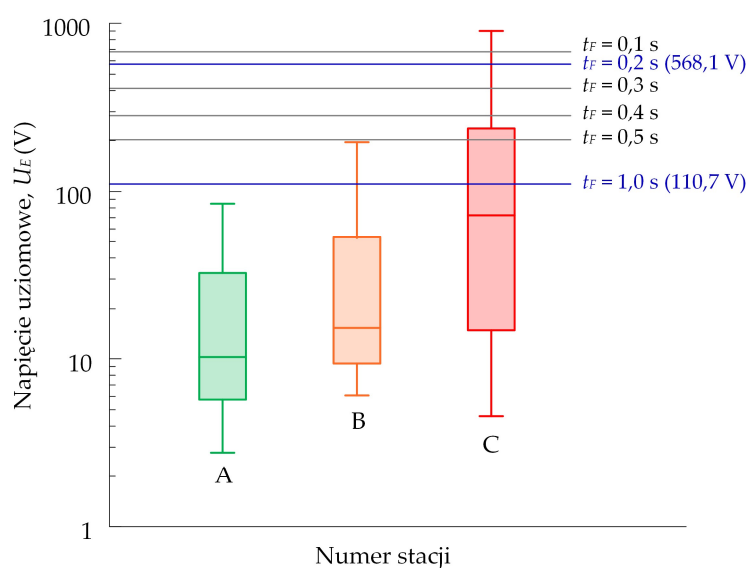
gdzie N jest liczbą losowych symulacji jednofazowych zwarć doziemnych w i -tej stacji.

W oparciu o próby napięć zerowych \underline{U}_0 i prądów zerowych \underline{I}_{0k} , oblicza się próby losowe admitancji zerowych \underline{Y}_{0k} mierzonych w k -tym polu rozdzielni SN na podstawie zależności [108]:

$$\underline{Y}_{0k}(i, j) = \frac{\underline{I}_{0k}(i, j)}{\underline{U}_0(i, j)} \quad (6.5)$$

6.1. Statystyczna metoda oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn

W wyniku przeprowadzonych symulacji otrzymuje się M prób losowych napięć uziomowych U_E o liczebności N każda. Próby te poddaje się analizie statystycznej. Jej pierwszym krokiem jest sporządzenie statystyk opisowych w postaci M wykresów pudełkowych napięć uziomowych U_E dla poszczególnych stacji SN/nn. Wykresy te są następnie klasyfikowane do trzech grup A, B, C (rys. 6.1), a podstawą tej klasyfikacji jest położenie danego wykresu na tle dopuszczalnych poziomów napięć U_{Ep} , które zależne są od czasów t_F trwania zwarcia [100, 185].



Rys. 6.1. Typy wykresów pudełkowych napięć uziomowych w stacjach SN/nn z zaznaczonymi poziomami napięć dopuszczalnych $U_{Ep} = f(t_F)$

W stacjach, w których uziomy części wysokonapięciowej i niskonapięciowej są połączone (rys. 4.2), do oceny zagrożenia porażeniowego przyjmuje się wartości napięć uziomowych U_E oraz czas t_F trwania zwarcia doziemnego. Dopuszczalne wartości U_{Ep} tych napięć w funkcji czasu t_F przedstawiono na rysunku 3.4.

Do grupy A zaliczane są wszystkie stacje, w których największe wartości prób losowych są mniejsze od dopuszczalnego napięcia uziomowego dla czasu trwania zwarcia $t_F = 1$ s (przyjęty maksymalny czas wyłączania zwarc doziemnych w sieci SN).

$$A = \left\{ i : \max [U_E(i, j)] < U_{Ep}(t_F) \right\}, \quad t_F = 1 \text{ s} \quad (6.6)$$

Oznacza to, że w stacjach tych dla czasów trwania zwarcia krótszych od 1 s zapewnione jest bezpieczeństwo porażeniowe, niezależnie od wartości rezystancji uziemień tych stacji.

Do grupy B zaliczane są wszystkie stacje, w których największe wartości prób losowych są większe od dopuszczalnego napięcia uziomowego dla czasu trwania zwarcia $t_{F2} = 1$ s i jednocześnie mniejsze od dopuszczalnego napięcia uziomowego dla czasu trwania zwarcia $t_{F1} = 0,2$ s (przyjęty najkrótszy możliwy do uzyskania czas wyłączenia zwarcie doziemnych w sieci SN):

$$B = \left\{ i : \max [U_E(i, j)] > U_{Ep}(t_{F2}) \wedge \max [U_E(i, j)] < U_{Ep}(t_{F1}) \right\}, \quad (6.7)$$

$$t_{F1} = 0,2 \text{ s}, \quad t_{F2} = 1 \text{ s}$$

Oznacza to, że w stacjach tych poprzez odpowiedni dobór nastaw czasu zadziałania zabezpieczeń ziemnozwarciowych – tak aby czas t_F trwania zwarcia był z przedziału $0,2 \div 1$ s – możliwe jest zapewnienie bezpieczeństwa porażeniowego, niezależnie od wartości rezystancji uziemień tych stacji.

Do grupy C zaliczane są wszystkie stacje, w których największe wartości prób losowych są większe od dopuszczalnego napięcia uziomowego dla czasu trwania zwarcia $t_F = 0,2$ s.

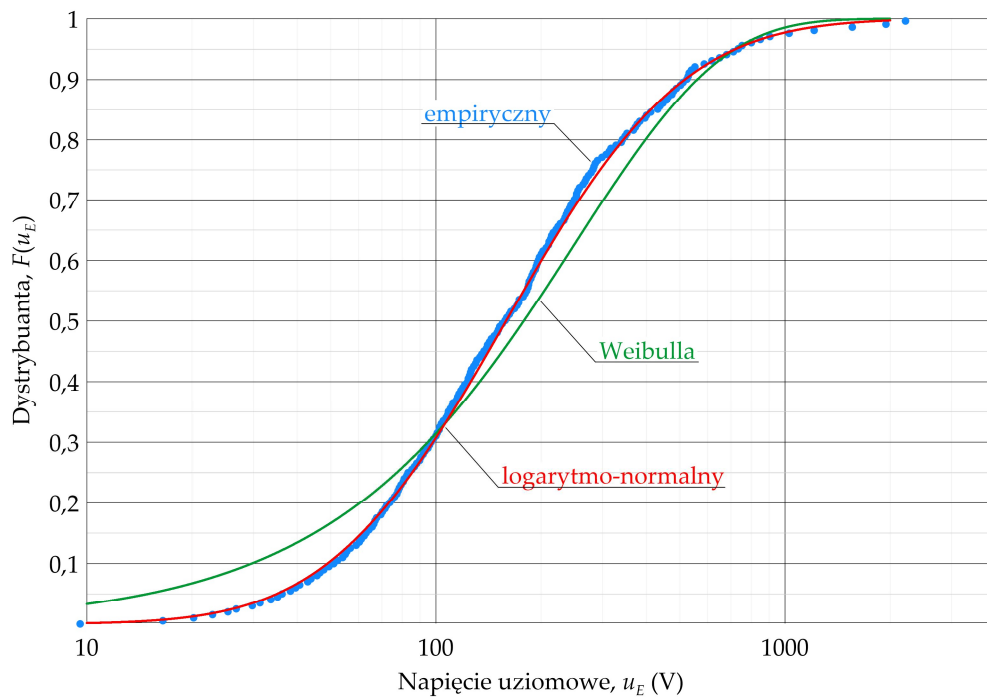
$$C = \left\{ i : \max [U_E(i, j)] > U_{Ep}(t_F) \right\}, \quad t_F = 0,2 \text{ s} \quad (6.8)$$

Oznacza to, że w stacjach tych mogą wystąpić zagrożenia porażeniowe, których ryzyka zależne są od rezystancji uziemień tych stacji. W związku z tym, dla stacji z grupy C przeprowadza się dalszą analizę statystyczną, której celem jest określenie zależności tego ryzyka od czasu wyłączenia zwarcia. W pierwszym kroku analizy wykonuje się estymację punktową parametrów teoretycznych rozkładów statystycznych, które zgodnie z założeniem mogą być modelem matematycznym napięć uziomowych U_E . Estymatory tych rozkładów wyznacza się metodą największej wiarygodności [11, 107, 110], a wyniki wnioskowania statystycznego przedstawia się w postaci dystrybuant $F(u_E)$:

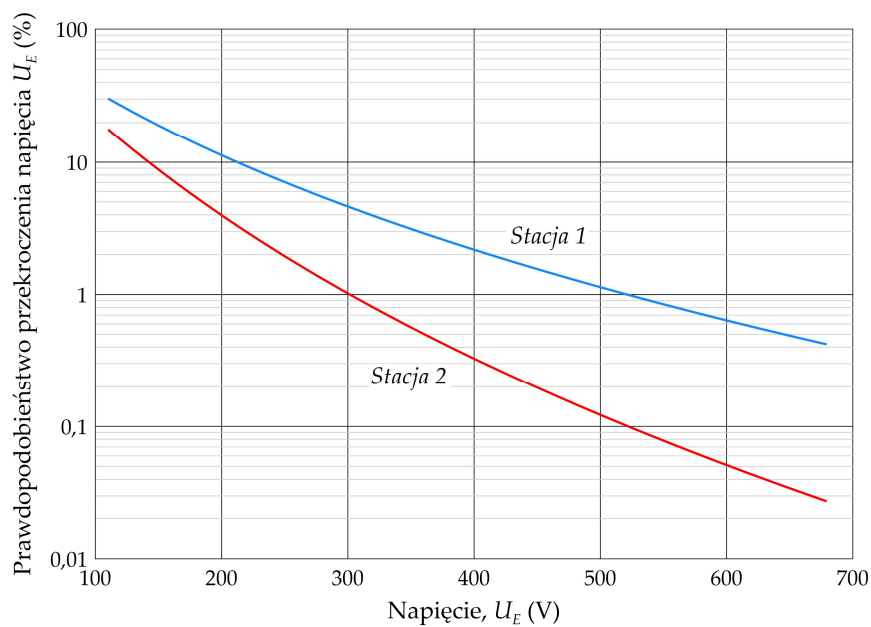
$$F(u_E) = P(U_E \leq u_E), \quad U_E \geq 0 \quad (6.9)$$

W ramach prowadzonych badań rozważano rozkłady Weibulla oraz logarytmo-normalny. Zaobserwowano, że rozkład logarytmo-normalny stanowi najlepszy model statystyczny napięć uziomowych U_E . Przeprowadzony test Kołmogorowa-Smirnowa [11, 107, 151] wykazał, że na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ nie ma podstaw do odrzucenia tej hipotezy. Na rysunku 6.2 przedstawiono dystrybuantę empiryczną przykładowej próby napięć U_E wraz z estymowanymi dystrybuantami rozkładów Weibulla oraz logarytmo-normalnego. Na podstawie wyznaczonych dystrybuant $F(u_E)$ wyznacza się krzywe prawdopodobieństwa $G(u_E)$ przekroczenia napięć uziomowych U_E (rys. 6.3):

$$G(u_E) = 1 - F(u_E) = P(U_E > u_E), \quad U_E \geq 0 \quad (6.10)$$

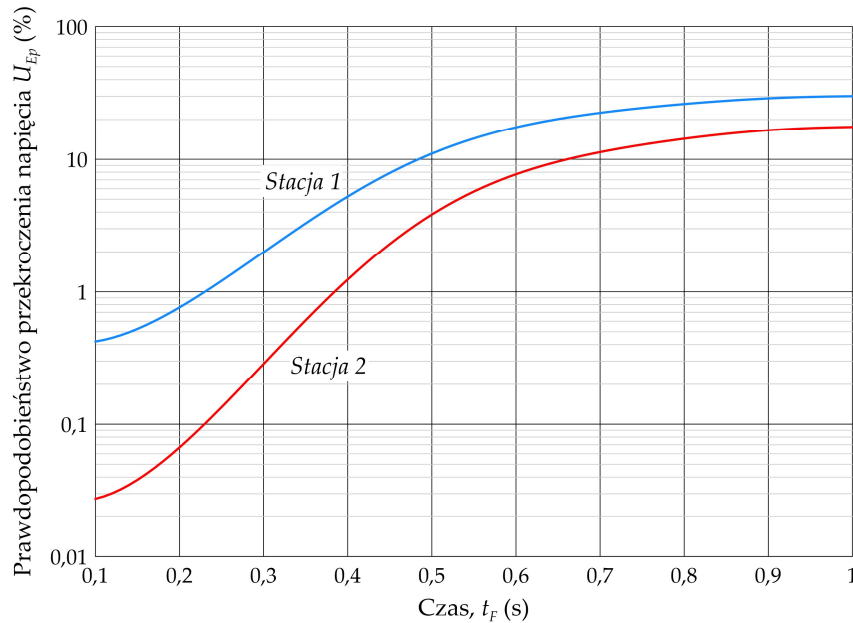


Rys. 6.2. Dystrybuanta empiryczna przykładowej próby losowej napięć U_E wraz z estymowanymi dystrybuantami rozkładów Weibulla oraz logarytm-normalnego



Rys. 6.3. Przykładowe prawdopodobieństwa przekroczenia napięć uziomowych U_E w stacjach typu C

Na podstawie krzywych $G(u_E)$ oraz zależności $U_{Ep} = f(t_F)$ (rys 3.4) tworzone są dla poszczególnych stacji z grupy C, zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F (rys. 6.4) [100, 185].



Rys. 6.4. Przykładowe zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F

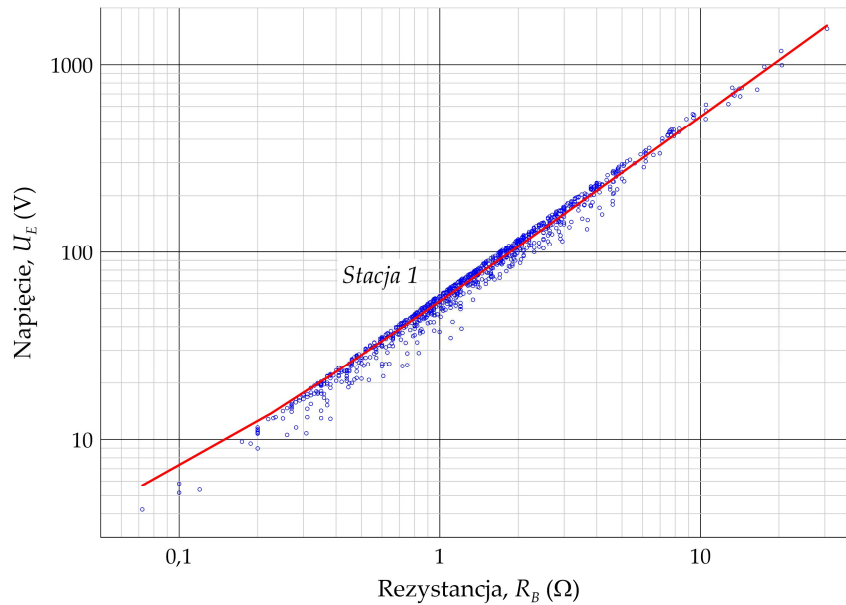
Krzywe przedstawione na rysunku 6.4 stanowią podstawę określenia najdłuższych czasów zadziałania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w stacjach z grupy C. Przykładowo: niezależnie od wartości rezystancji uziemienia R_B , prawdopodobieństwo przekroczenia napięcia U_{Ep} na poziomie 1% będzie spełnione w stacji nr 1 dla czasów $t_F < 0,23$ s, a w stacji nr 2 dla czasów $t_F < 0,38$ s. Natomiast jeżeli założyć największą wartość prawdopodobieństwa na poziomie 0,1%, to w stacji nr 1 nie jest możliwe spełnienie tego warunku poprzez skrócenie czasu t_F . Dla tego przypadku, w stacji nr 1 wymagane jest ograniczenie rezystancji uziemienia R_B do wartości R_{Bmax} i wynikające stąd ucięcie dystrybuanty (6.9) [11, 110]. Predykcji wartości R_{Bmax} dokonuje się na podstawie faktu, że zmienna losowa U_E jest skorelowana ze zmienną losową R_B . W celu znalezienia funkcji objaśniającej między zmienną objaśnianą U_E a zmienną objaśniającą R_B , wykonuje się analizę regresji z wykorzystaniem metody najmniejszych kwadratów. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że najlepszą zgodność dopasowania korelacji w przypadku stacji zasilanych z linii napowietrznej otrzymuje się dla funkcji liniowej:

$$U_E = c_1 R_B + c_2 \quad (6.11)$$

natomiast w przypadku stacji zasilanych z linii kablowej dla funkcji wykładniczej:

$$U_E = c_3 [1 - \exp(c_4 R_B)] \quad (6.12)$$

gdzie: c_1, c_2, c_3, c_4 , – parametry regresji. Na rysunku 6.5 przedstawiono przykładową korelację zmiennej U_E i zmiennej R_B dla stacji 1, która została aproksymowana funkcją liniową (6.11).



Rys. 6.5. Przykładowa korelacja zmiennych losowych U_E i R_B w stacji SN/nn

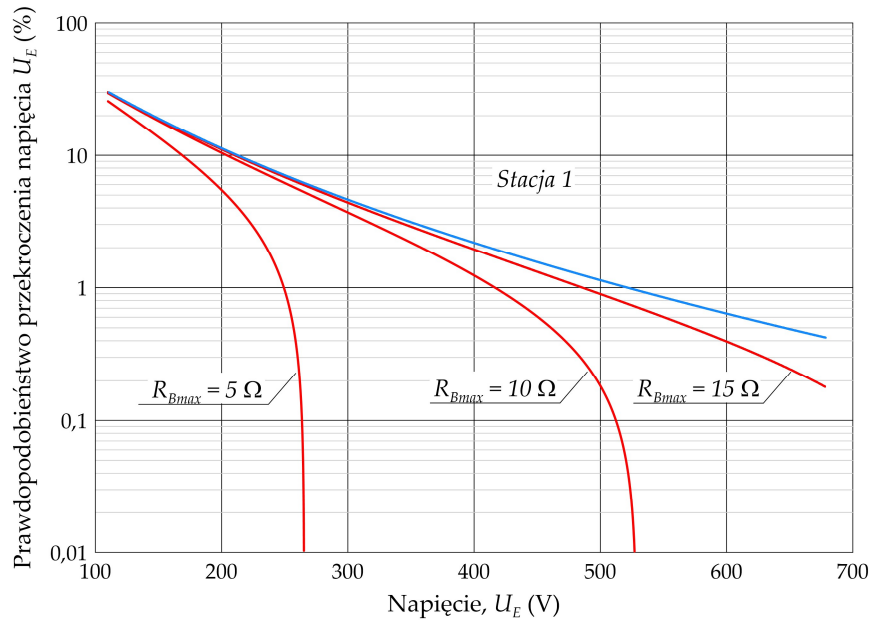
Z funkcji tej wynika, że na przykład dla założonej wartości rezystancji $R_{Bmax} = 5 \Omega$ wartość napięcia ucięcia dystrybuanty (6.9) wynosi $u_{E0} = 265,4 \text{ V}$. Tak więc do dalszej analizy przyjmuje się uciętą prawostronnie dystrybuantę H :

$$H(u_E) = \begin{cases} P(U_E \leq u_E | U_E \leq u_{E0}), & 0 \leq U_E \leq u_{E0} \\ 0, & U_E > u_{E0} \end{cases} \quad (6.13)$$

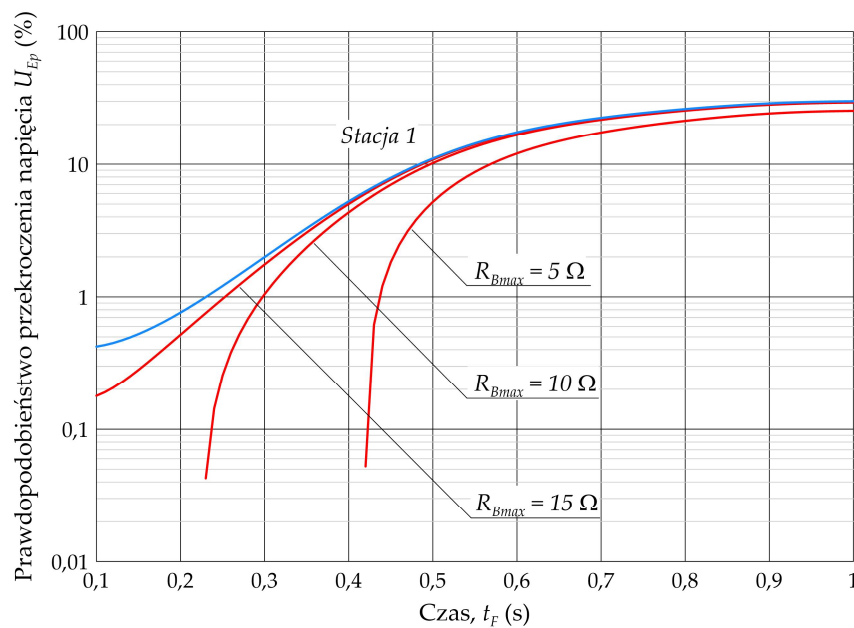
Większym wartościom R_{Bmax} odpowiadają również większe wartości u_{E0} . Przykładowo, dla $R_{Bmax} = 10 \Omega$ wartość $u_{E0} = 528,9 \text{ V}$, a z kolei dla $R_{Bmax} = 15 \Omega$ wartość $u_{E0} = 792,4 \text{ V}$. Na rysunku 6.6 przedstawiono dla stacji 1 krzywe prawdopodobieństwa $G(u_E)$ przekroczenia napięć uziomowych U_E przy założeniu rezystancji R_{Bmax} równej odpowiednio 5Ω , 10Ω i 15Ω . Natomiast na rysunku 6.7 przedstawiono odpowiadające tym krzywym zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} dla danego czasu t_F trwania zwarcia.

Krzywe przedstawione na rysunku 6.7 stanowią podstawę określenia najdłuższych czasów zadziałania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w stacji 1, przy ograniczeniu największej wartości rezystancji R_B . Przykładowo: jeżeli założyć największą wartość prawdopodobieństwa przekroczenia napięcia U_{Ep} na poziomie 0,1%, to w stacji 1 warunek ten może zostać spełniony dla czasów trwania zwarcia $t_F < 0,42 \text{ s}$ dla $R_{Bmax} = 5 \Omega$ albo $t_F < 0,24 \text{ s}$ dla $R_{Bmax} = 10 \Omega$.

Przedstawiona powyżej nowatorska statystyczna metoda oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/mn [100, 185] pozwala określić ryzyko przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych podczas zwarcí doziemnych w stacjach SN/mn. Może być również podstawą doboru nastaw czasowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach o dowolnym sposobie pracy punktu neutralnego.



Rys. 6.6. Prawdopodobieństwo przekroczenia napięć uziomowych U_E przy ograniczeniu rezystancji R_B do wartości maksymalnej R_{Bmax} równej odpowiednio 5 Ω , 10 Ω i 15 Ω



Rys. 6.7. Zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu t_F trwania zwarcia przy ograniczeniu rezystancji R_B do wartości maksymalnej R_{Bmax} równej odpowiednio 5 Ω , 10 Ω i 15 Ω

6.2. Statystyczna metoda doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Przedmiotem niniejszego rozdziału jest statystyczna metoda doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych stosowanych w sieciach SN. W rozważaniach założono, że wartości tych nastaw są równe wartościom rozruchowym zabezpieczeń. Przedstawiono procedurę doboru nastaw jednowielkościowych zabezpieczeń zerowonapięciowych i zerowoprądowych oraz dwuwielkościowych zabezpieczeń zerowoprądowych kierunkowych i zabezpieczeń z grupy admitancyjnych: zabezpieczeń admitancyjnych, konduktancyjnych, susceptancyjnych i admitancyjno-porównawczych.

ZABEZPIECZENIA ZEROWONAPIĘCIOWE

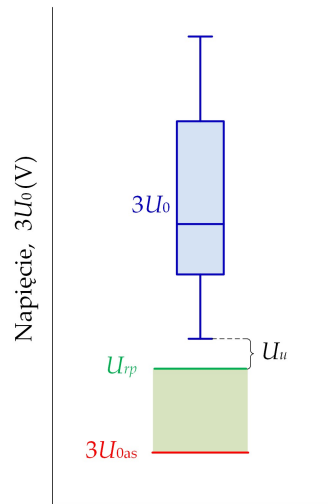
Zabezpieczenia zerowonapięciowe (U_0) mogą pełnić funkcję nieselektywnych autonomicznych zabezpieczeń ziemnozwarciowych lub członów rozruchowych dla innych zabezpieczeń [17, 78, 121, 199, 212]. Wartość rozruchowa U_{rp} zabezpieczeń zerowonapięciowych musi być większa niż potrojona składowa zerowa napięcia $3U_{0as}$ związanego z asymetrią sieci. Wartość napięcia asymetrii jest trudna do określenia i wykazuje zmienność w czasie, szczególnie w przypadku linii napowietrznych, które charakteryzują się znacznymi wahaniami wartości pojemności C_0 dla składowej zerowej. Jednak zwiększanie wartości U_{rp} , w celu uniknięcia zbędnych rozruchów, skutkuje zmniejszeniem czułości przy dużych rezystancjach zwarcia. W praktyce przyjmuje się więc możliwie najmniejszą nastawę U_{rp} .

Zastosowanie podejścia statystycznego do analizy sieci SN umożliwia zmianę procedury doboru nastaw zabezpieczeń zerowonapięciowych. Pozwala bowiem na oszacowanie minimalnej wartości składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0 , jaka może wystąpić w analizowanej sieci podczas doziemienia w stacjach SN/nn.

W wyniku symulacji otrzymuje się $(M \cdot N)$ -elementową próbę losową (6.3) wartości napięć zerowych U_0 w stacji zasilającej WN/SN. W ujęciu statystycznym, jako wartość rozruchową U_{rp} zabezpieczenia zerowonapięciowego proponuje się przyjmować wartość minimalną z próby potrojonych wartości (6.3), pomniejszoną o uchyb U_u filtru składowej zerowej napięcia (rys. 6.8), co można zapisać wzorem:

$$U_{rp} = \min(3U_0) - U_u \quad (6.14)$$

Zależność (6.14) ma zastosowanie przy spełnieniu oczywistego warunku, że $U_{rp} > 3U_{0as}$.



Rys. 6.8. Zasada doboru napięcia rozruchowego U_{rp} zabezpieczenia zerowonapięciowego

ZABEZPIECZENIA ZEROWOPRĄDOWE

W ujęciu deterministycznym, selektywność działania zabezpieczenia zerowonadprądowego (I_0) uzyskuje się, nastawiając jego prąd rozruchowy I_{rp} według następującej nierówności [199]:

$$3I_{0L}k_b + I_u \leq I_{rp} \leq \frac{3I_{0d} - I_u}{k_c} \quad (6.15)$$

gdzie:

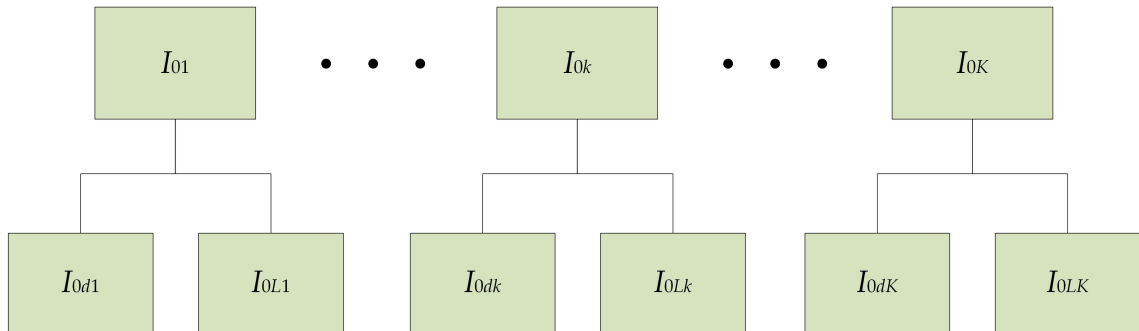
- $3I_{0d}$ – prąd zerowy płynący przez zabezpieczenie doziemionej linii,
- $3I_{0L}$ – prąd zerowy płynący przez zabezpieczenie analizowanej linii w przypadku doziemienia w innych liniach, przyłączonych do tej samej sekcji rozdzielni,
- I_u – uchyb prądowy filtru składowej zerowej prądu,
- k_b – współczynnik bezpieczeństwa,
- k_c – współczynnik czułości.

Uchyb prądowy I_u zależny jest od własności metrologicznych zastosowanego filtru składowej zerowej prądu, natomiast współczynniki bezpieczeństwa k_b i czułości k_c uwzględniają niepewność określenia prądów $3I_{0L}$ i $3I_{0d}$.

Przeprowadzone w ramach realizacji niniejszej dysertacji badania umożliwiły opracowanie metody doboru nastaw zabezpieczeń zerowoprądowych w ujęciu statystycznym. Metoda ta polega na przeprowadzeniu symulacji losowych, w wyniku których otrzymuje się próbę losową prądów zerowych (6.4). W tym ujęciu pomija się współczynniki k_b i k_c ($k_b = 0$, $k_c = 1$), a nierówność (6.15) przyjmuje postać:

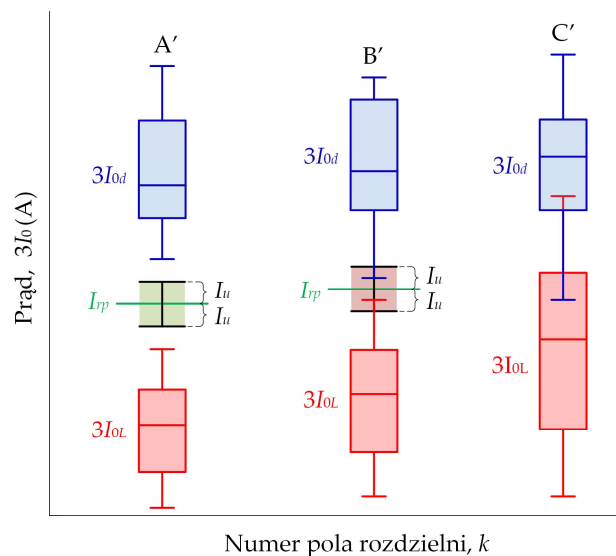
$$3I_{0L} + I_u \leq I_{rp} \leq 3I_{0d} - I_u \quad (6.16)$$

W wyniku przeprowadzonych symulacji otrzymuje się K prób losowych prądów zerowych I_{0k} o liczebności $M \cdot N$ każda. Każdą z tych prób dzieli się na dwie kategorie (rys. 6.9). Do pierwszej kategorii przyporządkowuje się elementy próby I_{0k} , odpowiadające zwarciom w stacjach zasilanych z k -tego pola rozdzielni SN (prąd I_{0dk}). Pozostałe elementy ze zbioru I_{0k} klasyfikuje się do kategorii drugiej (prąd I_{0Lk}).



Rys. 6.9. Podział próby losowej prądów zerowych I_{0k} na kategorie I_{0dk} i I_{0Lk}

Próby zaklasyfikowane do poszczególnych kategorii poddaje się analizie statystycznej. Jej pierwszym krokiem jest sporządzenie statystyk opisowych w postaci $2K$ wykresów pudełkowych potrójonych wartości prądów $3I_{0dk}$ i $3I_{0Lk}$ dla poszczególnych pól rozdzielni SN. Wykresy te są następnie klasyfikowane do trzech grup A', B', C' (rysunek 6.10), a podstawą tej klasyfikacji jest wzajemne położenie wartości maksymalnej z próby $3I_{0L}$ oraz minimalnej z próby $3I_{0d}$.



Rys. 6.10. Typy wykresów pudełkowych prądów $3I_{0d}$ i $3I_{0L}$

Do grupy A' zaliczane są pola, w których różnice najmniejszych wartości prób losowych prądów $3I_{0d}$ płynących przez zabezpieczenie tego pola w przypadku doziemienia w linii z niego zasilanej oraz największych wartości prób losowych prądów $3I_{0L}$ płynących przez to zabezpieczenie w przypadku doziemienia w innych liniach zasilanych z tej samej sekcji rozdzielni, są większe od podwojonej wartości uchybu filtru składowej zerowej prądu $2I_u$:

$$A' = \left\{ k : \left[\min(3I_{0dk}) - \max(3I_{0Lk}) \right] > 2I_u \right\} \quad (6.17)$$

Dla tych pól możliwe jest zapewnienie selektywności działania zabezpieczeń zerowoprądowych. Wartość prądu rozruchowego I_{rp} wyznacza się jako średnią arytmetyczną:

$$I_{rp} = \frac{\min(3I_{0d}) + \max(3I_{0L})}{2} \quad (6.18)$$

Do grupy B' zaliczane są pola, w których najmniejsze wartości prób losowych prądów $3I_{0d}$ są większe od największych wartości prób losowych prądów $3I_{0L}$. Ponadto różnice tych wartości są mniejsze bądź równe od podwojonej wartości uchybu filtru składowej zerowej prądu $2I_u$:

$$B' = \left\{ k : \left[\min(3I_{0dk}) > \max(3I_{0Lk}) \right] \wedge \left[\min(3I_{0dk}) - \max(3I_{0Lk}) \right] \leq 2I_u \right\} \quad (6.19)$$

Do grupy C' zaliczane są pola, w których najmniejsze wartości prób losowych prądów $3I_{0d}$ są mniejsze bądź równe od największych wartości prób losowych prądów $3I_{0L}$:

$$C' = \left\{ k : \min(3I_{0dk}) \leq \max(3I_{0Lk}) \right\} \quad (6.20)$$

Dla pól z grupy B' i C' nie jest możliwe uzyskanie selektywności działania zabezpieczeń zerowoprądowych tylko poprzez odpowiedni dobór nastaw prądu rozruchowego I_{rp} . Konieczne jest zastosowanie zabezpieczenia reagującego na kierunek przepływu prądu zwarciovego.

Zabezpieczenie zerowoprądowe kierunkowe ma charakterystykę rozruchową określoną wzorem [212]:

$$I_r = \frac{I_{rp}}{\cos(\varphi - \alpha_{ch})} \quad (6.21)$$

gdzie:

- I_r – całkowity (bezkierunkowy) prąd rozruchowy zabezpieczenia,
- I_{rp} – nastawa zabezpieczenia zerowoprądowego kierunkowego,
- φ – kąt przesunięcia fazowego pomiędzy U_0 i I_0 ,
- α_{ch} – kąt charakterystyczny (kąt wewnętrzny, kąt największej czułości prądowej zabezpieczenia).

W zabezpieczeniach ziemnozwarciowych w sieciach SN praktyczne znaczenie mają dwie wartości kąta charakterystycznego:

- 1) $\alpha_{ch} = 0^\circ$ – zabezpieczenie czynnoprądowe (stosowane w sieciach uziemionych przez rezystor oraz kompensowanych z automatyką AWSCZ),
- 2) $\alpha_{ch} = 90^\circ$ – zabezpieczenie biernoprądowe (stosowane w sieciach z izolowanym punktem neutralnym).

Wartość nastawy prądu zabezpieczenia czynnoprądowego musi spełniać nierówność:

$$I_u k_b \leq I_{rp} \leq \frac{|I_{CZ}| - I_u}{k_c} \quad (6.22)$$

a zabezpieczenia biernoprądowego nierówność:

$$I_u k_b \leq I_{rp} \leq \frac{|I_B| - I_u}{k_c} \quad (6.23)$$

gdzie:

$I_{CZ} = \text{Re}(3I_{0d})$ – prąd czynny,

$I_B = \text{Im}(3I_{0d})$ – prąd bierny.

Uzasadnione w podejściu statystycznym pominięcie współczynników k_b i k_c prowadzi w przypadku zabezpieczeń czynnoprądowych do nierówności:

$$I_u \leq I_{rp} \leq |I_{CZ}| - I_u \quad (6.24)$$

natomiast w przypadku zabezpieczeń biernoprądowych do nierówności:

$$I_u \leq I_{rp} \leq |I_B| - I_u \quad (6.25)$$

Wartość prądu rozruchowego I_{rp} wyznacza się w zależności od rodzaju zabezpieczenia jako minimalną wartość bezwzględną prądu czynnego I_{CZ} albo biernego I_B pomniejszoną o wartość uchybu I_u zgodnie z wzorami:

$$I_{rp} = (\min |I_{CZ}|) - I_u \quad (6.26)$$

lub

$$I_{rp} = (\min |I_B|) - I_u \quad (6.27)$$

W przypadku, gdy uzyskana z wzoru (6.26) lub (6.27) nastawa zabezpieczenia jest mniejsza niż wartość uchybu prądowego I_u , zabezpieczenie zerowoprądowe kierunkowe nie może być zastosowane.

Metoda statystyczna doboru nastaw zabezpieczeń zerowoprądowych pozwala dodatkowo ocenić ryzyko zadziałania zbędnego tych zabezpieczeń w przypadku niestosowania członu kierunkowego w polach z grup B' i C'. W tym celu wyznacza się dystrybuanty empiryczne $F(3i_{0L})$ potrójnej wartości prądów płynących

w analizowanych liniach w przypadku doziemienia w innych liniach zasilanych z tej samej sekcji rozdzielni SN:

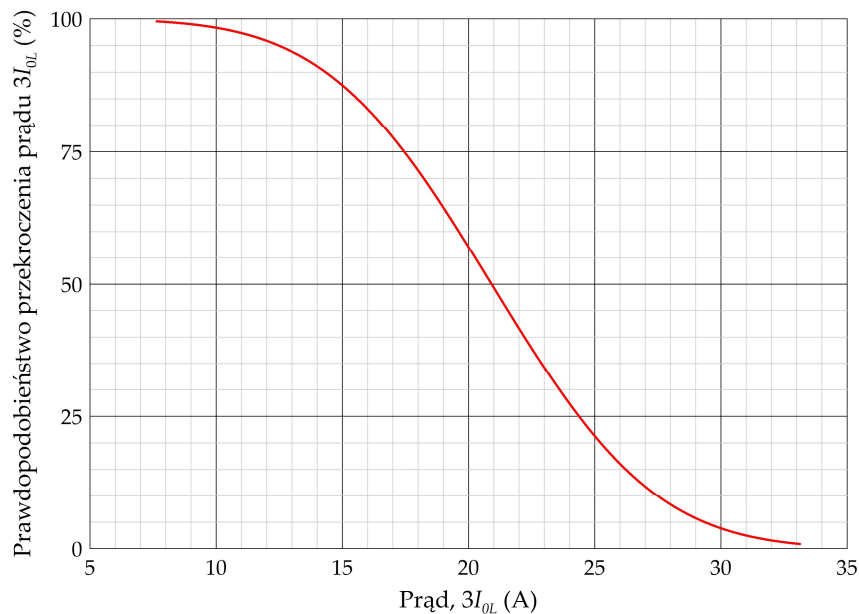
$$F(3i_{0L}) = P(3I_{0L} \leq 3i_{0L}), \quad 3I_{0L} \geq 0 \quad (6.28)$$

Dla wyznaczonych dystrybuant $F(3i_{0L})$ wyznacza się krzywe prawdopodobieństwa $G(3i_{0L})$ przekroczenia wartości prądu $3I_{0L}$:

$$G(3i_{0L}) = 1 - F(3i_{0L}) = P(3I_{0L} > 3i_{0L}), \quad 3I_{0L} \geq 0 \quad (6.29)$$

Na podstawie tych krzywych wyznacza się prawdopodobieństwo $G(3i_{0L})$ przekroczenia przez prąd $3I_{0L}$ wartości I_{rp} , które odpowiada prawdopodobieństwu zbędnego zadziałania bezkierunkowego zabezpieczenia zerowoprądowego.

Na rysunku 6.11 przedstawiono przykładową krzywą $G(3i_{0L})$ dla pola zaklasyfikowanego do grupy C', otrzymaną na podstawie uzyskanej z symulacji próby losowej prądów $3I_{0L}$. Dla tego pola zgodnie ze wzorem (6.18) obliczona nastawa prądowa I_{rp} wynosi 22,91 A. Założono, że uchyb prądowy zastosowanego jako filtr składowej zerowej przekładnika Ferrantiego o przekładni $\mathcal{G}_i = 100/1$, wynosi po stronie wtórnej 20 mA [78]. W tym przypadku prawdopodobieństwo zbędnego zadziałania bezkierunkowego zabezpieczenia zerowoprądowego (rys. 6.11) wynosi około 36%. Zastosowanie członu kierunkowego jest nieodzowne.



Rys. 6.11. Przykładowe prawdopodobieństwo przekroczenia prądu $3I_{0L}$ w polu typu C'

GRUPA ZABEZPIECZEŃ ADMITANCYJNYCH

Zabezpieczenia admitancyjne wykorzystują jako wielkość pomiarową admitancję zerową, która wzrasta podczas doziemienia. Admitancja ta wyznaczana jest na podstawie prądu zerowego \underline{I}_0 i napięcia zerowego \underline{U}_0 zgodnie z zależnością [108]:

$$\underline{Y}_0 = \frac{\underline{I}_0}{\underline{U}_0} = \frac{I_0}{U_0} e^{-j\varphi} = G_0 + jB_0 \quad (6.30)$$

Ze względu na stosowane wielkości kryterialne w grupie zabezpieczeń admitancyjnych wyróżnia się zabezpieczenia:

- admitancyjne Y_0 – wykorzystujące moduł Y_0 admitancji (6.30),
- konduktancyjne G_0 – wykorzystujące część rzeczywistą G_0 ,
- susceptancyjne B_0 – wykorzystujące część urojoną B_0 ,
- admitancyjne-porównawcze RYY_0 – wykorzystujące moduł różnicy admitancji zmierzonej w dwóch stanach – przed i po załączeniu automatyki AWSCZ (AWSB).

Selektywność działania zabezpieczeń z grup a÷c można uzyskać, nastawiając ich wartości rozruchowe (Y_{rp} , G_{rp} , B_{rp}) zgodnie z zależnościami:

$$(Y_{0L} + Y_u) k_b \leq Y_{rp} \leq \frac{Y_{0d} - Y_u}{k_c} \quad (6.31)$$

$$(|G_{0L}| + G_u) k_b \leq G_{rp} \leq \frac{|G_{0d}| - G_u}{k_c} \quad (6.32)$$

$$(|B_{0L}| + B_u) k_b \leq B_{rp} \leq \frac{|B_{0d}| - B_u}{k_c} \quad (6.33)$$

gdzie:

- Y_{0d}, G_{0d}, B_{0d} – moduł admitancji zerowej, konduktancja zerowa, susceptancja zerowa mierzona przez zabezpieczenie w analizowanym polu, w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola;
- Y_{0L}, G_{0L}, B_{0L} – moduł admitancji zerowej, konduktancja zerowa, susceptancja zerowa mierzona przez zabezpieczenie w analizowanym polu, w przypadku doziemienia w liniach, zasilanych z innych pól tej samej sekcji rozdzielni;
- Y_u, G_u, B_u – admitancja uchybowa, konduktancja uchybowa, susceptancja uchybowa.

Procedura deterministycznego doboru nastaw zabezpieczeń również wymaga uwzględnienia współczynników bezpieczeństwa k_b i czułości k_c oraz błędu pomiaru danej wielkości kryterialnej. Dobór nastaw zabezpieczeń w oparciu o próby losowe wielkości

kryterialnych (Y_0, G_0, B_0), pozwala na pominięcie współczynników k_b i k_c , co prowadzi do zależności:

$$Y_{0L} + Y_u \leq Y_{rp} \leq Y_{0d} - Y_u \quad (6.34)$$

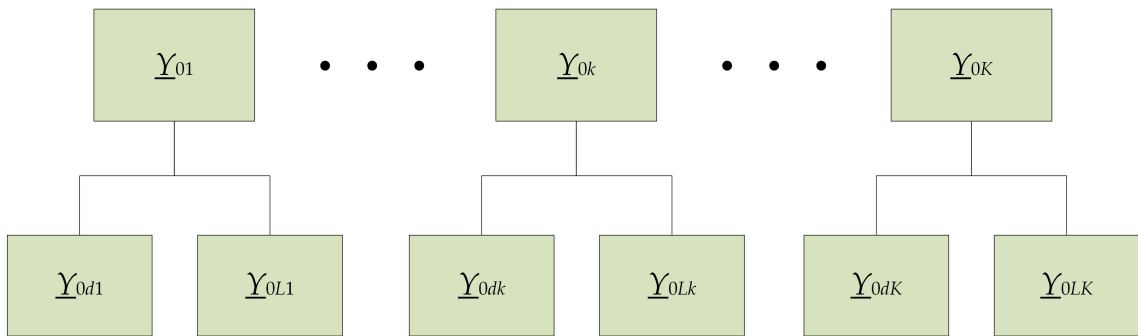
$$|G_{0L}| + G_u \leq G_{rp} \leq |G_{0d}| - G_u \quad (6.35)$$

$$|B_{0L}| + B_u \leq B_{rp} \leq |B_{0d}| - B_u \quad (6.36)$$

Wartości uchybowe wielkości kryterialnych stosowanych w zabezpieczeniach z grupy admitancyjnych uzależnione są tylko od własności metrologicznych zastosowanego filtra składowej zerowej prądu oraz nastawy zerowonapięciowego członu rozruchowego. Można więc wyznaczyć je z wzoru [73]:

$$Y_u = G_u = B_u = \frac{I_u}{U_{rp}} \quad (6.37)$$

W wyniku przeprowadzonych symulacji otrzymuje się K prób losowych admitancji zerowych \underline{Y}_{0k} o liczebności $M \cdot N$ każda (wzór 6.5). Każdą z tych prób dzieli się analogicznie jak próby prądów zerowych na dwie kategorie (rys. 6.12). Do pierwszej kategorii przyporządkowuje się elementy próby \underline{Y}_{0k} , dla których zwarcie wystąpiło w stacji zasilanej z k -tego pola rozdzielni SN (admitancje \underline{Y}_{0dk}). Pozostałe elementy ze zbioru \underline{Y}_{0k} klasyfikuje się do kategorii drugiej (admitancje \underline{Y}_{0Lk}).



Rys. 6.12. Podział próby losowej admitancji zerowych \underline{Y}_{0k} na kategorie \underline{Y}_{0dk} i \underline{Y}_{0Lk}

W oparciu o wyznaczone odpowiednio próby admitancji zerowych wyznacza się na podstawie podanych niżej zależności próby losowe konduktancji zerowych:

$$G_{0dk} = \operatorname{Re}(\underline{Y}_{0dk}) \quad (6.38)$$

$$G_{0Lk} = \operatorname{Re}(\underline{Y}_{0Lk}) \quad (6.39)$$

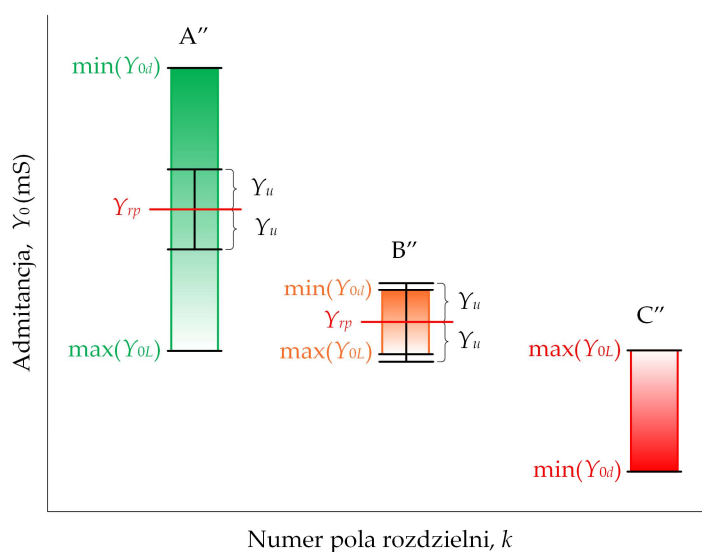
oraz susceptancji zerowych:

$$B_{0dk} = \operatorname{Im}(\underline{Y}_{0dk}) \quad (6.40)$$

$$B_{0Lk} = \operatorname{Im}(\underline{Y}_{0Lk}) \quad (6.41)$$

Próby zaklasyfikowane do poszczególnych kategorii poddaje się analizie statystycznej. Jej pierwszym krokiem jest odpowiednia ilustracja graficzna elementów prób. Ze względu na relatywnie niewielki rozrzut wartości wielkości kryterialnych w obrębie próby wybrano do tego celu wykres kolumnowy pływający. Przedstawia on zakres wartości wielkości kryterialnej, w obrębie którego poszukuje się możliwej nastawy zabezpieczenia. Zakres ten zawiera się pomiędzy wartością maksymalną Y_{0L} (odpowiednio $|G_{0L}|$ i $|B_{0L}|$) a wartością minimalną Y_{0d} (odpowiednio $|G_{0d}|$ i $|B_{0d}|$).

Wykresy te są następnie klasyfikowane do trzech grup A'', B'', C'' (rysunek 6.13), a podstawą tej klasyfikacji jest wzajemne położenie wartości maksymalnej z próby Y_{0L} ($|G_{0L}|$, $|B_{0L}|$) oraz minimalnej z próby Y_{0d} ($|G_{0d}|$, $|B_{0d}|$).



Rys. 6.13. Typy wykresów kolumnowych pływających modułu admitancji Y_0

W przypadku zabezpieczeń admitancyjnych do grupy A'' zaliczane są pola, w których różnice najmniejszych wartości prób losowych modułów admitancji Y_{0d} zmierzonych przez zabezpieczenie w tym polu w przypadku doziemienia w linii zasilanej z tego pola oraz największych wartości prób losowych modułów admitancji Y_{0L} zmierzonych w tym polu w przypadku doziemienia w liniach zasilanych z innych pól tej samej sekcji SN, są większe od podwojonej wartości admitancji uchybowej $2Y_u$.

$$A'' = \left\{ k : \left[\min(Y_{0dk}) - \max(Y_{0Lk}) \right] > 2Y_u \right\} \quad (6.42)$$

Dla tych pól możliwe jest zapewnienie selektywności działania zabezpieczeń admitancyjnych. Wartość admitancji rozruchowej Y_{rp} wyznacza się jako średnią arytmetyczną:

$$Y_{rp} = \frac{\min(Y_{0d}) + \max(Y_{0L})}{2} \quad (6.43)$$

Do grupy B'' zaliczane są pola, w których najmniejsze wartości prób losowych modułów admitancji Y_{0d} są większe od największych wartości prób losowych modułów admitancji Y_{0L} . Ponadto różnice tych wartości są mniejsze bądź równe od podwojonej wartości admitancji uchybowej $2Y_u$.

$$B'' = \left\{ k : \left[\min(Y_{0dk}) > \max(Y_{0Lk}) \right] \wedge \left[\min(Y_{0dk}) - \max(Y_{0Lk}) \right] \leq 2Y_u \right\} \quad (6.44)$$

Do grupy C'' zaliczane są pola, w których najmniejsze wartości prób losowych modułów admitancji Y_{0d} są mniejsze od największych wartości prób losowych modułów admitancji Y_{0L} .

$$C'' = \left\{ k : \min(Y_{0dk}) \leq \max(Y_{0Lk}) \right\} \quad (6.45)$$

Dla pól z grupy B'' i C'' nie jest możliwe uzyskanie selektywności działania zabezpieczeń admitancyjnych li tylko poprzez odpowiedni dobór nastaw admitancji rozruchowej Y_{rp} . Konieczne jest zastosowanie zabezpieczenia reagującego na kierunek przepływu prądu zwarciovego. Rozwiązania tego typu są wśród zabezpieczeń konduktancyjnych i susceptancyjnych.

W przypadku, gdy minimalna wartość z próby modułów admitancji Y_{0d} jest mniejsza niż podwojona wartość admitancji uchybowej Y_u zabezpieczenie admitancyjne nie może być zastosowane.

Analogiczne jak przedstawione powyżej reguły klasyfikacji prób losowych i wynikające z niej zasady doboru nastaw stosuje się również dla zabezpieczeń konduktancyjnych i susceptancyjnych. W zależnościach (6.42)÷(6.45) w miejsce modułów admitancji (Y_{0d} , Y_{0L} , Y_u i Y_{rp}) podstawia się odpowiednio moduły konduktancji (G_{0d} , G_{0L} , G_u i G_{rp}) albo susceptancji (B_{0d} , B_{0L} , B_u i B_{rp}). W przypadku, gdy dla zabezpieczeń konduktancyjnych lub susceptancyjnych zachodzi konieczność zastosowania członu kierunkowego (dla pól zaklasyfikowanych do grup B'' i C'') wartości odpowiednich wielkości rozruchowych wyznacza się z zależności:

$$G_{rp} = \left| \min(G_{0d}) \right| - G_u \quad (6.46)$$

$$B_{rp} = \left| \min(B_{0d}) \right| - B_u \quad (6.47)$$

W przypadku, gdy uzyskane z powyższych wzorów nastawy zabezpieczeń są mniejsze niż wartości uchybu (G_u albo B_u), zabezpieczenia kierunkowe nie mogą być zastosowane.

Zabezpieczenia admitancyjno-porównawcze RYY0 są specyficznym rodzajem zabezpieczeń z grupy admitancyjnych. Ich zastosowanie ograniczone jest do sieci skompensowanych z automatyką wymuszania składowej czynnej (AWSCZ) bądź składowej biernej (AWSB). Wymaga ono pomiaru admitancji doziemnej w dwóch

stanach: przed załączeniem automatyki wymuszającej dodatkowy prąd (admitancja $\underline{Y}_0^{(1)}$) i tuż po tym załączeniu (admitancja $\underline{Y}_0^{(2)}$). Wielkością pomiarową jest moduł różnicy tych admitancji:

$$YY_0 = \left| \underline{Y}_0^{(2)} - \underline{Y}_0^{(1)} \right| \quad (6.48)$$

Wartość rozruchowa YY_{rp} zabezpieczenia musi spełniać nierówność:

$$(YY_{0L} + Y_u)k_b \leq YY_{rp} \leq \frac{YY_{0d} - Y_u}{k_c} \quad (6.49)$$

gdzie:

YY_{0d} – moduł różnicy admitancji mierzony w danym polu podczas zwarcia w linii zasilanej z tego pola,

YY_{0L} – moduł różnicy admitancji mierzony w danym polu podczas zwarcia w linii zasilanej z innego pola tej samej sek.

Dobór nastaw zabezpieczeń w oparciu o próby losowe wielkości kryterialnych otrzymane w wyniku analizy statystycznej pozwala na pominięcie współczynników k_b i k_c , co prowadzi do zależności:

$$YY_{0L} + Y_u \leq YY_{rp} \leq YY_{0d} - Y_u \quad (6.50)$$

Analizę statystyczną przeprowadza się w oparciu o podzielone na odpowiednie kategorie (rys. 6.12) próby losowe admitancji $\underline{Y}_{0dk}^{(2)}$ oraz $\underline{Y}_{0Lk}^{(2)}$ po załączeniu automatyki AWSZ (AWSB) oraz przed załączeniem tej automatyki $\underline{Y}_{0dk}^{(1)}$ i $\underline{Y}_{0Lk}^{(1)}$. Na ich podstawie wyznacza się korespondujące z nimi próby modułów różnic admitancji:

$$YY_{0dk} = \left| \underline{Y}_{0dk}^{(2)} - \underline{Y}_{0dk}^{(1)} \right| \quad (6.51)$$

$$YY_{0Lk} = \left| \underline{Y}_{0Lk}^{(2)} - \underline{Y}_{0Lk}^{(1)} \right| \quad (6.52)$$

Dalsze postępowanie w celu doboru nastaw zabezpieczenia porównawczo-admitancyjnego jest identyczne jak w przypadku zabezpieczeń admitancyjnych.

Przedstawiona w niniejszym podrozdziale nowatorska statystyczna metoda doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych, pozwala wyznaczyć nastawy zabezpieczeń ziemnozwarciowych wykorzystujących różne kryteria, bez konieczności przyjmowania *a priori* wartości współczynników bezpieczeństwa k_b i czułości k_c .

7. Zastosowanie analizy statystycznej do wyboru wariantu pracy punktu neutralnego przykładowej sieci średniego napięcia

W niniejszym rozdziale przedstawiono aplikacje zaproponowanych w poprzednim rozdziale rozprawy metod statystycznych do badań i oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn oraz doboru nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych w rzeczywistej sieci 15 kV. Wnioski płynące z tych badań umożliwiają określenie warunków, jakie muszą być spełnione dla bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji sieci, a tym samym mogą stanowić podstawę do rekomendacji wyboru sposobu pracy punktu neutralnego.

7.1. Analizowana sieć

Przedmiotem badań była rzeczywista sieć kablowo-napowietrzna 15 kV, której schemat przedstawiono na rysunku 7.1. Sieć ta zasilana jest z systemu 110 kV poprzez transformator o mocy $S_{Tr} = 25$ MVA. W rozdzielni 15 kV znajdują się cztery pola liniowe oznaczone jako 01÷04 zasilające 44 stacje 15/0,4 kV, jedno pole potrzeb własnych (05) z transformatorem uziemiającym TU 15,75/0,42 kV o grupie połączeń ZNyn11 oraz pole pomiaru napięcia (06). Dane analizowanej sieci zamieszczono w tabeli 7.1.

Tab. 7.1. Dane analizowanej sieci 15 kV

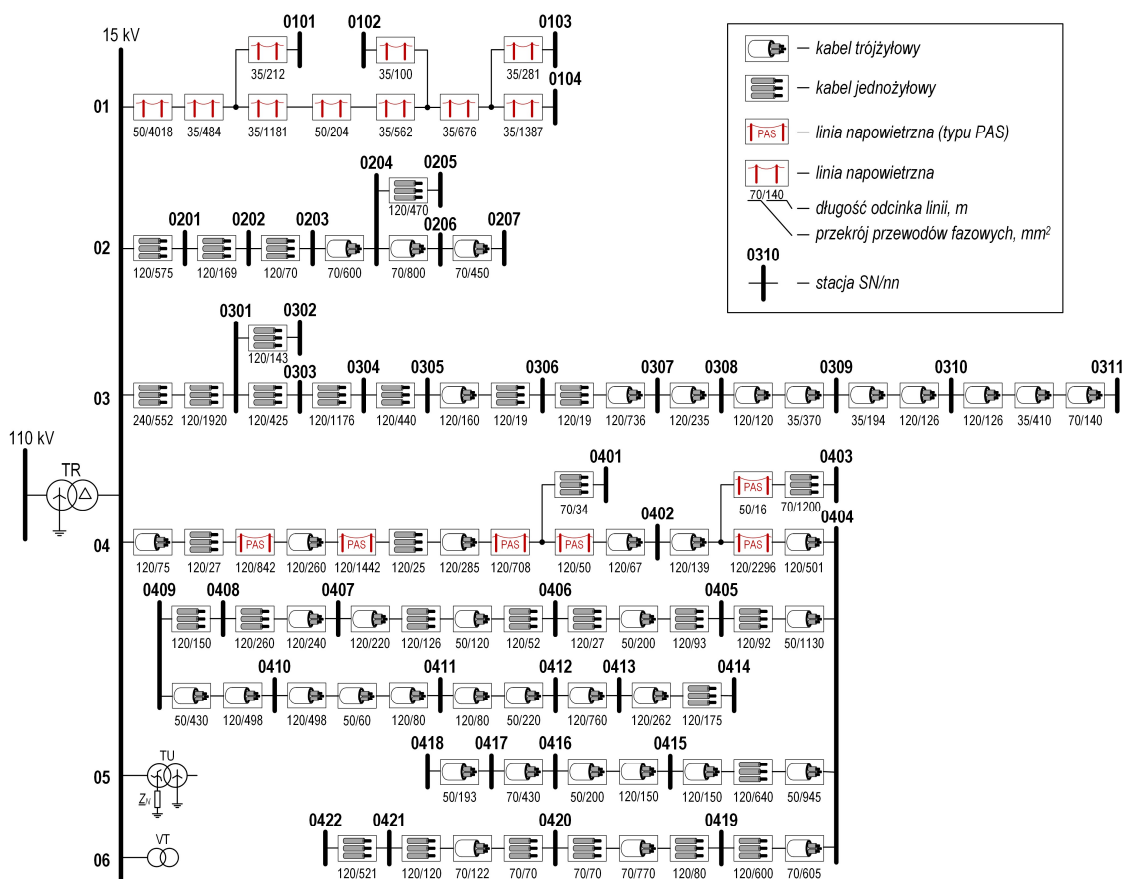
Nr pola	Długość linii napowietrznych (m)	Długość linii kablowych (m)	Prąd ładowania (A)	Liczba zasilanych stacji 15/0,4 (kV)
01	9 105	–	0,24	4
02	–	3 134	2,32	7
03	–	7 311	5,59	11
04	5 352	14 052	11,01	22
Razem	14 457	24 497	19,16	44

W ramach prowadzonych badań przeanalizowano osiem wariantów sposobów pracy punktu neutralnego. Są to odpowiednio:

PNI – sieć z izolowanym punktem neutralnym;

RN – 100 A – sieć z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 100 A ($R_N = 86,6 \Omega$);

- RN – 200 A – sieć z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 200 A ($R_N = 43,3 \Omega$);
- RN – 300 A – sieć z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 300 A ($R_N = 28,9 \Omega$);
- RN – 400 A – sieć z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 400 A ($R_N = 21,7 \Omega$);
- RN – 500 A – sieć z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 500 A ($R_N = 17,3 \Omega$);
- Rw – 25 A – sieć skompensowana o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 25 A;
- Rw – 100 A – sieć skompensowana o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 100 A.



Rys. 7.1. Schemat analizowanej sieci kablowo-napowietrznej 15 kV

TR – transformator zasilający sieć średniego napięcia (SN); VT – układ pomiaru składowej zerowej napięcia $3U_0$; TU – transformator uzemiający; Z_N – impedancja uziemienia punktu neutralnego (PN)

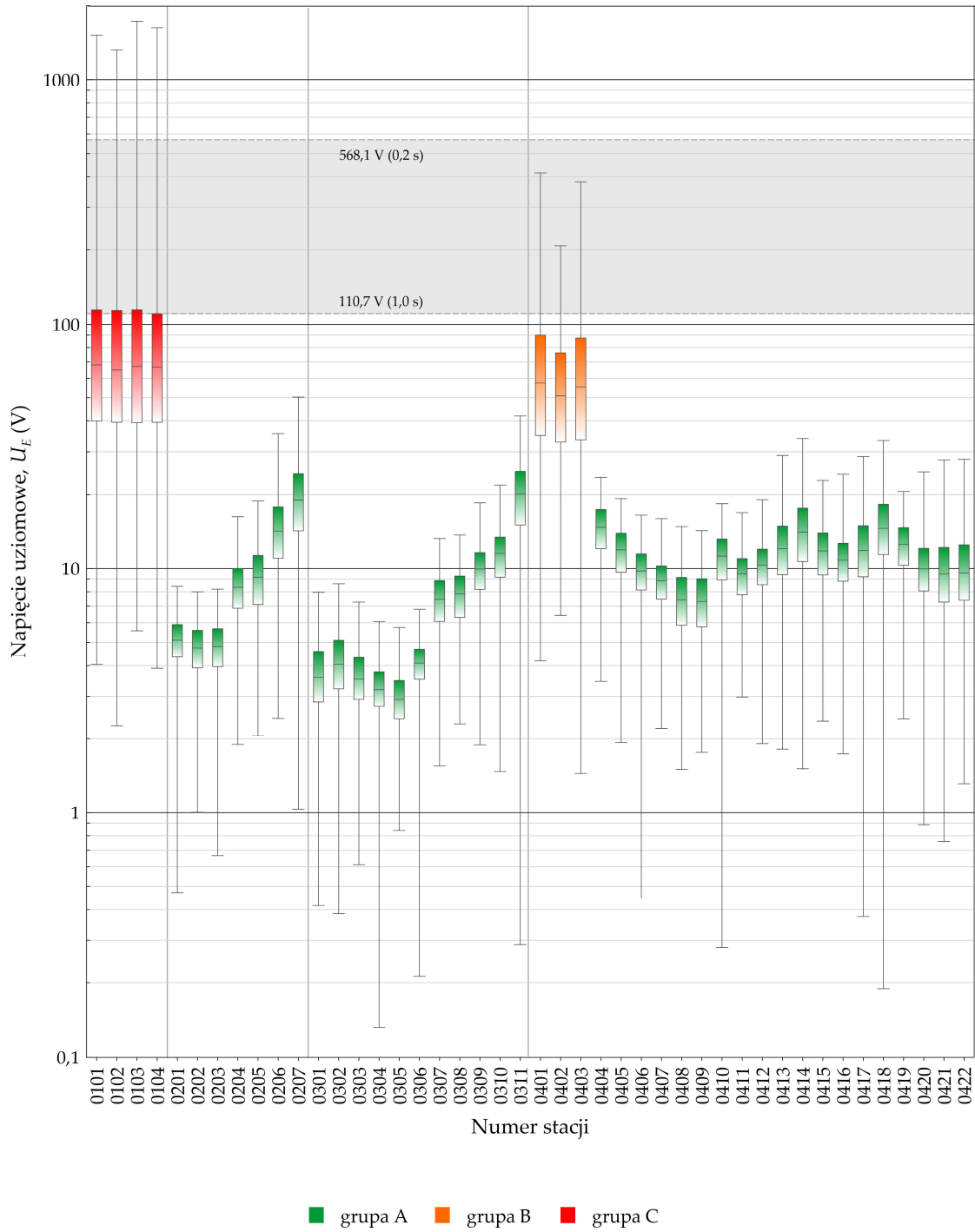
Dla analizowanej sieci opracowano model, którego ogólną strukturę i metodę badań symulacyjnych z jego wykorzystaniem przedstawiono szczegółowo w rozdziale 5. Dla każdego z powyższych ośmiu wariantów połączenia PN z ziemią, wykonano po $N = 1000$

losowych symulacji jednofazowych zwarć doziemnych w każdej z $M = 44$ stacji SN/nn. Otrzymane w tych symulacjach próby losowe napięć i prądów zostały poddane analizie statystycznej, tak jak przedstawiono to w rozdziale 6. Wyniki analizy i płynące z niej wnioski zostały zawarte w kolejnych rozdziałach.

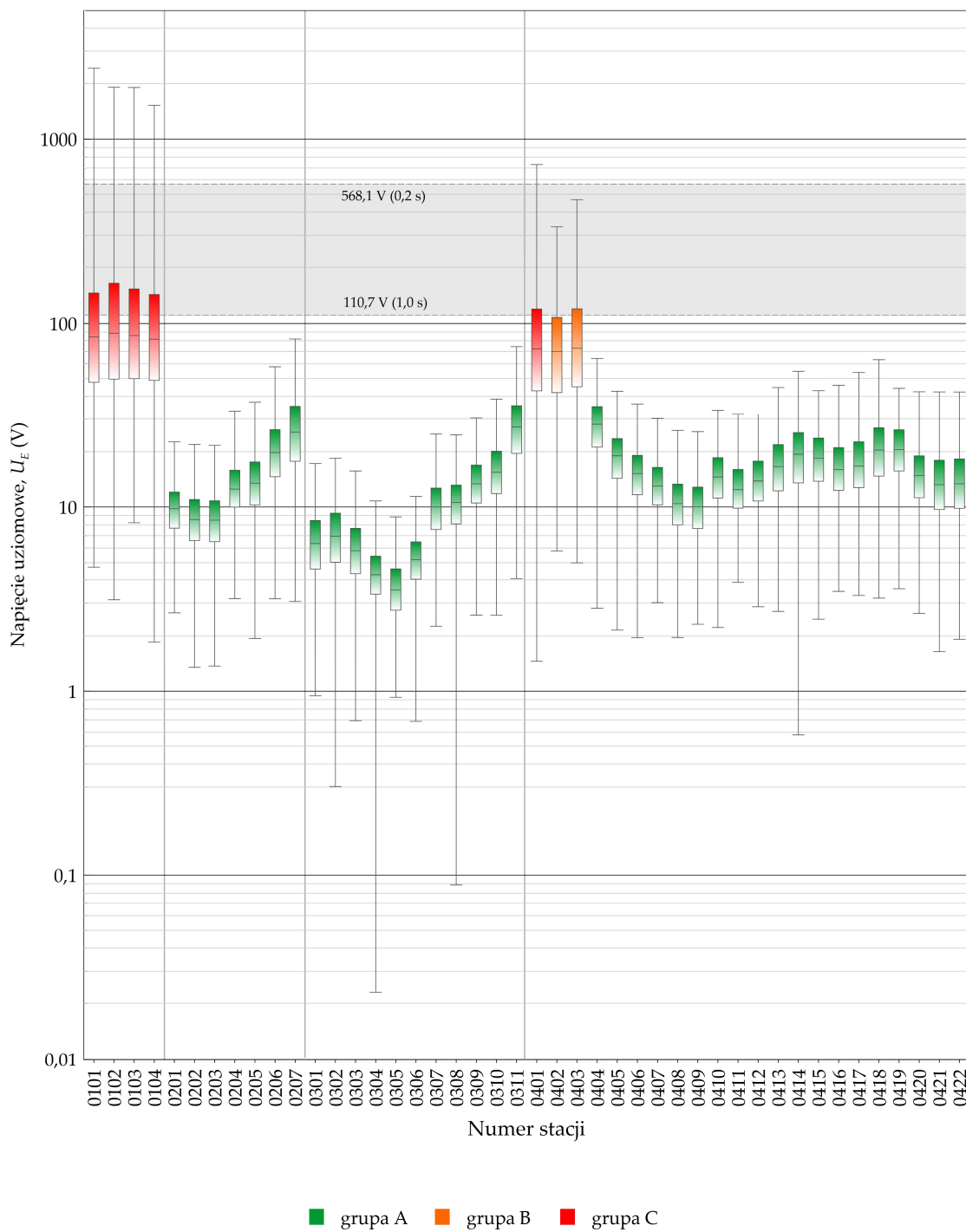
7.2. Statystyczna ocena zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn dla różnych wariantów pracy punktu neutralnego

Na rysunkach 7.2÷7.9 przedstawiono wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E w stacjach 15/0,4 kV dla rozważanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci SN (rys. 7.1). Wykresy te stanowią podstawę klasyfikacji stacji na wyodrębnione w rozdziale 6.1 grupy A, B i C, które związane są z prawdopodobieństwem przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć uziomowych. Dla przykładu, w przypadku pracy sieci z izolowanym punktem neutralnym (rys. 7.2), do grupy B zaliczają się trzy stacje o numerach 0401, 0402, 0403, które zasilane są z pola 04. Natomiast do grupy C zaliczają się wszystkie stacje zasilane z pola 01. Pozostałe stacje kwalifikują się do grupy A. W przypadku uziemienia punktu neutralnego analizowanej sieci przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 200$ A (wariant RN – 200 A) obserwuje się znaczne zwiększenie zagrożenia porażeniowego (rys 7.4). Dotyczy to zarówno wymienionych wcześniej stacji, jak i stacji nr 0207 (grupa B) oraz stacji nr 0311 (grupa B). Należy również zauważyć, że przy tym sposobie pracy punktu neutralnego, stacje nr 0401 oraz nr 0403 należą do grupy C. Zastosowanie kompensacji redukuje zagrożenie porażeniowe występujące w stacjach SN/nn podczas zwarcia doziemnego. Może być ono nawet mniejsze niż w przypadku pracy sieci z izolowanym punktem neutralnym. Dla przykładu, w przypadku zastosowania automatyki wymuszania składowej czynnej prądu o wartości 25 A (rys. 7.8), do grupy B zalicza się 4 stacje (0101, 0103, 0401, 0403). Z kolei grupa C obejmuje stacje 0102 i 0104. Pozostałe stacje zalicza się do grupy A.

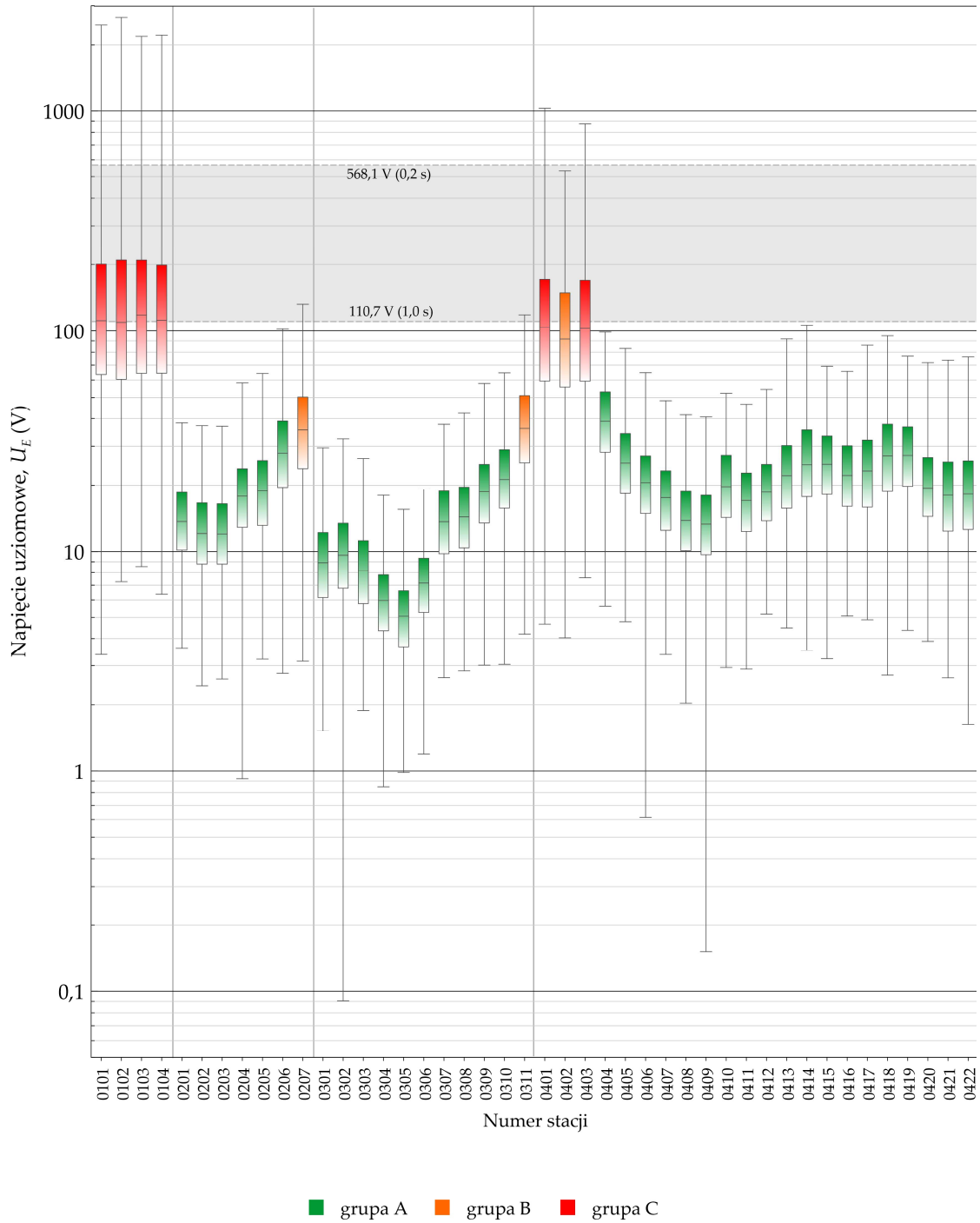
Na rysunku 7.10 przedstawiono wykres ilustrujący, jak kształtują się liczby stacji SN/nn zaklasyfikowanych do grup A, B, i C, w przypadku wszystkich rozważanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci SN. Wzrost prądu zwarcia doziemnego ma istotny wpływ na wzrost zagrożenia porażeniowego, toteż pociąga za sobą zwiększenie liczby stacji zaklasyfikowanych głównie do grupy B. Liczba stacji zaliczonych do grupy C zwiększa się tylko do określonego poziomu prądu zwarcia doziemnego. Zaobserwowano, że w przypadku rozważanej sieci do grupy C zostały zakwalifikowane tylko stacje zasilane liniami napowietrznymi. Dla obiektów tego typu nie występuje bowiem efekt redukcji prądu uziomowego, wynikający z obecności ciągłej metalicznej drogi ziemnopowrotnej (rozdział 4.2).



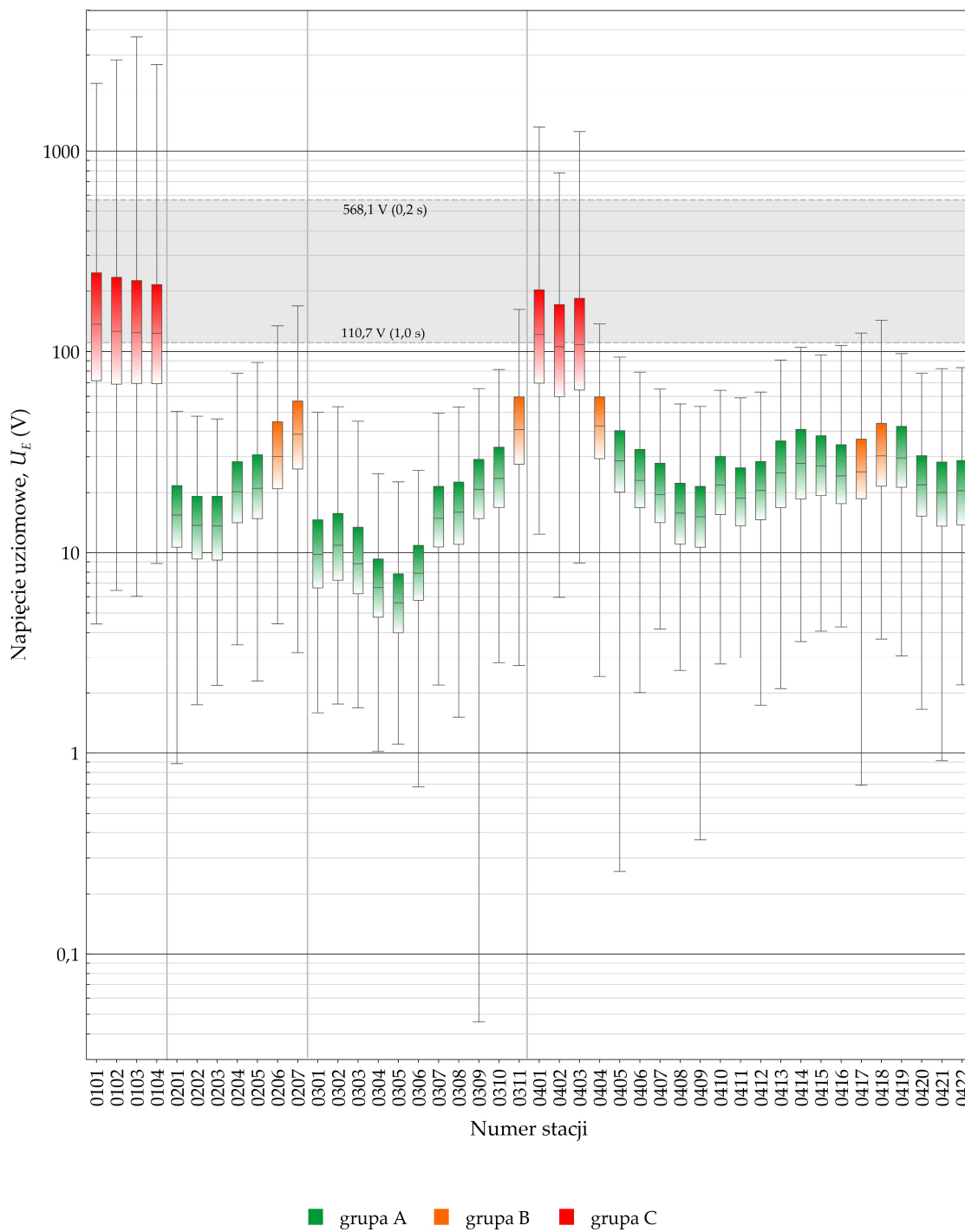
Rys. 7.2. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej z izolowanym punktem neutralnym (wariant PNI)



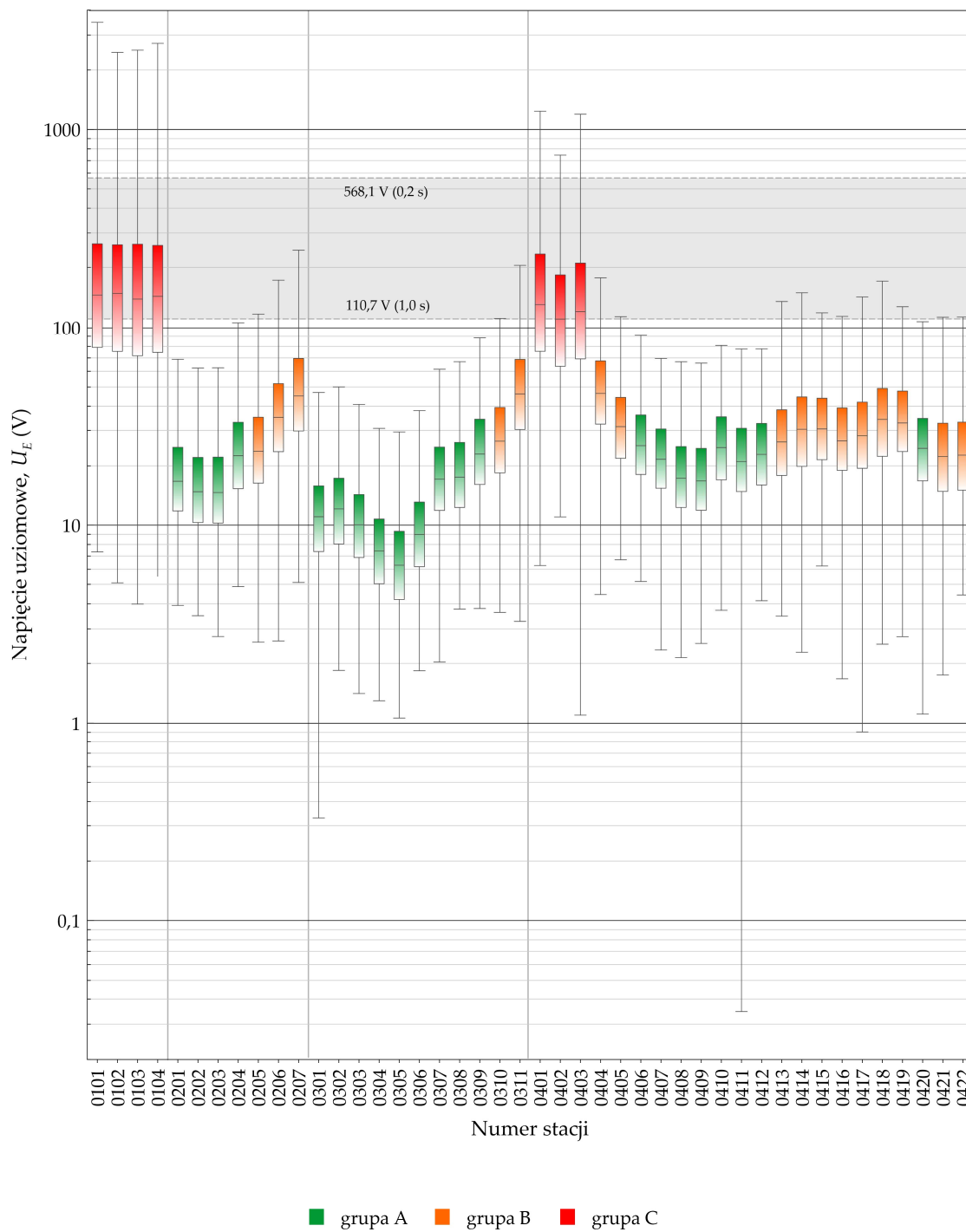
Rys. 7.3. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 100 A (wariant RN – 100 A)



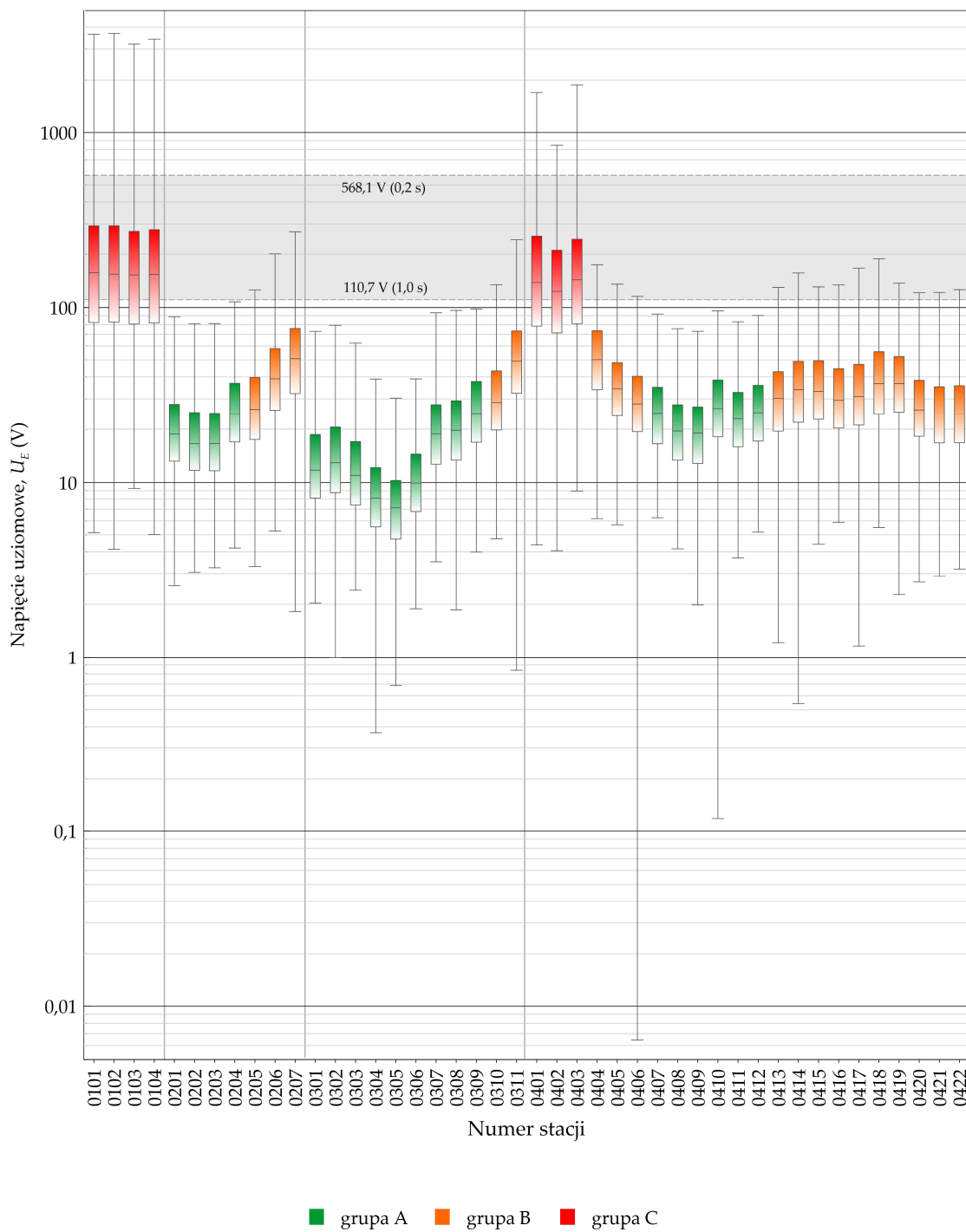
Rys. 7.4. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 200 A (wariant RN – 200 A)



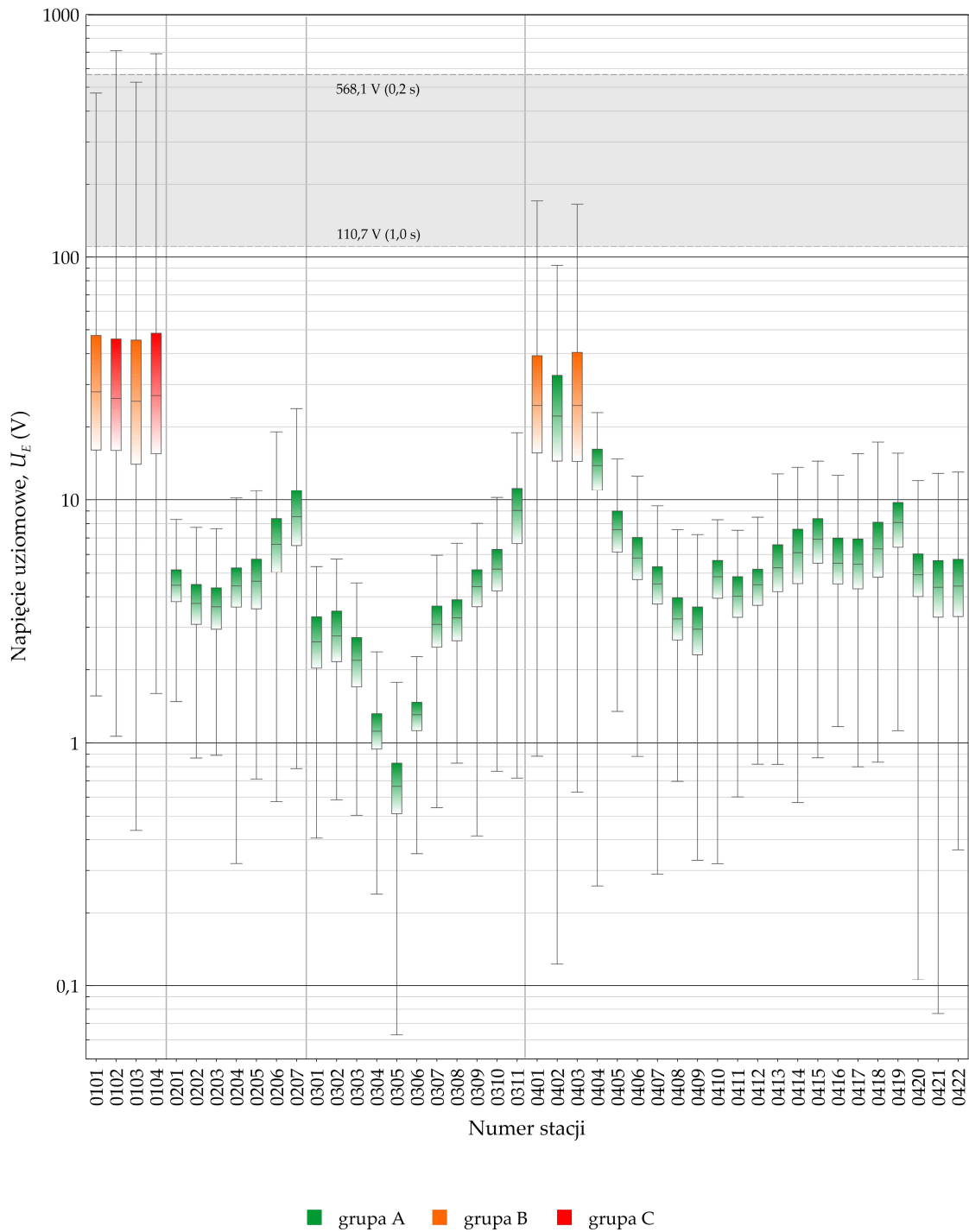
Rys. 7.5. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 300 A (wariant RN – 300 A)



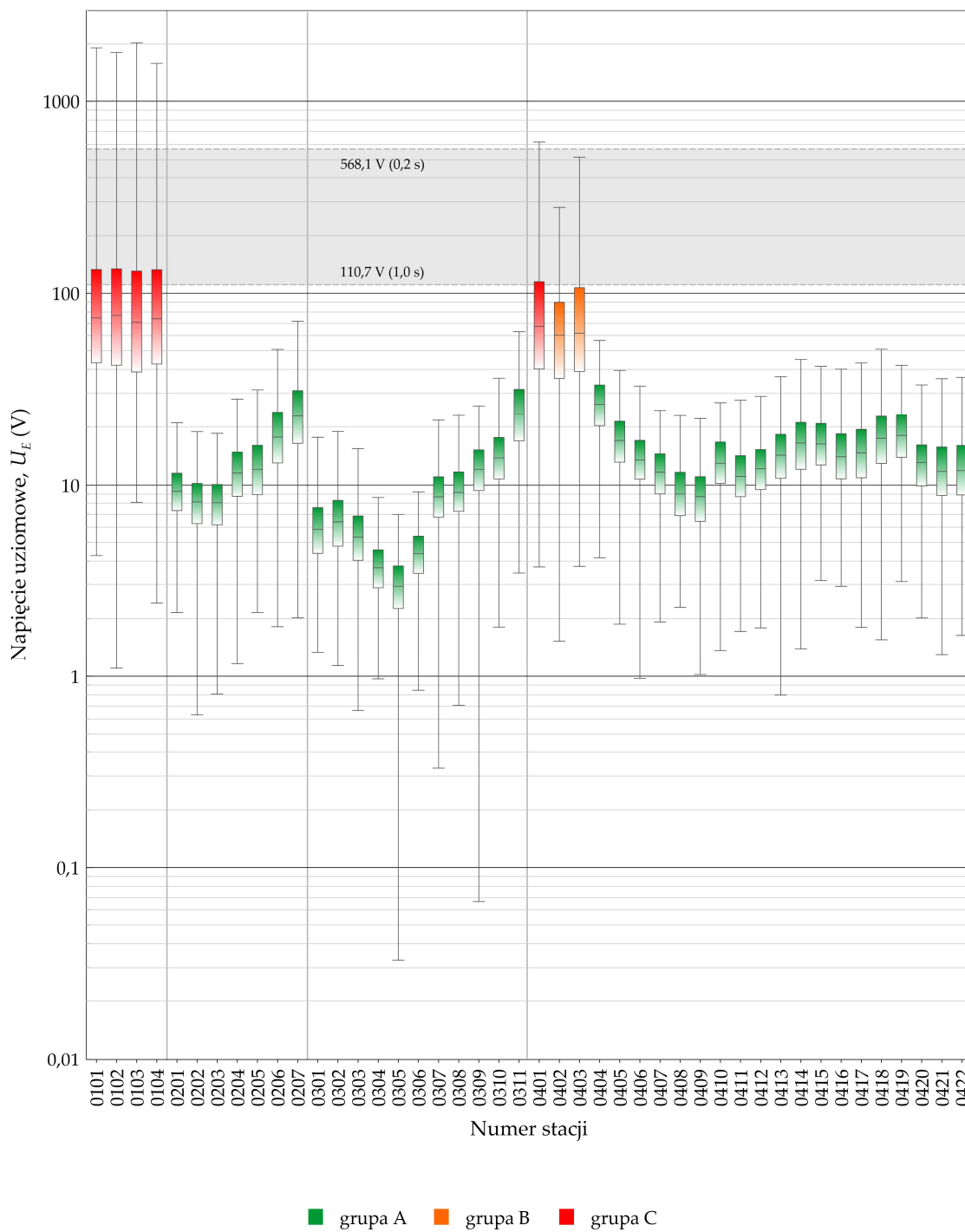
Rys. 7.6. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 400 A (wariant RN – 400 A)



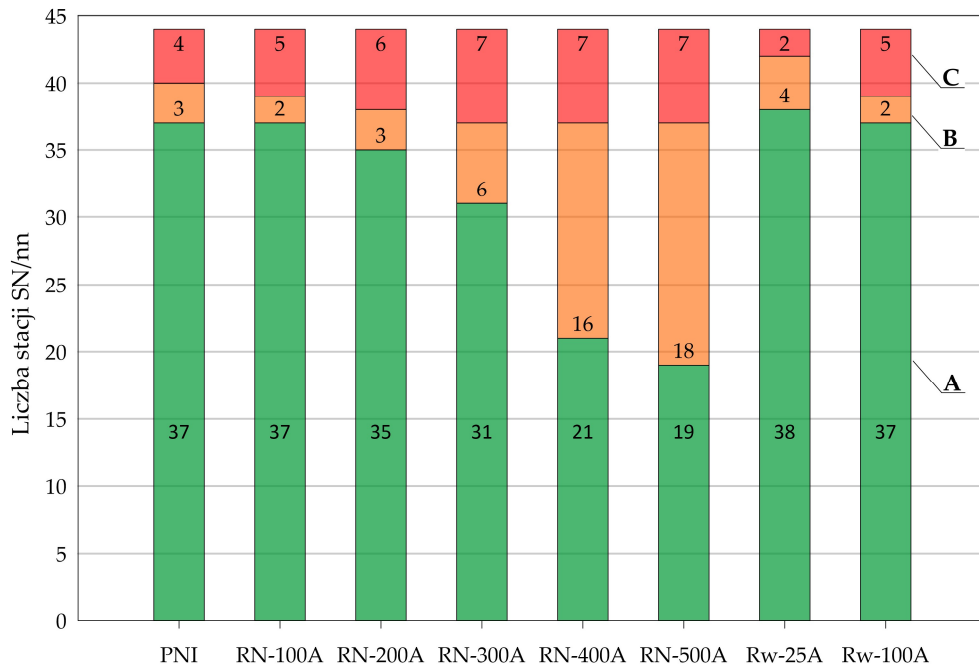
Rys. 7.7. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 500 A (wariant RN – 500 A)



Rys. 7.8. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej jako skompensowana o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$; z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 25 A (wariant Rw – 25 A)



Rys. 7.9. Wykresy pudełkowe napięć uziomowych U_E dla sieci 15 kV pracującej jako skompensowana o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$; z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 100 A (wariant Rw – 100 A)



Rys. 7.10. Liczba stacji SN/nn zaklasyfikowanych do poszczególnych grup A, B, i C dla analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego

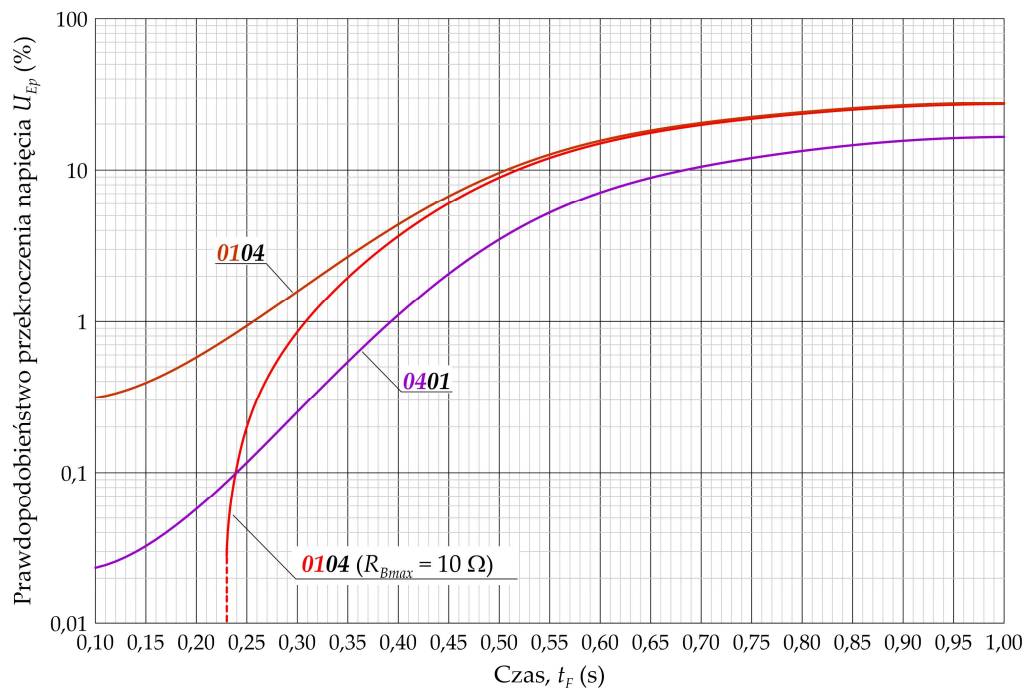
Dla wszystkich analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego zastosowano zaprezentowaną w rozdziale 6.2 metodę statystycznej oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach SN/nn. Dla stacji z grup B i C przedstawiono na rysunkach 7.11÷7.18 zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu t_F trwania zwarcia. Dla przyjętego *a priori* prawdopodobieństwa przekroczenia napięć U_{Ep} , zależności te są podstawą doboru najdłuższych dopuszczalnych czasów wyłączeń zwarć przez zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w polach 01÷04 rozdzielni 15 kV lub ograniczenia maksymalnej rezystancji uziemienia we wskazanych stacjach SN/nn do wartości R_{Bmax} . W tabelach (7.2÷7.9) zebrano wyznaczone na podstawie krzywych (rys. 7.11÷7.18) wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV, dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych wynoszącego 1,0% oraz 0,1%.

W sieci z izolowanym punktem neutralnym (rys. 7.11) o wyborze czasu t_F w polu 01 decyduje stacja 0104, natomiast w polu 04 stacja 0401. Przyjęcie akceptowalnego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć uziomowych U_{Ep} na poziomie 1%, nie wymaga spełnienia dodatkowych warunków. Jednak przyjęcie niższego poziomu prawdopodobieństwa (0,1%), wymaga spełnienia dodatkowego warunku, jakim jest ograniczenie maksymalnej rezystancji uziemienia wszystkich stacji zasilanych z pola 01 do wartości $R_{Bmax} = 10 \Omega$.

W sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor $R_N = 86,3 \Omega$ o prądzie znamionowym zwarcia 100 A (wariant RN – 100 A), o wyborze czasu t_F w polu 01 decyduje stacja 0103, natomiast w polu 04 stacja 0401. Ograniczenie prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć uziomowych U_{Ep}

do akceptowalnego poziomu 1%, wymaga w polu 01 ograniczenia maksymalnej rezystancji uziemienia wszystkich stacji zasilanych z tego pola do wartości $R_{Bmax} = 5 \Omega$, natomiast w polu 04 konieczne jest ograniczenie R_{Bmax} do wartości 10Ω w stacji 0401. Alternatywnie można w stacjach zasilanych z pola 01 ograniczyć rezystancję uziemienia do wartości $R_{Bmax} = 10 \Omega$. Wymaga to jednak skrócenia maksymalnego czasu wyłączenia zwarcia t_{Fmax} . Podobnie, zmniejszenie czasu t_{Fmax} w polu 04 pozwala zrezygnować z ograniczenia maksymalnej wartości rezystancji uziemienia stacji 0401. Jednak przyjęcie akceptowalnego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć uziomowych U_{Ep} na poziomie 0,1% sprawia, że spełnienie wymienionych powyżej warunków dotyczących maksymalnych rezystancji uziemienia stacji jest konieczne. Zwiększenie prądu znamionowego rezystora uziemiającego do wartości 200 A, skutkuje koniecznością ograniczenia maksymalnego czasu trwania zwarcia t_{Fmax} w polach 02 i 03. Dla wszystkich stacji zasilanych z pola 01 oraz stacji zasilanych z pola 04 (0401 i 0403), należy ograniczyć wartości rezystancji uziemienia stacji SN/nn do wartości analogicznych jak w przypadku wariantu RN – 100 A (odpowiednio $R_{Bmax} = 5 \Omega$ i $R_{Bmax} = 10 \Omega$). Jednocześnie skróceniu ulegają czasy t_{Fmax} . W przypadku wariantu RN – 300 A pracy punktu neutralnego sieci 15 kV (tab. 7.5) wymagane są krótsze czasy wyłączenia zwarć niż w przypadku wariantu RN – 200 A. Dodatkową zmianą jest konieczność ograniczenia rezystancji uziemienia stacji 0402 do wartości 10Ω . Wartości R_{Bmax} są takie same jak w przypadku sieci uziemionej przez rezystor o wartości znamionowego prądu zwarcia doziemnego równego 200 A. Dalsze zwiększanie prądu znamionowego rezystora uziemiającego (warianty RN – 400 A i RN – 500 A) skutkuje koniecznością odpowiedniego skracania czasu trwania zwarcia doziemnego, poprzez właściwe zmniejszanie nastaw czasowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Jednocześnie ograniczenie maksymalnej wartości rezystancji uziemienia dotyczy tych samych stacji co w przypadku uziemienia punktu neutralnego sieci przez rezystor o prądzie znamionowym 300 A. Jednak dla niektórych stacji i określonych maksymalnych akceptowalnych prawdopodobieństw przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć uziomowych U_{Ep} , konieczne jest ograniczenie rezystancji uziemienia stacji do wartości $R_{Bmax} = 4 \Omega$, w odróżnieniu od wariantu RN – 300 A, dla którego R_{Bmax} jest jednakowa dla wszystkich stacji i wynosi 5Ω . Szczegóły zawarto w tabelach 7.6 i 7.7.

W sieci kompensowanej z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 25 A (rys. 7.17) o wyborze czasu t_F w polu 01 decyduje stacja 0104, natomiast w polu 04 stacja 0401. Zwiększenie wartości wymuszanej składowej czynnej prądu w sieci do wartości 100 A sprawia, że w celu ograniczenia poziomu zagrożenia porażeniowego do akceptowalnych wartości, należy spełnić zbliżone warunki jak w przypadku sieci uziemionej przez rezystor o wartości znamionowego prądu zwarcia doziemnego równego 100 A (tab. 7.3 i 7.9). Wpływ kompensacji uwidacznia się w łagodniejszych wymaganiach dotyczących maksymalnych wartości rezystancji uziemienia stacji zasilanych z pola 01.

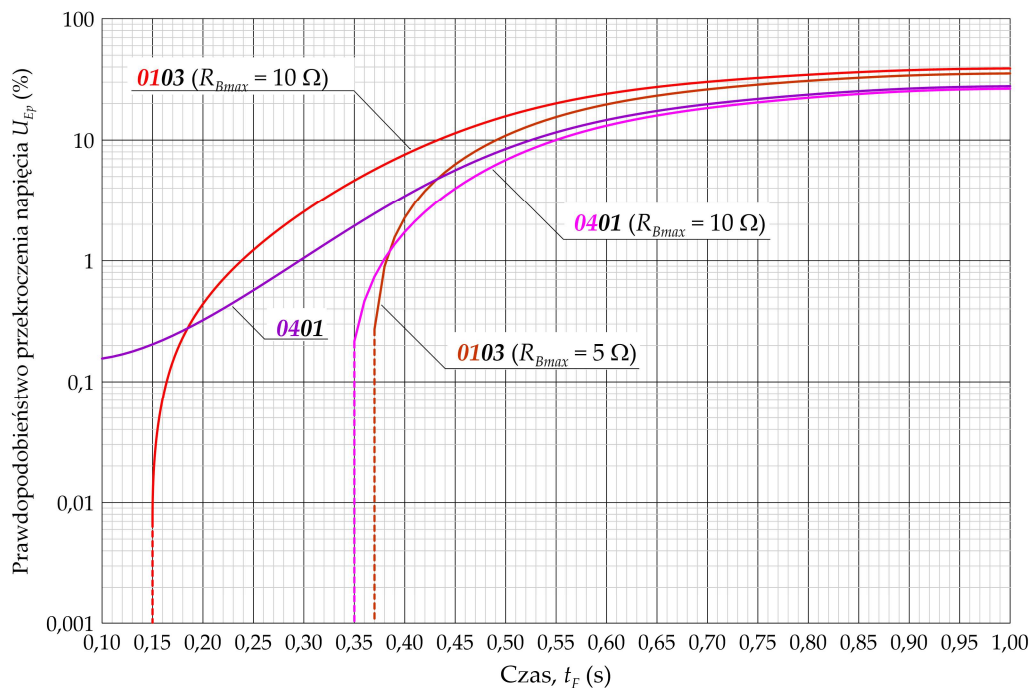


Rys. 7.11. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV z izolowanym punktem neutralnym (wariant PNI)

Tab. 7.2. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant PNI)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Punkt neutralny izolowany wariant PNI	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,30	10 ¹⁾
	0,1%	0,20	n/a
02	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
03	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
04	1,0%	0,35	n/a
	0,1%	0,20	n/a

¹⁾ dotyczy stacji : 0101, 0102, 0103, 0104



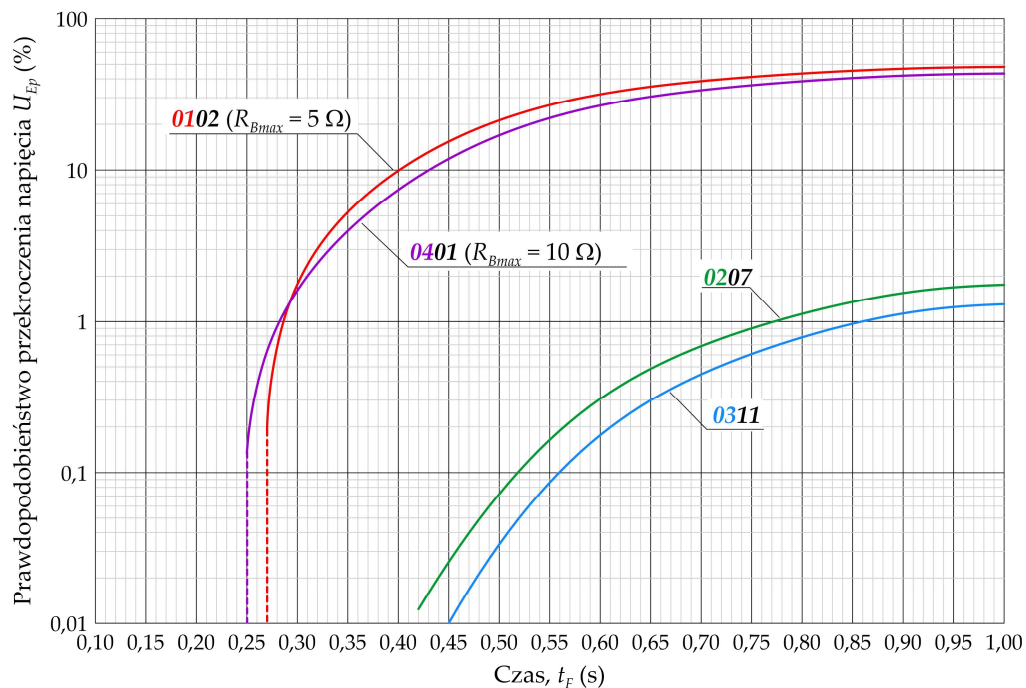
Rys. 7.12. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 100$ A (wariant RN – 100 A)

Tab. 7.3. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant RN - 100 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Punkt neutralny uziemiony przez rezystor wariant RN – 100 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,20	10 ¹⁾
	0,1%	0,35	5 ¹⁾
02	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
03	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
04	1,0%	0,25	n/a
	0,1%	0,30	10 ²⁾
	0,1%	0,35	10 ²⁾

¹⁾ dotyczy stacji : 0101, 0102, 0103, 0104

²⁾ dotyczy stacji : 0401



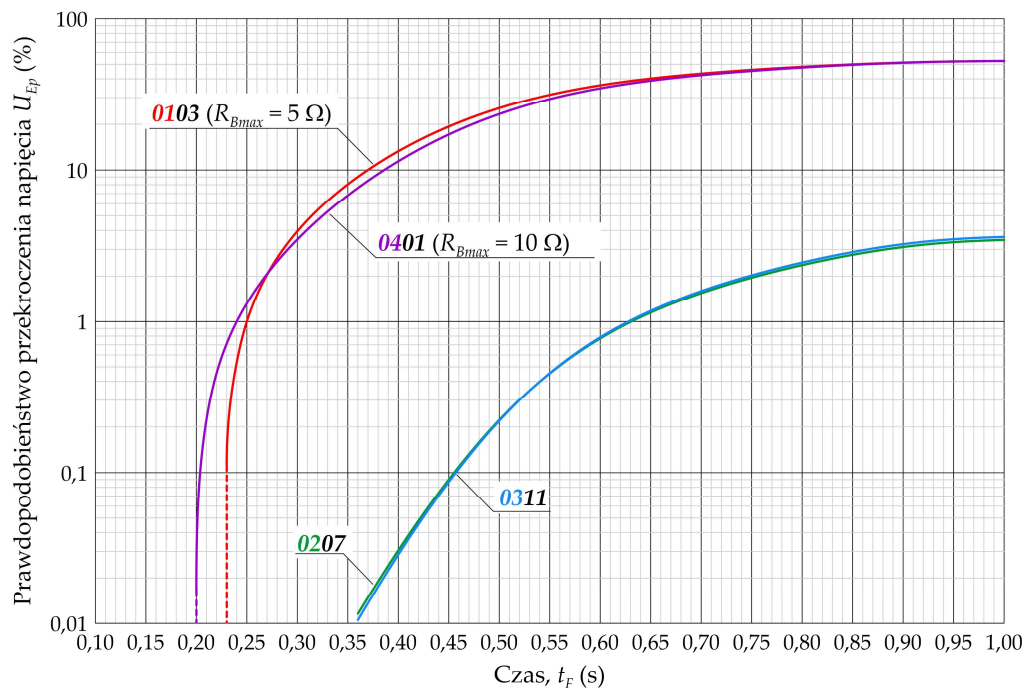
Rys. 7.13. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 200$ A (wariant RN – 200 A)

Tab. 7.4. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant RN – 200 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Punkt neutralny uziemiony przez rezystor wariant RN – 200 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,25	5 ¹⁾
	0,1%	0,25	5 ¹⁾
02	1,0%	0,75	n/a
	0,1%	0,50	n/a
03	1,0%	0,85	n/a
	0,1%	0,55	n/a
04	1,0%	0,25	10 ²⁾
	0,1%	0,25	10 ²⁾

¹⁾ dotyczy stacji : 0101, 0102, 0103, 0104

²⁾ dotyczy stacji : 0401, 0403



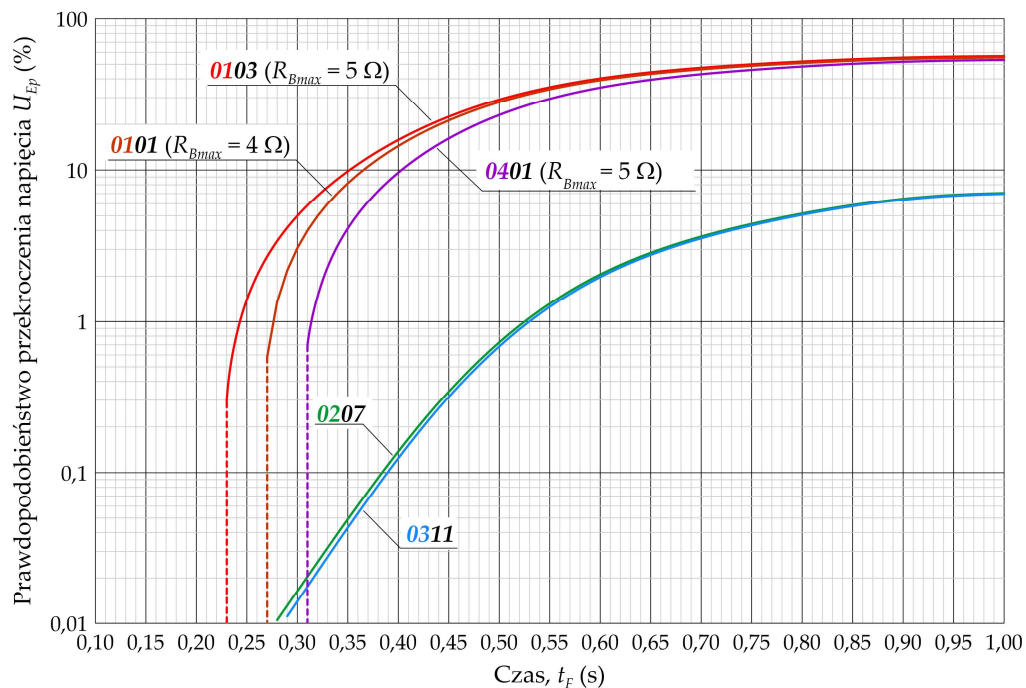
Rys. 7.14. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 300$ A (wariant RN – 300 A)

Tab. 7.5. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant RN – 300 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Punkt neutralny uziemiony przez rezystor wariant RN – 300 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,25	5 ¹⁾
	0,1%	0,20	5 ¹⁾
02	1,0%	0,60	n/a
	0,1%	0,45	n/a
03	1,0%	0,60	n/a
	0,1%	0,45	n/a
04	1,0%	0,20	10 ²⁾
	0,1%	0,20	10 ²⁾

¹⁾ dotyczy stacji : 0101, 0102, 0103, 0104

²⁾ dotyczy stacji : 0401, 0402, 0403



Rys. 7.15. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 400$ A (wariant RN – 400 A)

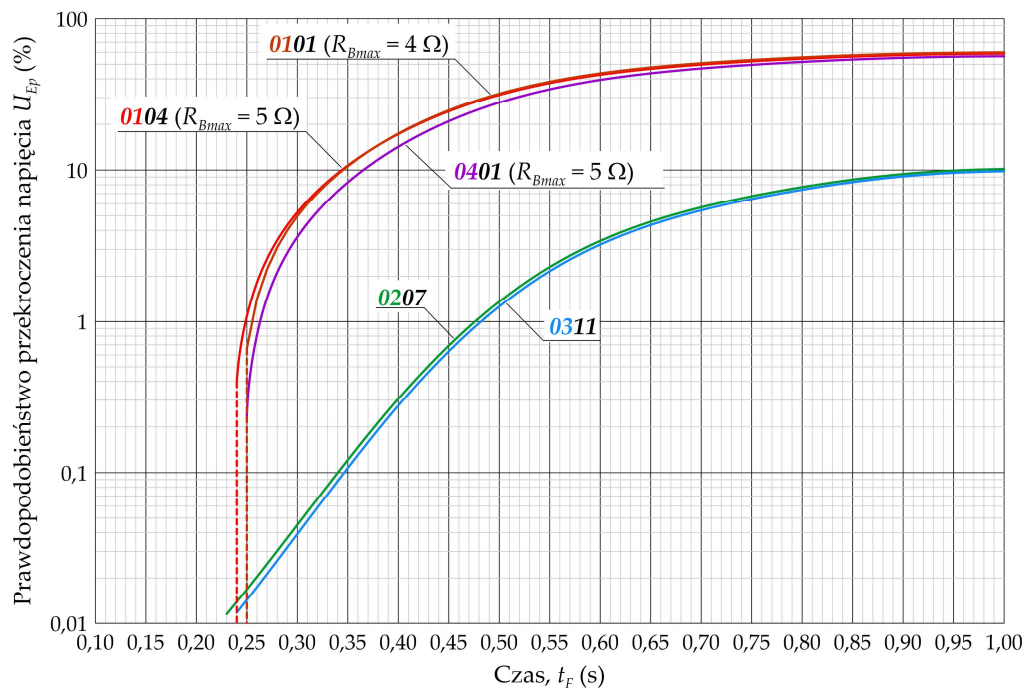
Tab. 7.6. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant RN – 400 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Punkt neutralny uziemiony przez rezystor wariant RN – 400 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,20	5 ¹⁾²⁾
	0,1%	0,20	4 ¹⁾
02	1,0%	0,20	5 ²⁾
	0,1%	0,50	n/a
03	1,0%	0,35	n/a
	0,1%	0,50	n/a
04	1,0%	0,30	5 ³⁾
	0,1%	0,30	5 ³⁾

¹⁾ dotyczy stacji : 0101

²⁾ dotyczy stacji : 0102, 0103, 0104

³⁾ dotyczy stacji : 0401,0402, 0403



Rys. 7.16. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym $I_{RN} = 500$ A (wariant RN – 500 A)

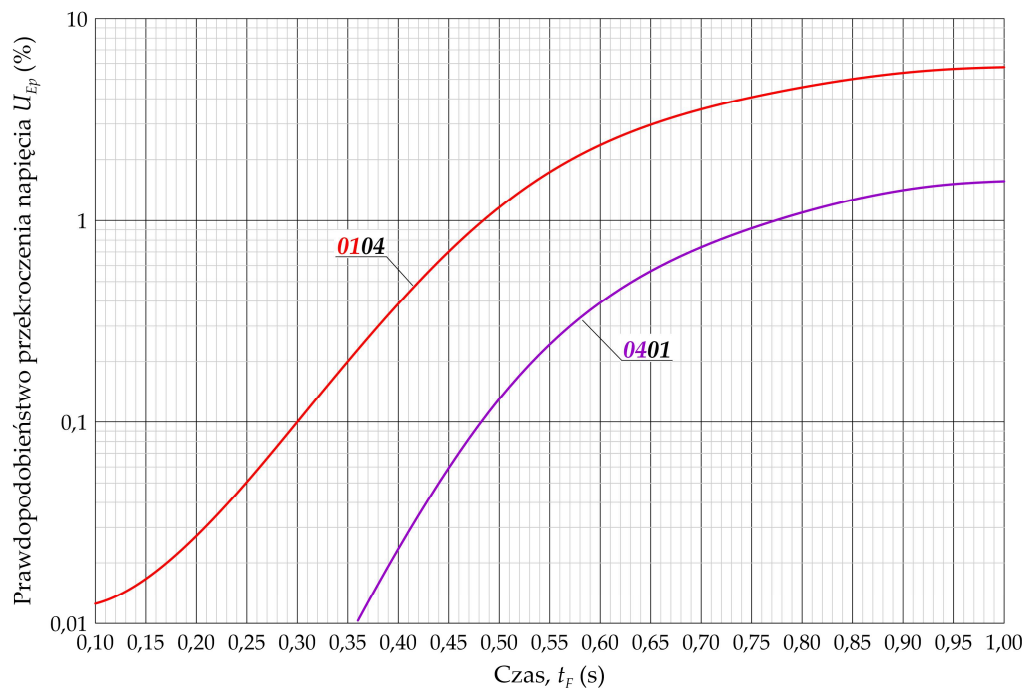
Tab. 7.7. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant RN – 500 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Punkt neutralny uziemiony przez rezystor wariant RN – 500 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,20	4 ¹⁾
		0,20	5 ²⁾
	0,1%	0,20	4 ¹⁾
		0,20	5 ²⁾
02	1,0%	0,45	n/a
	0,1%	0,30	n/a
03	1,0%	0,45	n/a
	0,1%	0,30	n/a
04	1,0%	0,25	5 ³⁾
	0,1%	0,20	5 ³⁾

¹⁾ dotyczy stacji : 0101, 0103

²⁾ dotyczy stacji : 0102, 0104

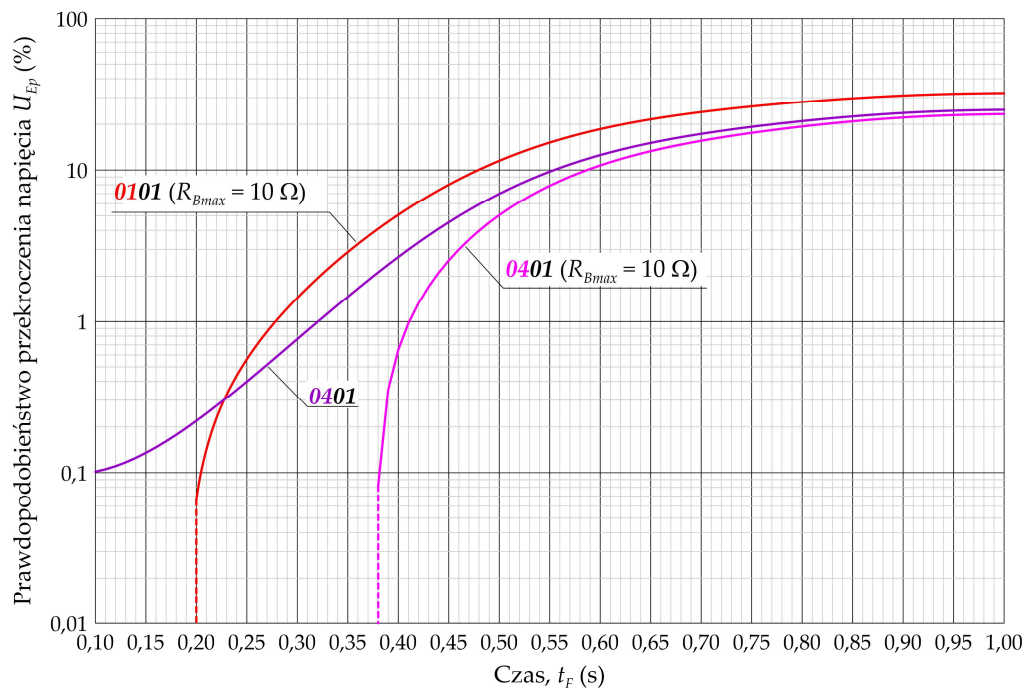
³⁾ dotyczy stacji : 0401,0402, 0403



Rys. 7.17. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 25 A (wariant Rw – 25 A)

Tab. 7.8. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} (wariant Rw – 25 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Kompensowana AWSCZ 25 A wariant Rw – 25 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,45	n/a
	0,1%	0,25	n/a
02	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
03	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
04	1,0%	0,75	n/a
	0,1%	0,45	n/a



Rys. 7.18. Wykres zależności prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_{Ep} od czasu trwania zwarcia t_F dla pracy sieci 15 kV kompensowanej o stopniu rozkompensowanej $\xi = 0,1$ z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 100 A (wariant Rw – 100 A)

Tab. 7.9. Wyznaczone wartości czasów t_{Fmax} oraz rezystancji R_{Bmax} w analizowanej sieci 15 kV dla założonego prawdopodobieństwa przekroczenia dopuszczalnych napięć uziomowych U_E (wariant Rw – 100 A)

Pole	Prawdopodobieństwo przekroczenia U_{Ep}	Kompensowana AWSCZ 100 A wariant Rw – 100 A	
		t_{Fmax} (s)	R_{Bmax} (Ω)
01	1,0%	0,25	10 ¹⁾
	0,1%	0,20	10 ¹⁾
02	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
03	1,0%	1,00	n/a
	0,1%	1,00	n/a
04	1,0%	0,30	n/a
	0,1%	0,35	10 ²⁾

1) dotyczy stacji : 0101, 0102, 0103, 0104

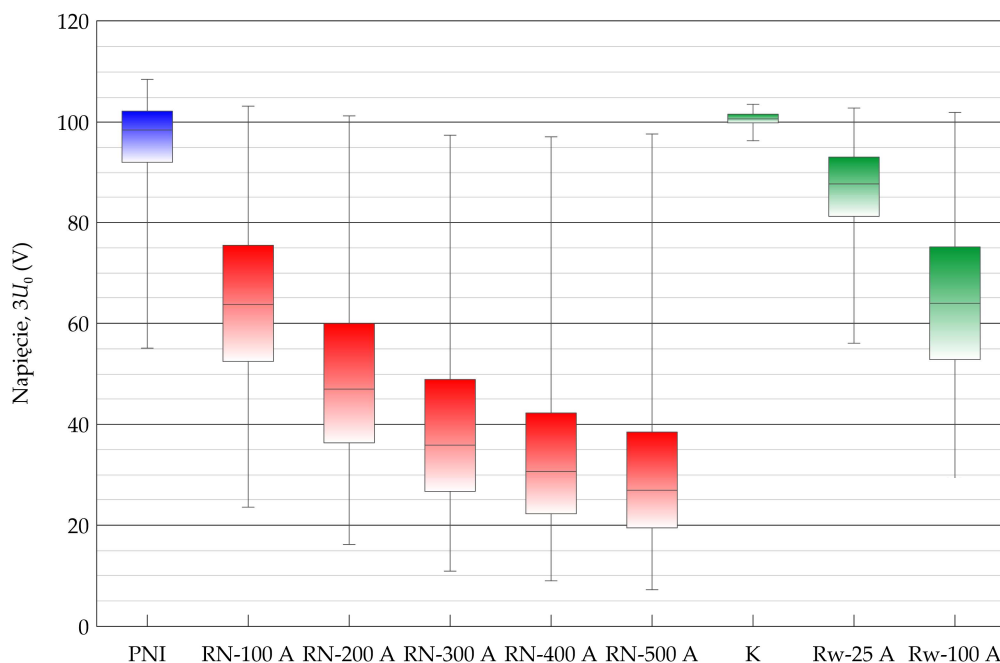
2) dotyczy stacji : 0401

Przedstawiona analiza wykazała, że dla każdego z rozważanych wariantów połączenia z ziemią punktu neutralnego badanej sieci możliwe jest ograniczenie poziomu zagrożenia porażeniowego do przyjętych akceptowalnych wartości. W tym celu konieczne jest spełnienie wymagań zebranych w tabelach 7.2÷7.9.

7.3. Statystyczny dobór nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych dla różnych wariantów pracy punktu neutralnego

ZABEZPIECZENIA ZEROWONAPIĘCIOWE

Na rysunku 7.19 przedstawiono wykresy pudełkowe potrójnej składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia $3U_0$ na szynach rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN, podczas jednofazowego zwarcia doziemnego w stacji SN/nm, dla wszystkich rozważanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci SN. Dodatkowo zamieszczono wykres wartości napięcia $3U_0$ dla sieci skompensowanej przed załączeniem automatyki wymuszania składowej czynnej (dodatkowy wariant K). Wykresy te stanowią podstawę doboru nastaw zabezpieczeń zerowonapięciowych zgodnie z metodą opisaną w rozdziale 6.2. W tabeli 7.10 zestawiono wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowonapięciowego w oparciu o zależność 6.14.



Rys. 7.19. Wykresy pudełkowe potrójnej składowej symetrycznej kolejności zerowej $3U_0$ napięcia na szynach rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN

Tab. 7.10. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowonapięciowego dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego sieci SN

Zabezpieczenia zerowonapięciowe		
Sposób pracy punktu neutralnego	min ($3U_0$), (V)	U_{rp} , (V)
Izolowany punkt neutralny	55,14	53
Rezystor 100 A	23,52	21
Rezystor 200 A	16,24	14
Rezystor 300 A	11,03	9
Rezystor 400 A	8,94	6
Rezystor 500 A	7,21	5
Kompensowana z AWSCZ 25 A	56,10	54
Kompensowana z AWSCZ 100 A	29,31	27

W miarę zwiększania prądu znamionowego rezystora uziemiającego, obserwuje się istotne zmniejszenie wartości sygnału $3U_0$, co wymusza konieczność zmniejszania nastawy zabezpieczenia zerowonapięciowego. W skrajnym przypadku (wariant RN - 500 A) wynosi ona 5 V. W sieci z izolowanym punktem neutralnym oraz w sieci kompensowanej z AWSCZ 25 A możliwe jest zastosowanie znacznie większych wartości, co redukuje ryzyko wystąpienia zbędnych rozruchów bądź zdarzeń zabezpieczeń. W przypadku sieci kompensowanej z AWSCZ 100 A uzyskuje się zbliżoną nastawę zabezpieczenia jak dla sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 100 A. Wynika to z faktu, że o zmniejszeniu poziomu sygnału $3U_0$ decyduje przede wszystkim składowa czynna prądu ziemnozwarciowego.

ZABEZPIECZENIA ZEROWOPRĄDOWE

Doboru nastaw zabezpieczeń zerowoprądowych dokonano zgodnie z procedurą opisaną w rozdziale 6. Dla każdego z czterech pól rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN otrzymano po dwa zbiory wartości prądów $3I_0$: wyznaczone dla zwarcia w danym polu ($3I_{0d}$) oraz dla zwarcia w pozostałych polach rozdzielni ($3I_{0L}$). Na rysunkach 7.20÷7.23 przedstawiono wykresy pudełkowe potrójnej składowej symetrycznej kolejności zerowej prądów $3I_{0d}$ i $3I_{0L}$ w poszczególnych polach rozdzielni SN dla wszystkich rozważanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci SN. Wykresy te stanowią podstawę klasyfikacji pól rozdzielni SN do grup A' (6.17), B' (6.19), C' (6.20).

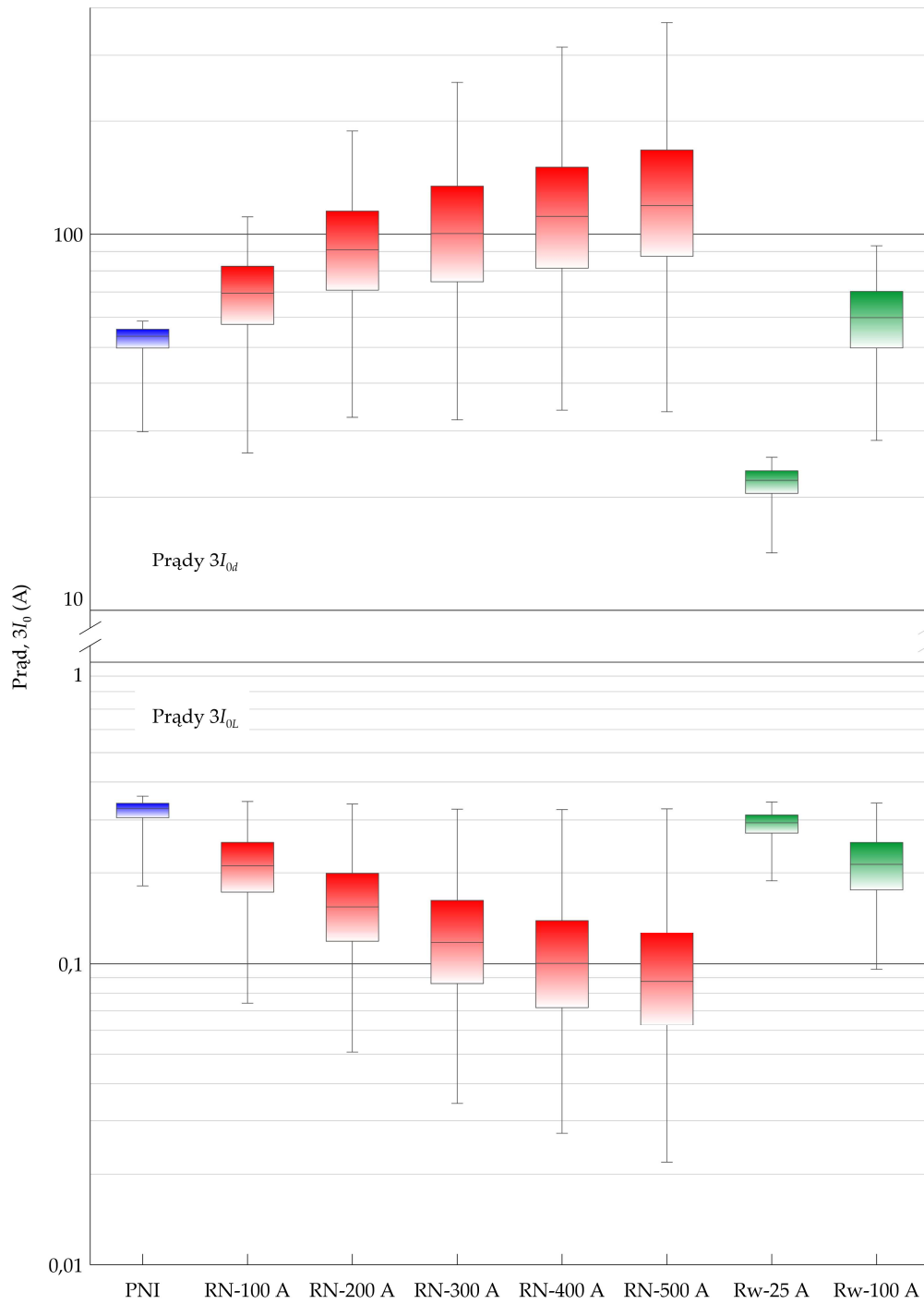
Wartość uchybu prądowego filtra składowej zerowej prądu – przekładnika Ferrantiego – przyjęto po stronie wtórnej na poziomie 20 mA [73]. Po przeliczeniu na stronę pierwotną (przy założeniu przekładni $\mathcal{S}_i = 100/1$) ustalono wartość uchybu prądowego I_u po stronie pierwotnej równą 2 A.

Dla analizowanej sieci SN dla żadnego z rozważanych wariantów połączenia punktu neutralnego z ziemią, nie występują problemy z doбором nastaw zabezpieczeń w polach 01 i 02. Pola te należą do grupy A' (rys. 7.20÷7.21). Dla tych pól nastawy zabezpieczeń dobrano zgodnie z zależnością (6.18). Pole 03 rozdzielni SN zalicza się do grupy B' tylko w przypadku sieci kompensowanej z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 25 A. W każdym z pozostałych wariantów sposobu pracy punktu neutralnego, pole to należy do grupy A' (rys. 7.22). Problemy z doбором nastaw zabezpieczeń zerowoprądowych występują w polu nr 04, ze względu na duży udział prądu pojemnościowego linii zasilanej z tego pola w całkowitym prądzie pojemnościowym sieci. Pole 04 należy do grupy B' w przypadku uziemienia sieci przez rezystor o ziemnozwarciowym prądzie znamionowym 200 A, 300 A, 400 A i 500 A oraz kompensacji z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 100 A. Dla pozostałych analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci pole 04 zalicza się do grupy C' (rys. 7.23).

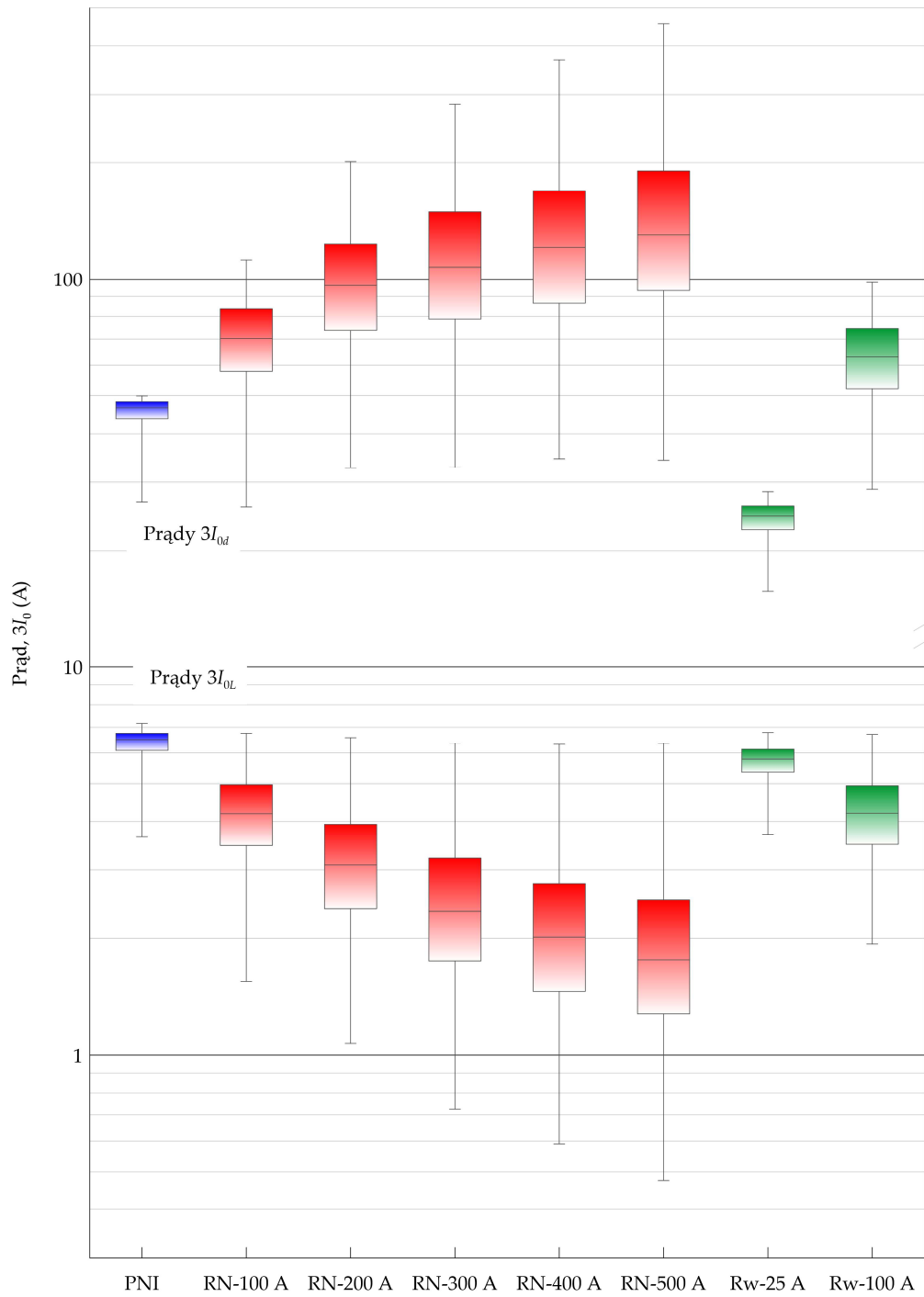
Dla pól rozdzielni SN zaklasyfikowanych do grup B' i C' nie jest możliwe uzyskanie selektywności działania zabezpieczeń poprzez dobór nastaw zgodnie z zależnością (6.18). Zgodnie z metodą opisaną w rozdziale 6, w polach tych należy zastosować zabezpieczenia kierunkowe. W tym celu na rysunkach 7.25 i 7.27 przedstawiono wykresy pudełkowe prądu biernego I_B w polach 03 i 04 rozdzielni SN. Składowa ta stanowi podstawę doboru nastaw zabezpieczeń biernoprądowych stosowanych w przypadku sieci z izolowanym punktem neutralnym. Natomiast na rysunkach 7.24 i 7.26 przedstawiono wykresy pudełkowe prądu czynnego I_{CZ} w polach 03 i 04 rozdzielni SN. Składowa ta stanowi podstawę doboru nastaw zabezpieczeń czynnoprądowych stosowanych w pozostałych analizowanych wariantach pracy sieci. W oparciu o te wykresy oraz zależności 6.26 i 6.27 dobrano nastawy zabezpieczeń kierunkowych.

W tabelach 7.11÷7.18 zestawiono dobrane nastawy zabezpieczeń zerowoprądowych dla każdego z analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci. Symbolem (*) oznaczono przypadki wymagające zastosowania zabezpieczeń kierunkowych, dla których nastawy przyjęto zgodnie z zależnościami (6.26) i (6.27).

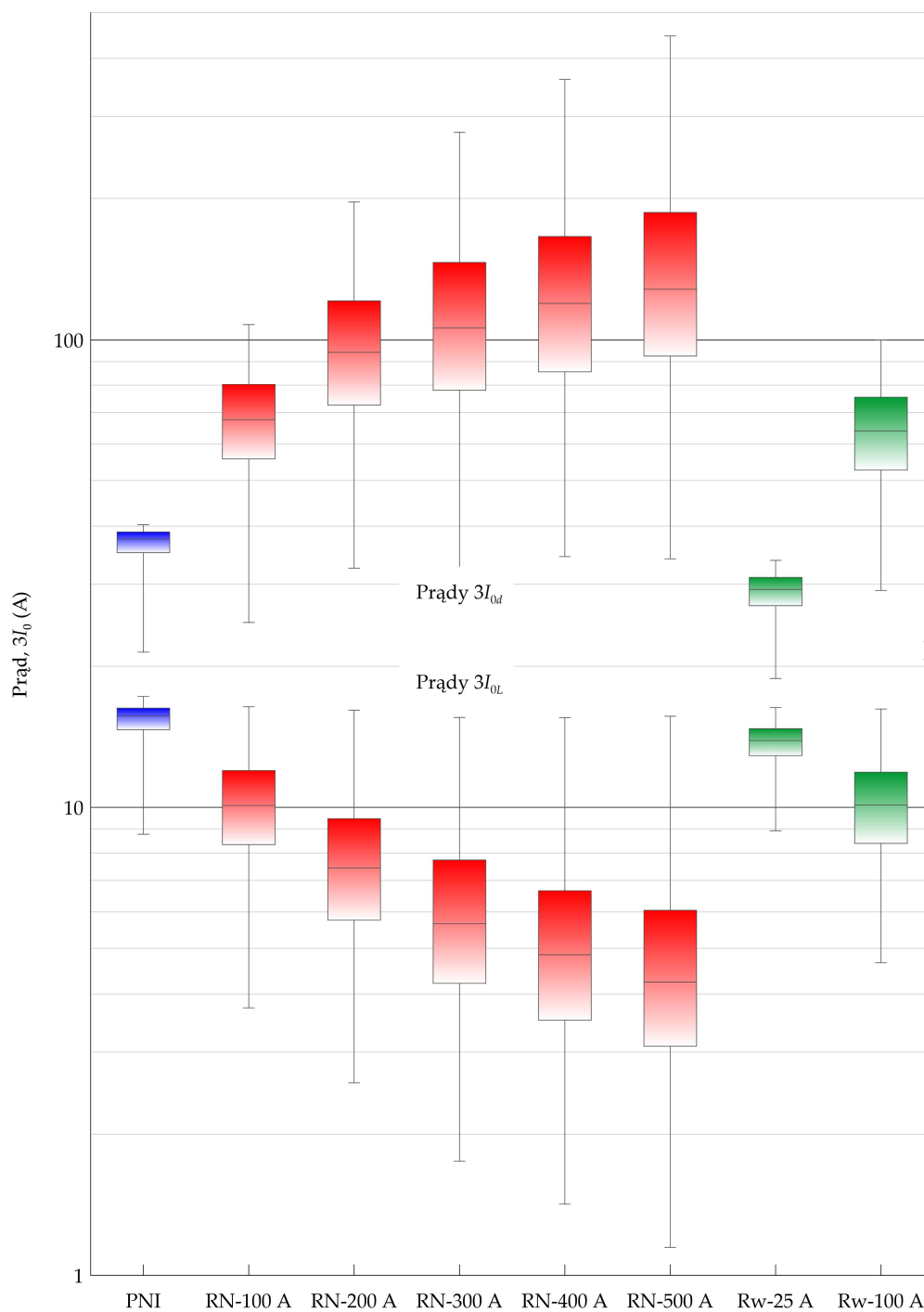
Na podstawie dobranych w oparciu o analizę statystyczną nastaw zabezpieczeń zerowoprądowych, można wywnioskować, że problemy z selektywnością zabezpieczeń bezkierunkowych mogą wystąpić niezależnie od sposobu pracy punktu neutralnego sieci. Wzrost znamionowego prądu ziemnozwarciowego rezystora uziemiającego nie wpływa istotnie na wyznaczoną w oparciu o metodę statystyczną (rozdział 6) wartość nastawy zabezpieczenia. Wynika to z faktu uwzględnienia w analizie losowej zmienności rezystancji R_F zwarcia, zamiast arbitralnie przyjmowanego współczynnika czułości k_c . Nastawy uzyskane w przypadku pracy sieci z izolowanym punktem neutralnym są zbliżone do wyznaczonych dla sieci, gdy jej punkt neutralny jest uziemiony przez rezystor.



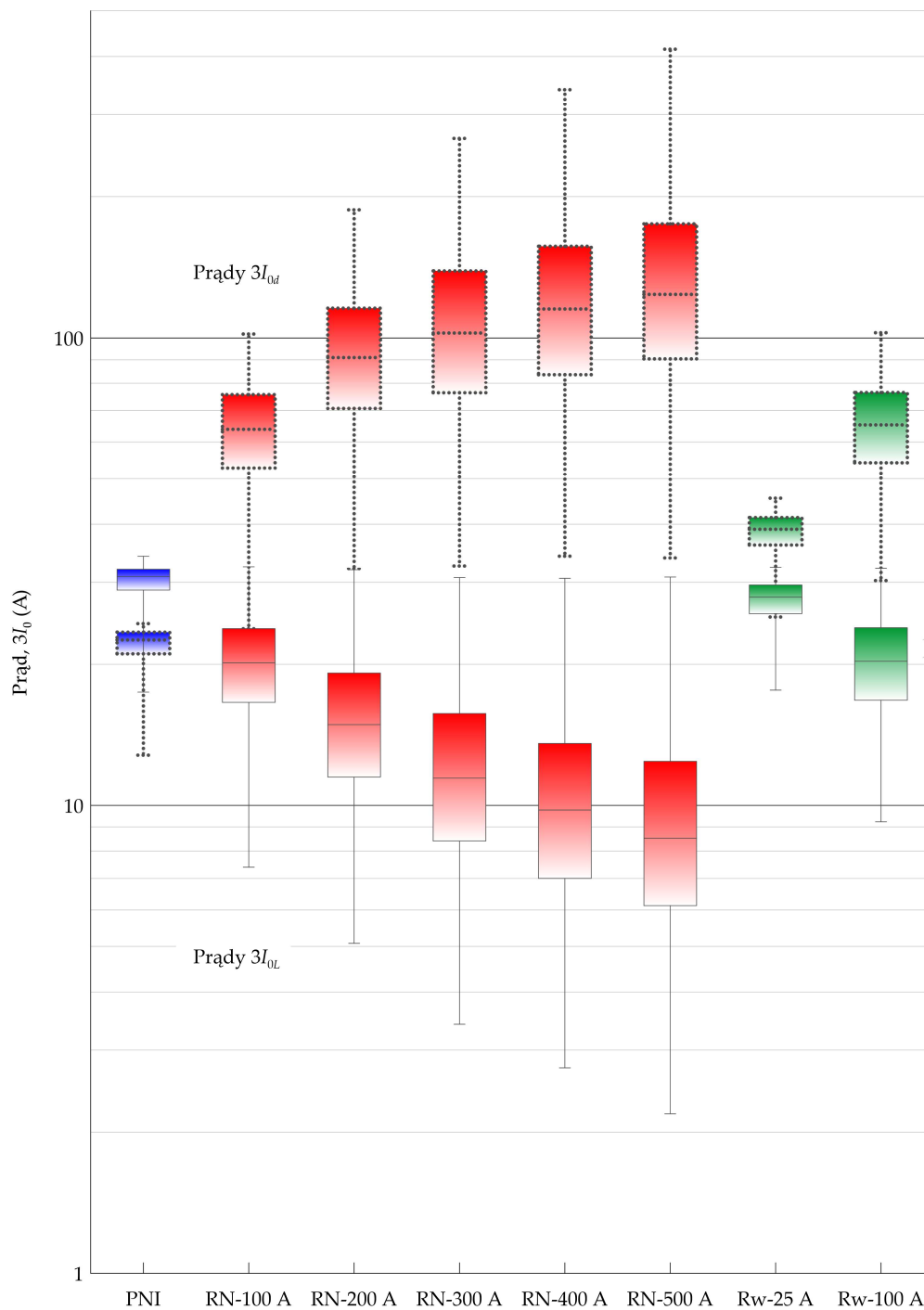
Rys. 7.20. Wykresy pudełkowe potrójonej składowej symetrycznej kolejności zerowej $3I_{0d1}$ i $3I_{0L1}$ prądu w polu 01 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



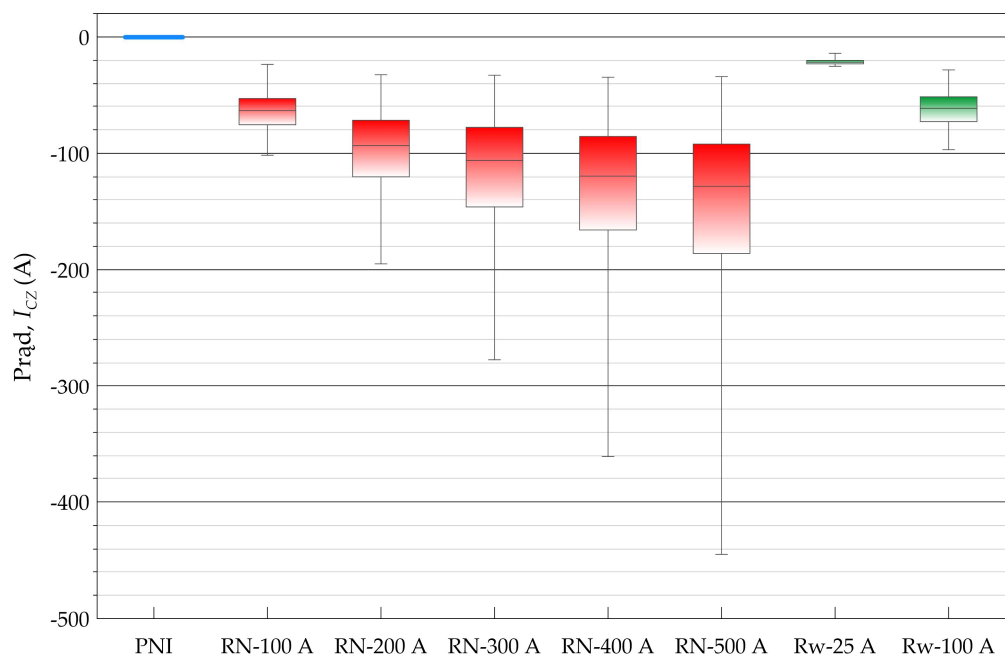
Rys. 7.21. Wykresy pudełkowe potrójonej składowej symetrycznej kolejności zerowej $3I_{0d2}$ i $3I_{0L2}$ prądu w polu 02 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



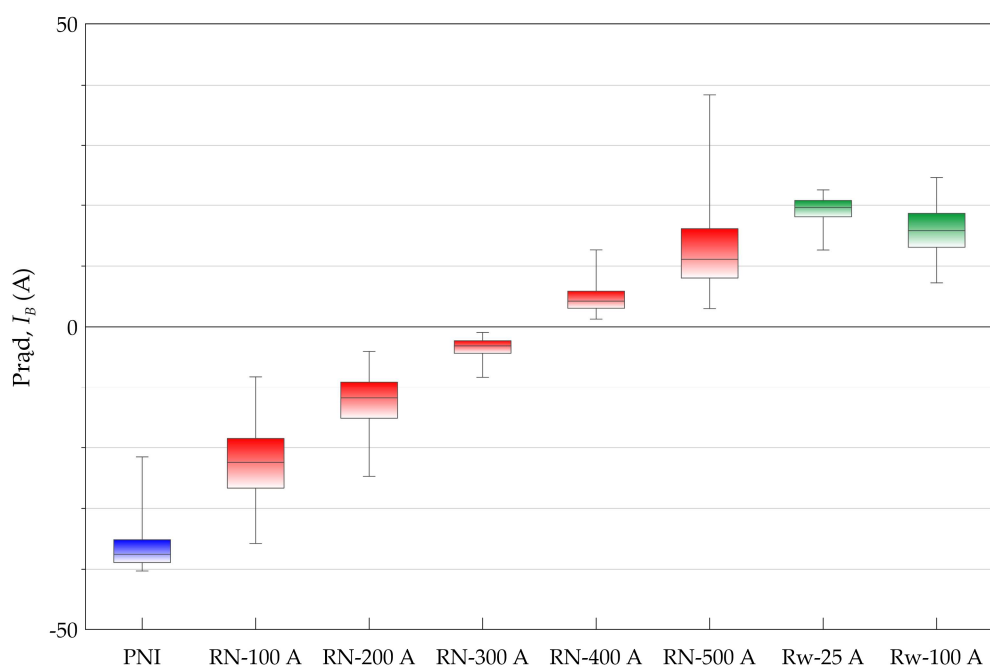
Rys. 7.22. Wykresy pudełkowe potrójnej składowej symetrycznej kolejności zerowej $3I_{0d3}$ i $3I_{0L3}$ prądu w polu 03 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



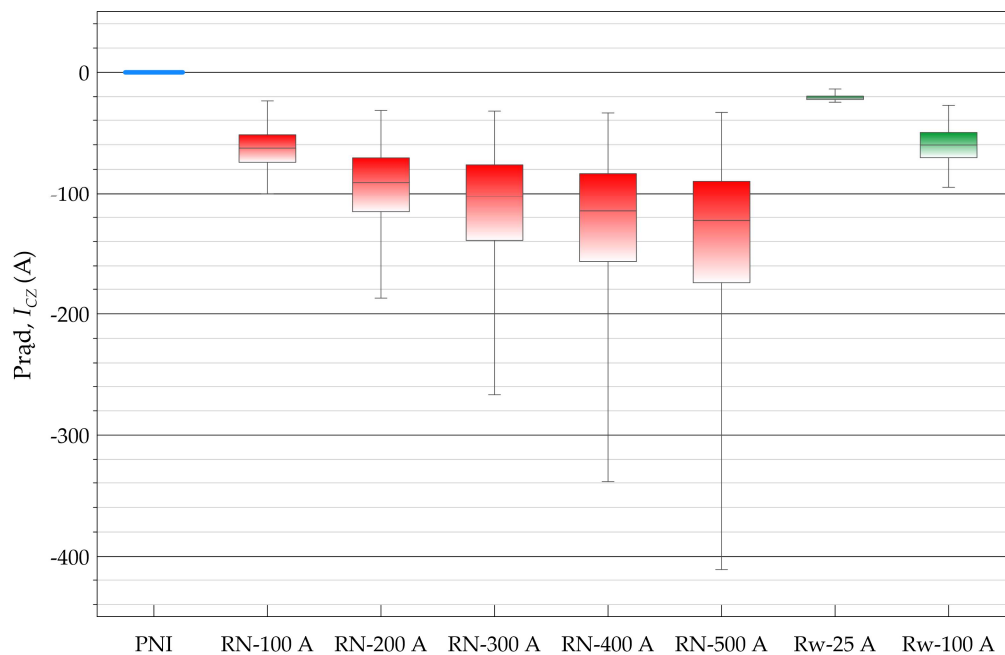
Rys. 7.23. Wykresy pudełkowe potrójnej składowej symetrycznej kolejności zerowej $3I_{0d4}$ i $3I_{0L4}$ prądu w polu 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



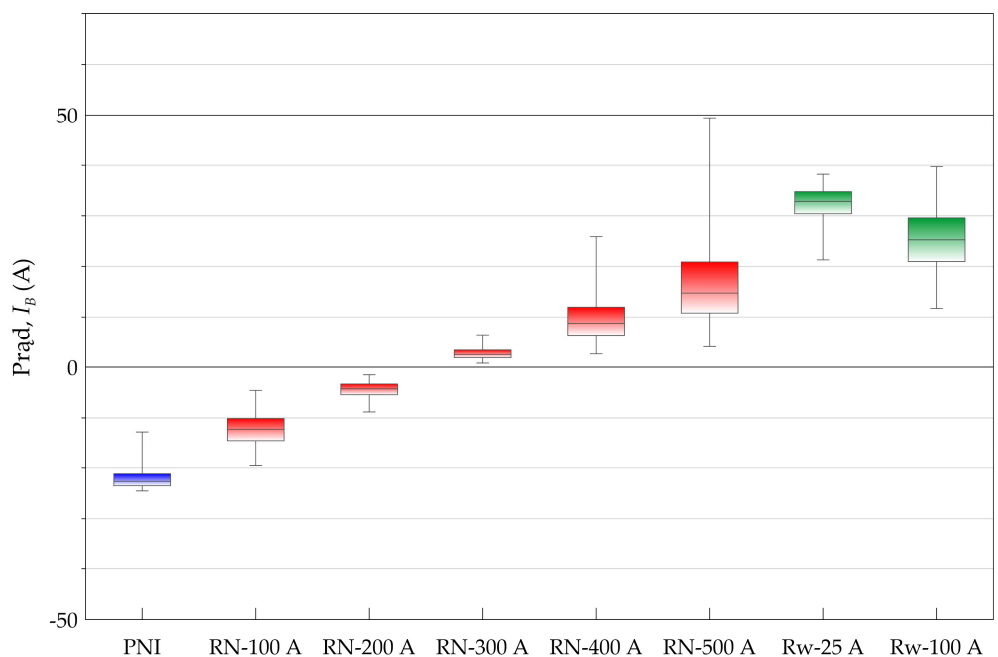
Rys. 7.24. Wykresy pudełkowe prądu czynnego I_{CZ} w polu 03 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.25. Wykresy pudełkowe prądu biernego I_B w polu 03 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.26. Wykresy pudełkowe prądu czynnego I_{CZ} w polu 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.27. Wykresy pudełkowe prądu biernego I_B w polu 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego

Tab. 7.11. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN z izolowanym punktem neutralnym (wariant PNI)

Nr pola	Izolowany punkt neutralny (PNI)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,36	15,12	29,87
2	2	7,16	16,92	26,68
3	2	17,26	19,40	21,53
4	2	34,22	10,78*	12,78

Tab. 7.12. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 100 A (wariant RN – 100 A)

Nr pola	Rezystor 100 A (RN – 100 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,35	13,32	26,29
2	2	6,76	16,34	25,91
3	2	16,41	20,65	24,88
4	2	32,50	21,46*	23,91

Tab. 7.13. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 200 A (wariant RN – 200 A)

Nr pola	Rezystor 200 A (RN – 200 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,34	16,46	32,57
2	2	6,59	19,64	32,69
3	2	16,15	24,37	32,58
4	2	31,90	30,05*	32,09

Tab. 7.14. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 300 A (wariant RN – 300 A)

Nr pola	Rezystor 300 A (RN – 300 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,33	16,21	32,08
2	2	6,36	19,58	32,80
3	2	15,58	24,16	32,74
4	2	30,70	30,61*	32,62

Tab. 7.15. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 400 A (wariant RN – 400 A)

Nr pola	Rezystor 400 A (RN – 400 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,32	17,17	34,01
2	2	6,32	20,42	34,52
3	2	15,57	25,03	34,48
4	2	30,59	32,13*	34,23

Tab. 7.16. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 500 A (wariant RN – 500 A)

Nr pola	Rezystor 500 A (RN – 500 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,33	17,01	33,69
2	2	6,35	20,30	34,25
3	2	15,67	24,89	34,11
4	2	30,77	31,69*	33,94

Tab. 7.17. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 25 A (wariant Rw – 25 A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 25 A (R _w – 25 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,34	7,30	14,26
2	2	6,78	11,23	15,68
3	2	16,35	11,98*	18,84
4	2	32,39	11,67*	25,32

Tab. 7.18. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 100 A (wariant Rw – 100 A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 100 A (R _w - 100 A)			
	I_u , (A)	$\max(I_{0L})$, (A)	I_{rp} , (A)	$\min(I_{0d})$, (A)
1	2	0,34	14,35	28,35
2	2	6,71	17,73	28,75
3	2	16,23	22,67	29,10
4	2	32,12	25,89*	30,25

W każdym z analizowanych wariantów sposobów pracy punktu neutralnego sieci możliwe jest uzyskanie niezawodności i selektywności działania zabezpieczeń zerowoprądowych. W niektórych sytuacjach wymagają one jednak członów reagujących na kierunek przepływu prądu ziemnozwarciowego.

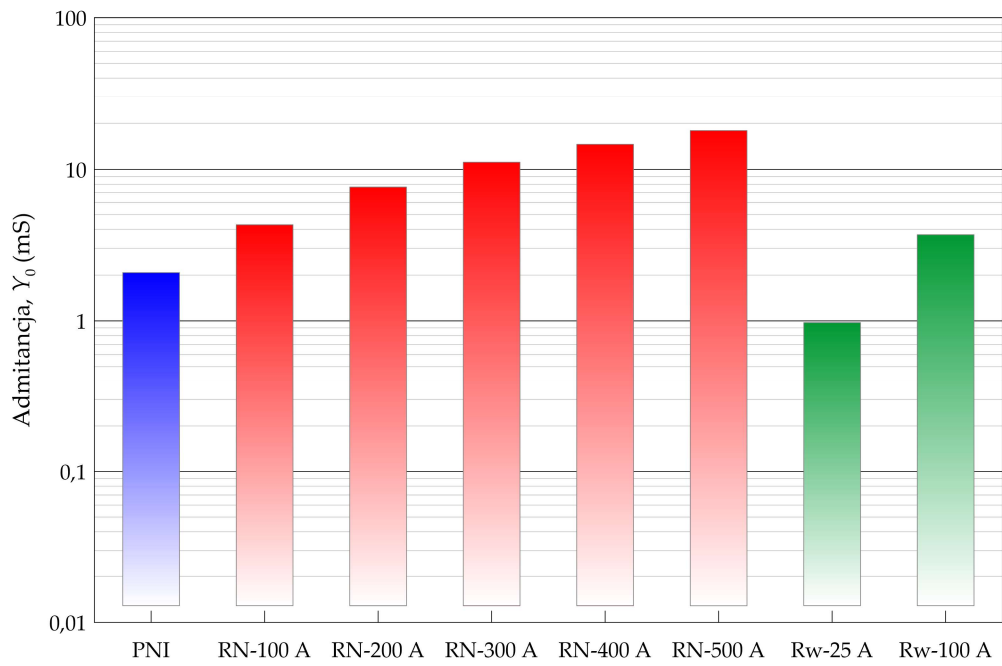
ZABEZPIECZENIA ADMITANCYJNE

Doboru nastaw zabezpieczeń admitancyjnych dokonano zgodnie z procedurą opisaną w rozdziale 6.2. Dla każdego z czterech pól rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN utworzono po dwa zbiory admitancji zerowych \underline{Y}_0 wyznaczone: 1) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z danego pola (\underline{Y}_{0d}) oraz 2) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z pozostałych pól rozdzielni (\underline{Y}_{0L}). Na rysunkach 7.28÷7.31 przedstawiono wykresy kolumnowe wpływające wartości modułu admitancji zerowej (zawartej pomiędzy minimalną wartością Y_{0d} a maksymalną Y_{0L}) w poszczególnych polach rozdzielni SN dla wszystkich rozważanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci SN. Wykresy te stanowią podstawę klasyfikacji pól rozdzielni SN do grup A” (6.42), B” (6.44), C” (6.45). Wartości admitancji uchybowej Y_u wyznaczono dla każdego wariantu pracy punktu neutralnego w oparciu o zależność (6.37). Do obliczeń Y_u założono wartość I_u po stronie pierwotnej równą 2 A (analogicznie jak dla zabezpieczeń zerowoprądowych), natomiast jako wartości rozruchowe zabezpieczenia przyjęto nastawy U_{rp} (tabela 7.10) przeliczone na stronę pierwotną. Przekładnia filtru składowej zerowej napięcia ma wartość $\mathcal{S}_u = (15\ 000/\sqrt{3})/(100/3)$ V.

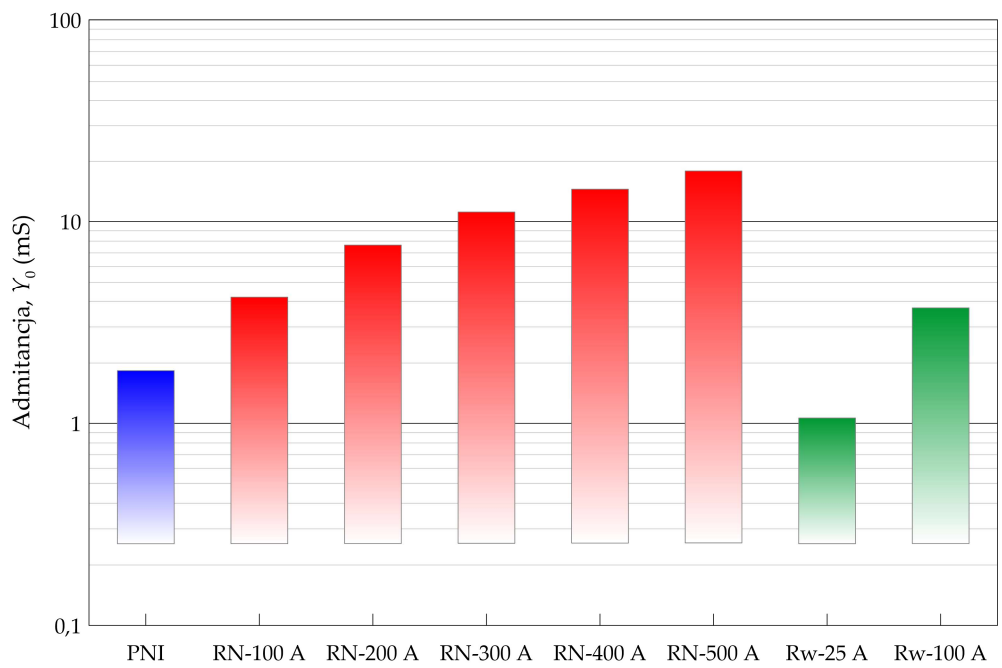
Problem z doбором nastawy zabezpieczenia admitancyjnego występuje jedynie w polu 04 w przypadku sieci z izolowanym punktem neutralnym. Przyczyną tego jest znaczny udział prądu pojemnościowego linii zasilanej z pola 04 w prądzie pojemnościowym całej sieci. Dla tego przypadku pole 04 zalicza się do grupy C” (rys. 7.31). W celu rozwiązania tego problemu konieczne byłoby zastosowanie członu reagującego na kierunek przepływającego prądu. W pozostałych wariantach pracy punktu neutralnego wszystkie pola zaliczają się do grupy A”, więc nastawy zabezpieczeń można dobrać na podstawie wzoru (6.43).

W tabelach 7.19÷7.26 zebrano wyznaczone zgodnie z metodą opisaną w rozdziale 6.2 nastawy zabezpieczeń admitancyjnych dla każdego z analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci.

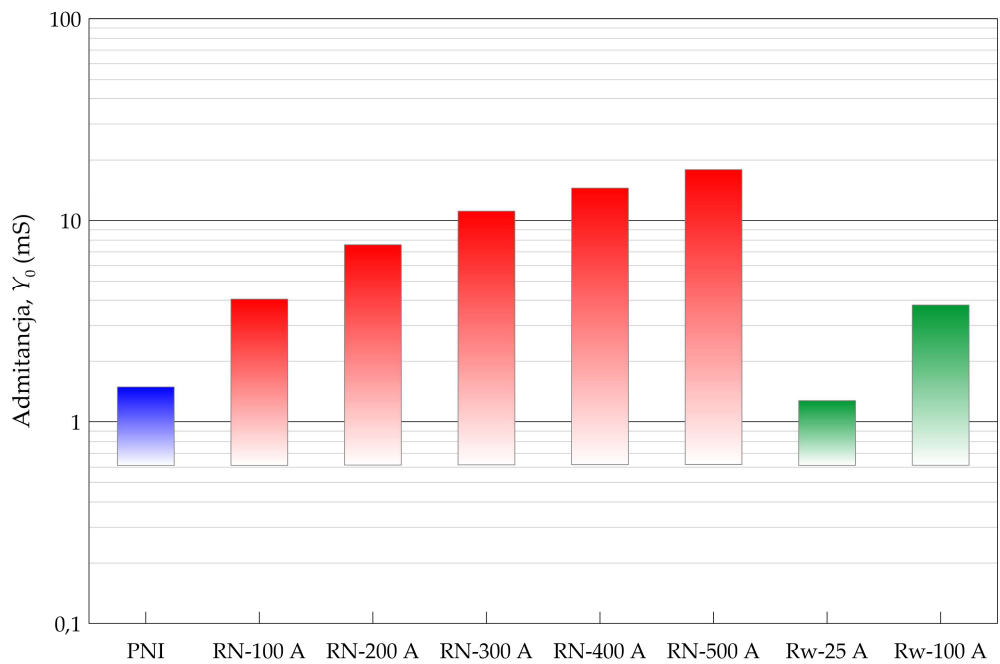
Można wywnioskować, że pod względem selektywności, zabezpieczenia admitancyjne cechują się lepszymi własnościami niż zabezpieczenia zerowoprądowe. Niewątpliwą zaletą kryterium admitancyjnego jest słaby wpływ wartości rezystancji zwarcia, czego odzwierciedleniem są niewielkie zaobserwowane rozrzuty statystyczne wartości admitancji. Szczególnie dobrze zabezpieczenia admitancyjne spełniają swoją rolę w sieciach uziemionych przez rezystor oraz kompensowanych z AWSCZ, w których znaczny udział w admitancji zerowej ma konduktancja. W przeciwieństwie do zabezpieczeń zerowoprądowych występują znaczące różnice w nastawach wyznaczonych na podstawie metody statystycznej.



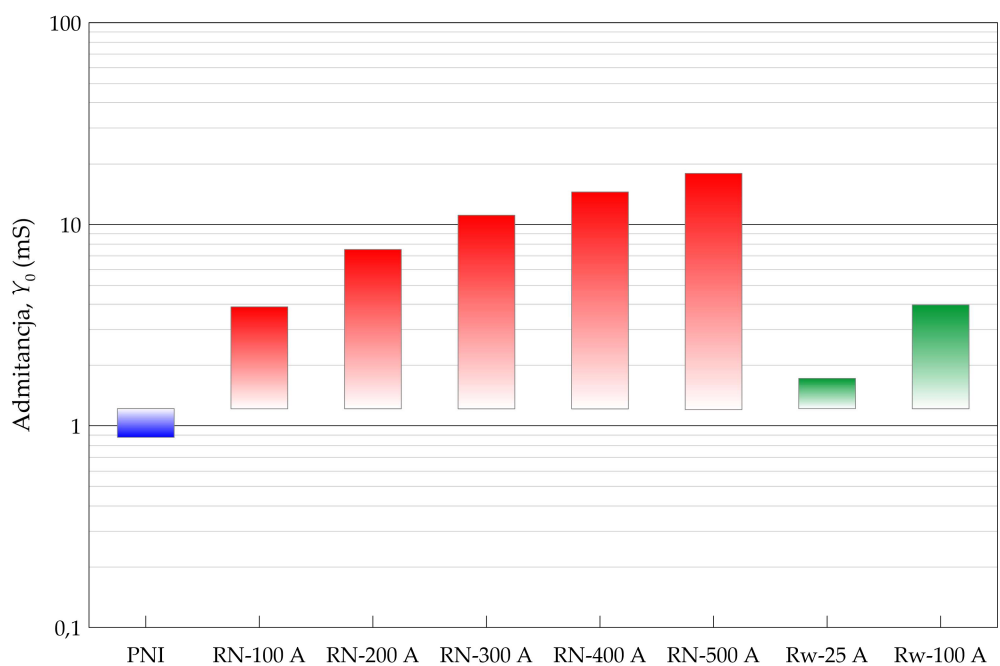
Rys. 7.28. Wykresy kolumnowe pływające modułu Y_{01} admitancji zerowej w polu 01 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.29. Wykresy kolumnowe pływające modułu Y_{02} admitancji zerowej w polu 02 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.30. Wykresy kolumnowe pływające modułu Y_{03} admittance zerowej w polu 03 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.31. Wykresy kolumnowe pływające modułu Y_{04} admittance zerowej w polu 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego

Tab. 7.19. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN z izolowanym punktem neutralnym (wariant PNI)

Nr pola	Izolowany punkt neutralny (PNI)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	0,15	0,01	1,05	2,08
2	0,15	0,25	1,05	1,84
3	0,15	0,61	1,05	1,48
4	0,15	1,21	—	0,88

Tab. 7.20. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 100 A (wariant RN – 100 A)

Nr pola	Rezystor 100 A (RN – 100 A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	0,37	0,01	2,15	4,29
2	0,37	0,25	2,22	4,19
3	0,37	0,61	2,33	4,05
4	0,37	1,21	2,55	3,88

Tab. 7.21. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 200 A (wariant RN – 200 A)

Nr pola	Rezystor 200 A (RN – 200 A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	0,55	0,01	3,85	7,69
2	0,55	0,25	3,95	7,65
3	0,55	0,61	4,10	7,59
4	0,55	1,21	4,37	7,53

Tab. 7.22. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 300 A (wariant RN – 300 A)

Nr pola	Rezystor 300 A (RN – 300 A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	0,85	0,01	5,59	11,16
2	0,85	0,26	5,70	11,14
3	0,85	0,62	5,87	11,12
4	0,85	1,21	6,16	11,11

Tab. 7.23. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 400 A (wariant RN – 400 A)

Nr pola	Rezystor 400 A (RN – 400 A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	1,28	0,01	7,30	14,59
2	1,28	0,26	7,43	14,59
3	1,28	0,62	7,61	14,59
4	1,28	1,21	7,92	14,62

Tab. 7.24. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 500 A (wariant RN – 500 A)

Nr pola	Rezystor 500 A (RN – 500 A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	1,54	0,01	8,97	17,93
2	1,54	0,26	9,11	17,95
3	1,54	0,62	9,30	17,97
4	1,54	1,20	9,61	18,02

Tab. 7.25. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 25 A (wariant $R_w - 25$ A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 25 A ($R_w - 25$ A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	0,14	0,01	0,49	0,97
2	0,14	0,25	0,66	1,06
3	0,14	0,61	0,94	1,27
4	0,14	1,21	1,47	1,72

Tab. 7.26. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia admitancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 100 A SN (wariant $R_w - 100$ A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 100 A ($R_w - 100$ A)			
	Y_u , (mS)	$\max(Y_{0L})$, (mS)	Y_{rp} , (mS)	$\min(Y_{0d})$, (mS)
1	0,28	0,01	1,85	3,69
2	0,28	0,25	1,99	3,72
3	0,28	0,61	2,20	3,79
4	0,28	1,21	2,59	3,97

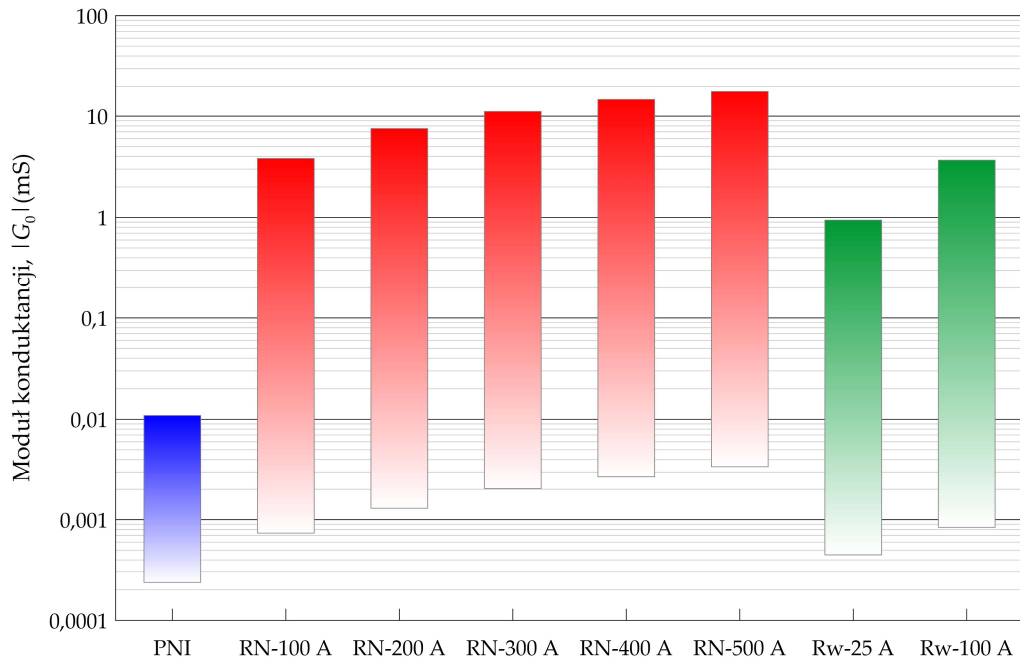
ZABEZPIECZENIA KONDUKTANCYJNE

Dobór nastaw zabezpieczeń konduktancyjnych przeprowadzono w ten sam sposób, jak dla zabezpieczeń admitancyjnych, zgodnie z procedurą opisaną w rozdziale 6.2. Dla każdego z czterech pól rozdzielni SN utworzono po dwa zbiory konduktancji zerowych G_0 wyznaczone: 1) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z danego pola (G_{0d}) oraz 2) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z pozostałych pól rozdzielni (G_{0L}). Do wyznaczenia tych konduktancji wykorzystano utworzone uprzednio zbiory \underline{Y}_{0d} i \underline{Y}_{0L} oraz wzory (6.38) i (6.39). Dla potrzeb doboru zabezpieczeń bezkierunkowych przeanalizowano moduły konduktancji $|G_0|$. Na rysunkach 7.32÷7.35 przedstawiono dla $|G_0|$ analogiczne wykresy, jak w przypadku modułu admitancji Y_0 (rys. 7.28÷7.31). Wykresy te stanowią podstawę klasyfikacji pól rozdzielni SN do grup A” (6.42), B” (6.44), C” (6.45). Wartości konduktancji uchybowej G_u przyjęto w taki sam sposób jak Y_u .

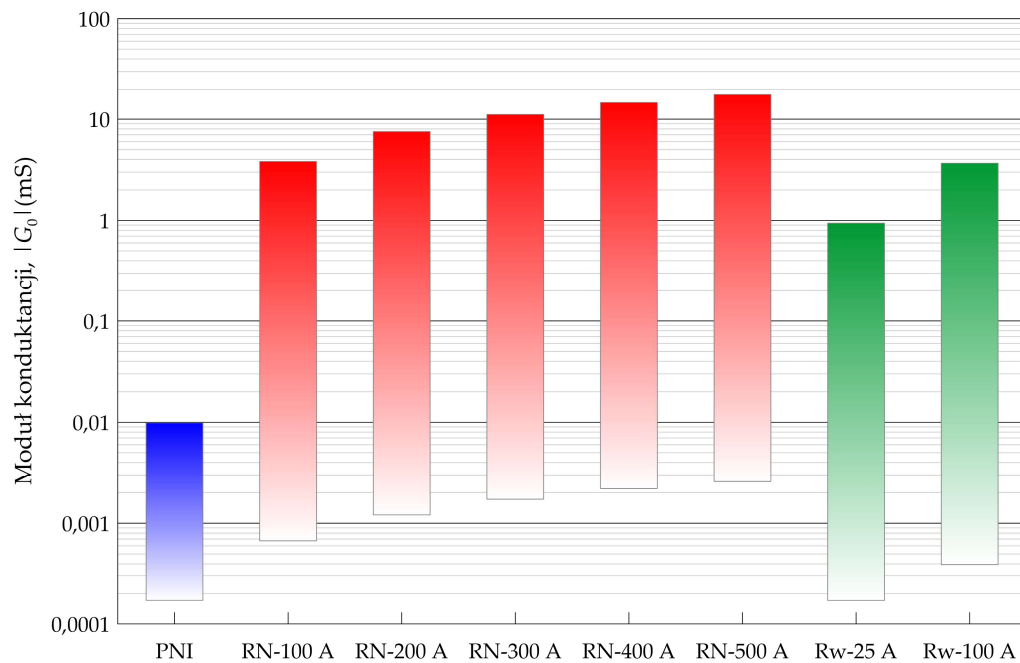
W przypadku sieci z izolowanym punktem neutralnym, pola 01, 02 i 03 zalicza się do grupy B”, natomiast pole 04 do grupy C”. W każdym z pozostałych wariantów połączenia punktu neutralnego z ziemią, wszystkie pola zaliczają się do grupy A”, dla której nastawy zabezpieczeń konduktancyjnych można wyznaczyć na podstawie zależności (6.43).

W tabelach 7.27÷7.34 zebrano wyznaczone zgodnie z metodą opisaną w rozdziale 6.2 nastawy zabezpieczeń konduktancyjnych dla każdego z analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci.

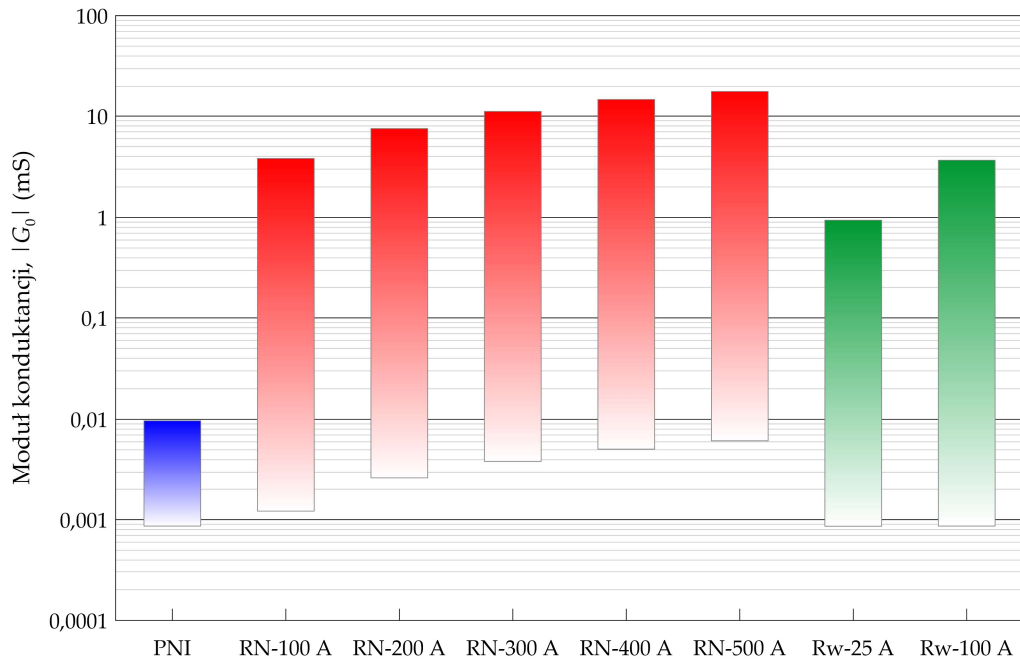
W przypadku sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor bądź kompensacji z AWSCZ, metoda statystyczna umożliwiła dobór odpowiednich wartości nastaw zabezpieczeń konduktancyjnych bezkierunkowych. Nastawa zabezpieczenia jest funkcją rosnącą znamionowego prądu ziemnozwarciowego rezystora uziemiającego. Przeprowadzona analiza statystyczna dowiodła, że niemożliwe jest zastosowanie zabezpieczeń konduktancyjnych w sieci z izolowanym punktem neutralnym. Wartość sygnału $|G_{0d}|$ jest przy tym sposobie pracy punktu neutralnego mniejsza niż błąd pomiaru G_u . Zabezpieczenie konduktancyjne nie będzie miało również warunków do działania w przypadku awaryjnego odłączenia pola potrzeb własnych w sieci uziemionej przez rezystor.



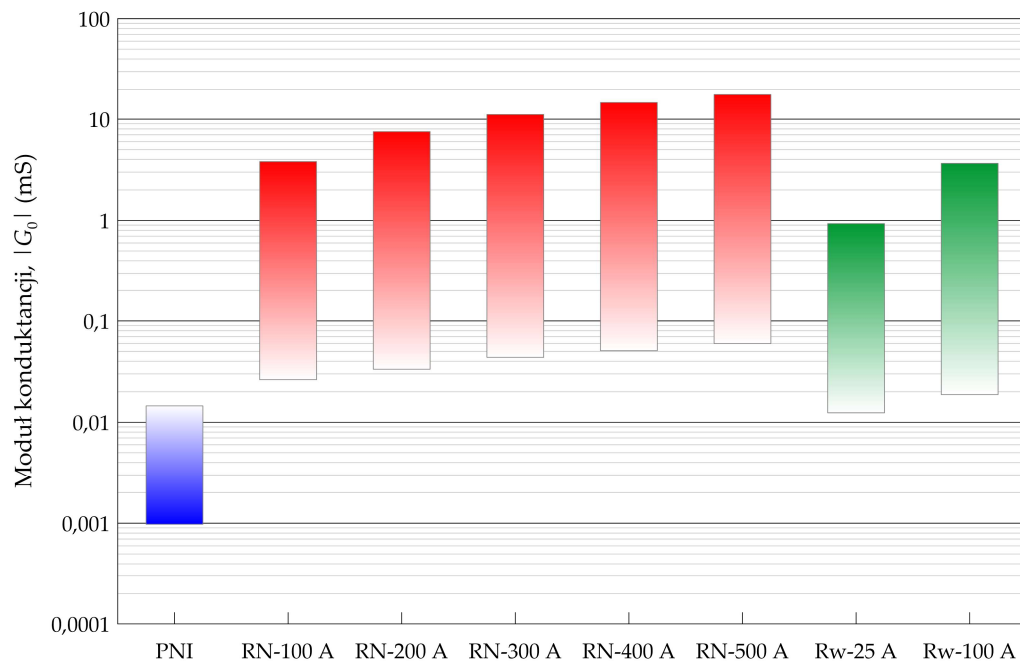
Rys. 7.32. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|G_{01}|$ konduktancji zerowej w polu 01 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.33. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|G_{02}|$ konduktancji zerowej w polu 02 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.34. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|G_{03}|$ konduktancji zerowej w polu 03 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.35. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|G_{04}|$ konduktancji zerowej w polu 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego

Tab. 7.27. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN z izolowanym punktem neutralnym (wariant PNI)

Nr pola	Izolowany punkt neutralny (PNI)			
	G_{i_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{r_p} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	0,15	0	—	0,011
2	0,15	0	—	0,010
3	0,15	0,001	—	0,010
4	0,15	0,015	—	0,001

Tab. 7.28. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 100 A (wariant RN – 100 A)

Nr pola	Rezystor 100 A (RN – 100 A)			
	G_{i_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{r_p} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	0,37	0,001	1,91	3,821
2	0,37	0,001	1,91	3,818
3	0,37	0,001	1,91	3,818
4	0,37	0,026	1,92	3,810

Tab. 7.29. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 200 A (wariant RN – 200 A)

Nr pola	Rezystor 200 A (RN – 200 A)			
	G_{i_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{r_p} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	0,55	0,001	3,77	7,535
2	0,55	0,001	3,77	7,531
3	0,55	0,003	3,77	7,532
4	0,55	0,033	3,78	7,523

Tab. 7.30. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 300 A (wariant RN – 300 A)

Nr pola	Rezystor 300 A (RN – 300 A)			
	G_{i_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{r_p} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	0,85	0,002	5,56	11,119
2	0,85	0,002	5,56	11,113
3	0,85	0,004	5,56	11,115
4	0,85	0,044	5,58	11,106

Tab. 7.31. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 400 A (wariant RN – 400 A)

Nr pola	Rezystor 400 A (RN – 400 A)			
	G_{u_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{rp} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	1,28	0,003	2,30	14,592
2	1,28	0,002	7,29	14,586
3	1,28	0,005	7,30	14,588
4	1,28	0,051	7,32	14,579

Tab. 7.32. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 500 A (wariant RN – 500 A)

Nr pola	Rezystor 500 A (RN – 500 A)			
	G_{u_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{rp} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	1,54	0,003	8,95	17,904
2	1,54	0,003	8,95	17,896
3	1,54	0,006	8,95	17,899
4	1,54	0,060	8,97	17,889

Tab. 7.33. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 25 A (wariant R_w – 25 A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 25 A (R _w – 25 A)			
	G_{u_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{rp} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	0,14	0	0,47	0,941
2	0,14	0	0,47	0,940
3	0,14	0,001	0,47	0,940
4	0,14	0,012	0,47	0,931

Tab. 7.34. Wyznaczone nastawy zabezpieczenia konduktancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 100 A (wariant R_w – 100 A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 100 A (R _w - 100 A)			
	G_{u_s} , (mS)	$\max(G_{0L})$, (mS)	G_{rp} , (mS)	$\min(G_{0d})$, (mS)
1	0,28	0,001	1,84	3,670
2	0,28	0	1,83	3,668
3	0,28	0,001	1,83	3,668
4	0,28	0,019	1,84	3,659

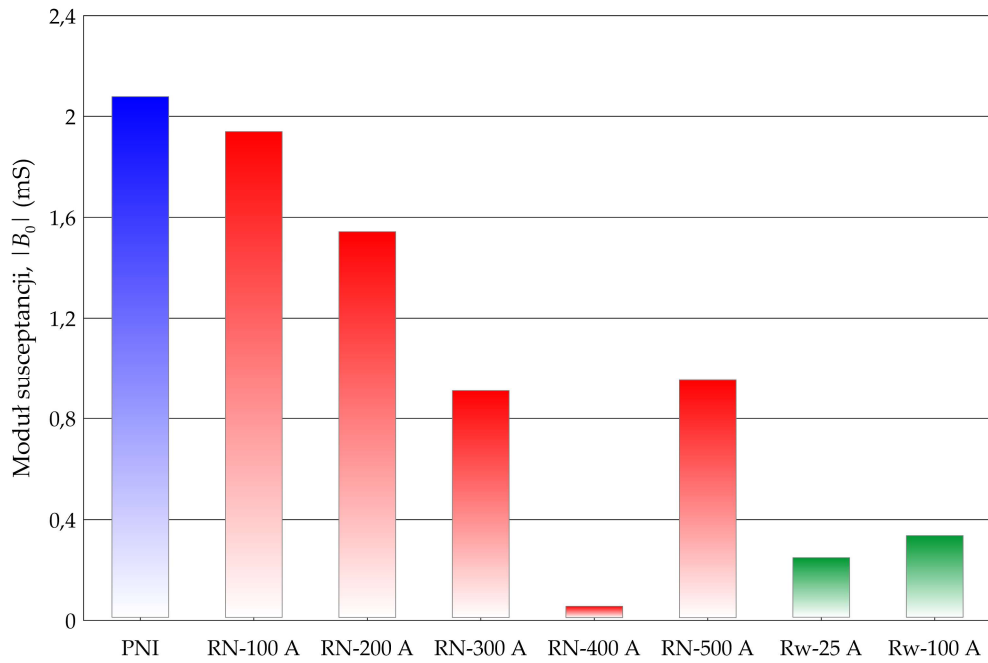
ZABEZPIECZENIA SUSCEPTANCYJNE

Dobór nastaw zabezpieczeń susceptancyjnych przeprowadzono w ten sam sposób jak dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych, zgodnie z procedurą opisaną w rozdziale 6.2. Dla każdego z czterech pól rozdzielni SN utworzono po dwa zbiory susceptancji zerowych B_0 wyznaczone: 1) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z danego pola (B_{0d}) oraz 2) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z pozostałych pól rozdzielni (B_{0L}). Do wyznaczenia tych susceptancji wykorzystano utworzone uprzednio zbiory \underline{Y}_{0d} i \underline{Y}_{0L} oraz wzory (7.40) i (7.41). Dla potrzeb doboru zabezpieczeń bezkierunkowych przeanalizowano moduły susceptancji. Na rysunkach 7.36÷7.39 przedstawiono dla modułu susceptancji $|B_0|$ analogiczne wykresy, jak w przypadku modułu admitancji Y_0 (rys. 7.28÷7.31). Wykresy te stanowią podstawę klasyfikacji pól rozdzielni SN do grup A” (7.42), B” (7.44), C” (7.45). Wartości susceptancji uchybowej B_u przyjęto w taki sam sposób jak Y_u .

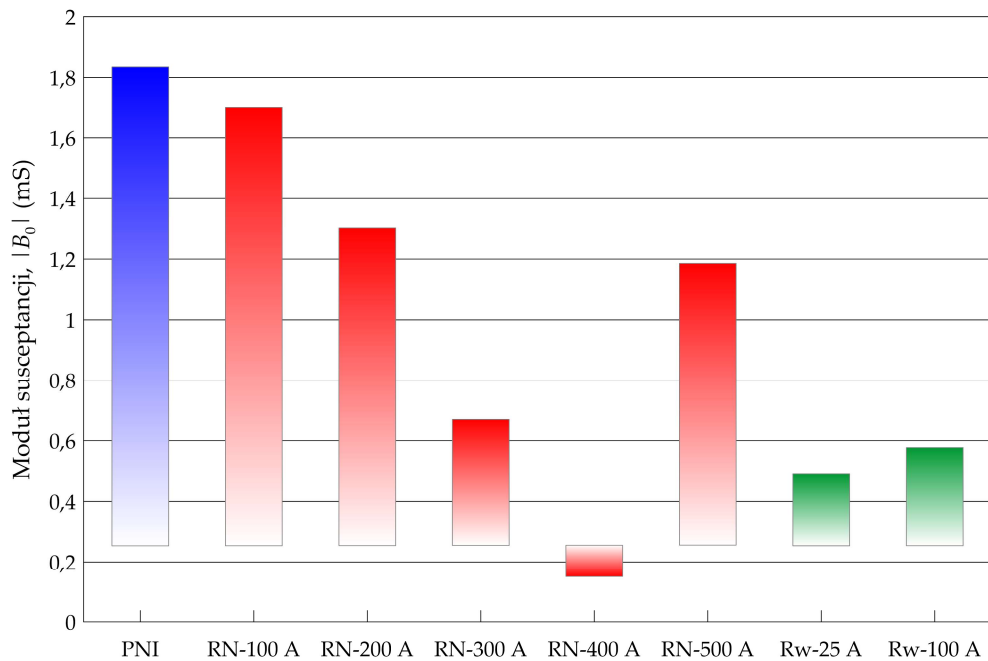
Do grupy A” zalicza się: w sieci z izolowanym punktem neutralnym pola 01, 02 i 03; w sieci uziemionej przez rezystor o prądzie znamionowym zwarcia doziemnego 100 A pola 01, 02 oraz w sieci uziemionej przez rezystor o prądzie 200 A pole 01. Tylko w tych przypadkach możliwe jest zastosowanie zabezpieczenia susceptancyjnego bezkierunkowego i dobór nastaw na podstawie wzoru (7.41). W sieci z izolowanym punktem neutralnym oraz z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 100 A, 200 A, 300 A i 400 A do grupy C” klasyfikuje się pole 04. W przypadku pracy sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor o prądzie znamionowym 300 A i 400 A do grupy C” zalicza się także pole nr 03. W pozostałych niewymienionych przypadkach pola klasyfikuje się do grupy B”.

W tabelach 7.35÷7.42 zebrano wyznaczone zgodnie z proponowaną metodą nastawy zabezpieczeń susceptancyjnych dla każdego z analizowanych wariantów pracy punktu neutralnego sieci. Symbolem (*) oznaczono przypadki wymagające zastosowania zabezpieczeń kierunkowych.

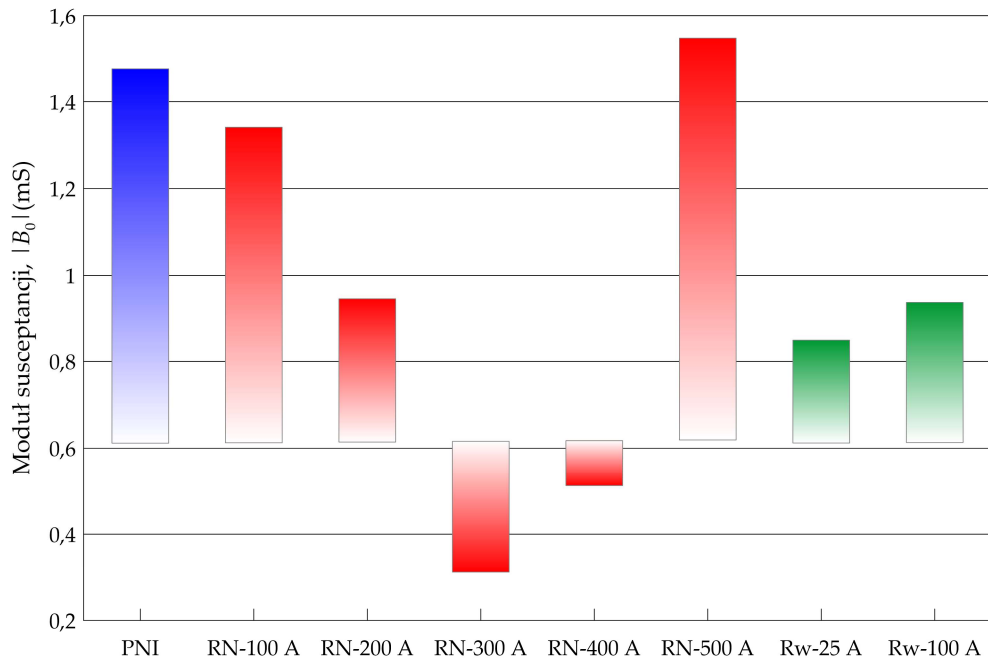
Na podstawie przeprowadzonej analizy statystycznej stwierdzono, że zastosowanie zabezpieczenia susceptancyjnego bezkierunkowego jest teoretycznie możliwe tylko w szczególnych przypadkach: liniach o stosunkowo niedużym udziale prądu pojemnościowego w całkowitym prądzie pojemnościowym sieci i o niewielkiej wartości składowej czynnej prądu. Zastosowanie członu kierunkowego tylko nieznacznie zwiększa obszar zastosowań zabezpieczenia susceptancyjnego, głównie do linii o większym prądzie pojemnościowym. Wynika to podobnie jak przy kompensacji ze zmiany znaku susceptancji w wyniku zbyt dużego wzrostu składowej czynnej prądu, co ma miejsce przy uziemieniu punktu neutralnego sieci przez rezystory o większym prądzie znamionowym. Ponadto w sieciach o większych wartościach prądu zwarcia doziemnego (np. rezystor o prądzie znamionowym 300 A, 400 A, 500 A) dobór nastaw zabezpieczenia susceptancyjnego jest niemożliwy, co wynika z niskiej wartości nastawy zerowonapięciowego członu rozruchowego, a tym samym wzrostu wartości susceptancji uchybowej B_u .



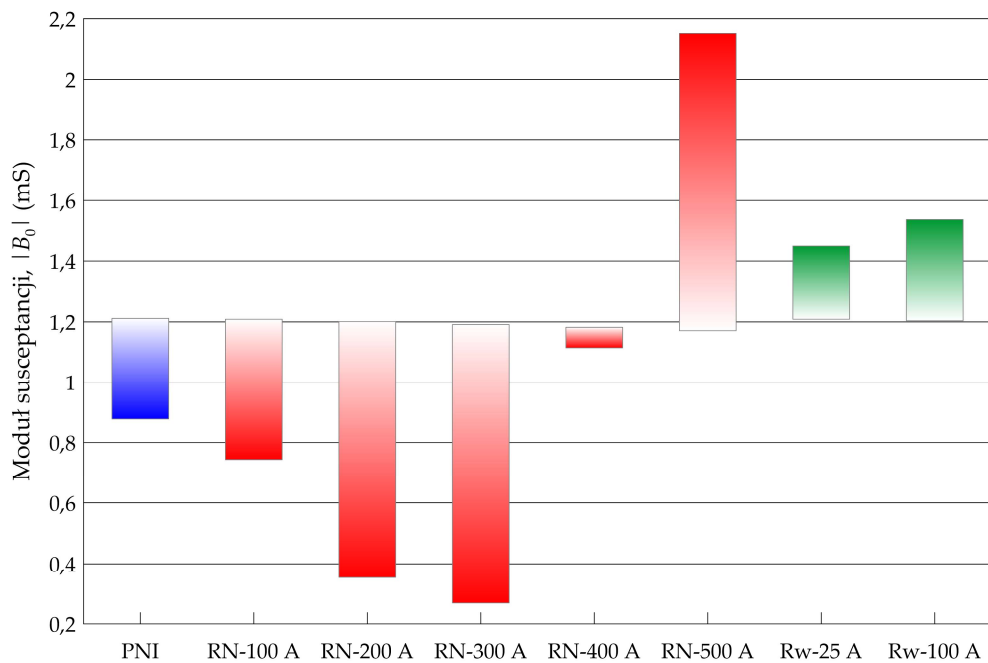
Rys. 7.36. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|B_{01}|$ susceptancji zerowej w polu 01 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.37. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|B_{02}|$ susceptancji zerowej w polu 02 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.38. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|B_{03}|$ susceptancji zerowej w polu 03 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego



Rys. 7.39. Wykresy kolumnowe pływające modułu $|B_{04}|$ susceptancji zerowej w polu 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla różnych sposobów pracy punktu neutralnego

Tab. 7.35. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN z izolowanym punktem neutralnym (wariant RN – PNI)

Nr pola	Izolowany punkt neutralny (PNI)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	0,15	0,013	1,05	2,077
2	0,15	0,254	1,04	1,835
3	0,15	0,612	1,05	1,478
4	0,15	1,212	0,73*	0,878

Tab. 7.36. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 100 A (wariant RN – 100 A)

Nr pola	Rezystor 100 A (RN – 100 A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	0,37	0,012	0,98	1,940
2	0,37	0,254	0,98	1,699
3	0,37	0,613	0,98*	1,341
4	0,37	1,209	0,37*	0,743

Tab. 7.37. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 200 A (wariant RN – 200 A)

Nr pola	Rezystor 200 A (RN – 200 A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	0,55	0,012	0,78	1,543
2	0,55	0,255	0,75*	1,302
3	0,55	0,614	—	0,944
4	0,55	1,201	—	0,355

Tab. 7.38. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 300 A (wariant RN – 300 A)

Nr pola	Rezystor 300 A (RN – 300 A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	0,85	0,012	—	0,910
2	0,85	0,255	—	0,670
3	0,85	0,616	—	0,311
4	0,85	1,191	—	0,269

Tab. 7.39. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 400 A (wariant RN – 400 A)

Nr pola	Rezystor 400 A (RN – 400 A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	1,28	0,012	—	0,056
2	1,28	0,256	—	0,151
3	1,28	0,618	—	0,512
4	1,28	1,182	—	1,114

Tab. 7.40. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor 500 A (wariant RN – 500 A)

Nr pola	Rezystor 500 A (RN – 500 A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	1,54	0,011	—	0,952
2	1,54	0,256	—	1,186
3	1,54	0,619	—	1,548
4	1,54	1,171	—	2,152

Tab. 7.41. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 25 A (wariant $R_w - 25$ A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 25 A ($R_w - 25$ A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	0,14	0,013	—	0,250
2	0,14	0,254	—	0,491
3	0,14	0,612	—	0,848
4	0,14	1,209	—	1,449

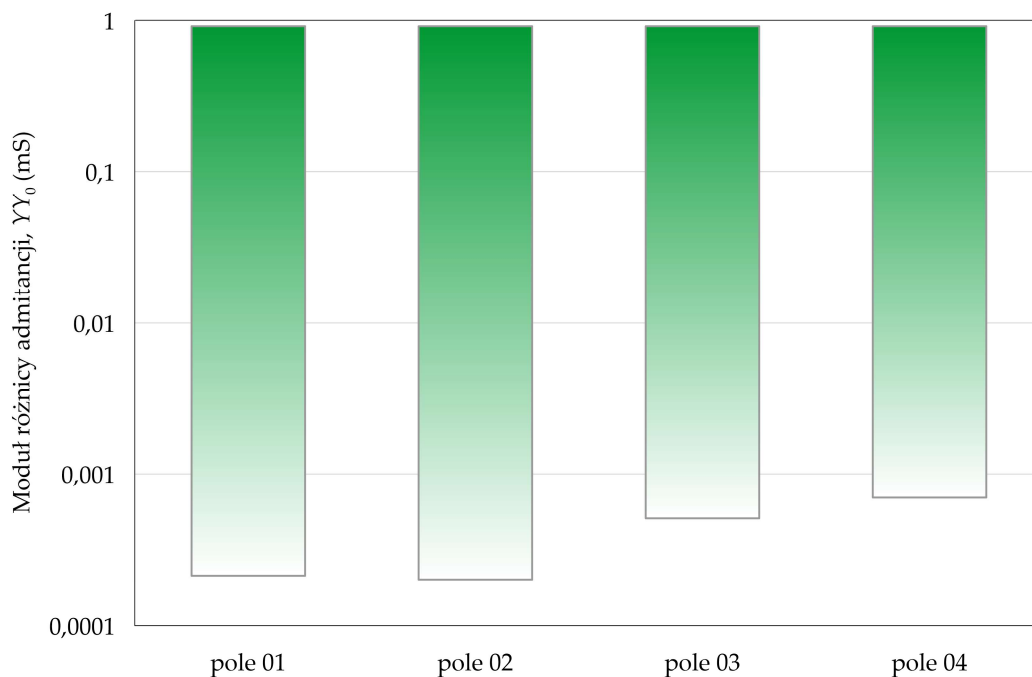
Tab. 7.42. Proponowane nastawy zabezpieczenia susceptancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 100 A (wariant $R_w - 100$ A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 100 A ($R_w - 100$ A)			
	B_u , (mS)	$\max(B_{0L})$, (mS)	B_{rp} , mS	$\min(B_{0d})$, (mS)
1	0,28	0,013	—	0,337
2	0,28	0,254	—	0,577
3	0,28	0,613	—	0,936
4	0,28	1,204	—	1,537

ZABEZPIECZENIA PORÓWNAWCZO - ADMITANCYJNE

Dobór nastaw zabezpieczeń porównawczo-admitancyjnych przeprowadzono dla sieci kompensowanej z automatyką wymuszania składowej czynnej (warianty $R_w - 25 \text{ A}$ i $R_w - 100 \text{ A}$), zgodnie z procedurą opisaną w rozdziale 6.2. Dla każdego z czterech pól rozdzielni SN utworzono po dwa zbiory modułów różnic admitancji zerowych YY_0 wyznaczone: 1) dla zwarcia w stacjach SN/nn zasilanych z danego pola (YY_{0d}) oraz 2) w stacjach SN/nn zasilanych z pozostałych pól rozdzielni (YY_{0L}). Do wyznaczenia tych modułów różnic wykorzystano utworzone uprzednio zbiory $\underline{Y}_{0dk}^{(1)}$ i $\underline{Y}_{0Lk}^{(1)}$ oraz $\underline{Y}_{0dk}^{(2)}$ i $\underline{Y}_{0Lk}^{(2)}$, a także wzory 6.51 i 6.52. Na rysunkach 7.40 i 7.41 przedstawiono wykresy modułu różnicy admitancji doziemnej w wszystkich polach rozdzielni SN odpowiednio dla sieci kompensowanej z wymuszeniem składowej czynnej prądu o wartości 25 A ($R_w - 25 \text{ A}$) oraz 100 A ($R_w - 100 \text{ A}$). Wykresy kolumnowe skonstruowano w ten sam sposób, jak dla innych zabezpieczeń z grupy admitancyjnych. Wykresy te stanowią podstawę klasyfikacji pól rozdzielni SN do grup A” (6.42), B” (6.44), C” (6.45). W analizowanych sposobach pracy punktu neutralnego sieci SN wszystkie pola klasyfikują się do grupy A” i stąd do doboru nastaw zabezpieczenia zastosowanie znajduje analogon wzoru (6.43).

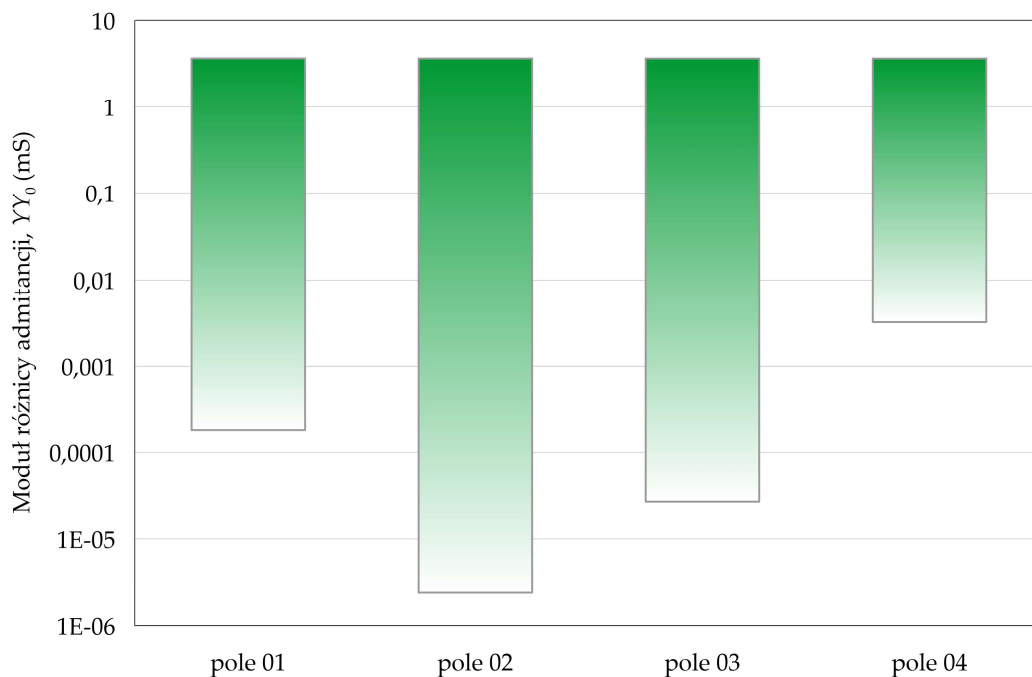
W tabelach 7.43 i 7.44 zebrano wyznaczone zgodnie z zaproponowaną metodą nastawy zabezpieczeń porównawczo – admitancyjnych dla analizowanych wariantów sieci kompensowanych z AWSCZ. Zaobserwowano wzrost nastawy zabezpieczenia wraz ze wzrostem wartości składowej czynnej prądu. Ponadto wyznaczone nastawy są takie same w każdym polu.



Rys. 7.40. Wykresy kolumnowe wpływające modułu różnicy admittancji zeroowej YY_0 w polach 01 ÷ 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla sieci kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z automatycznym wymuszaniem składowej czynnej o wartości 25 A ($R_w - 25$ A)

Tab. 7.43. Proponowane nastawy zabezpieczenia porównawczo-admittancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 25 A ($R_w - 25$ A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 25 A ($R_w - 25$ A)			
	YY_{0L} , (mS)	$\max(YY_{0L})$, (mS)	YY_{0rp} , (mS)	$\min(YY_{0L})$, (mS)
1	0,14	0,0002	0,46	0,9173
2	0,14	0,0002	0,46	0,9169
3	0,14	0,0005	0,46	0,9171
4	0,14	0,0007	0,46	0,9174



Rys. 7.41. Wykresy kolumnowe wpływające modułu różnicy admittancji zerowej YY_0 w polach 01 ÷ 04 rozdzielni SN stacji zasilającej WN/SN dla sieci kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z automatycznym wymuszaniem składowej czynnej o wartości 100 A ($R_w = 100$ A)

Tab. 7.44. Proponowane nastawy zabezpieczenia porównawczo-admittancyjnego dla sieci SN kompensowanej o stopniu rozkompensowania $\xi = 0,1$ z AWSCZ 100 A ($R_w = 100$ A)

Nr pola	Kompensowana z AWSCZ 100 A ($R_w = 100$ A)			
	YY_{0L} , (mS)	$\max(YY_{0L})$, (mS)	YY_{0rp} , (mS)	$\min(YY_{0L})$, (mS)
1	0,28	0,0007	1,82	3,6472
2	0,28	0,0007	1,82	3,6455
3	0,28	0,0018	1,82	3,6463
4	0,28	0,0032	1,82	3,6470

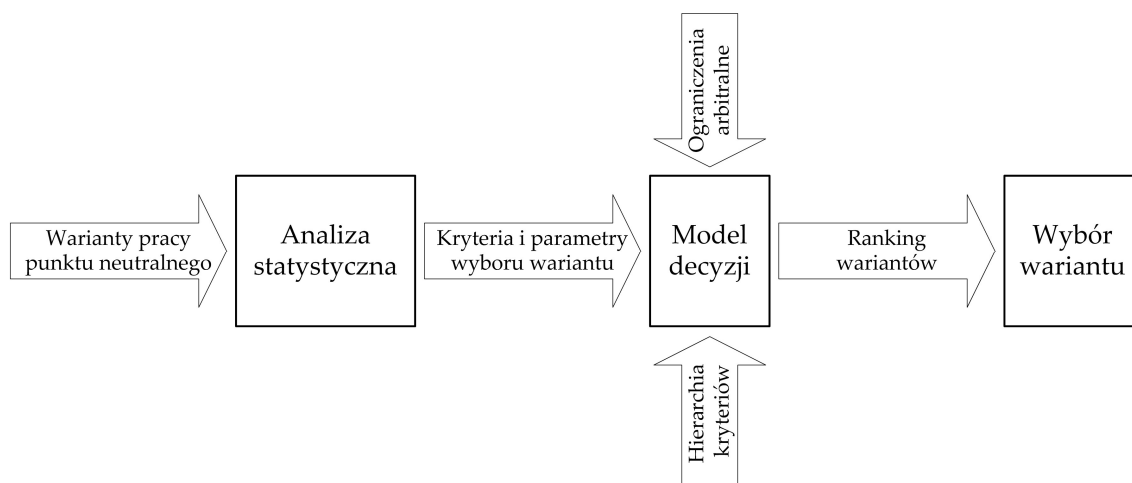
7.4. Wybór wariantu pracy punktu neutralnego analizowanej sieci

Przedstawione w niniejszym rozdziale wyniki badań wykazały, że każdy z rozważanych sposobów pracy punktu neutralnego analizowanej sieci, może mieć zastosowanie, jeśli zostaną spełnione wymagania określone w rozdziałach 7.2 i 7.3. Należy jednocześnie podkreślić, że sformułowanie jednoznacznej rekomendacji odnośnie wyboru reżimu pracy punktu neutralnego nie jest możliwe. Z drugiej jednak strony przeprowadzona analiza statystyczna pozwala na wyznaczenie *a posteriori* pewnych kryteriów i parametrów tego wyboru, będącymi obiektywnymi i wymiernymi wskaźnikami, na których może być oparta decyzja. Do kryteriów tych można zaliczyć:

- prawdopodobieństwo przekroczenia przez napięcie uziomowe U_E napięcia dopuszczalnego U_{Ep} ;
- minimalny z czasów t_{Fmax} wyłączenia zwarcia przez zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w polach SN stacji zasilającej WN/SN;
- minimalną z maksymalnych dopuszczalnych wartości R_{Bmax} rezystancji uziemienia stacji SN/nn;
- liczbę stacji, w których konieczne jest ograniczenie rezystancji R_B do wartości R_{Bmax} ;
- nastawę U_{rp} zabezpieczenia zerowonapięciowego;
- możliwość zastosowania zabezpieczenia ziemnozwarciowego: zerowoprądowego, admitancyjnego, konduktancyjnego, susceptancyjnego oraz porównawczo-admitancyjnego; możliwość tę określono w poniższej skali liczbowej:
 - 0 – brak możliwości zastosowania danego zabezpieczenia;
 - 1 – brak możliwości zastosowania danego zabezpieczenia przynajmniej dla jednego pola;
 - 2 – możliwość zastosowania danego zabezpieczenia dla każdego pola, ale przynajmniej dla jednego z nich wymagany jest człon kierunkowy;
 - 3 – możliwość zastosowania danego zabezpieczenia dla każdego pola.

Dokonując wyboru wariantu pracy punktu neutralnego sieci SN, można również nałożyć pewne arbitralne ograniczenia na przyjmowane parametry i wyznaczane wartości kryterialne. Mogą być one na przykład wynikami analiz ekonomicznych, warunków terenowych, rezystywności gruntu czy technicznych możliwości realizacji danego wariantu połączenia. Przyjmowane ograniczenia pozwalają na wyodrębnienie i stworzenie rankingu wariantów dopuszczalnych, pozwalającego na wybór wariantu optymalnego przy ustalonej hierarchii kryteriów i parametrów wyboru. Schemat procesu podejmowania decyzji przedstawiono na rysunku 7.42, a w tabeli 7.45 zestawiono wyznaczone wartości zdefiniowanych powyżej kryteriów i parametrów wyboru, przyjmując następujące ograniczenia:

- akceptowalne prawdopodobieństwo przekroczenia przez napięcie uziomowe U_E napięcia dopuszczalnego U_{Ep} równe 0,1%;
- minimalna wartość rezystancji R_{Bmax} niemniejsza niż 5 Ω .



Rys. 7.42. Schemat procesu podejmowania decyzji o wyborze wariantu pracy punktu neutralnego sieci

Po uwzględnieniu powyższych warunków ograniczających stwierdzono, że poza zbiorem dopuszczalnych wariantów pracy punktu neutralnego znalazło się uziemienie przez rezystory o prądach znamionowych $I_{RN} = 400 \text{ A}$ i $I_{RN} = 500 \text{ A}$. W celu stworzenia rankingu pozostałych, dopuszczalnych wariantów założono następującą hierarchię kryteriów i parametrów:

- 1) największa z minimalnych wartości nastaw czasowych t_{Fmax} ;
- 2) minimalna liczba stacji SN/nn wymagających ograniczenia rezystancji uziemienia do wartości R_{Bmax} ;
- 3) maksymalna wartość nastawy U_{rp} zabezpieczenia zerowonapięciowego;
- 4) możliwość doboru jednego kryterium zabezpieczeniowego dla wszystkich pól rozdzielni SN.

W analizowanym przypadku stworzenie rankingu wariantów pracy punktu neutralnego możliwe jest już po uwzględnieniu pierwszych dwóch kryteriów. Utworzony ranking przedstawia się następująco:

- 1) wariant RN – 100 A;
- 2) wariant Rw – 25 A;
- 3) wariant RN – 200 A;
- 4) wariant PNI;
- 5) wariant Rw – 100 A;
- 6) wariant RN – 300 A;

Na podstawie powyższego rankingu stwierdzono, że w świetle przeprowadzonej analizy statystycznej oraz przyjętych ograniczeń i hierarchii kryteriów parametrów wyboru wariantu pracy punktu neutralnego, optymalnym rozwiązaniem dla analizowanej sieci jest uziemienie punktu neutralnego przez rezystor o prądzie znamionowym 100 A.

Tab. 7.45. Kryteria i parametry wyboru wariantu pracy punktu neutralnego sieci SN

Wariant pracy punktu neutralnego	Prawdopodobieństwo przekroczenia przez napięcie uziomowe U_E dopuszczalnych wartości U_{Ep}	Min t_{Fmax} (s)	Ilość stacji SN/nn wymagających ograniczenia R_{Bmax}	Min R_{Bmax} (Ω)	Nastawa zabezpieczenia $U_{0>}$ (V)	Możliwość zastosowania zabezpieczenia				
						I0>	Y0>	G0>	B0>	RYY0>
PNI	1,0 %	0,30	4	10	53	2	2	0	2	0
		0,20	–	–						
	0,1 %	0,20	4	10						
RN – 100 A	1,0 %	0,20	4	10	21	2	3	3	2	0
		0,35	5	5						
	0,1 %	0,30	5	5						
RN – 200 A	1,0 %	0,25	6	5	14	2	3	3	1	0
		0,25	6	5						
	0,1 %	0,25	6	5						
RN – 300 A	1,0 %	0,20	7	5	9	2	3	3	0	0
		0,20	7	5						
	0,1 %	0,20	7	5						
RN – 400 A	1,0 %	0,20	7	5	6	2	3	3	0	0
		0,20	7	4						
	0,1 %	0,20	7	4						
RN – 500 A	1,0 %	0,20	7	4	5	2	3	3	0	0
		0,20	7	4						
	0,1 %	0,20	7	4						
Rw – 25 A	1,0 %	0,45	–	–	54	2	3	3	1	3
		0,25	–	–						
	0,1 %	0,25	–	–						
Rw – 100 A	1,0 %	0,25	4	10	27	2	3	3	1	3
		0,20	5	10						
	0,1 %	0,20	5	10						

8. Podsumowanie

W niniejszej rozprawie zagadnienie wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci średniego napięcia zostało przedstawione w ujęciu probabilistycznym, bowiem wartości kryteriów – odpowiednich napięć i prądów – przyjmowanych jako podstawa prowadzonych w tym obszarze analiz, są w rzeczywistości zmiennymi losowymi. Losowy charakter wielkości kryterialnych jest skutkiem losowości parametrów sieci i zakłóceń, wśród których najważniejsze są wypadkowe rezystancje uziemienia stacji SN/nn, rezystancja zwarcia oraz napięcie robocze na szynach SN stacji zasilającej. Potwierdzają to przedstawione w dysertacji wyniki badań, których celem była analiza wpływu losowości tych parametrów na wybór sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN.

Przeniesienie analizy kryteriów wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego na grunt statystyczny, stanowi istotną zmianę jakościową w stosunku do analiz wykonywanych deterministycznie. Zamiast wartości napięć i prądów kryterialnych wyznaczanych dla zakładanych *a priori* wartości parametrów sieci i zakłóceń, otrzymuje się rozkłady statystyczne wielkości kryterialnych, co pozwala operować prawdopodobieństwem (ryzykiem) przekroczenia określonych wartości tych wielkości. Podstawą statystycznej oceny spełnienia odpowiednich kryteriów wyboru reżimu pracy punktu neutralnego sieci SN jest przyjęcie akceptowalnego poziomu tego ryzyka. Przeprowadzone badania wybranej napowietrzno-kablowej sieci 15 kV wykazały, że przekroczenie dopuszczalnych poziomów prądów i napięć kryterialnych, jest zdarzeniem możliwym również dla wartości parametrów sieci i zakłóceń przyjmowanych w analizach deterministycznych. Jest tak pomimo faktu, że analizy deterministyczne powinny z założenia prowadzić do wyznaczenia wartości tych wielkości w najbardziej niekorzystnym przypadku (ang. *worse case*). Stanowi to dodatkowy argument za stosowaniem podejścia statystycznego.

Opracowane i przedstawione w niniejszej dysertacji metody statystyczne dotyczą analizy dwóch kryteriów: poziomu zagrożenia porażeniowego przy zwarciach doziemnych oraz skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Metody te umożliwiają nie tylko oszacowanie ryzyka przekroczenia przez odpowiednie napięcia i prądy ustalonych wartości, ale również określenie warunków jakie należy w danej sieci spełnić, aby to ryzyko nie przekroczyło przyjętej akceptowalnej wartości. Warunki te nakładane są na czasy wyłączenia zwarć przez zabezpieczenia ziemnozwarciowe oraz maksymalną rezystancję uziemienia określonych stacji SN/nn. Ponadto statystyczna

metoda doboru nastaw zabezpieczeń pozwala ocenić czy możliwe jest w danej sieci zastosowanie określonego typu zabezpieczenia ziemnozwarciowego i obliczenie jego nastawy.

Przedstawione w dysertacji wyniki badań pozwalają stwierdzić, że sformułowana w rozdziale pierwszym teza została udowodniona. Zastosowanie opracowanych metod do wyboru sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego w sieci średniego napięcia, nie prowadzi do możliwości sformułowania jednoznacznych rekomendacji, które rozwiązanie należy w danej sieci zastosować. Jednak założenie akceptowalnego poziomu ryzyka zagrożenia porażeniowego pozwala na określenie warunków, jakie muszą być w sieci spełnione przy danym sposobie połączenia punktu neutralnego. Tym samym zaproponowane w dysertacji metody statystyczne mogą być w pełni aplikowane do obiektywnego wyboru sposobu połączenia punktu neutralnego z ziemią dowolnej sieci średniego napięcia.

Za oryginalny dorobek autora należy uznać opracowanie modeli statystycznych parametrów sieci, w szczególności opracowanego na podstawie rzeczywistych pomiarów modelu statystycznego rezystancji uziemień stacji SN/nn, a także wykorzystanie tych modeli w zaproponowanych metodach oceny zagrożenia porażeniowego i doborze parametrów układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Na podkreślenie zasługuje fakt, że efekty przeprowadzonych badań i analiz, pozwalają na formułowanie wniosków o istotnym znaczeniu praktycznym.

Załącznik

Model sieci średniego napięcia z uwzględnieniem parametrów podłużnych linii

Przedmiotem rozważań jest wyidealizowana elektroenergetyczna sieć rozdzielcza SN, której schemat przedstawiono na rys. 3.5 i scharakteryzowano w rozdziale 3.1.2. W sieci tej rozpatruje się jednofazowe zwarcie doziemne F występujące w odległości l_F od szyn rozdzielni SN w wyodrębnionej linii napowietrznej LN o długości l_{LN} . Wyznacza się wartości napięć i prądów, charakteryzujących zagrożenie porażeniowe oraz skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. W tym celu rozważaną sieć elektroenergetyczną (rys. 3.5) odwzorowano w postaci czteroprzewodowego obwodu zastępczego [13] przedstawionego na rysunku Z1. W skład obwodu zastępczego wchodzi następujące elementy:

- napięcia źródłowe fazowe $\underline{E}_A, \underline{E}_B, \underline{E}_C$, które wraz z szeregowo połączonymi impedancjami \underline{Z}_{SE} reprezentują zastępczy system elektroenergetyczny SE,
- impedancja \underline{Z}_N połączenia punktu neutralnego sieci z ziemią,
- impedancje podłużne \underline{Z}_{LP1} i \underline{Z}_{LN1} oraz susceptancje B_{LP1} i B_{LN1} odcinka linii LN o długości l_F ,
- impedancje podłużne \underline{Z}_{LP2} i \underline{Z}_{LN2} oraz susceptancje B_{LP2} i B_{LN2} odcinka linii LN o długości $(l_{LN} - l_F)$,
- zastępcze susceptancje B_{SP} i B_{SN} sieci napowietrznej o wypadkowej długości Σl_{SN} ,
- zastępcza susceptancja B_{SK} sieci kablowej o wypadkowej długości Σl_{SK} ,
- rezystancja R_F zwarcia,
- rezystancja R_B uziemienia stacji SN/nn,
- impedancje obciążenia \underline{Z}_{obc} .

Powyższe parametry podłużne i poprzeczne modeli linii wyznaczane są w oparciu o parametry linii dla składowych symetrycznych kolejności zgodnej i zerowej [97], którymi są jednostkowe impedancje podłużne \underline{z}_0 i \underline{z}_1 linii napowietrznej oraz jednostkowe susceptancje poprzeczne linii napowietrznej (b_{0N}, b_{1N}) i kablowej (b_{1K}) [13]:

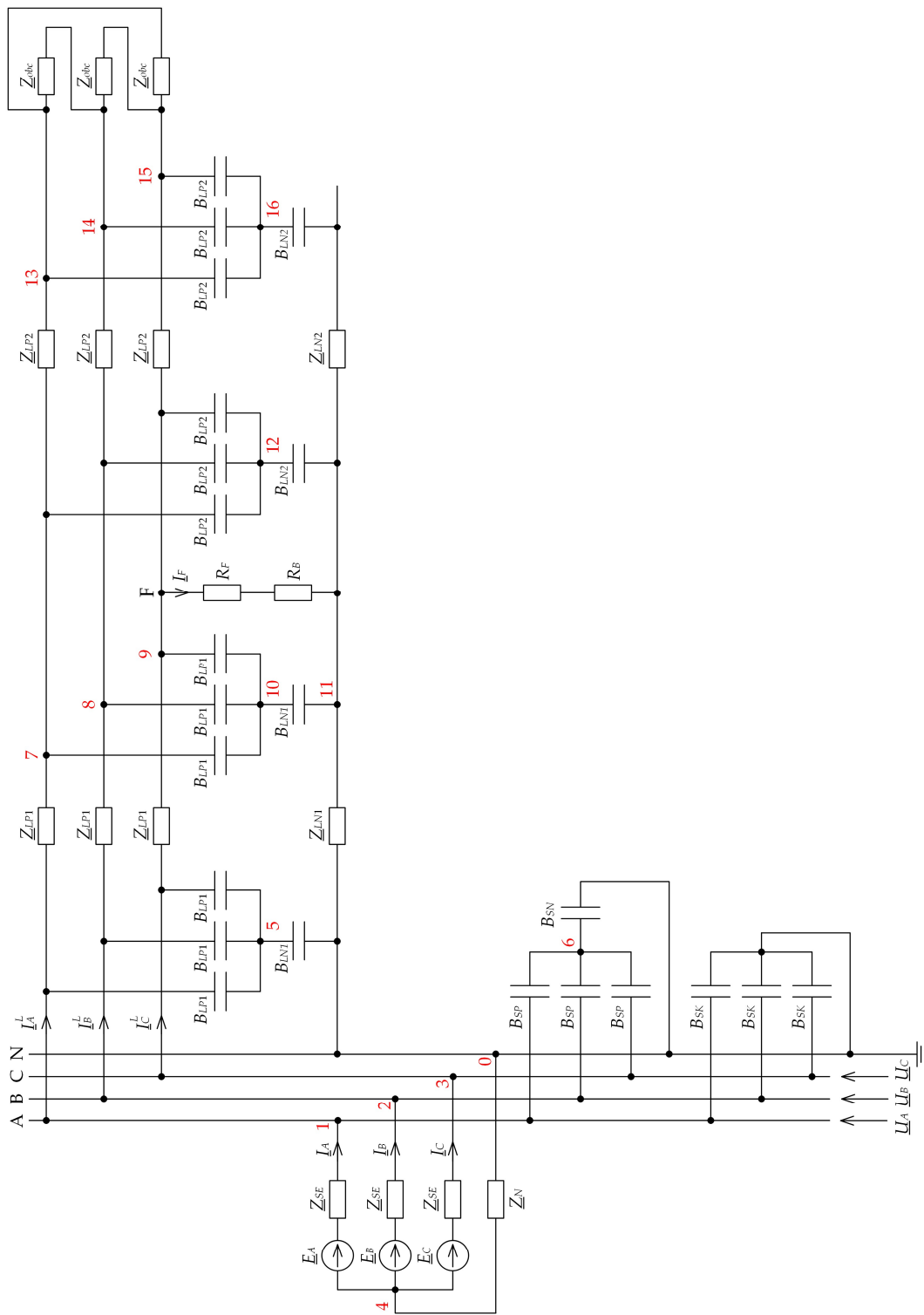
$$\underline{Z}_{LP1} = \underline{z}_1 l_F \quad (Z.1)$$

$$\underline{Z}_{LN1} = \frac{1}{3}(\underline{z}_0 - \underline{z}_1) l_F \quad (Z.2)$$

$$B_{LP1} = \frac{1}{2} b_{1N} l_F \quad (Z.3)$$

$$B_{LN1} = \frac{1}{2} \frac{3b_{0N} b_{1N}}{b_{0N} - b_{1N}} l_F \quad (Z.4)$$

$$\underline{Z}_{LP2} = \underline{z}_1 (l_{LN} - l_F) \quad (Z.5)$$



Rys. Z1. Czteroprzewodowy obwód zastępczy schematu sieci przedstawionego na rysunku 3.5.

$$\underline{Z}_{LN2} = \frac{1}{3}(\underline{z}_0 - \underline{z}_1)(l_{LN} - l_F) \quad (Z.6)$$

$$B_{LP2} = \frac{1}{2}b_{1N}(l_{LN} - l_F) \quad (Z.7)$$

$$B_{LN2} = \frac{1}{2} \frac{3b_{0N}b_{1N}}{b_{0N} - b_{1N}}(l_{LN} - l_F) \quad (Z.8)$$

$$B_{SP} = b_{1N}\Sigma l_{SN} \quad (Z.9)$$

$$B_{SN} = \frac{3b_{0N}b_{1N}}{b_{0N} - b_{1N}}\Sigma l_{SN} \quad (Z.10)$$

$$B_{SK} = b_{1K}\Sigma l_{SK} \quad (Z.11)$$

Impedancja zwarcia systemu SE może być wyznaczona na podstawie mocy zwarciaowej S_k'' oraz napięcia znamionowego U_n [97]:

$$\underline{Z}_{SE} = R_{SE} + jX_{SE} \quad (Z.12)$$

$$X_{SE} = 0,995Z_{SE} \quad (Z.13)$$

$$R_{SE} = 0,1X_{SE} \quad (Z.14)$$

$$Z_{SE} = \frac{1,1U_n^2}{S_k''} \quad (Z.15)$$

Natomiast impedancja obciążenia linii doziemionej może być wyrażona jako:

$$\underline{Z}_{obc} = \frac{3U_n^2}{S_{obc}}(\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (Z.16)$$

W schemacie na rysunku Z1 wyodrębniono szesnaście węzłów ponumerowanych od 1 do 16, którym przypisano napięcia węzłowe $U_{(1)} \div U_{(16)}$. Napięcia węzłowe są rozwiązaniem równania:

$$\mathbf{U}_{16 \times 1} = \mathbf{Y}_{16 \times 16}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{16 \times 1} \quad (Z.17)$$

gdzie:

$$\underline{Y}_{1,1} = \underline{Y}_{2,2} = \underline{Y}_{3,3} = \frac{1}{\underline{Z}_{SE}} + \frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} + j(B_{LP1} + B_{SP} + B_{SK}) \quad (Z.18)$$

$$\underline{Y}_{4,4} = \frac{3}{\underline{Z}_{SE}} + \frac{1}{\underline{Z}_N} \quad (\text{Z.19})$$

$$\underline{Y}_{5,5} = j(3B_{LP1} + B_{LN1}) \quad (\text{Z.20})$$

$$\underline{Y}_{6,6} = j(3B_{SP} + B_{SN}) \quad (\text{Z.21})$$

$$\underline{Y}_{7,7} = \underline{Y}_{8,8} = \frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} + \frac{1}{\underline{Z}_{LP2}} + j(B_{LP1} + B_{LP2}) \quad (\text{Z.22})$$

$$\underline{Y}_{9,9} = \frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} + \frac{1}{\underline{Z}_{LP2}} + j(B_{LP1} + B_{LP2}) + \frac{1}{R_F + R_B} \quad (\text{Z.23})$$

$$\underline{Y}_{10,10} = \underline{Y}_{5,5} \quad (\text{Z.24})$$

$$\underline{Y}_{11,11} = \frac{1}{\underline{Z}_{LN1}} + \frac{1}{\underline{Z}_{LN2}} + j(B_{LN1} + B_{LN2}) + \frac{1}{R_F + R_B} \quad (\text{Z.25})$$

$$\underline{Y}_{12,12} = j(3B_{LP2} + B_{LN2}) \quad (\text{Z.26})$$

$$\underline{Y}_{13,13} = \underline{Y}_{14,14} = \underline{Y}_{15,15} = \frac{1}{\underline{Z}_{LP2}} + jB_{LP2} + \frac{2}{\underline{Z}_{obc}} \quad (\text{Z.27})$$

$$\underline{Y}_{16,16} = j3B_{LP2} + \frac{jB_{LN2} \frac{1}{\underline{Z}_{LN2}}}{jB_{LN2} + \frac{1}{\underline{Z}_{LN2}}} \quad (\text{Z.28})$$

$$\underline{Y}_{1,4} = \underline{Y}_{2,4} = \underline{Y}_{3,4} = -\frac{1}{\underline{Z}_{SE}} \quad (\text{Z.29})$$

$$\underline{Y}_{1,5} = \underline{Y}_{2,5} = \underline{Y}_{3,5} = -jB_{LP1} \quad (\text{Z.30})$$

$$\underline{Y}_{1,6} = \underline{Y}_{2,6} = \underline{Y}_{3,6} = -jB_{SP} \quad (\text{Z.31})$$

$$\underline{Y}_{7,1} = \underline{Y}_{8,2} = \underline{Y}_{9,3} = -\frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} \quad (\text{Z.32})$$

$$\underline{Y}_{7,10} = \underline{Y}_{8,10} = \underline{Y}_{9,10} = -jB_{LP1} \quad (\text{Z.33})$$

$$\underline{Y}_{10,11} = -jB_{LN1} \quad (\text{Z.34})$$

$$\underline{Y}_{7,11} = -\frac{1}{R_F + R_B} \quad (\text{Z.35})$$

$$\underline{Y}_{7,13} = \underline{Y}_{8,14} = \underline{Y}_{9,15} = -\frac{1}{\underline{Z}_{LP2}} \quad (\text{Z.36})$$

$$\underline{Y}_{13,14} = \underline{Y}_{13,15} = \underline{Y}_{14,15} = -\frac{1}{\underline{Z}_{obc}} \quad (\text{Z.37})$$

$$\underline{Y}_{13,16} = \underline{Y}_{14,16} = \underline{Y}_{15,16} = -jB_{LP2} \quad (\text{Z.38})$$

$$\underline{Y}_{11,16} = -\frac{jB_{LN2} \frac{1}{\underline{Z}_{LN2}}}{jB_{LN2} + \frac{1}{\underline{Z}_{LN2}}} \quad (\text{Z.39})$$

$$\underline{J}_1 = \frac{\underline{E}_A}{\underline{Z}_{SE}} \quad (\text{Z.40})$$

$$\underline{J}_2 = \frac{\underline{E}_B}{\underline{Z}_{SE}} \quad (\text{Z.41})$$

$$\underline{J}_3 = \frac{\underline{E}_C}{\underline{Z}_{SE}} \quad (\text{Z.42})$$

$$\underline{J}_4 = \dots = \underline{J}_{16} = 0 \quad (\text{Z.43})$$

$$\underline{E}_A = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (\text{Z.44})$$

$$\underline{E}_B = \frac{U_n}{\sqrt{3}} e^{-j2\pi/3} \quad (\text{Z.45})$$

$$\underline{E}_C = \frac{U_n}{\sqrt{3}} e^{j2\pi/3} \quad (\text{Z.46})$$

Na podstawie napięć węzłowych (Z.17) wyznacza się badane wielkości:

– prąd zwarcia doziemnego \underline{I}_F

$$\underline{I}_F = \frac{1}{R_F + R_B} (\underline{U}_{(9)} - \underline{U}_{(11)}) \quad (\text{Z.47})$$

– napięcie uziomowe \underline{U}_E :

$$\underline{U}_E = \underline{I}_F R_B \quad (\text{Z.48})$$

– potrójną składową symetryczną kolejności zerowej napięcia $3\underline{U}_0$:

$$3\underline{U}_0 = \underline{U}_{(1)} + \underline{U}_{(2)} + \underline{U}_{(3)} \quad (\text{Z.49})$$

– potrojoną składową symetryczną kolejności zerowej prądu $3\underline{I}_0$ doziemionej linii:

$$3\underline{I}_0 = \underline{I}_A^L + \underline{I}_B^L + \underline{I}_C^L \quad (\text{Z.50})$$

gdzie prądy fazowe $\underline{I}_A^L, \underline{I}_B^L, \underline{I}_C^L$ doziemionej linii oblicza z równania:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A^L \\ \underline{I}_B^L \\ \underline{I}_C^L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} + jB_{LP1} \right) \underline{U}_{(1)} - jB_{LP1} \underline{U}_{(5)} - \frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} \underline{U}_{(7)} \\ \left(\frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} + jB_{LP1} \right) \underline{U}_{(2)} - jB_{LP1} \underline{U}_{(5)} - \frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} \underline{U}_{(8)} \\ \left(\frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} + jB_{LP1} \right) \underline{U}_{(3)} - jB_{LP1} \underline{U}_{(5)} - \frac{1}{\underline{Z}_{LP1}} \underline{U}_{(9)} \end{bmatrix} \quad (\text{Z.51})$$

Bibliografia

- [1] Abdel-Fattah M. F., Lehtonen M.: *The effect of fault resistance on the earth fault characteristics in unearthed and compensated neutral medium voltage networks*, IEEE 2012 Electric Power Quality and Supply Reliability, Tartu, Estonia, 11-13.06.2012
- [2] Aggarwal V., Gupta V., Singh P., Sharma K., Sharma N.: *Detection of Spatial Outlier by Using Improved Z-Score Test*, 2019 3rd International Conference on Trends in Electronics and Informatics (ICOEI), Tirunelveli, India, 23-25.04.2019
- [3] *Alternative Transient Program (ATP) Rule Book*, Canadian/American EMTP User Group, 1987-2000
- [4] Amiri E., Sadeghi S. H. H., Moini R.: *A Probabilistic Approach for Human Safety Evaluation of Grounding Grids in the Transient Regime*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, Issue 2, 2012, pp. 945–952
- [5] Anderson E.: *Przepięcia wewnętrzne w sieciach średnich napięć i ich ograniczanie*, Seria wydawnicza KE PAN pt. „Postępy techniki wysokich napięć”, 1997
- [6] ATP Draw. The graphical preprocessor to ATP Electromagnetic Transients Program, www.atpdraw.net (dostęp dn. 29.11.2022)
- [7] Bastian M. B.; Carman W. D.; Woodhouse D. J.: *A network asset based probabilistic model of ground potential rise and touch voltage hazard profiles at MV substations*, In Proceedings of the IEEE 2016 Down to Earth Conference (DTEC), Hunter Valley, NSW, Australia, 01–04.09.2016
- [8] Bąchorek W., Kot A., Makuch A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: *Skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w przypadku wysokooporowego zwarcia doziemnego w napowietrznej linii SN*, Elektroenergetyczne linie napowietrzne: V konferencja naukowo-techniczna: 15 maja 2012 r., Dźwirzyno, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, 2012, Poznań, str. 15-1–15-8
- [9] Bednarczyk, T.: *Wybrane zagadnienia zabezpieczeń odległościowych linii. Cz.2. Parametryzacja zasięgów rezystancyjnych stref pomiarowych oraz rezystancja luku w prostym układzie sieciowym*, Elektro Info, 1-2/2017, str. 76-80
- [10] Benesz M., Tarko R.: *Wykorzystanie metod statystycznych do określenia optymalnego przekroju żyły powrotnej w sieciach kablowych średniego napięcia*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 31, 2012, str. 31-34
- [11] Benjamin J.R., Cornell C.A.: *Rachunek prawdopodobieństwa statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1977
- [12] Bernard J., Pahwa, A.: *Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model*, Electric Power Systems Research, Vol. 28, Issue 1, 1993, pp. 11-18
- [13] Bernas S., Ciok Z.: *Modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1977
- [14] Bhardwaj, N., Rahi, O. P., Sharma, M. G.: *Seasonal influence on the substation grounding grid performance and its optimal design to neutralize the influence*, 2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), Delhi, India, 04-06.07.2016
- [15] Biegelmeier G., Lee W.R.: *New considerations on the threshold of ventricular fibrillation for a.c. shocks at 50-60 Hz*, Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews, Vol. 127, Issue 2, 1980, pp. 103–110
- [16] Bin P.; Shisheng W.: *The Simulation of Single-Phase Earthed Fault in Neutral Ineffective Grounding System Based on MATLAB*, IEEE 2010 International Conference on Computer, Mechatronics, Control and Electronic Engineering (CMCE), Changchun, China, 24-26.08.2010
- [17] Blackburn J. L., Domin T. J.: *Protective Relaying: Principles and Applications (Third Edition)*, CRS Press, London, 2006
- [18] Błaszczuk A., Popczyk J., Żmuda K., Wosik J.: *Ocena warunków zwarciovych w sieciach rozdzielczych SN. Część 1: Charakterystyki statystyczne stopnia wykorzystania wytrzymałości zwarciovych urządzeń*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 99, Nr kol. 860, 1986, str. 29-42
- [19] Błaszczuk A., Popczyk J., Żmuda K.: *Ocena warunków zwarciovych w sieciach rozdzielczych SN. Część 2: Analiza probabilistyczna dopuszczalności przekroczeń wytrzymałości zwarciovych urządzeń*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 99, Nr kol. 860, 1986, str. 43-59

- [20] Bogajewski W.: *Zagrożenie porażeniowe w pobliżu urządzeń elektroenergetycznych wysokiego napięcia*, Rozprawy Nr 141, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 1982
- [21] Bogajewski W.: *Sieci Elektroenergetyczne. Ochrona przeciwporażeniowa i uziemienia*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 1989
- [22] Bogajewski W., Hoppel W., Lorenc J., Scheibe A.: *Analiza możliwości wykorzystania uziomów naturalnych*, ENERGETYKA, Nr 12 -1974, str. 427-430
- [23] Bogucki A., Lawera E., Sauczek R.: *Wpływ sposobu połączenia punktu zerowego na warunki pracy sieci średnich napięć*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA, z. 37, Nr kol. 356, 1972, str. 115-128
- [24] Borkiewicz K.: *Automatyka zabezpieczeniowa, regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym*, ZIAD, Bielsko-Biała, 1998
- [25] Boryń H.: *Zagrożenie piorunowe linii kablowych wysokiego napięcia*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 56, 2017, str. 11-18
- [26] Budahs M., Rozenkrons J., Zviedntis M.: *Latvia's new energostandard "medium voltage network neutral regimes*, IEEE 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ), Rakvere, Estonia, 11-13.06.2014
- [27] Budka, A., Kayzer D., Pietruczuk K., Szoszkiewicz K.: *Zastosowanie wybranych procedur do wykrywania obserwacji nietypowych w ocenie jakości rzek*, Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich Nr 3/II, 2013, str. 89-95
- [28] Campoccia A., Sanseverino E., Zizzo G.: *Analysis of Interconnected Earthing Systems of MV/LV Substations in Urban Areas*, IEEE 2008 43rd International Universities Power Engineering Conference, Padua, Italy, 01-04.09.2008
- [29] Campoccia A., Mineo L., Zizzo G.: *A Method to Evaluate Voltages to Earth during an Earth Fault in an HV Network in a System of Interconnected Earth Electrodes of MV/LV Substations*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, Issue 4, 2008, pp. 1763–1772
- [30] Ceraolo M.: *MC's PlotXY -A general-purpose and post-processing open-source tool*, SoftwareX, Elsevier, Vol. 9, January-June 2019, pp. 282–287
- [31] Cerretti A., Gatta F.M., Geri A., Lauria S., Maccioni. M., Valtorta G.: *Ground Fault Temporary Overvoltages in MV Networks: Evaluation and Experimental Tests*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, Issue 3, 2012, pp. 1592–1600
- [32] Cerretti A., Gatta F.M., Geri A., Lauria S., Maccioni. M., Valtorta G.: *Temporary overvoltages due to ground faults in MV networks*, 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, Romania, 28.06-02.07.2009
- [33] Chapra S. C., Canale R. P.: *Numerical Methods for Engineers (sixth edition)*, McGraw-Hill Companies, New York, 2010
- [34] Chmielewski T., Oramus P., Florkowski M.: *Modelowanie łuku elektrycznego w analizach przepięć łączących podczas przerywania prądu przy użyciu niskonapięciowych styczników elektromechanicznych*, Przegląd Elektrotechniczny, 2'2015, str. 202-205
- [35] Chojnacki A. Ł.: *Analiza dobowej, tygodniowej i rocznej zmienności obciążeń elektroenergetycznych w sieciach miejskich oraz wiejskich*, Przegląd Elektrotechniczny, 6'2009, str. 9-12
- [36] Chojnacki A. Ł.: *Analiza dobowej, tygodniowej i rocznej zmienności obciążeń elektroenergetycznych w sieciach zasilających odbiorców komunalnych oraz przemysłowych*, Przegląd Elektrotechniczny, 6'2018, str. 56-61
- [37] Chojnacki A. Ł.: *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce, 2013
- [38] Chojnacki A.Ł.: *Modele niezawodnościowe linii napowietrznych SN z przewodami gołymi*, Elektro Info, Zeszyt nr 5/2016, 2016, str. 20-24
- [39] Colella P., Napoli R., Pons E., Tommasini R., Barresi A., Cafaro G., De Simone A., Di Silvestre M., Martirano, L.; Montegiglio, P i inni: *Currents Distribution During a Fault in an MV Network: Methods and Measurements*, IEEE Transactions on Industry Application, Vol. 52, Issue 6, 2016, pp. 4585-4593
- [40] Colella P., Pons E., Tommasini R.: *A Comparative Review of the Methodologies to Identify a Global Earthing System*, IEEE Transactions on Industry Application, Vol. 53, Issue 4, 2017, pp. 3260-3267
- [41] Cong-li, L., Minfang, P.: *A New Approach for Monitoring Grounding Grid of Electrical Power System*, 2007 IEEE 8th International Conference on Electronic Measurement and Instruments, Xi'an, China, 16-18.08.2007
- [42] Conwell R.N., Evans R. D.: *The Petersen earth coil*, IEEE Journal of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 41, Issue 2, 1922, pp. 140-148

- [43] Czapp S.: *Ocena stanu instalacji uziemiającej w stacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia*, Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych, Miesięcznik SEP, R. 17, Nr 145, 2011, str. 3-38
- [44] Czapp S.: *Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach elektroenergetycznych o napięciu wyższym niż 1 kV*, Inżynier Budownictwa, Vol. 210, issue 11 (2022), str. 88-93
- [45] Czapp S.: *Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach elektroenergetycznych o napięciu wyższym niż 1 kV*, http://kup.piib.org.pl/wp-content/uploads/2018/09/Czapp_WN_SEP_Bydgoszcz_2017.pdf, (dostęp dn. 09.02.2023 r.)
- [46] Czapp S.: *Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach i instalacjach niskiego napięcia*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2023, Warszawa
- [47] Czarnecka M., Nidzgorska-Lencewicz J.: *Wieloletnia zmienność sezonowych opadów w Polsce Woda-Środowisko-Obszary Wiejskie*, t. 12, z. 2 (38), 2011 (IV-VI), str. 46-60
- [48] Datta A. J., Taylor R., Ledwich G.: *Earth grid safety criteria determination with the standards IEEE-80 and IEC-60479 and optimization of installation depth*, IEEE 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Wollongong, NSW, Australia, 27-30.09.2015
- [49] Dawalibi F.P., Ma J., Southey R. D.: *Behaviour of grounding systems in multilayer soils: a parametric analysis*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, Issue. 1, 1994, pp. 334–342
- [50] Dąbrowski J., Kulhawik Z.: *Ograniczenie prądów błędzących przez rozdzielanie uziomów systemu energetyki zawodowej od energetyki kolejowej, tramwajowej i metra*, Wiadomości Elektrotechniczne, Nr 4/2017, 2017 str. 20-24
- [51] Di Silvestre M., Dusonchet L., Favuzza S., Mangione S., Mineo L., Mitolo M., Sanseverino E., Zizzo G.: *On the Interconnections of HV–MV Stations to Global Grounding Systems*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 55, Issue 2, 2019, pp. 1126–1134
- [52] Dimopoulos A., Griffiths H., Harid N., Haddad A., Ainsley A., Guo D., Mpofo G.: *Proposal for Probabilistic Risk Assessment in Grounding Systems and Its Application to Transmission Substations*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, Issue. 4, 2012, pp. 2219–2226
- [53] Dimopoulos A., Griffiths H., Harid N., Haddad A., Ainsley A., Mpofo G.: *Probability surface distributions for application in grounding safety assessment*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, Issue. 4, 2012, pp. 1928–1936
- [54] *Dławiki gaszące suche z płynną regulacją (w izolacji żywiczno-rowingowej) 100÷2700 kVAr 1÷24 kV*, Fabryka Transformatorów w Żychlinie, <https://www.ftz.pl/oferta.php>, (dostęp dn. 22.01.2023 r.)
- [55] Dubé L.: *Models in ATP*, Language manual, February 1995
- [56] *Electromagnetic Transients Program. Theory Book*. Bonneville Power Administration, Portland, Oregon, 1995
- [57] El-kady M. A., Vainberg M. Y.: *Risk Assessment of Grounding Hazards due to Step and Touch Potentials Near Transmission Line Structures*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, Issue. 9, 1983, pp. 3080–3087
- [58] El-Sherif N., Kennedy S. P.: *A design guide to neutral grounding of industrial power systems*, IEEE 2017 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), Calgary, AB, Canada, 18-20.09.2017
- [59] Ettinger A., Connor T., Liu B. L., Xue H. B., Tang Y. J., Song G. H.: *Suitable methods for neutral grounding of Xinjing's distribution networks*, IET 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow, Scotland, 12-15.06.2017
- [60] Flisowski Z.: *Technika wysokich napięć (wyd. 3)*, WNT, Warszawa 1995
- [61] Furst G.: *MODELS PRIMER for first time MODELS Users (Version 1)*
- [62] García V. V., Cebrian J. C., Kagan N.: *Evaluation of probability functions related to short circuit random variables using power quality meters*, 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), Sao Paulo, Brazil, 08-10.11.2010
- [63] Gargoom A., Oo A. M. T., Cavanagh M.: *A Method for Calculating the Asymmetry in the Shunt Parameters of Power Lines in Compensated Distribution Networks*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 35, Issue. 5, 2020, pp. 2168–2176
- [64] Gierlotka S.: *Rozwój elektryfikacji kopalń węgla kamiennego*, Hereditas Minariorum, Nr VIII, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2016, str. 225-236
- [65] Goda Y, Iwata M., Ikeda K., Tanaka S.: *Arc voltage characteristics of high current fault arcs in long gaps*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, Issue. 2, 2000, pp. 791–795
- [66] Gonos I. F., Moronis A., Stathopoulos I. A.: *Variation of Soil Resistivity and Ground Resistance during the Year*, 28th International Conference on Lightning Protection, Kanazawa, Japan, 18-22.09.2006

- [67] Griffiths I.; Woodhouse D.; Palmer S.: *Use of finite probabilistic modelling to establish earthing hazard limits*, IET 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, Sweden, 10-13.06.2013
- [68] He J., Zeng R., Gao Y., Tu Y., Sun W., Zou J., Guan Z.: *Seasonal influences on safety of substation grounding system*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, Issue. 3, 2003, pp. 788–795
- [69] Hoppel W., Lorenc J.: *Badania instalacji uziemiających stacji SN/nN*, Wiadomości Elektrotechniczne, Nr 9/2008, 2008, str. 3-9
- [70] Hoppel W., Lorenc J.: *Możliwości poprawy jakości kompensacji ziemnozwarciowej w polskich sieciach SN*, Automatyka Elektroenergetyczna, Nr 4 (73), 2011, str. 5-10
- [71] Hoppel W., Lorenc J.: *Ogólna ocena sposobów pracy punktu neutralnego sieci średnich napięć*. II Konferencja Naukowa *Współczesna problematyka sieci średnich napięć*, Kórnik k/Poznań, 16-18.10.2007
- [72] Hoppel W., Lorenc J.: *Wybrane zagadnienia uziemienia punktu neutralnego sieci średniego napięcia*. II Konferencja *Automatyzacja sieci średnich napięć w KSE*, Krasnobród, 2002
- [73] Hoppel W., Lorenc J.: *Wykorzystanie systemu MPZ-NET do realizacji funkcji adaptacyjnych zabezpieczeń i pomiaru kompensacji ziemnozwarciowej*. Energetyka - 2007, zeszyt tematyczny nr 13, 2007, str. 25-28
- [74] Hoppel W., Marciniak R.: *Uziemienia w sieciach elektroenergetycznych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2020, Warszawa
- [75] Hoppel W., Pokojski A.: *Nietypowe doświadczenia z eksploatacji zespołów CZIP w Zakładzie Energetycznym Gorzów S.A.*, Automatyka Elektroenergetyczna, Nr 2 (31), 2001, str. 31-34
- [76] Hoppel W., Lorenc J.: *Wpływ impedancji transformatora uziemiającego na wielkości ziemnozwarciowe w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor*, Wiadomości Elektrotechniczne, Nr 7/2008, 2008, str. 33-37
- [77] Hoppel W.: *Dodatkowa ochrona przeciwporażeniowa słupów linii średniego napięcia*. Konferencja *Nowoczesne Rozwiązania w Budownictwie Sieciowym*, SEP Kalisz, Ostrów Wielkopolski, styczeń, 2012
- [78] Hoppel W.: *Sieci średnich napięć. Automatyka zabezpieczeniowa i ochrona od porażień*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2017
- [79] Hoppel W.: *Współczynniki sezonowych zmian rezystywności gruntu*, Wiadomości Elektrotechniczne, Nr 4/2018, 2018, str. 3-10
- [80] Hoppel W., Lorenc J.: *Ocena możliwości poprawy skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych*. II Konferencja *Automatyzacja sieci średnich napięć w KSE*, Materiały Konferencji „SIECI 2008” we Wrocławiu Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2008
- [81] Hoppel W., Lorenc J.: *Problemy wykrywania zwarcí doziemnych w sieciach pracujących z nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym*. Materiały konferencji Politechniki Śląskiej, Ustroń, 2005
- [82] Hoppel W., Olejnik B., Schött A.: *Czy słup betonowy jest słupem z materiału izolacyjnego?*, Wiadomości Elektrotechniczne, Nr 1/2015, 2015, str. 16-21
- [83] Hoppel W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa dla sieci SN z elektrowniami lokalnymi*, Biuletyn Techniczno-Informacyjny Oddziału Łódzkiego SEP, Nr 2/2017 (77), str. 2-15
- [84] Hoppel W., Lorenc J., Andruszkiewicz J.: *Ograniczanie zagrożenia porażeniowego w zależności od sposobu uziemienia punktu neutralnego w sieciach SN*, II Konferencja Naukowa *Współczesna problematyka sieci średnich napięć*, 15th International Conference on Electricity Distribution - CIRED, Nicea, 01-04.06.1999
- [85] Hoppel W.: *Układ równoległy rezystora i dławika dla uziemienia punktu neutralnego sieci SN*. Konferencja *Zwarcia doziemne w sieciach SN*, Płock, 2011
- [86] Horniszny J.: *Preprocesor Graficzny ATPDraw dla programu symulacyjnego ATP*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 19, 2003, str. 49-54
- [87] Hua L., Haiguo T., Hanyang G., Zhidan Z.: *A New Method to Locate Single-Phase-Earth Fault in Neutral Ineffectively Grounded Systems*, IEEE 2017 10th International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation (ICICTA), Changsha, China, 09-10.10.2017
- [88] IEC 60364-4-44: *Low-voltage electrical installations. Part 4-44: Protection for safety -Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances*
- [89] *IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems—Part I: Introduction*, IEEE, 2016
- [90] *IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems—Part IV: Distribution*, IEEE, 2015

- [91] *IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems—Part V: Transmission systems and subtransmission systems*, IEEE, 2009
- [92] Jabłoński W.: *Napięciowe kryteria skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przy uszkodzeniach w liniach oraz instalacjach elektrycznych niskiego i wysokiego napięcia*, Miesięcznik SEP INPE, Nr 169, 2013, str. 3-16
- [93] Janssens N., Van Craenenbroeck T., Van Dommelen D., Van De Meulebroeke F.: *Direct Calculation of the Stability Domains of Three-phase Ferroresonance in Isolated Neutral Networks with Grounded-Neutral Voltage Transformers*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, Issue. 3, 1996, pp. 1546–1553
- [94] Jeerings D. I., Linders J. R.: *Ground resistance-revisited*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, Issue. 2, 1989, pp. 949–956
- [95] Jiachen G., Yong C., Linong W., Bin S., Siliang J.: *The Study of Substation Grounding Grid Impressed Current Cathodic Protection Systems Based on COMSOL Multiphysics*, IEEE 2018 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE), Istanbul, Turcja, AL, USA, 03-05.05.2018
- [96] Junkersfeld P.: *Discussion on “the grounded neutral,” at New York*, IEEE Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 26, Issue. 12, 1907, pp. 1705–1753
- [97] Kacejko P., Machowski J.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, 2017
- [98] Kanicki A., Kozłowski J.: *Stacje elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 2004
- [99] Katalog produktów Bezpól 2020. Rozdział 6: *Urządzenia do pomiaru i kompensacji prądów ziemnozwarciowych*, str. 186 -201
- [100] **Kmak J.**, Nowak W., Tarko R.: *Statystyczna ocena zagrożenia porażeniowego podczas zwarcí doziemnych w stacjach elektroenergetycznych średnich napięć*, Przegląd Elektrotechniczny, 10’2022, 2022, str. 99-102
- [101] Kochel M., Kujarczyk S., Marzecki J., Niestępski S., Pasternakiewicz J., Wiśniewski T.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Tom 2*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Łódź, 1991
- [102] Kończykowski S., Bursztyński J.: *Zwarcia w układach elektroenergetycznych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1965
- [103] Korniluk W., Sajewicz D.: *Method for estimating probabilistic models of touch currents and impedance of human body relying on the effects of electric shock*, Archives of Electrical Engineering, Vol. 62, Issue. 1, 2013, pp. 5–13
- [104] Korniluk W., Sajewicz D.: *Probabilistyczny model prądu wywołującego fibrylację komórek sercowych u ludzi*, Wiadomości Elektrotechniczne, R.75, Nr 2/2007, 2007, str. 20-24
- [105] Korniluk W., Sobolewski R. A.: *Metoda oceny ryzyka zawodowego związanego z porażeniem prądem elektrycznym przy urządzeniach niskiego napięcia*, Pomiar - Automatyka - Kontrola, Nr 10, 2004, str. 29-32
- [106] Korniluk W., Woliński K. W.: *Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Białostockiej, Białystok, 2012
- [107] Koronacki J., Mielniczuk J.: *Statystyka dla studentów kierunków technicznych i przyrodniczych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2018
- [108] Krakowski M.: *Elektrotechnika teoretyczna. Tom 1. Obwody liniowe i nieliniowe (wydanie 5)*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, 1995
- [109] Krakowski M.: *Obwody ziemnopowrotne*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1979
- [110] Krysicki W., Bartos J., Dyczka W., Królikowska K., Wasilewski M.: *Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna w zadaniach. Część I. Rachunek prawdopodobieństwa*, Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa, 1999
- [111] Kujarczyk S., Mińczuk A., Pasternakiewicz J.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Tom 1*, Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa, 1994
- [112] Kwapisz A., Lorenc J., Staszak B.: *Identification and location open phase fault in the MV network with wireless data acquisition*, 19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Vienna, Austria, 21-24.05.2007
- [113] Lawera E., Mikrut M., Pilch Z.: *Wpływ niektórych czynników na poprawność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych zerowomocowych w sieciach skompensowanych*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 31, Nr kol. 299, 1971, str. 261-289
- [114] Lawera E., Mikrut M.: *Analiza rozprędy prądów ziemnozwarciowych w izolowanych sieciach pierścieniowych w aspekcie doboru zabezpieczeń*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 105, Nr kol. 915, 1988, str. 31-42

- [115] Lawera E., Trynkiewicz J.: *Koncepcja zabezpieczenia ziemnozwarciowego linii wiązkowych w kablowych sieciach rozdzielczych pracujących z izolowanym punktem zerowym*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 127, Nr kol. 1169, 1992, str. 49-62
- [116] Lejdy B.: *Fibrylacja komór serca jako skutek przepływu prądu elektrycznego w organizmie człowieka*, Wiadomości Elektrotechniczne, R.76, 2008, str. 54-58
- [117] Lincoln Paul M.: *The Grounded Neutral, with and without Series Resistance*, in *High-Tension Systems*, IEEE Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 26, Issue. 2, 1907, pp. 1585–1595
- [118] Lorenc J., Kwapisz A., Musierowicz K.: *Efficiency of admittance relays during faults with high fault resistance values in MV networks*, 2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg, Russia, 27-30.06.2005
- [119] Lorenc J., Łowczowski K., Staszak B.: *Poprawa skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych typu YY0 wspieranych funkcjami adaptacyjnymi*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, seria ELEKTRYKA, Nr 94, 2018, str. 169-178
- [120] Lorenc J., Staszak B., Borucki R., Torbus M.: *Kryteria regulacji nadążnej kompensacji ziemnozwarciowej w sieciach średniego napięcia*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 10'2018, 2018, str. 29-32
- [121] Lorenc J.: *Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 2007
- [122] Łoboda, M.: *Uziemienia w urządzeniach wysokiego napięcia*, Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 1990
- [123] Łowczowski K., Lorenc J., Andruszkiewicz J., Nadolny Z., Zawodniak J.: *Novel Earth Fault Protection Algorithm Based on MV Cable Screen Zero Sequence Current Filter*, Energies, nr 12(16), 3190, 2019
- [124] Łowczowski K.: *Symulacja zjawisk ziemnozwarciowych w sieci SN uziemionej przez układ równoległy*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, seria ELEKTRYKA, Nr 94, 2018, str. 157-167
- [125] Mandhare H.C., Idate S.R.: *A comparative study of cluster based outlier detection, distance based outlier detection and density based outlier detection techniques*, 2017 IEEE International Conference on Intelligent Computing and Control Systems (ICICCS), Madurai, India, 15-16.06.2017
- [126] Marciniak L., Piątek M.: *Harmoniczne generowane przez nieliniową rezystancję zwarcia z ziemią w sieciach średnich napięć*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 53, 2017, str. 45-48
- [127] Marciniak L.: *Analiza przepięć ziemnozwarciowych w sieciach średnich napięć*, Przegląd Elektrotechniczny, 8'2010, 2010, str. 77-81
- [128] Marin I., Ursu D., Ciontu M, Mircea P-M, Mircea I, Buzatu G-C.: *Study of Overvoltages at the Extinguishing Coil Disconnection from Medium Voltage Networks in Stabilized Earthing Regime*, 2021 IEEE International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), Craiova, Romania, 27-29.05.2021
- [129] Markiewicz H.: *Bezpieczeństwo w elektroenergetyce*, Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa, 2017
- [130] Markiewicz H.: *Instalacje elektryczne*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2005
- [131] Markiewicz H.: *Urządzenia elektroenergetyczne*, Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa, 2016
- [132] Markiewicz, H.: *Przeciętne oporności właściwe gruntów polskich*, Zeszyty Naukowe Politechniki Wrocławskiej, seria ELEKTRYKA XVIII, 1964, str. 81-85
- [133] Matsumoto M., Nishimura T.: *Mersenne Twister: A 623-Dimensionally Equidistributed Uniform Pseudo-Random Number Generator*, ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation, Vol. 8, No. 1, 1998, pp. 3–30
- [134] Mikrut M., Pilch Z., Sauczek M.: *Identyfikacja i eliminacja zwarć jednofazowych z ziemią w sieciach średnich napięć*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 164, Nr kol. 1409, 1999, str. 63-77
- [135] Mikrut M., Pilch Z., Sauczek M.: *Wykrywanie jednofazowych zwarć rezystancyjnych w kompensowanych sieciach SN z wymuszeniem składowej czynnej prądu*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 153, Nr kol. 1325, 1996, str. 37-49
- [136] Mitolo M., Tartaglia M., Zizzo G.: *Electrical Safety of Resonant Grounding*, 2019 IEEE/IAS 55th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Calgary, AB, Canada, 05-08.05.2019

- [137] Mosiński F.: *Metody statystyczne w technice wysokich napięć*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 1995
- [138] Musiał E.: *Ochrona przeciwporażeniowa w urządzeniach średniego napięcia : aktualny stan normalizacji*, Automatyka, Elektryka, Zakłócenia, Nr 6, t.2, 2011, str. 29-48
- [139] Musiał E.: *Zwarcie faza -ziemia w układzie TN*, Biuletyn SEP INPE *Informacje o normach i przepisach elektrycznych*, Nr 42, 2001, str. 12-15
- [140] *Network Protection & Automation Guide*, Alstom Grid, May 2011
- [141] Nowak W., Moskwa S., Tarko R.: *Problemy eksploatacji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia w aspekcie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej*, Acta Energetica: electrical power engineering quarterly, Nr 1/6, 2011, pp. 31-38
- [142] Nowak W., Tarko R., Moskwa S., Gawryał A., Cich W.: *Analiza warunków działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieci średniego napięcia -studium wybranego przypadku*, Archiwum Energetyki, Nr 1, t. 39, 2009, str. 135-145
- [143] Nowak W., Tarko R.: *Symulacje komputerowe w statystycznej ocenie narażeń przepięciowych układów elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 23, 2007, str. 77-80
- [144] Nowak W.: *Identyfikacja narażeń przepięciowych układów elektroenergetycznych wysokich napięć przy wyladowaniach atmosferycznych*, Rozprawy i monografie, zeszyt 139, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2005
- [145] Oficjalna strona Mathworks, www.mathworks.com (dostęp dn. 29.11.2022)
- [146] Oficjalna strona programu PlotXY, <http://ceraolo-plotxy.ing.unipi.it/default.htm> (dostęp dn. 16.12.2022)
- [147] Olejnik B.: *Adaptive Zero-Sequence Overcurrent Criterion for Earth Fault Detection for Fault Current Passage Indicators in Resistor Grounded Medium Voltage Networks*, IEEE Access, Vol. 9, 2021
- [148] Olesz M., Sawicz R.: *Dobór przekroju żył powrotnych w kablach średniego napięcia*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 56, 2017, str. 71-76
- [149] Oremus P., Furgał J.: *Analiza przepięć ziemnozwarciowych w sieciach rozdzielczych*, Przegląd Elektrotechniczny, 6'2015, 2015, str. 149-152
- [150] Peters J. F., Slepian J.: *Voltages Induced by Arcing Grounds*, Spring Conv. of the A. I. E. E, 2015, Pittsburgh, April 24 -26, 1923, pp. 781-792
- [151] Plucińska A., Pluciński E.: *Probabilistyka. Statystyka Matematyczna. Procesy Stochastyczne. Rachunek Prawdopodobieństwa*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2000
- [152] PN-E-05115:2002: *Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV*
- [153] PN-EN 50160:2010: *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych*
- [154] PN-EN 50522:2011E: *Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV*
- [155] PN-EN IEC 60071-1:2020-04: *Koordinacja izolacji -- Część 1: Definicje, zasady i reguły*
- [156] PN-EN IEC 60071-2:2018-07: *Koordinacja izolacji -- Część 2: Wytyczne stosowania*
- [157] Pons E., Colella P., Napoli R., Tommasini R.: *Impact of MV Ground Fault Current Distribution on Global Earthing Systems*, IEEE Transactions on Industry Application, No 51, 2015, pp. 4961-4968
- [158] Popczyk J.: *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych (wydanie I)*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1991
- [159] Priedite-Razgale I., Rozenkrons J.: *Development of the algorithm and software "MVES-TV 2012" for assessment of touch voltage in MV networks with compensated neutral earthing*, 2012 Electric Power Quality and Supply Reliability, Tartu, Estonia, 11-13.06.2012
- [160] PTPiREE *Energetyka Dystrybucja Przesył*, Raport 2022, Poznań, czerwiec 2022
- [161] Puttarach A.; Chakpitak N.; Kasirawat T.; Pongsriwat C.: *Substation Grounding Grid Analysis with the Variation of Soil Layer Depth Method*, 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, Switzerland, 01-05.07.2007, pp. 1881-1886
- [162] Raport techniczny IEC 60479-1: *Skutki działania prądu na ludzi i zwierzęta domowe*
- [163] Razali M.N.F.B., Osman S.B.A.b.S.: *Non-quantitative correlation of soil resistivity with some soil parameters*, IEEE 2011 National Postgraduate Conference, Perak, Malaysia, 19-20.09.2011
- [164] Rojewski W., Sobierajski M.: *Współpraca przygranicznych sieci 110 kV - skutecznie uziemionej i skompensowanej*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 42, 2015, str. 85-88
- [165] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623

- [166] Salam M. A., Rahman Q. M., Ang S. P., Wen, F.: *Soil resistivity and ground resistance for dry and wet soil*, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Vol. 5, No. 2, 2017, pp. 290–297
- [167] Sawicki A., Haltof M.: *Nieliniowe modele matematyczne łuku elektrycznego*, Przegląd Elektrotechniczny, 11'2016, 2016, str. 257-261
- [168] Sayenko Y., Popov A., Pawełek R.: *Przebiegięcia w sieciach z izolowanym punktem neutralnym*, Przegląd Elektrotechniczny, 11'2015, 2015, str. 86-89
- [169] Sen P. K., Mudarres N. K.: *Corrosion and steel grounding*, IEEE Proceedings of the Twenty-Second Annual North American Power Symposium, Auburn, AL, USA, 15-16.10.1990
- [170] N SEP-E-001: *Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przed porażeniem elektrycznym*, 2013
- [171] Shang L., Liang W.: *Fault diagnosis of substation grounding grid based on the signal distance function*, IEEE 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Changsha, China, 26-29.11.2015
- [172] Sokólski W.: *Prądy błędzące - prądy niechciane*, Magazyn Ex, Bezpieczeństwo w Strefach Zagrożonych Wybuchem, Nr. 3/2007, 2007, str. 61–64
- [173] Stochaj P.: *Prądy błędzące jako źródło zagrożenia korozyjnego gazociągów stalowych*, Nafta-Gaz, Nr. 9/2013, 2013, str. 683–689
- [174] Strona Grupy europejskich użytkowników programu EMTP-ATP, <https://www.eeug.org> (dostęp dn. 16.12.2022)
- [175] Suárez J.V.D.A., Sorrentino E.: *Typical expected values of the fault resistance in power systems*, 2010 Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), Sao Paulo, Brazil, 08-10.11.2010
- [176] Suško F., Bolf A., Belány P., Repák M., Altus J., Šebo P.: *The comparison of tuning algorithms used in Petersen coil model*, IEEE 2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE), Budapest, Hungary, 21-24.06.2017
- [177] Synal B.: *Zabezpieczenia sieci rozdzielczych średnich napięć -zagadnienia wybrane*, Materiały konferencji: *Aktualne problemy w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej*, Ustroń, 19-20.05.2005
- [178] Szablewski K.: *Transformatory uziemiające w EVŽT*, Opracowanie wewnętrzne 2004
- [179] Szewc B., Żmuda K.: *Asymetria napięć fazowych w kompensowanych sieciach średniowysokiego napięcia*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 28, Nr kol. 275, 1970, str. 123-131
- [180] Szpor S.: *Ochrona odgromowa. Tom 1. Wiadomości podstawowe*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1973
- [181] Szumilin W.: *Zagadnienia uziemienia punktu zerowego w sieciach wysokiego napięcia*, Przegląd Elektrotechniczny, Zeszyt 14, 1935, Warszawa Królewska, str. 467 -472
- [182] Świszcz P.: *Modele deterministyczne łuku elektrycznego w wybranych odbiornikach w dziedzinie czasu*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria ELEKTRYKA z. 3 (235), 2015, str. 140-148
- [183] Tang Y., Chang Y., Tang J., Xu B., Ye M., Yang H.: *A Novel Faulty Phase Selection Method for Single-Phase-to-Ground Fault in Distribution System Based on Transient Current Similarity Measurement*, Energies, nr 14(15), 4695, 2021
- [184] Tarko R., Benesz M., Nowak W., Szpyra W.: *Statystyczna analiza zakłóceń zwarciovych dla określenia przekroju żył powrotnych kabli średnich napięć*, Przegląd Elektrotechniczny, 7'2016, 2016, str. 186-189
- [185] Tarko R., **Kmak J.**, Nowak W., Szpyra W.: *Statistical Assessment of Electric Shock Hazard in MV Electrical Power Substations Supplied from Networks with Non-Effectively Earthed Neutral Point*, Energies, nr 15(4), 1560, 2022
- [186] Tarko R., Nowak W., Szpyra W., Witkowski M.: *Badania i analiza zwarć doziemnych w sieci średniego napięcia INNOGY STOEN Operator dla doboru rezystora uziemiającego*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 63, 2019, str. 47-50
- [187] Tarko R., Nowak W., Szpyra W.: *Temporary overvoltages in high-voltage power systems caused by breaks of circuit continuity during single-phase earth faults*, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 14, Issue 4, 2020, pp. 628-634
- [188] Tarko R., Nowak W., Szpyra W., Benesz M., Makuch A.: *Ferrorezonans jako źródło zakłóceń i awarii w sieciach dystrybucyjnych średnich napięć*, Acta Energetica: electrical power engineering quarterly, Nr 4/9, 2011, pp. 75-82
- [189] Technical Brochure. B3/CIRE: *Substation earthing system design optimisation through the application of quantified risk analysis*. Reference: 749
- [190] Terzija V.V., Dobrijevic D.M.: *Short Circuit Studies in Transmission Networks Using Improved Fault Model*, 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, Switzerland, 01-05.07.2007

- [191] Terzija V, Koglin H.J.: *On the modeling of long arc in still air and arc resistance calculation*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, Issue 3, 2004, pp. 1012–1017
- [192] Титенков, С.С., Пугачев, А.: *Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю*, ЭНЕРГОЭКСПЕРТ, Nr 2, 2010, str.18-25
- [193] Trzęsiok J.: *O odporności na obserwacje odstające wybranych nieparametrycznych modeli regresji*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach Nr 227, 2015, str. 75-84
- [194] Ubaseva M., Petrov V., Antonov V.: *The Novel Method for Determining Locations of a Double Ground Fault in Networks with Isolated Neutral*, 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Chelyabinsk, Russia, 22-24.09.2020
- [195] Unde M.G., Kushare B. E.: *Impact of seasonal variation of soil resistivity on safety of substation grounding system*, Fifth International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing (ARTCom 2013), Bangalore, 20-21.09.2013
- [196] Vasilyeva A. Yu., Shirkovets A.I., Telegin A. V., Sarin L. I., Ilinykh M.V.: *Transient processes at single phase-to-ground faults in combined grounded networks*, 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE), Leiria, Portugal, 07-09.07.2011
- [197] Wahlroos A., Altonen J., Xavier J.: *Can compensated networks be an alternate solution to reduce the risk of ground faults causing forest fires?*, 2021 74th Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), College Station, TX, USA, 22-25.03.2021
- [198] Wahlroos A., Altonen J.: *Application of Novel Multi-frequency Neutral Admittance Method into Earth-Fault Protection in Compensated MV-networks*, 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, Denmark, 31.03-03.04.2014
- [199] Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*, Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa, 2017
- [200] Wołkowiński K.: *Uziemienia urządzeń elektroenergetycznych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1972
- [201] Woodrow H. R.: *Grounding the neutral of generating and transmission systems*, IEEE Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 38, Issue 6, 1919, pp. 745–749
- [202] Yang Z., Wangdong W.: *Application of Neutral Point Earthed Method in Medium Voltage Power Grid*, 2006 International Conference on Power System Technology, Chongqing, China, 22-26.10.2006
- [203] Yao X., Xiangjun Z., Zhanglei L., Wentao Y.: *Novel control techniques of Petersen-coil*, 2008 IEEE International Conference on Industrial Technology, Chengdu, 21-24.04.2008
- [204] *Zasady ochrony od przepięć i koordynacja izolacji linii i stacji elektroenergetycznych PSE S.A.*, Standardowa Specyfikacja Techniczna, Konstancin-Jeziorna, 2020
- [205] Zhang Z., Nie Y., Lee W.-J.: *Arc Voltage Characteristics of Medium-Low Voltage Arc Fault in Short Gaps*, 2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Portland, OR, USA, 23-27.09.2018
- [206] Zheng Q., Zhao Z., Yihan Y.: *Study on method of single-phase-to-earth fault section location in neutral point resonant grounded system*, 2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), Beijing, 20-22.09.2010
- [207] Zhengrong W., Yingqian C., Bing T., Aidong X., Xiaobin G., Gang W.: *Analysis of overvoltage caused by intermittent earth fault and its suppression method*, 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Xi'an, China, 10-13.08.2016
- [208] Zhizhong L., Sen W., Jun X., Bo N., Hongliang J., Hua X.: *Performance testing and comprehensive evaluation on large grounding connection*, 2011 7th Asia-Pacific International Conference on Lightning, Chengdu, China, 01-04.11.2011
- [209] Zieliński R.: *Generatory liczb losowych. Programowanie i testowanie na maszynach cyfrowych (wydanie 2)*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1979
- [210] Zięba B., Sieluk W., Olejnik B.: *Innowacyjne kryteria zabezpieczeń od skutków zwarć doziemnych w sieciach SN w systemie CZIP-PRO*, Przegląd Elektrotechniczny, 11'2018, str. 51-54
- [211] Żurański J. A., Godlewski T., Wereski S.: *O pracach nad nową mapą przemarzania gruntu w Polsce*, Acta Scientiarum Polonorum. Architectura, t. 16, nr 3, 2017, str. 59-68
- [212] Żydanowicz J.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, tom I-III, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, 1987, Warszawa